



INFLUÊNCIA DO CLIMA SOBRE AS PRINCIPAIS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA EM PORTUGAL E BRASIL: PASSADO, PRESENTE E FUTURO

JOSÉ MICAEL FERREIRA DA COSTA

novembro de 2020

INFLUÊNCIA DO CLIMA SOBRE AS PRINCIPAIS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA EM PORTUGAL E BRASIL: PASSADO, PRESENTE E FUTURO

José Micael Ferreira da Costa
1180069

2020

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Departamento de Engenharia Mecânica – Mestrado em Energias Sustentáveis



INFLUÊNCIA DO CLIMA SOBRE AS PRINCIPAIS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA EM PORTUGAL E BRASIL: PASSADO, PRESENTE E FUTURO

José Micael Ferreira da Costa
1180069

Dissertação apresentada ao Instituto Superior de Engenharia do Porto para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica, realizada sob a orientação de professor Doutor Sérgio Filipe Carvalho Ramos e co-orientação do professor Doutor Cleiton da Silva Silveira.

2020

Instituto Superior de Engenharia do Porto

Departamento de Engenharia Mecânica – Mestrado em Energias Sustentáveis

JÚRI

Presidente

Doutor Manuel Carlos Malheiro de Carvalho Felgueiras
Professor Adjunto, Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP)

Orientador

Doutor Sérgio Filipe Carvalho Ramos
Professor Adjunto – Departamento de Engenharia Eletrotécnica, Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP)

Co-orientador

Doutor Cleiton da Silva Silveira
Professor Adjunto - Departamento de Engenharia Hidráulica e Ambiental (DEHA),
Universidade Federal do Ceará (UFC), Brasil

Arguente

Doutor José Rui Ferreira
Professor Adjunto - Departamento de Eletrotecnia da Faculdade de Engenharia da
Universidade do Porto (FEUP).

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus a quem minha vida pertence, por me possibilita todas as coisas. Também, por me permitir ter essa oportunidade de sair do meu país e vir estudar em um outro continente e por me sustentar até aqui, dando-me vida, saúde e força para alcançar mais este objetivo. Soli deo Glória!

À minha família, meus pais José Bernardo e Maria Zélia e minhas irmãs Michelly e Mirella, os quais são minha base, assim como todos demais familiares, que sempre acreditaram e lutaram por mim. E mesmo com a distância por estarem no Brasil e a saudade que aperta, mantiveram seus corações ligados ao meu e me deram a força e motivação necessária para prosseguir. A vocês, minha admiração!

A todos meus amigos e irmãos em Cristo, principalmente os “cangaceiros” do meu Ceará que também residem no Porto, e que foram e são como uma família para mim aqui, os quais por mim intercederam e me deram apoio nos momentos bons e difíceis, e fizeram com que esta caminhada fosse mais leve e feliz. A vocês, minha gratidão!

Ao meu orientador professor Sérgio Ramos, pela oportunidade a mim dada e orientação prestada. Ao meu co-orientador professor Cleiton Silveira, que desde o Brasil me acompanha depositando sua confiança em mim e por todo apoio ao longo desses anos de trabalho conjunto. Ao meu amigo e companheiro de projetos, engenheiro Duarte Junior, pela parceria desde a nossa graduação e pela disponibilidade em sempre ajudar. A vocês, meu respeito!

À instituição ISEP, bem como a todos os professores e colegas do mestrado em Energias Sustentáveis, pelas experiências vividas e conhecimentos compartilhados, os quais levarei para a vida.

A todos o meu muito obrigado! Deus os abençoe.

PALAVRAS CHAVE

Clima; Água; Vento; Energia; Portugal; Brasil.

RESUMO

Mediante as mudanças climáticas, sejam elas causadas de forma natural ou em decorrência das ações antrópicas, têm-se observado alterações no comportamento do ciclo hidrológico, assim como dos recursos naturais capazes de prover energia nas suas mais diferentes formas. Desse modo, o objetivo deste estudo consiste em analisar o nexus existente entre clima, água e energia, com enfoque nos países Portugal e Brasil. Para tanto, foram realizados testes e análises que demonstram a disponibilidade eólica sazonal para os dezoito Distritos de Portugal Continental, bem como a disponibilidade hídrica e hidrelétrica para a Bacia do Rio São Francisco Estendido (BRSFE) no Brasil. As análises realizadas para Portugal foram: a decomposição do ventos em componentes zonal e meridional (para as alturas de 10 m e 80 m); Rosa dos Ventos, Frequência Acumulada e Distribuição de Weibull (para a altura de 80 m). Para a BRSFE no Brasil, foram realizadas as seguintes análises: aplicação de métodos clássicos como Média Móvel, Regressão Linear e teste de Mann-Kendall Sen em dados de precipitação e vazão natural; geração do espectro de ondeletas globais e de potência (Wavelets) para anomalias na vazão natural e em índices climáticos atuantes; formulação de curvas de duração de frequência das vazões naturais, suas respectivas vazões de garantia Q90, e a simulação das garantias de disponibilidade de água para usuários consuntivos; cálculo da energia hidrelétrica gerada em usinas inseridas na região em estudo. De forma conjunta, também foi feita uma análise sobre as perspectivas energéticas atuais e futuras para Portugal e Brasil, com projeções de demandas de consumo de água e energia, possibilidade de expansão do setor energético através das diferentes fontes renováveis, dificuldades a serem enfrentadas para atingirem seus objetivos e possíveis cooperações entre os países. Os resultados demonstram, em Portugal, ventos com maior frequência de ocorrência advindos do Sul, com velocidades que variam principalmente entre 2 m/s e 4 m/s, e com maior densidade de potência eólica na região Sul de Portugal. O Brasil, por sua vez, apresentou resultados que mostram alguma influência de fenômenos climáticos que colaboram com episódios de escassez de água e redução da geração de energia hidrelétrica para a Bacia em estudo. As demandas de água e energia deverão continuar a crescer no Brasil, enquanto que Portugal necessitará diminuir sua dependência energética de outros países, o que faz com que ambos necessitem expandir suas matrizes energéticas através de fontes renováveis. Os resultados das análises também demonstram que Portugal e Brasil possuem potencial para essa expansão, mas para isso precisarão investir em planejamento, cooperação e ações mitigatórias, no horizonte de médio e longo prazo, a fim de atingirem seus objetivos mesmo frente às incertezas futuras.

KEYWORDS

Climate; Water; Wind; Energy; Portugal; Brazil.

ABSTRACT

Climate changes, whether caused naturally or as a result of anthropic actions, have affected the behavior of the hydrological cycle and natural resources used for providing energy in its most different forms. Thus, the objective of this study is to analyze the existing nexus between climate, water, and energy, focusing on Portugal and Brazil. To do so, tests and analyses were carried out, which demonstrated the seasonal wind availability for the eighteen Districts of Mainland Portugal, as well as the water and hydroelectric availability for the São Francisco Extended River Basin (BRSFE) in Brazil. The analyses carried out for Portugal were: the decomposition of the winds into zonal and southern components (for heights of 10 m and 80 m); Compass Rose, Accumulated Frequency and Weibull Distribution (for the height of 80 m). For BRSFE in Brazil, the following analyzes were carried out: application of classic methods such as Moving Average, Linear Regression and Mann-Kendall Sen test on rainfall and natural flow data; generation of the spectrum of global and power wavelets for anomalies in the natural flow and in active climatic indexes; formulation of frequency duration curves for natural flows, their respective Q90 guarantee flows, and the simulation of water availability guarantees for consumptive users; calculation of hydroelectric energy generated in plants located in the region under study. An analysis was also made of the current and future energy prospects for Portugal and Brazil, with projections of water and energy consumption demands, the possibility of expanding the energy sector through different renewable sources, difficulties to be faced in achieving its objectives and possible cooperation between countries. The results show, in Portugal, winds with a higher frequency of occurrence coming from the South, with speeds that vary mainly between 2 m/s and 4 m/s, and with a higher density of wind power in the South of Portugal. Brazil, in turn, showed results that show some influence of climatic phenomena that collaborate with episodes of water scarcity and reduction of hydroelectric energy generation for the Basin under study. Demand for water and energy is expected to continue to grow in Brazil, while Portugal will need to decrease its energy dependence on other countries, which means that both need to expand their energy matrices through renewable sources. The results of the analyzes also show that Portugal and Brazil have the potential for this expansion, but for that they will need to invest in planning, cooperation and mitigating actions, in the medium and long term, in order to achieve their goals even in the face of future uncertainties.

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

Lista de Abreviaturas

ABEEÓLICA	Associação Brasileira de Energia Eólica
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
ASF	Alto São Francisco
BEN	Balço Energético Nacional
BRSFE	Bacia do Rio São Francisco Estendido
CCS	Carbon Capture and Sequestration
CDF	Curva de Duração do Frequência
CEiiA	Centro de Engenharia e Desenvolvimento
CEPEL	Centro de Pesquisas em Energia Elétrica
CNRH	Conselho Nacional de Recursos Hídricos
CONAB	Companhia Nacional de Abastecimento
CORINE	Coordination of information on the environment
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DSPEE	Direção de Serviços de Planeamento Energético e Estatística
EEA	European Environment Agency
ENSO	El Niño - Oscilação Sul
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FAO	Food and Agriculture Organization of the United Nations
FUNCEME	Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos
GDA	Garantia de Disponibilidade de Água
GEE	Gases de Efeito Estufa
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEA	International Energy Agency
INAG	Instituto da Água
INETI	Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
JISAO	Joint Institute for the Study of the Atmosphere and Ocean
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MME	Ministério de Minas e Energia

NB	Norte Brasileiro
NEB	Nordeste Brasileiro
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
ODP	Oscilação Decadal do Pacífico
OMA	Oscilação Multidecadal do Atlântico
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro
PBMC	Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PNBEPH	Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico
PORDATA	Base de dados Portugal Contemporâneo
SCM	Sistemas Convectivos de Mesoescala
SEB	Sudeste Brasileiro
SIGA	Sistema de Informação para Gerenciamento da Alocação de Água
SIN	Sistema Interligado Nacional
SNIRH	Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos
SIPOT	Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro
SSF	Submédio São Francisco
SB	Sul Brasileiro
TSM	Temperatura da Superfície do Mar
UHE	Unidade Hidrelétrica de Energia
UE	União Européia
WCED	World Commission On Environment and Development
WWAP	United Nations World Water Assessment Programme
ZCAS	Zona de Convergência do Atlântico Sul
ZCIT	Zona de Convergência Intertropical

Lista de Unidades

GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
°C	Grau Celsius
H	Hectare
hm ³	Hectômetro cúbico
J	Joule
kg	Massa
MVA	Megavolt-ampère
MW	Megawatt
m	Metro
m ³	Metro cúbico
m ³ /s	Metro cúbico por segundo
m/s	Metro por segundo
Mtep	Milhões de Tonelada equivalente de petróleo
Mm	Milímetro
km	Quilômetro
km ²	Quilômetro quadrado
ton	Tonelada
tep	Tonelada equivalente de petróleo
TWh	Terawatt-hora
W	Watt
W/m ²	Watt por metro quadrado

Lista de Símbolos

h_b	Altura de queda bruta (m)
h_l	Altura de queda líquida (m)
A	Área (m ²)
R^2	Coeficiente de determinação
b	Coeficientes do polinômio que representa a cota de jusante
a	Coeficientes do polinômio que representa a cota de montante
r	Coeficientes do polinômio que representa o rendimento
y	Componente meridional (norte-sul) do vento
x	Componente zonal (leste-oeste) do vento
z_0	Comprimento do coeficiente de rugosidade (m)
K_p	Constante - depende das características físicas do conduto forçado (s ² /m ⁵)
G	Constante - produto entre densidade da água e gravidade (kg/m ² s ²)
θ	Direção do vento (rad)
f_{cj}	Cota de jusante
f_{cm}	Cota de montante
ρ_a	Densidade média do ar (g/L);
E_c	Energia cinética disponível no vento (J)
S	Escala da ondeleta
A_{escala}	Fator de escala
C	Fator de forma
\dot{m}	Fluxo mássico (kg/s)
F_w	Frequência de ocorrência de Weibull (%)
w_0	Frequência não dimensional
E_v	Lâmina d'água evaporada
Ψ	Ondeletas
p_l	Perda líquida hidráulica (m)
Δt	Período de tempo (s)
%	Porcentagem
$P_{disponível}$	Potência disponível no vento (W)
p_h	Potência produzida em uma UHE (W)
$P_{h_{saída}}$	Potência de saída no conjunto de UHEs (W)
η_t	Rendimento hidráulico da turbina
T	Tempo (s)
q	Vazão turbinada em apenas uma UHE (m ³ /s)
Q	Vazão turbinada em várias UHEs (m ³ /s)
S	Vazão vertida em várias UHEs (m ³ /s)
v	Velocidade do vento (m/s)
V	Volume (m ³)

GLOSSÁRIO DE TERMOS

Albufeiras/Barragens	Represa artificial de águas correntes ou pluviais
Autoconsumo	Consumir a energia produzida localmente
Caudal/Vazão	Quantidade de líquido ou gás que uma corrente fluida fornece em determinada unidade de tempo
Central mini-hídrica	Central hidroelétrica de potência inferior a 10 MW
Cogeração	Processo simultâneo de produção/utilização de energia elétrica e térmica
Estações anemométricas	Pontos de medição e coleta de dados eólicos
Exutório	Ulceração artificial para manter uma supuração local
<i>Griddata</i>	Função da programação Python
<i>Jet fuel</i>	Combustível para ser usado em aeronaves a jato
Microgeração Distribuída	Central geradora de energia elétrica que possui potência instalada de até 75kW
Minigeração Distribuída	Central geradora de energia elétrica cuja potência instalada é superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW.
Mitigação	Ação de minimizar ou de limitar danos ou efeitos negativos
Mix Energético	Junção de diferentes fontes de produção de energia
<i>Nexus</i>	Conexão entre as partes de um sistema ou de um grupo de coisas
<i>Nearest</i>	Função da programação Python
Nível piezométrico	Nível em que a água de um aquífero se encontra à pressão atmosférica
<i>Offshore</i>	Que está situado ou ocorre longe da costa, em alto-mar
<i>Onshore</i>	Que está situado ou ocorre na costa ou em terra
Outorga	Ato ou efeito de outorgar através da concessão/aprovação
<i>Per capita</i>	Por cada indivíduo
<i>Python</i>	Linguagem de programação
<i>Repowering</i>	Função da programação Python
<i>Scipy</i>	Função da programação Python
Semi-Árido	Região que apresenta características parcialmente áridas.
<i>Smart Grid</i>	Redes elétricas inteligentes caracterizada pelo uso intensivo das tecnologias de informação e comunicação
Software	Programa de computador
Transfronteiriço	Que ultrapassa os limites das fronteiras de um país
Uso Consuntivo	aqueles que retiram água do manancial para seu consumo próprio, como a irrigação, a utilização na indústria e o abastecimento humano
Vazão afluente	Vazão que chega a um aproveitamento hidrelétrico
Vazão defluente	Vazão que sai de um aproveitamento hidrelétrico
Vazão natural afluente	Vazão que existia naturalmente antes de qualquer intervenção humana
<i>Wavelet</i>	Transformada em ondeletas

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 - RELAÇÕES EXISTENTES ENTRE O NEXUS: CLIMA-ÁGUA-ENERGIA.....	28
FIGURA 2. 1 - ZONAS CLIMÁTICAS DO PLANETA TERRA.	33
FIGURA 2. 2 - CIRCULAÇÃO DO AR ATMOSFÉRICO NA TERRA: A) SEM ROTAÇÃO; B) COM ROTAÇÃO (FORÇA DE CORIOLIS).	34
FIGURA 2. 3 - MAPA-MUNDI GENERALIZADO E SIMPLIFICADO, MOSTRANDO A DISTRIBUIÇÃO DOS 14 CLIMAS. EM MUITOS ASPECTOS, ESSAS REGIÕES CLIMÁTICAS CORRESPONDEM ÀS REGIÕES DEFINIDAS POR G. T.	35
FIGURA 2. 4 - AS REGIÕES CLIMÁTICAS DE PORTUGAL CONTINENTAL (CSA; CSB; ETH), SEGUNDO A CLASSIFICAÇÃO DE KOPPEN.....	36
FIGURA 2. 5 - ATLAS CLIMATOLÓGICO DA TEMPERATURA ANUAL EM PORTUGAL (1971-2000): A)MÉDIA; B)MÁXIMA; C)MÍNIMA.	37
FIGURA 2. 6 - ATLAS CLIMATOLÓGICO DA PRECIPITAÇÃO TOTAL ANUAL EM PORTUGAL (1971-2000): A)ANUAL; B)VERÃO; C)INVERNO	38
FIGURA 2. 7 - DOMÍNIOS CLIMÁTICOS DO BRASIL E PRINCIPAIS SUBTIPOS.....	39
FIGURA 2. 8 - BRASIL: PLUVIOSIDADE MÉDIA ANUAL E SAZONAL (1961-2001).	41
FIGURA 2. 9 - TEMPERATURA NO BRASIL ANUAL E SAZONAL (1961-2001): A)MÁXIMA; B)MÍNIMA; C)MÉDIA.	42
FIGURA 2. 10 - PROJEÇÕES DO CLIMA EM TERRITÓRIO BRASILEIRO ATÉ O FIM DO SÉCULO XXI.	47
FIGURA 2. 11 - DISTRIBUIÇÃO DA ÁGUA DOS COMPARTIMENTOS: OCEANOS E CONTINENTES.	48
FIGURA 2. 12 - INTER-RELAÇÃO ENTRE OS REQUISITOS (AZUL) DE UMA GOVERNANÇA ADAPTATIVA E AS CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE RECURSOS HÍDRICOS EM UM CENÁRIO DE INCERTEZA.	50
FIGURA 2. 13 - BACIAS HIDROGRÁFICAS DE PORTUGAL CONTINENTAL.	52
FIGURA 2. 14 - MAPA DAS REGIÕES, BACIAS E SUB-BACIAS HIDROGRÁFICAS DO BRASIL.	58
FIGURA 2. 15 - PARTICIPAÇÃO GLOBAL DO FORNECIMENTO TOTAL DE ENERGIA POR FONTE, EM 1973 E 2018.	61
FIGURA 2. 16 - PARTICIPAÇÃO DA OCDE NO FORNECIMENTO TOTAL DE ENERGIA POR FONTE, EM 1973 E 2019.	62
FIGURA 2. 17 - ABASTECIMENTO MUNDIAL TOTAL DE ENERGIA POR REGIÃO, 1990-2018.....	62
FIGURA 2. 18 - EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS DE ENERGIA PRIMÁRIA E FINAL (KTEP).	65
FIGURA 2. 19 - BALANÇO ENERGÉTICO SINTÉTICO PARA PORTUGAL.	65
FIGURA 2. 20 - CONSUMO FINAL POR SETOR ECONÓMICO.	66
FIGURA 2. 21 - FRAÇÃO DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL (FER) NO CONSUMO FINAL BRUTO DE ENERGIA (CFBE) (DIRETIVA 2009/28/CE)	66
FIGURA 2. 22 - PESO DAS DIFERENTES FONTES NA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE EM PORTUGAL EM 2018. ...	68
FIGURA 2. 23 - PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE EM PORTUGAL EM 2018.....	68
FIGURA 2. 24 - POTÊNCIA INSTALADA POR FONTE DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE EM PORTUGAL.....	69
FIGURA 2. 25 - PESO DAS DIFERENTES FONTES DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE NO MIX PORTUGUÊS.	69
FIGURA 2. 26 - GERAÇÃO PARCIAL DE ELETRICIDADE EM 2020: PORTUGAL CONTINENTAL.	70
FIGURA 2. 27 - EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA EM RENOVÁVEIS POR TECNOLOGIA (MW).....	71
FIGURA 2. 28 - PROJEÇÃO DE GERAÇÃO DA ELETRICIDADE POR TECNOLOGIA EM PORTUGAL PARA 2050.	72
FIGURA 2. 29 - PROJEÇÃO DA DEPENDÊNCIA ENERGÉTICA EM PORTUGAL PARA 2050.	72

FIGURA 2. 30 - CONJUNTO ROTOR-NACELE DE UM AEROGERADOR CONVENCIONAL DE EIXO HORIZONTAL. .	73
FIGURA 2. 31 - POTÊNCIA CAPACIDADE GERADORA 2018 - EUROPA.....	75
FIGURA 2. 32 - CAPACIDADE GERADORA INSTALADA ACUMULADA - PORTUGAL.....	76
FIGURA 2. 33 - A) CAPACIDADE INSTALADA POR DISTRITOS E REGIÕES AUTÓNOMAS 2018; B) LOCALIZAÇÃO DOS PARQUES EÓLICOS 2018 – PORTUGAL CONTINENTAL.....	77
FIGURA 2. 34 - PARTICIPAÇÃO DE RENOVÁVEIS NA MATRIZ ENERGÉTICA.	78
FIGURA 2. 35 - REPARTIÇÃO DA OFERTA INTERNA DE ENERGIA - OIE.	79
FIGURA 2. 36 - REPARTIÇÃO DE ‘OUTRAS RENOVÁVEIS’.....	79
FIGURA 2. 37 - USOS DA ENERGIA NO BRASIL.	80
FIGURA 2. 38 - PARTICIPAÇÃO DE RENOVÁVEIS NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA.	80
FIGURA 2. 39 - MATRIZ ELÉTRICA DO BRASIL.	81
FIGURA 2. 40 - GERAÇÃO ELÉTRICA BRASILEIRA (GWH).....	82
FIGURA 2. 41 - MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDAS.	83
FIGURA 2. 42 - EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA DO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO.	83
FIGURA 2. 43 - ILUSTRAÇÃO DE UMA USINA HIDRELÉTRICA TÍPICA DE QUEDA MÉDIA.....	84
FIGURA 2. 44 - POTÊNCIA HIDRELÉTRICA INSTALADA POR ESTADO BRASILEIRO EM 2008.....	86
FIGURA 3. 1 - DIVISÃO GEOGRÁFICA DOS DEZOITO DISTRITOS DE PORTUGAL CONTINENTAL.....	89
FIGURA 3. 2 - LOCALIZAÇÃO DAS ESTAÇÕES ANEMOMÉTRICAS.....	90
FIGURA 3. 3 - USO E COBERTURA DO SOLO SEGUNDO O CLC CORINE.....	91
FIGURA 3. 4 - USO E COBERTURA DO SOLO SEGUNDO O CLC CORINE.....	95
FIGURA 3. 5 - FLUXOGRAMA CONTENDO AS ETAPAS DA METODOLOGIA ADOTADA NESTA ETAPA DO TRABALHO.....	100
FIGURA 3. 6 - LOCALIZAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS, DOS EIXOS DA TRANSPOSIÇÃO NO NEB E O DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS DO SIN PERTENCENTES À BRSFE.....	101
FIGURA 3. 7 - REPRESENTAÇÃO DO MÓDULO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA DE ÁGUA NO SIGA.	107
FIGURA 3. 8 - MODELO DE SISTEMA NO SIGA ADOTADO PARA A REDE DE FLUXO DA BRSFE.	108
FIGURA 4. 1 - DECOMPOSIÇÃO DO VENTO MÉDIO PARA PORTUGAL CONTINENTAL A UMA ALTURA DE 10 M: (A) JANEIRO; (B) FEVEREIRO; (C) MARÇO; (D) ABRIL.....	117
FIGURA 4. 2 - DECOMPOSIÇÃO DO VENTO MÉDIO PARA PORTUGAL CONTINENTAL A UMA ALTURA DE 10 M: (A) MAIO; (B) JUNHO; (C) JULHO; (D) AGOSTO.	118
FIGURA 4. 3 - DECOMPOSIÇÃO DO VENTO MÉDIO PARA PORTUGAL CONTINENTAL A UMA ALTURA DE 10 M: (A) SETEMBRO; (B) OUTUBRO; (C) NOVEMBRO; (D) DEZEMBRO.	119
FIGURA 4. 4 - DECOMPOSIÇÃO DO VENTO MÉDIO PARA PORTUGAL CONTINENTAL A UMA ALTURA DE 80 M: (A) JANEIRO; (B) FEVEREIRO; (C) MARÇO; (D) ABRIL.....	120
FIGURA 4. 5 - DECOMPOSIÇÃO DO VENTO MÉDIO PARA PORTUGAL CONTINENTAL A UMA ALTURA DE 80 M: (A) MAIO; (B) JUNHO; (C) JULHO; (D) AGOSTO.	121
FIGURA 4. 6 - DECOMPOSIÇÃO DO VENTO MÉDIO PARA PORTUGAL CONTINENTAL A UMA ALTURA DE 80 M: (A) SETEMBRO; (B) OUTUBRO; (C) NOVEMBRO; (D) DEZEMBRO.	122

FIGURA 4. 7 - ROSA DOS VENTOS COM A DISTRIBUIÇÃO EÓLICA PARA OS DISTRITOS PERTENCENTES À REGIÃO NORTE DE PORTUGAL: (A) AVEIRO; (B) BRAGA; (C) BRAGANÇA; (D) PORTO; (E) VIANA DO CASTELO; (F) VILA REAL.....	125
FIGURA 4. 8 - ROSA DOS VENTOS COM A DISTRIBUIÇÃO EÓLICA PARA OS DISTRITOS PERTENCENTES À REGIÃO CENTRO DE PORTUGAL: (A) CASTELO BRANCO ; (B) COIMBRA; (C) GUARDA; (D) SANTARÉM; (E) LEIRIA; (F) VISEU.....	126
FIGURA 4. 9 - ROSA DOS VENTOS COM A DISTRIBUIÇÃO EÓLICA PARA OS DISTRITOS PERTENCENTES À REGIÃO SUL DE PORTUGAL: (A) BEJA; (B) ÉVORA; (C) FARO; (D) LISBOA; (E) PORTALEGRE; (F) SETÚBAL.	127
FIGURA 4. 10 - DISTRIBUIÇÃO DA FREQUÊNCIA ACUMULADA DO VENTO PARA OS DISTRITOS PERTENCENTES À REGIÃO NORTE DE PORTUGAL: (A) AVEIRO; (B) BRAGA; (C) BRAGANÇA; (D) PORTO; (E) VIANA DO CASTELO; (F) VILA REAL.....	129
FIGURA 4. 11 - DISTRIBUIÇÃO DA FREQUÊNCIA ACUMULADA DO VENTO PARA OS DISTRITOS PERTENCENTES À REGIÃO CENTRAL DE PORTUGAL: (A) CASTELO BRANCO ; (B) COIMBRA; (C) GUARDA; (D) LEIRIA; (E) SANTARÉM; (F) VISEU.	130
FIGURA 4. 12 - DISTRIBUIÇÃO DA FREQUÊNCIA ACUMULADA DO VENTO PARA OS DISTRITOS PERTENCENTES À REGIÃO SUL DE PORTUGAL: (A) BEJA; (B) ÉVORA; (C) FARO; (D) LISBOA; (E) PORTALEGRE; (F) SETÚBAL.	131
FIGURA 4. 13 - DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL DA FREQUÊNCIA RELATIVA DO VENTO PARA OS DISTRITOS PERTENCENTES À REGIÃO NORTE DE PORTUGAL: (A) AVEIRO; (B) BRAGA; (C) BRAGANÇA; (D) PORTO; (E) VIANA DO CASTELO; (F) VILA REAL.	134
FIGURA 4. 14 - DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL DA FREQUÊNCIA RELATIVA DO VENTO PARA OS DISTRITOS PERTENCENTES À REGIÃO CENTRAL DE PORTUGAL: (A) CASTELO BRANCO ; (B) COIMBRA; (C) GUARDA; (D) LEIRIA; (E) SANTARÉM; (F) VISEU.	135
FIGURA 4. 15 - DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL DA FREQUÊNCIA RELATIVA DO VENTO PARA OS DISTRITOS PERTENCENTES À REGIÃO SUL DE PORTUGAL: (A) BEJA; (B) ÉVORA; (C) FARO; (D) LISBOA; (E) PORTALEGRE; (F) SETÚBAL.	136
FIGURA 4. 16 - DENSIDADE DE POTÊNCIA DO VENTO MÉDIO PARA PORTUGAL CONTINENTAL A UMA ALTURA DE 80 M: (A) JANEIRO; (B) FEVEREIRO; (C) MARÇO; (D) ABRIL.	139
FIGURA 4. 17 - DENSIDADE DE POTÊNCIA DO VENTO MÉDIO PARA PORTUGAL CONTINENTAL A UMA ALTURA DE 80 M: (A) MAIO; (B) JUNHO; (C) JULHO; (D) AGOSTO.	140
FIGURA 4. 18 - DENSIDADE DE POTÊNCIA DO VENTO MÉDIO PARA PORTUGAL CONTINENTAL A UMA ALTURA DE 80 M: (A) SETEMBRO; (B) OUTUBRO; (C) NOVEMBRO; (D) DEZEMBRO.	141
FIGURA 4. 19 - PRECIPITAÇÕES ANUAIS REGISTRADAS: (A) RETIRO BAIXO; (B) TRÊS MARIAS; (C) SOBRADINHO; (D) ITAPARICA.	143
FIGURA 4. 20 - VAZÃO NATURAL ANUAL REGISTRADA: (A) RETIRO BAIXO; (B) TRÊS MARIAS; (C) SOBRADINHO; (D) ITAPARICA.	143
FIGURA 4. 21 - ESPECTRO DE ONDELETAS GLOBAL E DE POTÊNCIA PARA AS VAZÕES DA USINA RETIRO BAIXO.	146
FIGURA 4. 22 - ESPECTRO DE ONDELETAS GLOBAL E DE POTÊNCIA PARA AS VAZÕES DA USINA TRÊS MARIAS.	146
FIGURA 4. 23 - ESPECTRO DE ONDELETAS GLOBAL E DE POTÊNCIA PARA AS VAZÕES DA USINA SOBRADINHO.	147
FIGURA 4. 24 - ESPECTRO DE ONDELETAS GLOBAL E DE POTÊNCIA PARA AS VAZÕES DA USINA ITAPARICA.	147

FIGURA 4. 25 - ESPECTRO DE ONDELETAS GLOBAL E DE POTÊNCIA PARA ÀS ANOMALIAS DO ÍNDICE OMA. .	148
FIGURA 4. 26 - ESPECTRO DE ONDELETAS GLOBAL E DE POTÊNCIA PARA ÀS ANOMALIAS DO ÍNDICE ODP. .	148
FIGURA 4. 27 - CURVA DE DURAÇÃO DE FREQUÊNCIA PARA OS PERÍODOS DA OMA E ODP ANALISADOS COM BASE NA SÉRIE REGISTRADA DE VAZÃO NATURAL DA PLANTA: (A) RETIRO BAIXO; (B) TRÊS MARIAS; (C) SOBRADINHO; (D) ITAPARICA.	149
FIGURA 4. 28 - Q90 PARA OS PERÍODOS ANALISADOS DE OMA E ODP COM BASE NA SÉRIE DE FLUXO DE PLANTA REGISTRADA.....	150
FIGURA 4. 29 - VALIDAÇÃO ENTRE A ENERGIA PRODUZIDA POR CADA UMA DAS USINAS COM BASE EM DADOS OBSERVADOS E MODELADOS: (A) TRÊS MARIAS; (B) SOBRADINHO; (C) ITAPARICA.	153
FIGURA 4. 30 - ENERGIA GERADA PELAS USINAS PARA AMBAS AS FASES DA OMA E ODP: (A) TRÊS MARIAS; (B) SOBRADINHO; (C) ITAPARICA.....	155
FIGURA 4. 31 - MÉDIAS DE ENERGIA SIMULADA PARA CADA USINA DA BRSFE ANALISADA.	156
FIGURA 4. 32 - MÉDIA ANUAL DA POPULAÇÃO TOTAL RESIDENTE EM PORTUGAL (1990-2019).	158
FIGURA 4. 33 - CONSUMO DE ÁGUA DISTRIBUÍDA PELA REDE PÚBLICA PER CAPITA (1991-2009).	158
FIGURA 4. 34 - CONSUMO DE ENERGIA PRIMÁRIA: TOTAL E POR TIPO DE FONTES DE ENERGIA (2000-2019).	159
FIGURA 4. 35 - CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA, TOTAL E POR TIPO DE CONSUMO (1994-2017): (A)TOTAL; (B)DOMÉSTICO; (C)INDÚSTRIA; (D)AGRICULTURA.....	161
FIGURA 4. 36 - PROJEÇÕES PARA A POPULAÇÃO TOTAL BRASILEIRA, HOMENS E MULHERES (2010-2060)....	162
FIGURA 4. 37 - PROJEÇÕES PARA A TBN E TBM PARA A POPULAÇÃO DO BRASIL (2010-2060).	163
FIGURA 4. 38 - PROJEÇÕES DAS DEMANDAS CONSUNTIVAS PERTENCENTES ÀS USINAS DA BRSFE: (A)RETIRO BAIXO; (B)TRÊS MARIAS; (C)SOBRADINHO; (D)ITAPARICA.	166
FIGURA 4. 39 - HISTÓRICO DO POTENCIAL HIDRELÉTRICO INSTALADO EM PORTUGAL E A PERSPECTIVA DE EXPANSÃO.	171
FIGURA 4. 40 - POTENCIAL DE EXPANSÃO HIDRELÉTRICO PARA O BRASIL.	174
FIGURA 4. 41 - POTENCIAL DE EXPANSÃO HIDRELÉTRICO POR BACIA HIDROGRÁFICAS DO BRASIL.....	174
FIGURA 4. 42 - POTENCIAL EÓLICO ONSHORE DOS ATLAS ESTADUAIS BRASILEIROS.	175
FIGURA 4. 43 - POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE BRASILEIRO (SEM RESTRIÇÕES).	176
FIGURA 4. 44 - PRODUÇÃO BRASILEIRA POR REGIÃO: (A) CANA-DE-AÇÚCAR; (B) ETANOL.....	178
FIGURA 4. 45 - CENÁRIO DE CRESCIMENTO DA MATRIZ ELÉTRICA DE PORTUGAL ATRAVÉS DE FONTES RENOVÁVEIS PARA O ANO DE 2050.....	181
FIGURA 4. 46 - PRINCIPAIS PAÍSES IMPORTADORES DE ENERGIA PARA PORTUGAL, POR FONTES.	184

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1 - AS DEZ MAIORES USINAS HIDRELÉTRICAS DO BRASIL.	87
TABELA 2 - COEFICIENTES DE RUGOSIDADE.	94
TABELA 3 - PERÍODOS SELECIONADOS DOS ÍNDICES OMA E ODP.	103
TABELA 4 - PRIORIDADES ADOTADAS PARA ÀS DEMANDAS DO SISTEMA.	107
TABELA 5 - DEMANDAS DE CONSUMO DE ÁGUA PARA A BRSFE.	108
TABELA 6 - RESTRIÇÕES OPERACIONAIS A JUSANTE DOS RESERVATÓRIOS DA BRSFE.	109
TABELA 7 - VALORES PARA OS COEFICIENTES POLINOMIAIS.	111
TABELA 8 - RESULTADOS DO WAG PARA CENÁRIOS COM E SEM TRANSPOSIÇÃO DA ÁGUA DO BRSFE POR MEIO DE SIMULAÇÕES NO SIGA.	152
TABELA 9 - POTÊNCIA EÓLICA DISPONÍVEL MÉDIA A SER INSTALADA EM PORTUGAL CONTINENTAL.	168
TABELA 10 - POTÊNCIA EÓLICA DISPONÍVEL MÉDIA A SER INSTALADA NOS DISTRITOS DE PORTUGAL CONTINENTAL.	168

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	26
1.1	Contextualização	26
1.2	Motivação e Relevância	27
1.3	Objetivos	28
1.4	Estrutura da Dissertação	30
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	32
2.1	Clima	32
2.1.1	Mundo	32
2.1.2	Portugal	35
2.1.3	Brasil	38
2.1.4	Fenômenos climáticos atuantes, mudanças no clima e previsões futuras	42
2.2	Água	47
2.2.1	Mundo	47
2.2.2	Portugal	50
2.2.3	Brasil	55
2.3	Energia	60
2.3.1	Mundo	60
2.3.2	Portugal	64
2.3.3	Brasil	77
3	METODOLOGIA	89
3.1	Portugal	89
3.1.1	Coleta de dados	90
3.1.2	Avaliação do potencial eólico	92
3.1.3	Avaliação dos dados eólicos	96
3.1.4	Potencial Eólico Disponível (PED) para Portugal Continental	98
3.2	Brasil	99
3.2.1	Região de Estudo	101
3.2.2	Base de dados	102
3.2.3	Variabilidade climática: espectro de ondeleta global e de potência (Wavelets)	102

3.2.4	Curva de Duração de Frequência (CDF) e Garantia de Disponibilidade de Água (GDA)	104
3.2.5	Água: Sistema de Suporte à Decisão (SIGA)	105
3.2.6	Determinação da geração de energia pelas Usinas Hidrelétricas (UH)	109
3.2.7	Projeções das demandas consultivas de usuários finais	112
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	114
4.1	Portugal	114
4.1.1	Distribuição espacial do potencial eólico	114
4.1.2	Caracterização dos ventos por região	123
4.1.3	Densidade de Potência	137
4.2	Brasil	142
4.2.1	Análise de séries temporais de precipitação e vazão	142
4.2.2	Análise Wavelet	144
4.2.3	CDF e Q90	148
4.2.4	Simulação / Operação do Sistema	150
4.2.5	Geração Hidrelétrica	153
4.3	Gestão energética em Portugal e Brasil: perspectivas atuais e futuras	157
4.3.1	Projeções de demandas: consumo vs oferta	157
4.3.2	Expansão energética	167
4.3.3	Dificuldades a serem enfrentadas	180
4.3.4	Cooperação entre os dois países	184
5	CONCLUSÕES	187
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	191
7	ANEXOS E APÊNDICES	206
7.1	ANEXOS	206
7.1.1	ANEXO I	206
7.1.2	ANEXO II	207
7.1.3	ANEXO III	208
7.1.4	ANEXO IV	210
7.1.5	ANEXO V	211
7.1.6	ANEXO VI	213
7.1.7	ANEXO VII	215
7.1.8	ANEXO VIII	216
7.1.9	ANEXO IX	218
7.2	APÊNDICES	220
7.2.1	APÊNDICE I	220

1. INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

1.2 Motivação e Relevância

1.3 Objetivos

1.4 Estrutura da Dissertação

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

Ao longo da história o homem está a evoluir em diversos âmbitos, dos quais destacam-se o intelecto e a construção de uma sociedade pós-moderna, que busca meios de tornar a vida cada vez mais prática e funcional a todos. O uso de fontes energéticas para os mais diversos fins tem contribuído para isso, ao passo que o avanço das tecnologias ao longo dos séculos possibilitou a descoberta dessas fontes. Através das revoluções industriais bem como a descoberta do petróleo, a sociedade passou a viver uma nova era de crescimento e novas oportunidades.

Contudo, o uso de combustíveis fósseis, como o carvão e o petróleo, por exemplo, acarretam danos ambientais devido os resíduos provenientes de suas extrações, transportes e usos, assim como pelos gases de efeito estufa (GEE) que são gerados através da queima dos mesmos, os quais poluem o ar atmosférico e contribuem com as mudanças climáticas no planeta. Outro fator a ser considerado é a incerteza quanto ao tempo de uso restante dessas fontes não-renováveis, visto que a demanda crescente de uso das energias fósseis tendem a diminuir suas reservas até ao ponto de se extinguirem.

Com isso, têm-se feito cada vez mais necessário inserir na matriz energética dos países energias que sejam renováveis, além de serem sustentáveis, maximizando o aproveitamento energético dos recursos naturais disponíveis e minimizando os riscos de crises energéticas bem como da poluição ambiental. Espera-se com isso amenizar as mudanças no clima e ainda ajudar a garantir a manutenção, o equilíbrio e a vida no Planeta para as gerações futuras.

O uso das energias renováveis e a sua geração estão a crescer nas últimas décadas. Um dos principais motivos é que, desde a primeira Revolução Industrial, a temperatura média do planeta aumentou 0,76°C entre 1850 e 2005 (Cornetta, 2013). Conforme o Quarto Relatório de Avaliação do IPCC, para que se consiga amenizar os efeitos das mudanças climáticas de forma que sejam menos drásticos, é necessário haver uma redução de 50% a 85% das emissões de CO₂ até meados do presente século (IPCC, 2007). Logo, a introdução de fontes renováveis na matriz energética mundial é uma das estratégias para que se alcance esta ambiciosa meta.

Hidrelétricas e termelétricas contribuem com 98% da eletricidade gerada no mundo anualmente (Van Villet *et al.*, 2016). Dentre as energias renováveis existentes, duas que estão a se destacar em alguns países são as de geração hídrica e eólica. Brasil e Portugal são exemplos disso, respectivamente. Atualmente, as usinas hídricas tem sido a principal fonte de geração de energia elétrica no Brasil, assim como em Portugal as centrais eólicas estão a se tornar a fonte renovável mais utilizada. Estas tecnologias dependem principalmente de fatores climatológicos, variando a quantidade de energia gerada conforme a sazonalidade em cada uma das diferentes regiões desses países.

No entanto, quando há a redução do nível dos rios ou diminuição do volume dos ventos - seja por variabilidade sazonal, secas prolongadas ou mudanças climáticas - nestes países, a geração de energia elétrica tende a ser menor, o que compromete a operação do sistema elétrico e a garantia de suprimento das potências demandadas.

Para amenizar essas baixas, as usinas termelétricas tendem a ser ativadas visando compensar a baixa produção de energia elétrica pelas principais fontes renováveis utilizadas.

O viés negativo desta solução adotada é o novo aumento do uso dos combustíveis fósseis e conseqüentemente de todas as problemáticas envolvidas, além de ser uma alternativa mais cara, gerando aumento dos custos para o consumidor final. A longo prazo poderão causar danos ao clima e sofrerem danos, pois segundo (Nobre, 2001) o aumento da temperatura diminui a eficiência na conversão de energia das turbinas de gás natural.

1.2 Motivação e Relevância

Sistemas energéticos como o português e o brasileiro, cujo planejamento e a geração eletroenergética apresentam, respectivamente, correlação com os níveis de vento e os estoques de água existentes nos reservatórios das usinas hidrelétricas e as suas aflúências, estão sujeitos a impactos advindos da variabilidade e das mudanças no clima, tanto na produção de energia, em suas diversas formas, quanto no seu consumo. Existe, portanto, uma relação de interdependência entre água e energia (Rothausen e Conway, 2011; Scanlon *et al.*, 2013), sendo o clima o elo que pode afetar e ser afetado nessa relação.

Desse modo, é possível visualizar o panorama existente em cada um dos dois países, envolvendo o nexus: clima-água-energia; e todos os seus desdobramentos, conforme Figura 1.1. Procurar entender as interligações entre cada um desses segmentos e as problemáticas envolvidas, a curto, médio e longo prazo, apesar das incertezas, são importantes para se construir uma matriz energética resiliente às possíveis mudanças no clima, assim como às variações na oferta da matéria prima renovável para a produção de energia. Isso poderá possibilitar uma maior segurança energética aos diferentes setores da sociedade, bem como oportunidades sistemáticas para a mitigação e adaptação (Smit e Wandel, 2006).

Outro fator a ser considerado é o constante aumento do consumo de energia (primária ou final) nos países, forçando-os a expandir suas matrizes energéticas, principalmente por meio de tecnologias sustentáveis, assim como a busca pelo aumento de eficiência do setor elétrico e diminuição da dependência de água e energia de outros países. Procurar perceber quais são as limitações, dificuldades e desafios futuros acerca do crescimento hídrico e energético de forma sustentável é primordial para uma boa gestão dos mesmos e um planejamento estratégico que auxilie aos tomadores de decisão. Espera-se com isso, haver cooperação entre Portugal e Brasil, ao se compartilhar avanços na área de pesquisa, inovações tecnológicas, e possíveis parcerias público-privado futuras.

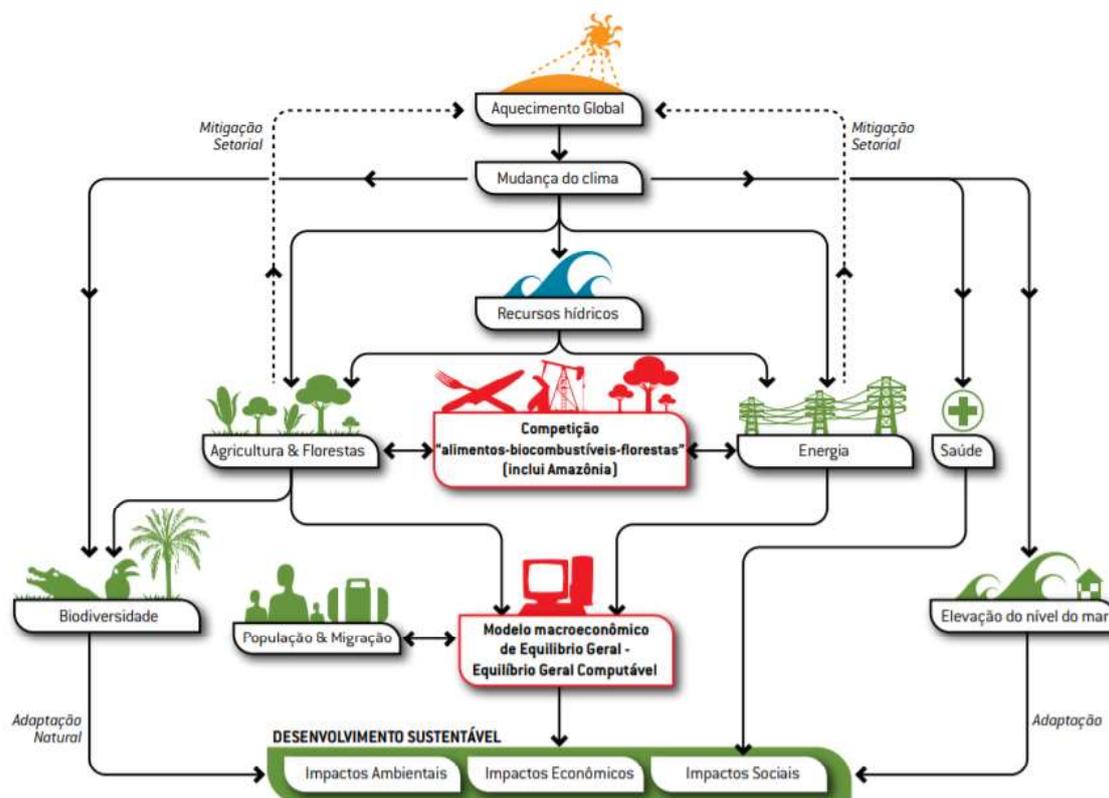


Figura 1.1 - Relações existentes entre o nexus: clima-água-energia.
(Economia do Clima, 2010).

1.3 Objetivos

Geral

O principal objetivo deste estudo consiste em analisar o nexus existente entre clima, água e energia, para Portugal e Brasil, com o enfoque principal da influência climática sobre a matriz energética de cada um desses países, explicitando as fontes renováveis Eólica (Portugal) e Hídrica (Brasil), e explanar sobre essa temática aspectos passados, com implicações no presente e cenários futuros.

Específicos

Portugal:

- Realizar a coleta de dados de vento para o país, e realizar a interpolação desses dados para cobrir as regiões com menor volume de estações anemométricas;
- Gerar a decomposição dos ventos em suas componentes zonal e meridional;
- Caracterizar a eolicidade do país através dos dados de vento decompostos, e produzir mapas que mostram a intensidade e direção do vento de forma mensal/sazonal, para a altura padrão de 10 m;
- Realizar a extrapolação desses dados decompostos para a altura de 80 m e gerar novos mapas respectivos;
- Realizar a caracterização eólica regional do país, através das análises da Rosa dos Ventos, Frequência Acumulada e Distribuição de Weibull, para a altura extrapolada de 80 m;
- Calcular a Densidade de Potência Eólica de todo o território português, com o intuito de apontar as regiões de maior potencial de geração de energia a serem demonstrados através de mapas ilustrativos em escala mensal, para uma altura extrapolada de 80 m.

Brasil:

- Realizar a escolha de uma região hídrica brasileira a fim de aprofundar os estudos em uma região específica acerca da influência do clima na disponibilidade hídrica e hidrelétrica;
- Analisar a variabilidade climática decadal de séries temporais de precipitação e vazão natural afluyente de uma Bacia Hidrográfica em específico desta região, através de métodos clássicos como Média Móvel, Regressão Linear e teste de Mann-Kendall Sen;
- Realizar a análise do espectro por ondeletas globais e de potência (*Wavelets*) para anomalias na vazão natural e na Temperatura da Superfície do Mar (TSM) de índices climáticos atuantes na região escolhida;
- Plotar a Curva de Duração de Frequência (CDF) de vazões naturais a qual também possibilita encontrar as vazões com garantia de 90% (Q90) para o abastecimento hídrico;
- Simular as Garantias de Disponibilidade de Água (GDA) às múltiplas demandas consuntivas de usuários finais, para diferentes cenários;
- Calcular a energia hidrelétrica gerada na Bacia em estudo mediante o uso de dados simulados, para o período histórico.

Conjuntos:

- Realizar projeções de demandas (consumo x oferta) de água e energia para ambos os países, especificando suas principais necessidades energéticas futuras até meados do presente século;
- Avaliar a expansão energética portuguesa e brasileira, demonstrando quais as necessidades de cada país a serem supridas, quais as fontes de energia

renováveis possuem mais potencial de crescimento e quanto cada uma delas têm a oferecer;

- Discutir as dificuldades que envolvem o nexus clima-água-energia a ser enfrentadas pelos países quanto ao futuro, e as formas de expansão hídrica e energética que poderão adotar para satisfazer seus objetivos;
- Mostrar os acordos de cooperação entre Portugal e Brasil que já estão a ser desenvolvidos.

1.4 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está dividida em sete capítulos:

- Na primeira seção, foi feita uma introdução contextualizando sobre a temática abordada no decorrer do estudo, apresentando as motivações e relevâncias, assim como os objetivos que regerão o trabalho a fim de serem alcançados;
- A segunda seção, traz uma abordagem teórica mais abrangente, sobre a literatura voltada aos temas concernentes ao nexus apresentado para o Brasil e Portugal, visando proporcionar ao leitor uma compreensão acerca dos pontos centrais, dando base para explicar o que o estudo propõe nos capítulos subsequentes;
- A terceira seção, apresenta a Metodologia adotada para o desenvolvimento da pesquisa realizada, visando demonstrar através de dados, fórmulas, e justificação teórica, os passos que foram seguidos para alcançar os resultados almejados;
- A quarta seção, informa os resultados obtidos mediante o uso dos conceitos explanados e a aplicação da metodologia adotada, e a partir destes apresentou-se as inovações do estudo e desenvolveu-se as suas respectivas discussões, análises e considerações;
- A quinta seção, aborda as conclusões acerca dos resultados gerados, assim como do estudo como um todo, destacando a relevância, as dificuldades enfrentadas e ressaltando melhorias que poderão ser adotadas, objetivando trabalhos futuros a serem desenvolvidos;
- A sexta seção, contempla as referências bibliográficas que foram utilizadas como referencial teórico no decorrer de todo o estudo;
- A sétima seção, demonstra os Anexos e Apêndices que ajudam a trazer uma complementaridade de informações ao estudo desenvolvido.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Clima

2.1.1 Mundo

2.1.2 Portugal

2.1.3 Brasil

2.1.4 Fenômenos climáticos atuantes,
mudanças no clima e previsões futuras

2.2 Água

2.2.1 Mundo

2.2.2 Portugal

2.2.3 Brasil

2.3 Energia

2.3.1 Mundo

2.3.2 Portugal

2.3.3 Brasil

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Clima

2.1.1 Mundo

O Planeta Terra, como é constituído, caracteriza-se por possuir uma enorme diversidade de climas e de tempos, o que faz com que a compreensão dos mesmos, por meio dos conteúdos direcionados à Climatologia, sejam comumente abordados e modulados a partir dos Elementos Climáticos (EC) e dos Fatores do Clima (FC), possibilitando assim a compreensão das características e da dinâmica da atmosfera sobre os diferentes lugares em sua permanente interação com a superfície (Mendonça e Danni-Oliveira, 2007).

Conforme explanado por Mendonça e Danni-Oliveira (2007), os atributos físicos que representam as propriedades da atmosfera geográfica de um determinado local, são definidos pelos EC. Os elementos que melhor caracterizam a atmosfera geográfica são: a temperatura, a umidade do ar e a pressão. Estes, por sua vez, são influenciados pelas variantes geográficas e manifestam-se por meio de: vento, nebulosidade, precipitação, ondas de frio e de calor, dentre outros.

Os autores também explicam que os FC atuam como controladores do clima, ajudando na modulação dos EC através de suas variações de espaço e tempo. O que principalmente diferencia os FC dos EC são:

1) Os aspectos dinâmicos do meio oceânico e atmosférico - como correntes oceânicas, massas de ar e frentes - que, atuando integradamente, irão tipificar os diferentes climas da Terra;

2) As características geográficas estáticas diversificadoras da paisagem - como latitude, altitude, relevo, vegetação, continentalidade/maritimidade e atividades humanas - os quais também possuem um papel preponderante nas variações climáticas espaciais.

Baseando-se nestes pressupostos, e entendendo que todos estes estão interligados em uma cadeia de causas e efeitos, por meio das interações entre os EC e FC, foi possível que os pesquisadores ao longo do tempo pudessem classificar os diferentes tipos climáticos em cada região do Globo, conforme demonstrado na Figura 2.1. É possível observar com isso que o clima está diretamente ligado à posição latitudinal terrestre, formando um gradiente de temperatura que vai das regiões mais quentes do Planeta (próximas à linha do Equador) às regiões mais frias (dos Pólos).

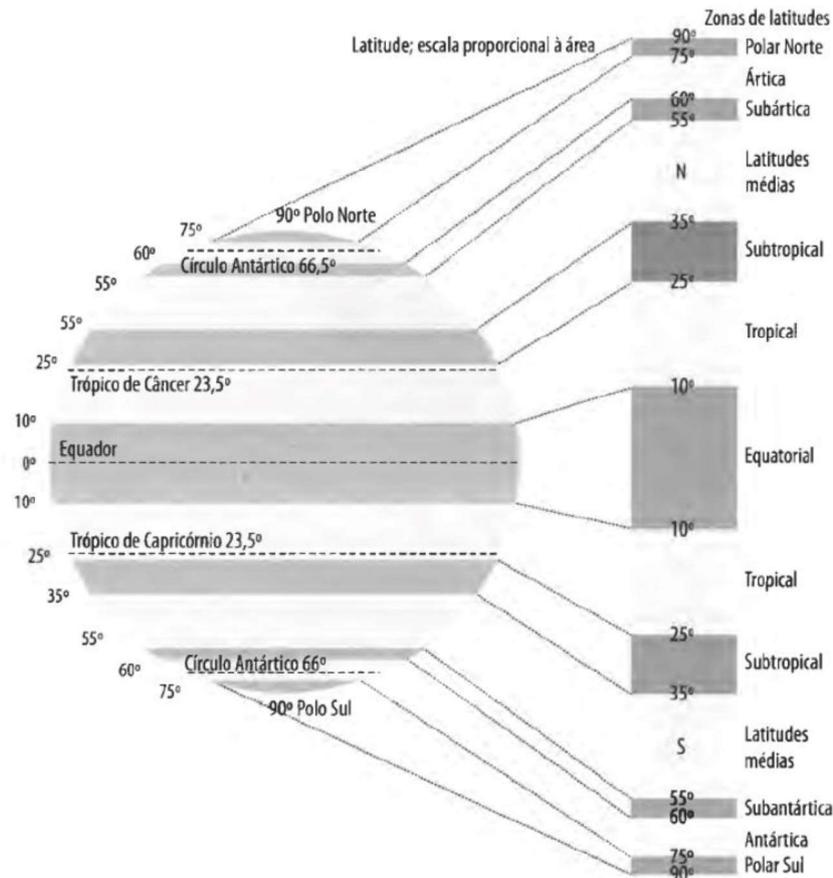


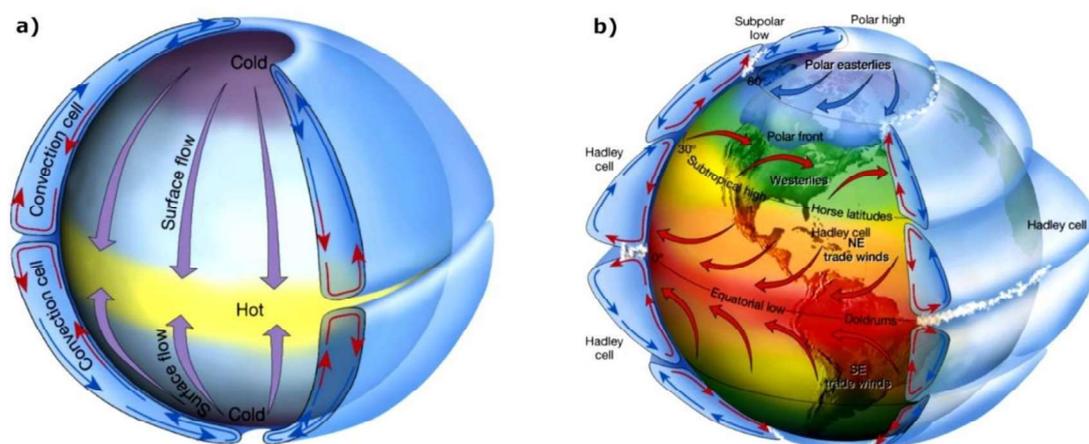
Figura 2. 1 - Zonas climáticas do planeta Terra.
(Mendonça e Danni-Oliveira, 2007).

De acordo com Negrão (2008), os raios solares alcançam a Terra com diferentes ângulos de incidência devido a sua forma geométrica se assemelhar a uma esfera. Esses raios solares, quando atingem a faixa equatorial, encontram-se em uma posição de menor inclinação com relação à superfície terrestre, tornando-os, por vezes, perpendiculares e mais incidentes. Contudo, nas regiões polares ocorre o inverso, devido os raios solares serem de maior inclinação e menor incidência. Essas variações na inclinação da incidência solar proporcionam diferentes níveis no aquecimento da superfície terrestre. E devido a inclinação do eixo de rotação da Terra em seu processo de translação, há também a variação da extensão iluminada e da intensidade de luz (energia transferida) ao longo dos hemisférios, possibilitando assim haver diferentes estações no ano.

Desse modo, percebe-se que a forma geométrica terrestre somada à sua inclinação do eixo de rotação proporcionam níveis alternados de aquecimento, gerando, conseqüentemente, temperaturas que variam consoante ao deslocamento na superfície da Terra. Esse desbalanço térmico acarreta um processo de convecção natural, que por sua vez desencadeia a formação das correntes atmosféricas. De forma mais específica, devido à ação gravitacional o ar atmosférico sofre mudanças em sua densidade conforme sua altitude varia. A pressão do ar, por sua vez, varia conforme a distribuição

de energia e umidade no Planeta, assim como pela dinâmica dos seus movimentos. Com o ar a aquecer, aumenta-se a energia cinética inerente ao mesmo, expandindo-o ao passo que sua pressão diminui. O inverso pode ser visto com o ar a resfriar, causando diminuição da interação cinética entre as moléculas e a consequente aumento da densidade e pressão.

A formação de zonas de alta (Polos) e baixa (Equador) pressão, formadas a partir da distribuição da energia solar, gera então o deslocamento do ar de uma zona de alta pressão para uma de baixa pressão (ventos alísios e contra-alísios) (Figura 2.2a), formando uma célula chamada de Hadley-Walker (Figura 2.2b). Há duas formas de circulação atmosférica, denominadas como Hadley e Walker, que acontece no sentido norte-sul e no sentido leste-oeste, respectivamente. Este processo é denominado de advecção, e configura-se como um dos principais sistemas convectivos atuantes no Planeta. As correntes atmosféricas ajudam no transporte do vapor d'água de um lugar para o outro do Planeta, sendo preponderantes para a distribuição das nuvens e respectiva precipitação advinda das mesmas. Por sua vez, as correntes atmosféricas superficiais (ventos) dão origem às correntes marinhas de superfície (Negrão, 2008).



The Atmosphere, 8th edition, Lutgens and Tarbuck, 8th edition, 2001.

Figura 2. 2 - Circulação do ar atmosférico na Terra: a) Sem rotação; b) Com rotação (força de Coriolis). (Adaptado de Lutgens e Tarbuck, 2001).

A circulação e a dinâmica atmosférica constituem a base para a caracterização dos climas, pois possui o princípio dos fenômenos climáticos como fundamento do critério classificatório. Um dos exemplos propostos mais conhecidos desse tipo de classificação climática mundial foi o de Arthur Strahler, em 1951, e baseia-se nos controles climáticos (centros de ação, massas de ar e processos frontológicos) e nas características das precipitações sobre os lugares (Strahler, 1952; 1957). Dessa maneira, sua proposta classificatória definiu os climas do Planeta do seguinte modo: os de latitudes baixas, os de latitudes médias e os de latitudes altas. Essas três grandes divisões apresentam subdivisões, totalizando 14 tipos distintos de regiões climáticas, conforme apresentado na Figura 2.3.

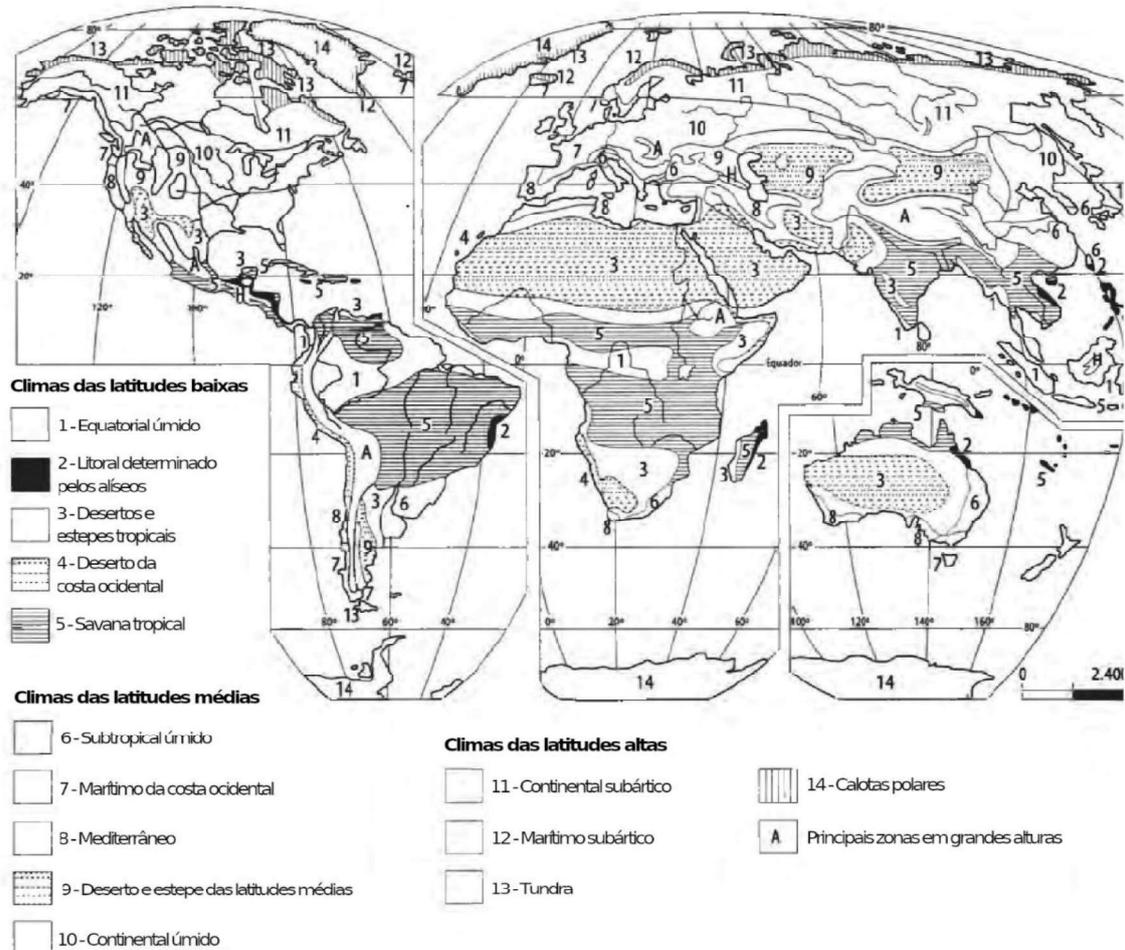


Figura 2.3 - Mapa-mundi generalizado e simplificado, mostrando a distribuição dos 14 climas. Em muitos aspectos, essas regiões climáticas correspondem às regiões definidas por G. T. Trewartha (1961). (Adaptado de Mendonça e Danni-Oliveira, 2007).

2.1.2 Portugal

Portugal localiza-se no extremo mais ocidental da Europa, possuindo o seu território compreendido entre a parte continental localizada na península Ibérica, e as ilhas da Madeira e dos Açores situadas no Atlântico Norte. De acordo com Climaco *et al.* (2012), as coordenadas geográficas de Portugal Continental (PTC) estão entre 37° e 42° de latitude Norte e 7° e 9,5° de longitude Oeste, o que faz com que essa localização corresponda à um clima temperado húmido, com estação seca no verão (Cs - segundo a classificação climática de Köppen, de 1900 e 1918) e com clima do tipo mediterrâneo (segundo classificação de Arthur Strahler).

Conforme demonstrado na Figura 2.4, outras duas classificações climáticas podem ser vistas: Csa - onde a temperatura média do mês mais quente é superior a 22 °C; Csb - geralmente possui maior influência Atlântica, com a temperatura média mensal mais quente inferior a 22 °C. Logo, é possível perceber que existe uma isotérmica de 22 °C que separa as regiões Csa e Csb. Apenas as zonas mais elevadas da serra da Estrela apresentam um clima diferente, tipificado como ETH e corresponde ao clima polar de Tundra (Climaco *et al.*, 2012)

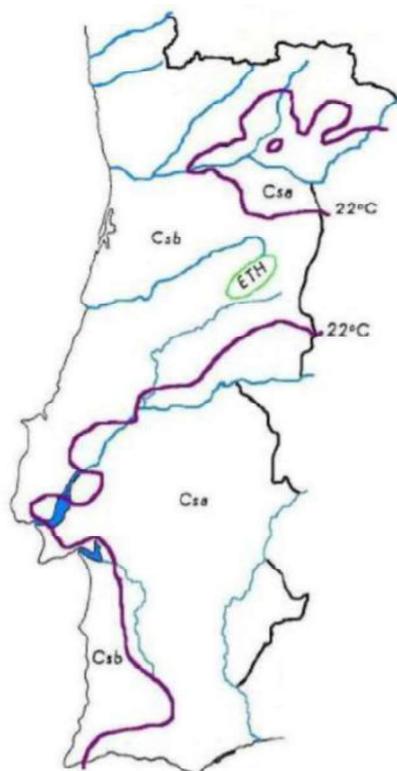


Figura 2. 4 - As regiões climáticas de Portugal continental (Csa; Csb; ETH), segundo a classificação de Köppen. (Adaptado de Fevrot e Leroux *apud* Climaco *et al*, 2012).

Em Portugal Continental, a latitude, a orografia e a proximidade com o Oceano Atlântico são os principais influenciadores na modulação do clima. Devido a isso, variáveis climáticas como a precipitação, apresentam fortes gradientes norte-sul/oeste-este e variabilidade sazonal e inter-anual muito acentuadas. Esta variabilidade da precipitação corrobora com a vulnerabilidade da região a fenómenos extremos associados à precipitação, seja pela falta (secas) ou pelo excesso (cheias) (Rebelo, 2010).

As ondas de calor em PTC se manifestam com maior frequência e intensidade no Verão, nos meses de junho, julho e agosto, ainda que as mesmas possam ocorrer em qualquer época do ano. Estas ondas geralmente estão associadas a circulações anticiclônicas com circulação do ar de sul e de leste, que por sua vez resultam da instalação, por vezes súbita, de massas de ar muito quentes e secas oriundas do Norte de África assim como da Europa Oriental, ou de massas de ar quentes e húmidas transportadas do Sudoeste. É nos meses de inverno quando as ondas de frio mais ocorrem e o seu aparecimento está, em geral, associada às circulações anticiclônicas de norte e leste, resultantes de massas de ar muito frio e seco, de origem continental provenientes do Norte da Europa, ou de massas de ar frio húmido, de origem ártica ou polar (Cunha, 2012).

O Atlas Climatológico de Portugal Continental, desenvolvido pelo Instituto de Meteorologia, I. P. (2010), apresenta através de seus resultados mapas referentes aos elementos de temperatura do ar e precipitação, conforme Figura 2.5 e Figura 2.6, respectivamente. Quanto à temperatura do ar, a média em todo o território de Portugal não ultrapassa o valor nominal de 17,5 °C (Figura 2.5a), chegando a valores médios

próximos a 5 °C na região da serra da Estrela. Também apresenta que as temperaturas máximas (Figura 2.5b) e mínimas (Figura 2.5c) se encontram mais concentradas nas regiões Sul e Norte de Portugal, respectivamente, com máximas no verão que variam entre 20 °C e 32,5 °C, e mínimas no inverno que variam entre 0 °C e 12,5 °C.

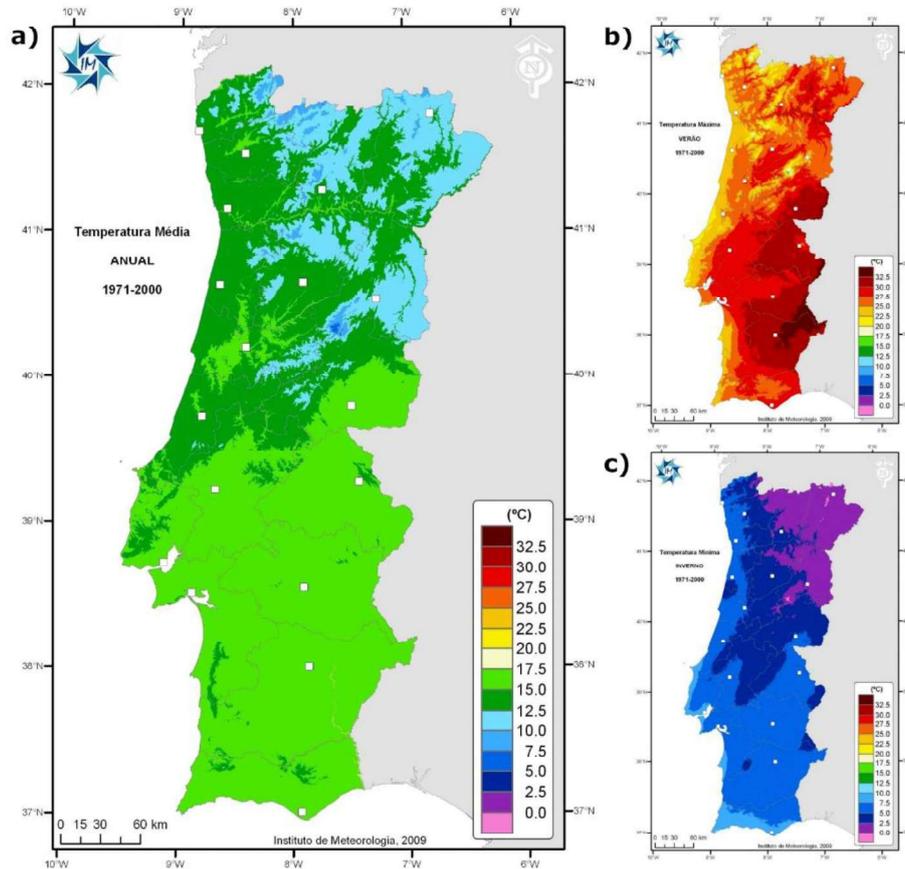


Figura 2. 5 - Atlas Climatológico da Temperatura anual em Portugal (1971-2000): a) Média; b) Máxima; c) Mínima. (Adaptado do Instituto de Meteorologia, I. P, 2010).

As precipitações totais anuais (Figura 2.6a), por sua vez, apresentam maiores níveis nas regiões Norte e Centro do país, com maior concentração nas zonas do grande Porto, Viana do Castelo, Braga, Vila Real, e regiões serranas como a Serra da Estrela, com volumes precipitados entre 1000 mm e 2500 mm. As demais regiões possuem uma distribuição mais uniforme, abaixo dos 1000 mm/ano. O verão mostra-se seco (Figura 2.6b), sendo ainda escasso chuvas na região Sul. No inverno (Figura 2.6c), as chuvas apresentam o mesmo comportamento dos totais anuais, com acumulados nesta estação que chegam a 1000 mm.

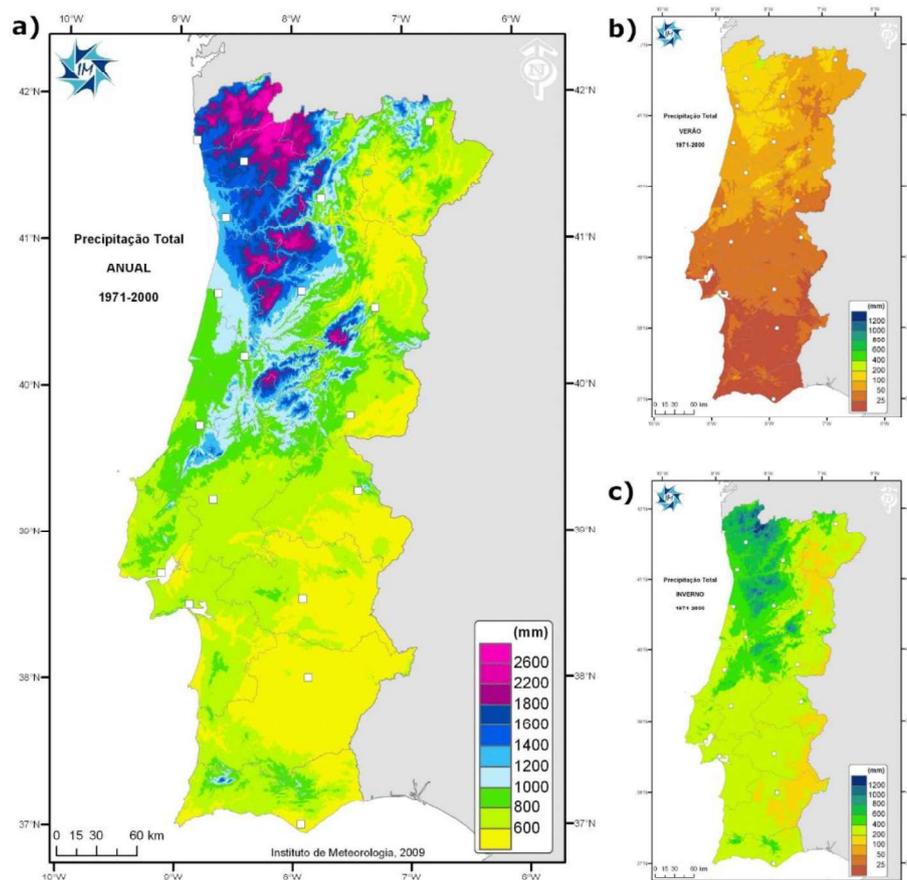


Figura 2. 6 - Atlas Climatológico da Precipitação total anual em Portugal (1971-2000): a)Anual; b)Verão; c)Inverno. (Adaptado do Instituto de Meteorologia, I. P, 2010).

2.1.3 Brasil

O Brasil é um país de dimensões continentais, sendo o quinto maior em extensão territorial do mundo. A maior parte do território brasileiro se estende na zona intertropical do Planeta, fazendo com que o mesmo também possua diferentes classificações climáticas ao longo de suas cinco regiões geográficas, variando o tempo, as estações, as quadras chuvosas e os fenômenos climáticos atuantes.

De acordo com Mendonça e Danni-Oliveira (2007), o Brasil apresenta uma vasta tipologia climática, atribuída principalmente à conexão entre os elementos atmosféricos e os fatores geográficos particulares da América do Sul e do próprio País. Entre os principais fatores que tipificam os tipos climáticos brasileiros, destacam-se:

- A configuração geográfica, a maritimidade/continentalidade, as baixas altitudes do relevo, a extensão territorial, as formas do relevo, a dinâmica das massas de ar e frentes;
- Vegetação, atmosfera, atividades humanas, balanço de radiação, evapotranspiração, alteração provocada na atmosfera pelas extensas regiões de agricultura e localidades de expressiva espacialização urbano-industrial.

Baseando-se nestes pontos, foram estabelecidos cinco grandes divisões climáticas, que baseiam-se principalmente na distribuição da pluviosidade e da

temperatura, associadas às características geográficas e à dinâmica das massas de ar, é acrescida aqui de outras características e de climatogramas que realçam os subtipos de cada um dos grandes tipos climáticos brasileiros, conforme demonstrado na Figura 2.7. Assim, foi feita uma aproximação que muito se aproxima à realidade de clima no Brasil, ao se caracterizar cinco grandes domínios climáticos, os quais foram detalhados em vários subtipos.

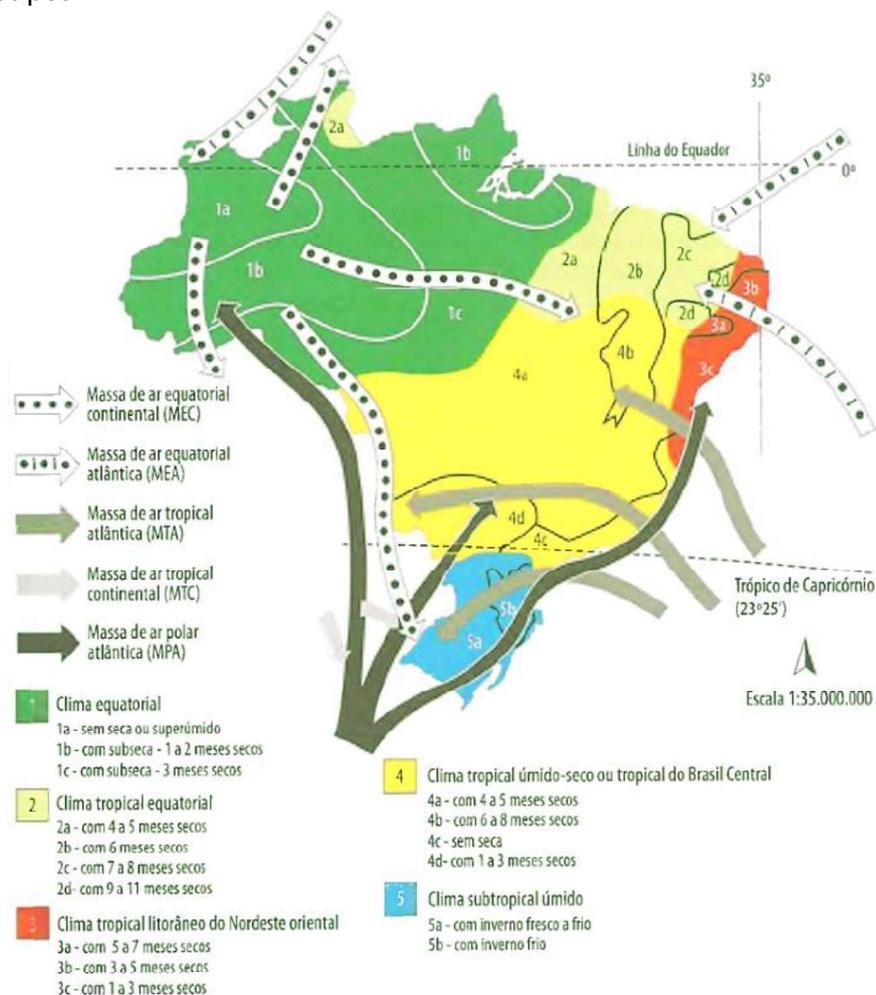


Figura 2.7 - Domínios climáticos do Brasil e principais subtipos.

(Adaptado de Eduardo V. de Paula, base cartográfica: IBGE dados meteorológicos: INMET/número de estações:227 apud Mendonça e Danni-Oliveira, 2007).

Quanto à pluviosidade, conforme Cavalcanti (2016) - que desenvolveu um estudo que detalha essa variabilidade climática em cada região -, a Zona de Convergência Intertropical - ZCIT é considerada o mais importante sistema produtor de precipitação sobre a região equatorial dos oceanos Atlântico, Índico e Pacífico, assim como sobre áreas adjacentes continentais. Também é visto que há uma região equatorial no Brasil caracterizada como uma faixa de latitude que engloba a região Amazônica, pertencente à região Norte do Brasil (NB), e a região Nordeste do Brasil (NEB), às quais apresentam clima chuvoso e semiárido, respectivamente. Portanto,

climatologicamente, a ZCIT costuma afetar a costa Norte do Brasil, indo dos Estados do Rio Grande do Norte (NEB) ao Amapá (NB), nos meses de janeiro a junho.

Mendonça e Danni-Oliveira (2007) afirmam que a maioria das terras brasileiras encontra-se na faixa tropical-equatorial do planeta, o que lhe confere uma distribuição temporal das chuvas marcada pela sazonalidade e por regimes pluviométricos diversificados. Nos quentes verões tropicais, a maior parte do território torna-se susceptível aos mais elevados índices de chuva. O inverso é percebido no inverno, quando em grande parte do País, esses índices ficam muito reduzidos, conforme pode ser visto na Figura 2.8.

Cavalcanti (2016) também sugere, de forma mais específica, que na região Amazônica (NB) há chuvas regulares que ajudam no suprimento hídrico das florestas. Contudo, para a região do NEB as chuvas são escassas, ainda que se tenha o oceano Atlântico próximo e ventos alísios úmidos que são advindos do mar para a terra. Na estação chuvosa no NB, a grande quantidade de nuvens está associada a correntes de ar ascendentes, que se deslocam em direção ao NEB e em seguida recaem em grande parte desta região, causando o inibição da formação local de nuvens. Perturbações advindas do oceano Atlântico passa por Vários ciclos de formação de nuvens e chuva, num processo de reciclagem que mantém o ar úmido escoando paralelo à Cordilheira dos Andes, em direção ao sul do país. Este fenômeno climático possui fortes ventos nas baixas camadas da atmosfera, e devido a isso passou a ser chamado Jatós de Baixos Níveis (JBN). O mesmo promove uma conexão aérea efetiva entre o ciclo hidrológico da Bacia Amazônica e o da bacia dos rios Paraná e Prata.

Nas regiões Centro-Oeste (COB) e Sudeste do Brasil (SEB), há uma estação chuvosa e uma estação seca que é bem definida. A estação chuvosa tem um regime do tipo monção, com períodos chuvosos dominados pela Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS), e períodos secos - os veranicos -, com o seu regime de chuvas mais localizado. No inverno, algumas frentes frias atingem às regiões COB e SEB, provocando eventuais geadas, e ocasionalmente atingem a região Norte Brasileiro (NB) em forma de friagens. Na região Sul do Brasil (SB), o regime de chuvas é dominado por frentes frias ao longo de todo o ano, por ciclones que se formam localmente ou que são extratropicais, e por Sistemas Convectivos de Mesoescala (SCMs).

Os SCMs ocorrem desde a costa NB e NEB até a região SB, ou seja, em todas as regiões do país. São constituídos de aglomerados de tempestades que se auto-organizam em sistemas, os quais se movimentam por horas, provocando chuvas intensas e ventos fortes, assim como queda de granizo em muitas das vezes. Na costa NB-NEB, adotam a forma de linhas de instabilidade (LIs), que se desenvolvem sob a influência da brisa marítima; no Centro-Oeste e Sudeste apresentam, em geral, forte interação com a topografia; No SB, por sua vez, recebem de forma frequente a influência deste fenômeno climático, que tende a estar associados ao JBN a leste da cordilheira dos Andes.

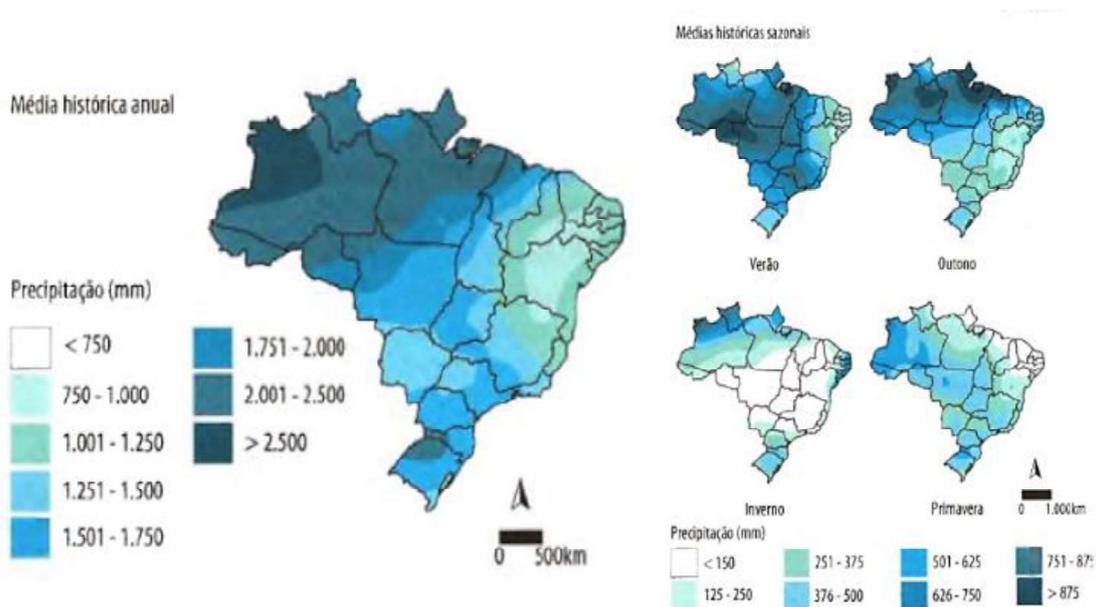


Figura 2. 8 - Brasil: pluviosidade média anual e sazonal (1961-2001).
(Adaptado de Eduardo V. de Paula, base cartográfica: ANELL dados pluviométricos: INMET
apud Mendonça e Danni-Oliveira, 2007).

A temperatura no Brasil, por sua vez, varia conforme a posição geográfica de cada região e as estações climáticas vigentes. Mendonça e Danni-Oliveira (2007) relatam que o território brasileiro está inserido nas zonas climáticas equatorial (55%) e tropical (39%), o que corresponde a quase toda sua extensão territorial (94%), lhe conferindo uma predominância de climas quentes com reduzidas amplitudes térmicas. O setor meridional brasileiro representa o território restante (6%), o qual se encontra inserido na faixa climática subtropical, onde as temperaturas médias são mais baixas e as amplitudes térmicas mais acentuadas, se comparado à zona climática equatorial.

A variabilidade térmica do espaço brasileiro, retratada por seus valores mínimos (Figura 2.9a), máximos (Figura 2.9b) e médios anuais (Figura 2.9c), expressa também a importante ação do relevo e da dinâmica das massas de ar que nele atuam. As mais elevadas temperaturas médias anuais vistas no Brasil se encontram entre 26,1 °C e 28 °C, e ocorrem ao longo da planície do rio Amazonas e do setor norte da planície costeira. Essa região possui elevada disponibilidade de energia devido à localização na faixa latitudinal (entre 7° S e 5° N), onde devido ao ângulo de incidência, apresenta altos valores de radiação solar ao longo do ano (Mendonça e Danni-Oliveira, 2007).

Esta área mencionada também contempla o encontro entre os ventos alísios (quentes), provenientes de nordeste e sudeste (que caracterizam a ZCIT), e as massas de ar equatoriais e tropicais atuantes. A partir então deste setor setentrional, passa-se a ter uma gradativa redução das temperaturas em direção ao sul do Brasil. O NEB é a região brasileira com os maiores valores médios de temperaturas máximas, superiores a 32 °C, abrangendo boa parte do domínio da caatinga e a porção norte-oeste do cerrado. E na região SB, são registradas as menores médias de temperaturas mínimas, inferiores a 10 °C, demarcando os locais mais frios do País.

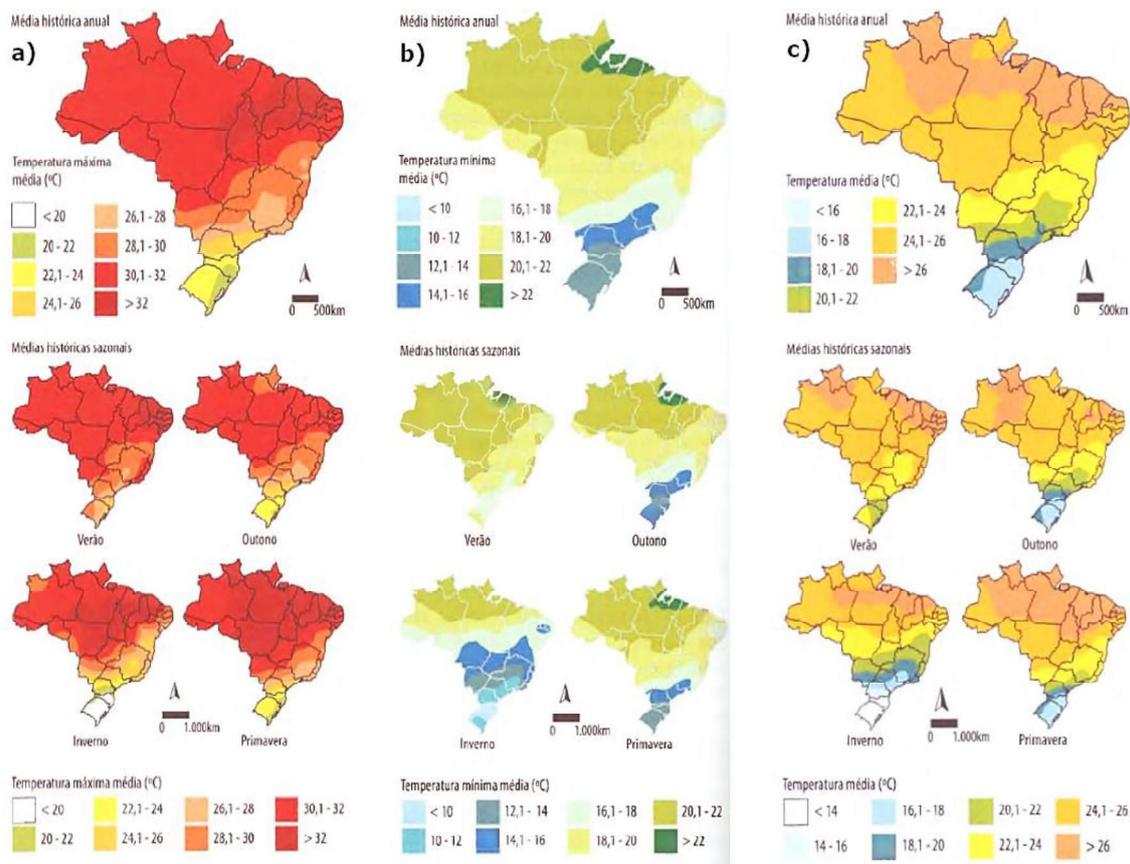


Figura 2. 9 - Temperatura no Brasil anual e sazonal (1961-2001): a)Máxima; b)Mínima; c)Média.

Fonte: Adaptado de Eduardo V. de Paula (base cartográfica: IBGE dados meteorológicos: INMET/número de estações:227) *apud* Mendonça e Danni-Oliveira, 2007).

2.1.4 Fenômenos climáticos atuantes, mudanças no clima e previsões futuras

Como visto nas seções anteriores, cada região do Planeta possui suas características próprias e especificidades, que modulam seus climas e contribuem para a oferta hídrica e energética nos mais diferentes sectores da sociedade. Fenômenos climáticos atuantes em Portugal e Brasil podem mudar a dinâmica natural dos processos globais e causar distúrbios principalmente na precipitação e temperatura.

Contudo, além dos fenômenos climáticos já atuantes, a poluição gerada nos últimos séculos através da ação antrópica, principalmente devido aos avanços tecnológicos e uso de combustíveis fósseis, tem provocado mudanças nos padrões climáticos que já estão a ser observadas, causando variações na amplitude térmica e regime das chuvas nos diferentes lugares do mundo. O aumento gradativo da temperatura média global também é consequência desta problemática, a qual contribui para uma maior frequência de eventos climáticos extremos, derretimento das geleiras nos polos terrestres, escassez hídrica ou aumento de enchentes, dentre outros.

Desse modo, tem-se notado uma crescente preocupação da comunidade científica acerca dessas mudanças climáticas a nível global, visando alertar para eventuais riscos futuros e para a tomada de medidas que possam evitar ou ao menos minimizar os efeitos danosos causados pela natureza como resposta às interferências

humanas desenfreadas. Foi no ano de 1988, com a fundação do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, na sigla em inglês), que o aquecimento global passou a chamar mais a atenção do mundo, e começou a ser estudado com mais ênfase. Desde então, o IPCC produz relatórios científicos visando aprimorar os conhecimentos relacionados às mudanças no Clima.

Foi então disponibilizado em 2013-2014, o quinto relatório denominado IPCC-AR5 (IPCC, 2013; IPCC, 2014), o qual apresentou um diagnóstico muito preocupante acerca do aquecimento global que já vem provocando, desde 1850, um aumento na temperatura de aproximadamente 0,9 °C. O IPCC-AR5 também concluiu, com 95% de precisão, que o aquecimento global observado nos últimos 50 anos é fruto das atividades humanas. Outro fator alarmante, e que já tem demonstrado os efeitos colaterais deste aquecimento anormal, é a constatação de que a temperatura média global, desde 1976, se encontra acima da média histórica do século XX (Marengo, 2014).

Para Portugal foi desenvolvido o Projeto SIAM – Climate Change in Portugal: Scenarios, Impacts and Adaptation Measures, o qual realizou uma avaliação integrada dos impactos das alterações climáticas no continente europeu, desde meados de 1999, com base em cenários climáticos futuros (Santos *et al.*, 2002). Estes estudos concluíram que Portugal, em relação ao continente Europeu, é um país com elevado grau de vulnerabilidade às alterações climáticas, tal como todo o Sul da Europa e região Mediterrânea (Santos, 2004).

As principais manifestações de riscos naturais atuam com base nas condições climáticas regionais. Contudo, particularmente em climas de tipo mediterrâneo como o que afeta Portugal, eventos climáticos extremos apresentam situações de risco, como acontece com as secas, as tempestades, as ondas de calor e de frio, a ocorrência de geadas e nevoeiros, a queda de neve e a formação de gelo, dentre outros. Logo, percebe-se que a questão dos riscos climáticos está relacionado às alterações climáticas (Cunha, 2012).

A ocorrência de fenômenos extremos de natureza meteorológica e climática é um facto que afeta Portugal, com uma frequência variável e incidências socioeconômicas que dependem, em grande parte, do grau de desenvolvimento e da organização das infra-estruturas para minimizar os seus efeitos. Em geral, a intensificação do sinal climático pode ter impacto negativo no solo, recursos hídricos e ecossistemas, e, portanto, na sustentabilidade ambiental e económica local (Lima *et al.*, 2013).

A ocorrência de ondas de calor e de frio em Portugal Continental, são fenômenos sazonais, esporádicos, mas que ocorre repetidas vezes, condicionados principalmente pelas condições sinóticas regionais. Todavia, a extensão espacial, a intensidade e a duração destes referidos extremos climáticos são grandemente influenciadas pelo grau de continentalidade, o relevo e o uso do solo, que são particularidades dos fatores fisiográficos regionais e mesmo locais, que atuam de forma

diferenciada, atenuando ou intensificando os efeitos das condições meteorológicas vigentes (Lopes, 2009)

As ondas de calor podem ocorrer em todas as épocas do ano. Contudo, na estação do verão, mais precisamente nos meses de junho a agosto, é quando se manifestam com maior intensidade e frequência esse fenômeno, geralmente associadas a circulações anticiclônicas com circulação do ar de Este e de Sul. Convencionalmente, estas resultam da instalação de massas de ar muito quentes e secas advindas do Norte de África e/ou da Europa Oriental, ou de massas de ar quentes e úmidas transportadas do sudoeste. As ondas de frio, por sua vez, ocorrem majoritariamente nos meses de inverno e é principalmente causada pelas circulações anticiclônicas de Norte e Este, resultantes de massas de ar muito frio e seco, de origem continental, provenientes da Europa do Norte, ou de massas de ar frio húmido, de origem ártica ou polar (Cunha, 2012).

Dentre estes fenômenos climáticos mencionados, as ondas de calor foram extremamente mortíferas em Portugal no século passado, elevando ainda mais seus danos já neste século, ao provocarem mais de 2000 mortes apenas no verão do ano de 2003. No entanto, as ondas de frio também trazem consigo sérios riscos à população de forma mais indireta, sendo os idosos o grupo etário mais afetado, como por exemplo o surto gripal ocorrido em fevereiro do ano de 2012 onde, em pouco mais de uma semana, levou cerca de 3000 pessoas com idades superiores a 65 anos à óbito (Calado *et al.*, 2004).

No estudo proposto por Santos *et al.* (2010), no qual foi feita a caracterização do padrão espacial das secas em Portugal continental, destacando as regiões mais propensas a secas, onde é necessária capacidade de armazenamento adicional para proteção contra secas. Seus resultados demonstram três regiões com comportamentos diferentes: o norte, o centro e o sul de Portugal. Estas três regiões são condizentes com a distribuição espacial da precipitação nas principais terras portuguesas, que em geral diminuem com a presença de regiões montanhosas que vão de norte a sul, representando a transição entre o norte úmido e o sul progressivamente seco. Conforme a precipitação decresce, o regime hidrológico se torna menos regular e, conseqüentemente, mais propenso à escassez hídrica.

Pires *et al.* (2010) analisou a precipitação em Portugal Continental nas últimas quatro décadas. Os mesmos verificaram que houve redução nas precipitações de forma gradativa, com uma perda média anual de cerca de -160 mm, aumentando o nível de secas com o passar de uma década para a outra, sendo o ano de 2005 o ano mais seco dos últimos 79 anos. Outro fator dentre os episódios climáticos extremos, foram as ondas de calor ocorridas em 2003 e 2006, com maior incidência no mês de Julho/Agosto, sendo considerados eventos excepcionais deste tipo, com a maior duração registrada desde 1941, originando numerosas vítimas e fogos florestais com elevado poder destrutivo.

Lima *et al.* (2013), também estudaram a precipitação no país para o período de 1941-2012 e observaram que houve aumento de dias chuvosos em regiões mais susceptíveis à desertificação e à seca (Nordeste, interior do Alentejo e Algarve) - às quais

poderão ter implicações importantes e impacto no risco de cheias rápidas e erosão hídrica do solo, resultando no aumento da degradação do solo -, assim como aumento nos episódios de seca, principalmente em escala sazonal. Desse modo, percebe-se com o passar do tempo que o clima está a mudar e que fenômenos climáticos extremos estão a crescer. Logo, olhar para o passado a fim de se perceber o futuro, assim como gerar cenários com previsões de possíveis mudanças climáticas, tem tornando-se uma das ferramentas adotadas para o processo de mitigação, possibilitando assim um planejamento em todos os âmbitos da sociedade capaz de torná-la resiliente e cada vez mais sustentável.

Do ponto de vista da previsão, é mais fácil antecipar o clima do que as condições meteorológicas, visto que estas se referem a um período de tempo muito menor e estão sujeitas a variações determinadas pelo comportamento e características das massas de ar, extremamente variáveis. Embora esteja sujeita a falhas, as previsões meteorológicas tiveram um grande avanço com o auxílio de satélites artificiais, para a coleta de informações sobre as correntes atmosféricas, e dos supercomputadores para o processamento dessas informações (Negrão, 2008).

Projeções para até o fim do presente século realizadas por Santos (2002) demonstram decréscimo da precipitação anual, com o aumento da temperatura média e aumento do nível médio do mar. As ondas de calor poderão ocorrer de forma muito mais frequente, sobretudo na região interior sul do país, onde anualmente o número médio de dias com temperatura máxima superior a 35 °C poderá ser de 90 a 120 dias nas últimas duas décadas do século XXI. Santos e Miranda (2006), concordam com estas previsões, alertam quanto aos riscos climáticos para Portugal e sugerem um aumento das ondas de calor e de secas.

Estas projeções poderão desencadear sérios danos aos recursos hídricos, agricultura, saúde humana, florestas e biodiversidade. Como consequência, é possível que o tipo de floresta existente em Portugal, dominada por grandes áreas de pinheiro bravo, pinheiro manso, eucalipto, sobreiro e azinheira, se torne insustentável. O risco meteorológico de incêndio poderá aumentar e agravar-se ainda mais, exigindo medidas de adaptação urgentes que promovam o ordenamento da floresta e contrariem a tendência para as monoculturas. Nas zonas costeiras, o risco de erosão e de inundações poderá aumentar de modo significativo com o avanço do mar e estima-se que cerca de 67% da extensão da costa continental portuguesa sofre um elevado risco de perda de terreno ao longo do século (Santos, 2004).

O continente da América do Sul, local onde o Brasil está inserido, tem como os principais forçante da chuva da região a variação térmica do Atlântico e do Pacífico tropical (Kayano e Capistrano, 2013; Santos *et al.*, 2016). A variabilidade climática dos oceanos tropicais e subtropicais modulam a precipitação principalmente sobre os trópicos e regiões monçônicas (Zhou e Lau 1998; Wu *et al.* 2012). Modos interanuais e decadais de variação da Temperatura da Superfície do Mar (TSM) nesses oceanos impõem sobre a atmosfera flutuações no balanço de energia, modificando os padrões de circulação atmosférica (Chiang e Vimont, 2004; Hurrell e Dessler, 2010; Latif e Barnett,

1994; Venegas *et al.*, 1997). O tempo de resposta na atmosfera devido à forçante oceânica varia desde alguns meses até vários anos, e assim, provoca interações entre escalas de variabilidade e além de feedback no oceano e na biosfera (Muñoz *et al.* 2016).

Os diferentes padrões da chuva na América do Sul são determinados pela atuação anômala dos sistemas precipitantes (intensidade e posição) sobre a região (Enfield, 1997; Robertson e Mechoso, 2000), e modulados pela anomalias de TSM (Rodrigues *et al.* 2011). As condições climáticas de um conjunto de anos ou décadas depende tanto de variações climáticas naturais, como fenômenos interanuais e de baixa frequência ou das forças antrópicas (Silveira *et al.*, 2013). Alguns autores como Alves *et al.* (2013), Silveira *et al.* (2017) e Martins *et al.* (2018) apontam os fenômenos de baixas frequências como alguns dos responsáveis pela variabilidade climática em escala decadal, principalmente na região tropical. Como exemplos de fenômenos climáticos deste gênero atuantes, tem-se a relação da Oscilação Multidecadal do Atlântico (OMA) e da Oscilação Decadal do Pacífico (ODP), as quais são componentes associadas à variabilidade da TSM com a modificação do ciclo hidrológico.

No Brasil, esses padrões podem gerar anomalias climáticas que produzem grandes secas em suas diferentes regiões, como em 1877, 1983 e 1998 no Nordeste do Brasil (NEB), 2004-2006 no Sul, 2001 no Centro-Oeste e Sudeste, e em 1926, 1983, 1998 e 2005 na Amazônia (Marengo, 2004; Marengo *et al.*, 2012; Silva, 2013b). Estes fenômenos acarretam impactos na segurança alimentar, hídrica e energética, e mostram que o Brasil é vulnerável aos extremos da variabilidade no clima (Marengo, 2008).

De acordo com o Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas – PBMC (2014a, b), foram observadas para o período histórico (1950-2008), tendências de aumento na precipitação anual no Sudeste Brasileiro (SEB) e Sul Brasileiro (SB) (0,6 mm/dia). O aumento da temperatura foi analisado por um período que vai desde meados de 1970 (cerca de 40 anos) mostrando um aquecimento que varia de 0,7 °C até 1 °C, detectado no Brasil e na América do Sul.

A variabilidade natural do clima está relacionada a esses extremos, contudo existem indícios de que eles seriam mais frequentes e intensos em um clima futuro mais quente, decorrentes das mudanças climáticas (Marengo, 2014). As regiões brasileiras mais vulneráveis às mudanças no clima correspondem ao NEB e a Amazônia (Ambrizzi *et al.*, 2007; Marengo *et al.*, 2007; Marengo, 2008). Saber a respeito dos possíveis cenários futuros relacionados ao clima e seus impactos na hidrologia, assim como suas incertezas, pode contribuir com as estimativas futuras de demandas de água e também ajudar em definições futuras de políticas ambientais de uso e gerenciamento de água (Marengo, 2008).

Pensando nesta problemática, cada vez mais estudos têm sido feitos e disponibilizados na literatura realizando projeções de clima para o Brasil (Figura 2.10), e demonstram no geral um desbalanço do ciclo hidrológico, com aumento da temperatura, enchentes, terras mais áridas e com secas futuras mais frequentes e extremas (Marengo, 2008; Marengo, 2010; Marengo, 2014; da Costa *et al.*, 2018; Marcos Junior *et al.*, 2018; de Jong *et al.*, 2018; Silveira *et al.*, 2019; da Silva, 2020).

O SREX, relatório especial de extremos do IPCC (IPCC, 2012), sugere que poderá haver grande irregularidade de chuvas na América do Sul, com extremos de chuva mais intensos e com maior frequência na Bacia do Prata, bem como períodos secos mais longos com algumas exceções de dias muito chuvosos na Amazônia e no Sudeste até o fim do presente século. Projeta-se também para o Nordeste e a Amazônia uma maior frequência de períodos secos mais intensos e longos, podendo virar secas sazonais. Os relatórios do PBMC e do IPCC mencionam a influência antrópica sobre o sistema climático, porém não é fácil precisar qual a porcentagem da variação natural da ação antrópica (Marengo, 2014).

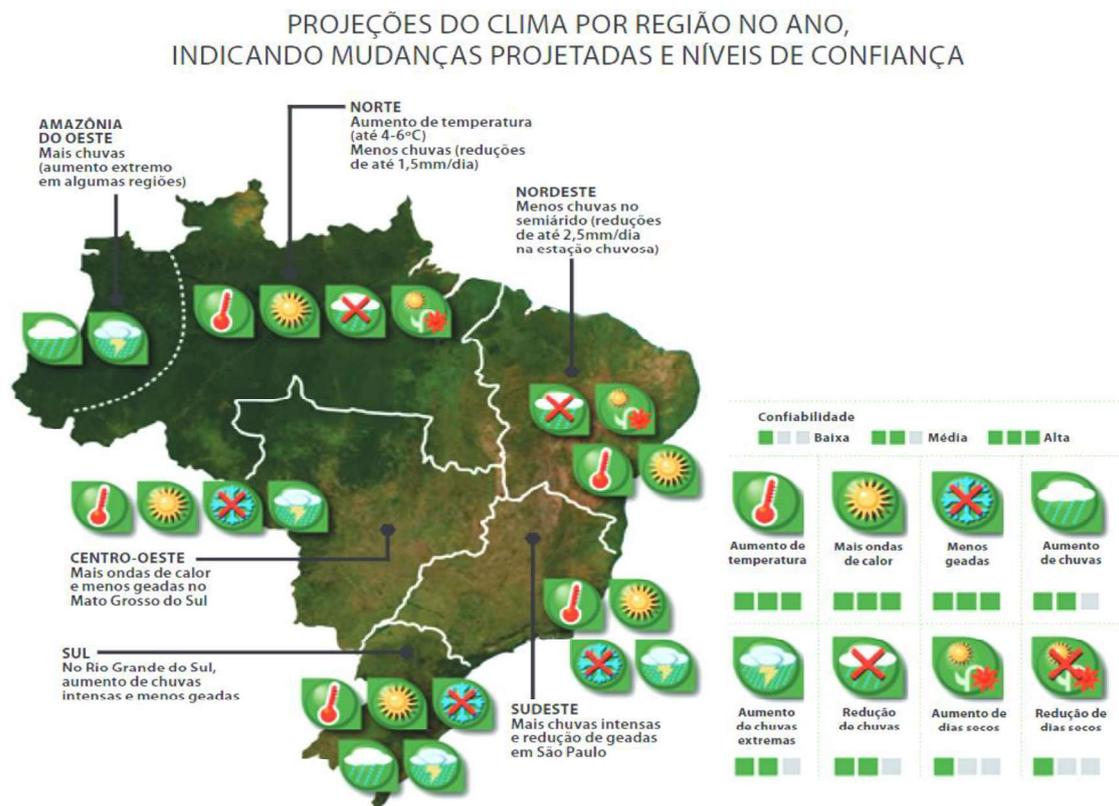


Figura 2. 10 - Projeções do clima em território brasileiro até o fim do século XXI. (Marengo, 2014).

2.2 Água

2.2.1 Mundo

O Planeta Terra é composto, em sua maioria, por água em sua forma líquida a qual constitui a hidrosfera, que por sua vez encontra-se dividida em três principais compartimentos que a armazenam e a transportam: a atmosfera, os continentes e os oceanos. A água recobre cerca de 70% da superfície terrestre, tornando-a um dos recursos naturais terrestres mais abundantes e essenciais à vida. Contudo, de toda a água existente apenas uma pequena porção é constituída por água doce, a qual pode

ser usada para o consumo humano, após adequação de suas características, biológicas, químicas e físicas, tornando-a potável (Barros e Amin, 2008; SNIRH, 2009).

De acordo com a Figura 2.11, é possível observar que 97,50 % da disponibilidade hídrica mundial encontram-se nos oceanos, que é caracterizado por possuir água salgada, a qual é imprópria para o consumo humano. Processos de dessalinização podem ser aplicados contudo ainda possuem altos custos em seus processos. Os outros 2,50% do total encontra-se dividido em regiões polares (68,7%) ou subterrâneas/aquíferos (30,9%), as quais são de difícil captação. Somente 0,4% da água doce encontra-se disponível para o consumo humano, e encontram-se em lagos, rios e pântanos. Este valor corresponde a 0,007% de água total disponível no Planeta, sendo que apenas 8% dessa porção são destinados ao uso individual (clubes, residências, hospitais, escritórios, outros) (Ferreira *et al.* 2008).

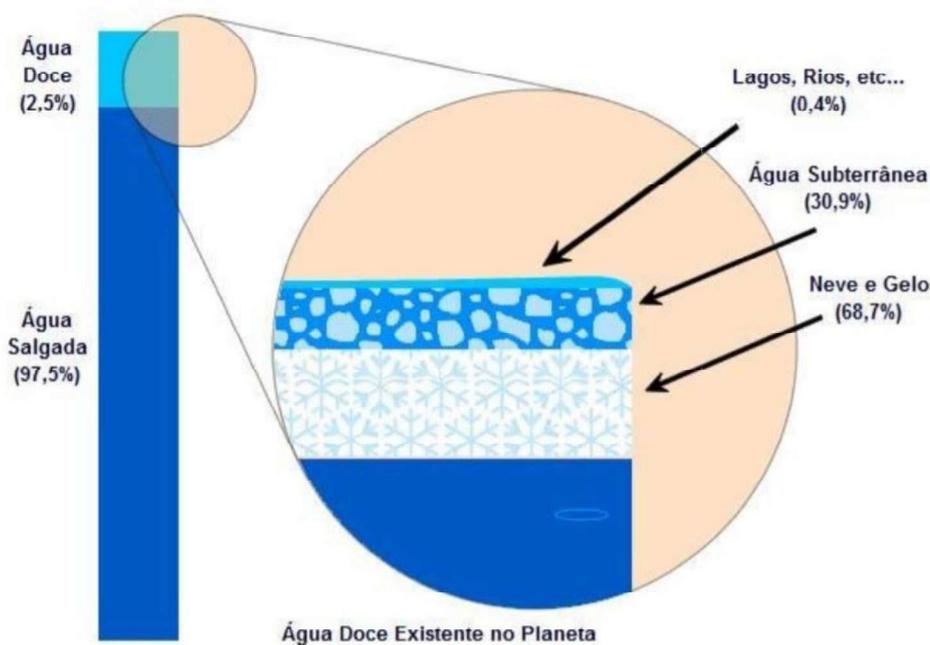


Figura 2. 11 - Distribuição da água dos compartimentos: oceanos e continentes. (SNIRH, 2005 apud Veríssimo, 2010).

O Planeta Terra, com suas diferentes e abundantes formas de vida e diversidade agroecológica, habita, atualmente, quase oito bilhões de seres humanos (inserir outra referência aqui). No início do presente século, algumas regiões do planeta passaram a enfrentar severas crises decorrentes da falta de água, tanto no que se refere ao desenvolvimento social como em relação ao consumo da população. Estudos viabilizados por diversos órgãos nacionais e internacionais apontam que estas crises possuem forte relação com a falta de gestão dos recursos hídricos, principalmente decorrentes da utilização de inapropriados métodos de irrigação (Unesco, 2003).

Desse modo, embora a água aparente ser abundante, a realidade demonstra um fator preocupante, visto que à medida que ocorre o crescimento populacional e econômico, mais o ciclo natural da água é desrespeitado e, como consequência disto, os recursos hídricos vão se degradando e tornando-se impróprios para o consumo. Esse

fato demonstra que o crescimento populacional e a dinâmica da produção industrial e da distribuição dos produtos aceleram a degradação ambiental. E no caso da água, esses se traduzem em desuso (mau uso), nos quais os custos acabam por serem internalizados pelo recurso hídrico e se refletem na poluição e na escassez (Barros e Amin, 2008).

Os recursos hídricos costumam estar relacionados a aspectos econômicos, sociais e ambientais, assumindo desse modo um importante papel quanto ao desenvolvimento local de países (Kallioras *et al.*, 2006). Estes aspectos que por si mesmos são complexos, ainda interagem uns com os outros, tornando a gestão de uma bacia hidrográfica uma ação difícil e desafiadora (Zucco e Costa, 2013).

Por um longo período de tempo, os países por meio de suas economias buscam explorar serviços considerados ecossistêmicos, como o fornecimento de água, energia, alimentos e recursos minerais. No entanto, este método de desenvolvimento adotado têm se mostrado insuficiente pois acarreta em inseguranças no que se trata à sustentabilidade. No que diz respeito aos recursos hídricos, o seu uso de forma não sustentável, juntamente com a ausência do planejamento nos mais variados níveis, acaba por afetar a qualidade e disponibilidade da água, prejudicando assim a assistência a um maior número de pessoas (Moraes e Lorandi, 2016).

De acordo com o United Nations World Water Assessment Programme (WWAP), até o ano de 2015 cerca de 1,2 bilhão de pessoas sofreram dificuldades em se obter acesso à água potável, e estima-se que a demanda mundial por água poderá crescer, até 2050, em 55% se comparado a 2015. Desse modo, caso não se procure ter um equilíbrio entre a disponibilidade hídrica e a demanda requerida, a escassez de água poderá se tornar cada vez mais frequente (WWAP, 2015). Outro dado preocupante é que, nas últimas cinco décadas, mais que dobrou às áreas irrigadas a nível mundial, sendo que a agricultura demanda cerca de 70% da água retirada de rios, lagos e aquíferos (Moraes e Lorandi, 2016).

Outra projeção para o ano de 2050, dessa vez realizada pela Food and Agriculture Organization of the United Nations (FAO), estima que se poderá haver um acréscimo de 70% na produção mundial de alimentos se comparado ao início do século, sendo um aumento ainda maior, de até 100%, para os países emergentes. o que possivelmente agravará a disputa pela água e a escassez da mesma (FAO, 2011). Quanto à energia, a International Energy Agency (IEA) projeta que, até o ano de 2035, o consumo de água destinado à geração de energia deve crescer em 20% em comparação ao ano do estudo (IEA, 2012). Além disso, também estima-se que 20% das águas subterrâneas advindas de aquíferos que são menos utilizadas, poderão sofrer um decréscimo em seus níveis piezométricos (Camp e Walraevens, 2008).

Desse modo, ao analisar toda essa problemática que envolve os mais diferentes âmbitos das demandas hídricas, e que possivelmente tende a se agravar cada vez mais ao longo do presente século, Moraes e Lorandi (2016) também afirmam que a inserção da bacia hidrográfica como uma unidade de planejamento é um instrumento também utilizado à nível global para o gerenciamento do uso e ocupação do solo, corroborando com a preservação dos recursos hídricos. Esse planejamento deve ser integrado,

buscando abranger diferentes metodologias e abordagens que visem solucionar ou ao menos mitigar os impactos previstos, conforme demonstrado na Figura 2.12.

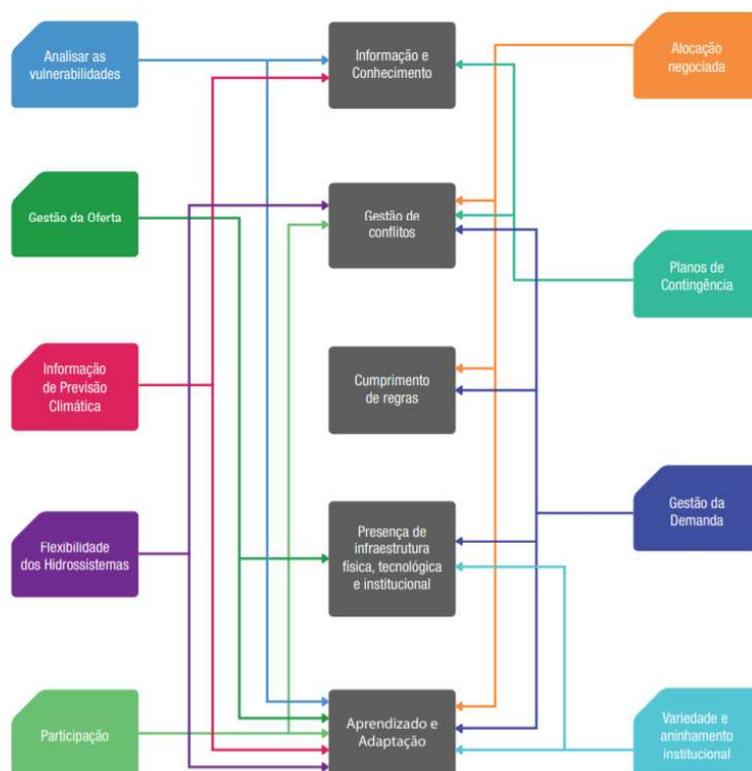


Figura 2.12 - Inter-relação entre os requisitos (azul) de uma governança adaptativa e as características do sistema de gerenciamento de recursos hídricos em um cenário de incerteza. (Adaptado de DIETZ *et al.*, 2003 *apud* ANA, 2016).

2.2.2 Portugal

2.2.2.1 Principais Bacias Hidrográficas

De acordo com o Instituto da Água (INAG) - criado pelo Decreto-Lei n.º 187/93, de 24 de Maio, tendo a sua orgânica aprovada pelo Decreto-Lei n.º 191/93, de 24 de Maio -, o qual foi o órgão responsável pelo andamento das políticas nacionais no domínio dos recursos hídricos e do saneamento básico em Portugal até o ano de 2013, proporciona uma análise referente às bacias hidrográficas presentes em território português.

Conforme estudo publicado pelo INAG, I. P (2002), as águas superficiais configuram-se como a principal fonte de abastecimento dos cursos d'água português, e são advindas da precipitação que ocorre em todo território nacional e territórios vizinhos. No território que abrange Portugal Continental, os rios luso-espanhóis são os principais formadores da sua rede hidrográfica, os quais são: Douro, Guadiana, Lima, Minho e Tejo. No entanto, também existem outros rios inteiramente portugueses, como os rios: Arade, Ave, Cávado, Mira, Mondego, Sado e Vouga. Também possui outros rios menores e que se localizam próximos às Ribeiras Costeiras, como é o caso dos rios

Ancora, Leça, Lis e Neiva; além dos Ribeiras do Alentejo, Algarve e Oeste, totalizando 19 regiões hidrográficas, conforme demonstrado na Figura 2.13.

A maior parte destes rios possuem, em geral, orientação que vai do nordeste português (NEP) ao sudoeste português (SOP), os quais seguem a inclinação geral do relevo no país. No entanto, há exceções como no caso dos rios Sado, que vai da região Sul de Portugal (SP) para o Norte de Portugal (NP), e do rio Guadiana, que vai do Norte da Espanha (NES) para o SP.

O relevo somado ao clima são os principais responsáveis pelas diferenças na densidade da rede hidrográfica no território português. Ao analisar estes dois fatores por região geográfica do país, vê-se que no Norte o relevo é mais acidentado e o clima mais pluvioso, o que faz com que a rede hidrográfica nessa região seja mais densa. Os rios normalmente escorrem por vales estreitos, profundos e com grande declive. No Sul e Centro-Litoral, por sua vez, apresentam vastas planícies aluviais e o clima é considerado mais seco, tornando desse modo a rede hidrográfica menos densa. Isto faz com que os cursos d'água nesta região possuam percursos com menor declive e leitos mais regulares por escoarem em vales mais abertos.

A bacia do Douro é, dentre estas, a que ocupa maior superfície territorial. Já a bacia do Tejo é a que abrange maior área em território totalmente português. As bacias hidrográficas que estão completamente inseridas em território nacional caracterizam-se por serem de pouca extensão territorial, dentre as quais destacam-se as dos rios: Cávado, Mondego, Sado e Vouga.

Normalmente, a disponibilidade hídrica nas bacias hidrográficas são condicionadas pela irregularidade nas precipitações e pela forma com que o escoamento decorre. No caso de Portugal Continental, tanto a precipitação como consequentemente o escoamento anual ocorrem de forma irregular, tanto no que diz respeito à distribuição espacial quanto ao tempo, seja ele sazonal, anual ou interanual. Com relação à disposição temporal das chuvas sazonais, é perceptível que às mesmas ocorrem com maior frequência nos meses de inverno, e possuem um acumulado inferior nos meses relativos ao verão.

Desse modo, o escoamento segue um mesmo padrão de repartição geográfica apresentada pelas precipitações, sendo às regiões de maior abundância hídrica o Noroeste e a Cordilheira Central portuguesa. Contudo, às regiões NEP e SP são às que apresentam os menores escoamentos no país, com exceção das regiões serranas que apresentam maiores índices de precipitação e escoamento superficial.

Com relação aos caudais dos rios, os mesmos são diretamente dependentes destes níveis de precipitação e escoamento, sendo também condicionados pelas repartições espaciais e temporais disponíveis. Além disso, outros fatores como característica do relevo, natureza dos terrenos (constituição de rochas e nível de permeabilidade) cobertura vegetal, e a ação antrópica (considerando-se as modificações humanas realizadas na natureza).

Os caudais também apresentam regime sazonal irregular, que varia conforme as estações do ano, sendo superiores nos meses de dezembro a março (inverno) e reduzidos durante o período de estiagem, de julho a setembro (verão). A magnitude dos valores decresce do NP para o SP, com caudais médios que ultrapassam os 300 m³/s nos rios Douro, Minho e Tejo.

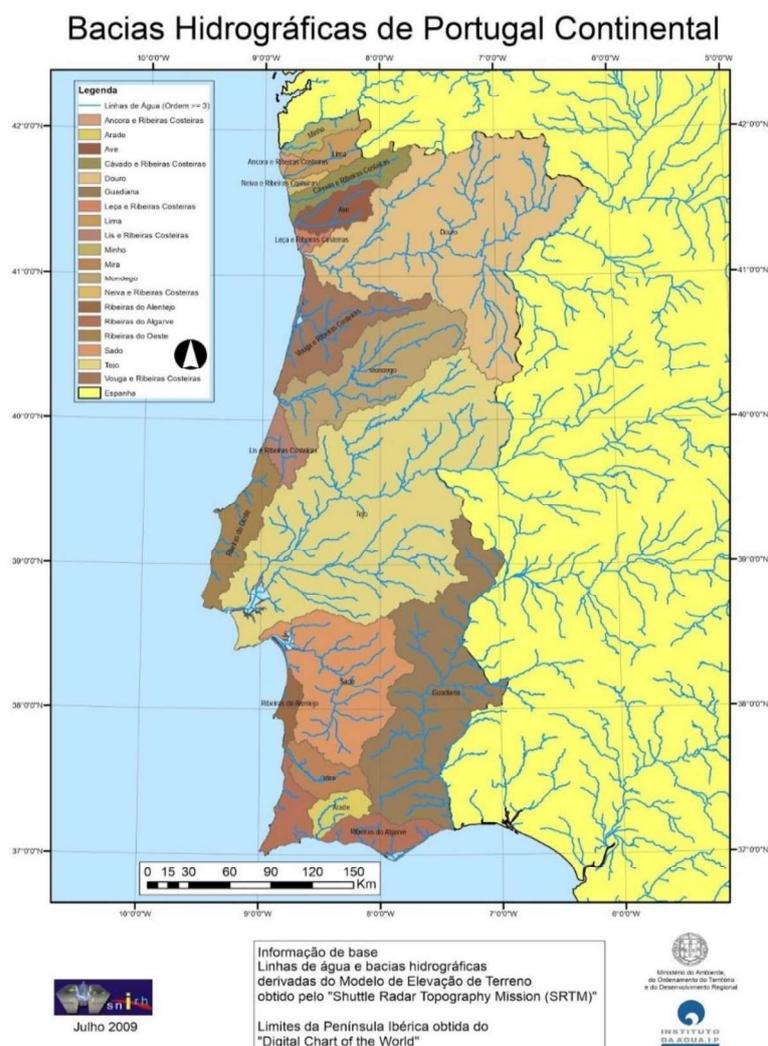


Figura 2. 13 - Bacias Hidrográficas de Portugal Continental.
(SNIRH, 2009).

2.2.2.2 Disputa pela água e Acordos de cooperação

Conforme descrito pelo Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos - SNIRH, Portugal é caracterizado por ser um país que possui potenciais recursos hídricos, com inúmeras bacias pertencentes à Península Ibérica e que drenam suas águas para o Atlântico, fazendo com que 40% das mesmas sejam advindas da Espanha.

A regularização, bem como a gestão destes recursos aquíferos, são dependentes de complexas negociações com a Espanha, levando-se em consideração carências atuais e vindouras relacionadas à disponibilidades econômicas, aspectos geográficos e consumo interno. Além disso, ainda é preciso considerar os aspectos climáticos relacionados à irregularidades na precipitação intrasazonais e interanuais, causando divergências regionais quanto a oferta hídrica. Com relação às demandas hídricas, a agricultura requer cerca de 75% do total disponível, caracterizando-se assim como a atividade que mais consome água em Portugal. O consumo doméstico, por sua vez, representa uma percentagem inferior de apenas 7% (Henriques, 2011; Zucco e Costa, 2013; Bilhim, 2015).

A SNIRH (2020a) também informa que o uso dos recursos hídricos, per capita, em Portugal está entre os mais elevados a nível Europeu. Contudo, a gestão dos mesmos torna-se problemática devido a distribuição no tempo e no espaço ser desigual, e em contrapartida têm sido observado no litoral um aumento da população local, que por sua vez desencadeia no acréscimo do consumo de água, o qual não é condizente com a oferta disponível. Outra problemática a ser abordada é o uso de recursos hídricos superficiais que são advindos, em grande parte, da Espanha e que requer a manutenção da qualidade da água e um compartilhamento amigável, já que muitas das grandes bacias possuem sua nascente no país vizinho.

Visando trazer soluções para um melhor manejo dos recursos hídricos, principalmente no que se refere às bacias hidrográficas que se localizam em mais de um território federativo, como é o caso das Luso-Espanholas, criou-se por meio de uma Convenção em 17 de agosto de 1999 a Resolução da Assembleia da República n.º 66, a qual foi revista através da Resolução da Assembleia da República n.º 62, de 14 de Novembro 2008.

A resolução foi definida através de uma Convenção cujo objetivo foi definir o quadro de cooperação entre os países para a proteção das águas superficiais, subterrâneas e dos ecossistemas terrestres e aquáticos que são diretamente dependentes destes, e para o aproveitamento dos recursos hídricos de forma sustentável, das bacias hidrográficas dos rios Minho, Lima, Douro, Tejo e Guadiana. A resolução criada aplica-se às atividades destinadas à proteção e promoção das águas em bom estado, pertencentes às bacias hidrográficas mencionadas, assim como às atividades, em curso ou projetadas, de aproveitamento dos recursos hídricos que causem ou que sejam propensas a causar impactos transfronteiriços, assim como às ações que ajudem a mitigar os efeitos das secas ou escassez hídrica e situações de cheias.

Os Artigos 8.º e 9.º tratam sobre as consultas e avaliação dos impactos transfronteiriços, respectivamente. Todas as vezes que um dos países perceba que um projeto ou atividade a ser realizada no seu território, que causa ou pode causar impactos transfronteiriços, deve notificar o quanto antes à outra parte interessada a informação pretendida. Antes da aprovação dos mesmos, a avaliação dos impactos deve ser feito visando adotar as disposições necessárias para que, em função da sua dimensão, localização e natureza, sejam viabilizados.

Contudo, se Portugal e Espanha não alcançarem um acordo conforme proposto em Comissão, dentro do prazo de seis meses sendo este prorrogável, é aplicável o disposto no artigo 26º da presente Resolução explanada, que prediz que se a interpretação e aplicação dos termos definidos em Convenção gerar um pleito, as Partes devem procurar chegar a um consenso pela forma diplomática que melhor se enquadrar aos interesses comuns. Se os países acordarem que o pleito possui principalmente características técnicas, encaminham o recurso a uma comissão de inquérito. Após se passar um ano, caso não tenha havido acordo para o litígio, o mesmo é então enviado a um tribunal arbitral.

Conforme disposto no Artigo 10., outras medidas de cooperação entre as Partes devem ser adotadas, de forma individual ou conjunta, com medidas jurídicas, técnicas, administrativas ou outras necessárias visando:

- Obter um bom estado das águas;
- Controlar a poluição e prevenir a degradação das águas;
- Mitigar, prevenir, controlar ou eliminar os impactos transfronteiriços;
- Garantir a sustentabilidade mediante o aproveitamento dos recursos hídricos das bacias hidrográficas luso-espanholas;
- Mediante a coordenação de planos e de programas de ações, bem como de objetivos comuns, promover a economia e a racionalidade dos usos;
- Prevenir, controlar, mitigar ou eliminar os efeitos das situações incomuns de seca e de cheia;
- Prevenir, controlar, mitigar ou eliminar os efeitos dos incidentes de poluição accidental;
- Propiciar a segurança das infra-estruturas;
- Implantar sistemas de controlo e avaliação do estado das águas com métodos e procedimentos semelhantes ou equivalentes;
- Desenvolver ações conjuntas de desenvolvimento tecnológico e investigação sobre as matérias objeto da Resolução;
- Desenvolver ações que verifiquem o cumprimento da Resolução;
- Desenvolver ações de reforço da eficácia da Resolução.

O Artigo 12.º, por sua vez, trata da segurança de infra-estruturas hidráulicas, a qual diz que as Partes desenvolvem conjuntamente programas específicos sobre a avaliação dos riscos e a segurança das mesmas que, em caso de acidente grave ou até mesmo ruptura, possam originar sobre qualquer das Partes efeitos adversos elevados, assim como a avaliação dos potenciais riscos. Qualquer incidente desta natureza deve ser prontamente comunicado à outra Parte.

A qualidade das águas é retratado no Artigo 13.º que propõe prevenir a degradação do estado das águas superficiais, bem como das subterrâneas, e melhorar a sua qualidade, visando alcançar o seu bom estado, ou, no caso de águas com regimes hidrológicos modificados pela atividade artificial ou humana, obter um bom potencial ecológico.

O controle e prevenção da poluição, conforme Artigo 14.º, é designado às partes que coordenam os procedimentos para a prevenção e o controle da poluição produzida pelas descargas tóxicas e difusas, e no seu território adaptam todas as medidas que se apresentem como necessárias à proteção das águas transfronteiriças, seguindo o direito comunitário, classificado mediante fixação de valores limite de emissão e objetivos que demonstrem a qualidade do meio receptor.

O Artigo 15.º e o Artigo 16.º apresentam propostas para usos da água e caudais (vazão), respectivamente. O primeiro propõe que Espanha e Portugal devam reconhecer de forma mútua o direito ao aproveitamento sustentável das águas provenientes de suas bacias hidrográficas e o dever de as preservar. Também aconselha-se a troca de informações sobre as respectivas experiências e perspectivas, além de gerar

informação, com base em avaliações técnicas e estudos elaborados no âmbito do planejamento, sobre as previsões de novas utilizações das águas que sejam susceptíveis de modificar substancialmente o seu regime hidrológico.

2.2.3 Brasil

2.2.3.1 Principais Bacias Hidrográficas

O Brasil possui uma grande parcela da água doce superficial disponível no mundo, a qual corresponde ao valor de 13,7% do total. No entanto, aproximadamente 80% deste referido valor encontra-se localizado na região amazônica, enquanto que os outros 20% restantes devem suprir às demandas de 93% da população brasileira (Vieira, 2006; Ferreira *et al.*, 2008; Barros e Menezes, 2012).

Segundo Freitas (2008), devido à enorme extensão territorial do país, muitas discrepâncias são encontradas quanto à distribuição hídrica nacional, tendo-se como exemplos: a região do NEB que sofre de forma constante com escassez de água; a região do SEB, na qual a água é mais abundante, contudo apresenta uma qualidade pior; o estado de São Paulo que sofre com invasões, por parte da população mais carente, em áreas de mananciais hídricos; o rio Paraíba do Sul, que abastece o estado do Rio de Janeiro e regiões circunvizinhas, e é constantemente poluído por dejetos industriais; no estado do Rio Grande do Sul, que é afetado pela falta de água para irrigação dos arrozais; dentre outros.

Baseando-se nisso, de acordo com a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) - criada pela Lei nº 9.984/2000 e é a agência reguladora dedicada a fazer cumprir os objetivos e diretrizes da Lei das Águas do Brasil, a Lei nº 9.433/1997 -, a Divisão Hidrográfica Nacional, instituída pelo Conselho Nacional de Recursos Hídricos (CNRH), estabeleceu as doze Regiões Hidrográficas brasileiras. São regiões hidrográficas: bacias, grupo de bacias ou sub-bacias hidrográficas próximas, com características naturais, sociais e econômicas similares. Esse critério de divisão das regiões visa orientar o planejamento e gerenciamento dos recursos hídricos em todo o país (ANA, 2020). As regiões são (Figura 2.14):

A Região Hidrográfica Amazônica (RHA) ocupa cerca de 45% do território nacional, abrangendo os Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Mato Grosso, Pará, Rondônia e Roraima. Possui grande abundância de água através de sua extensa rede de rios, sendo os principais: Amazonas, Xingu, Solimões, Madeira e Negro. A região concentra aproximadamente 81% da disponibilidade de águas superficiais do país, mesmo possuindo uma densidade populacional dez vezes menor, se comparada à média nacional. Também possui uma área preservada de cobertura vegetal nativa de 85%;

A Região Hidrográfica Tocantins-Araguaia (RHTA) representa 10,8% do território brasileiro, abrangendo os Estados do Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Tocantins e Distrito Federal. Os biomas que caracterizam a Região são: ao noroeste e norte a Floresta Amazônica e demais áreas o Cerrado; e a mesma possui precipitação

média anual inferior à média nacional. A RHTA também possui enorme potencial turístico, destacando-se: praias fluviais, além da maior ilha fluvial do mundo (Ilha do Bananal); pesca esportiva, o polo turístico de Belém, turismo ecológico, os Parques Estadual do Jalapão (TO) e Nacional da Chapada dos Veadeiros (GO).

A Região Hidrográfica Atlântico Nordeste Ocidental (RHANO) abrange uma área de 3% do território nacional, estando inserido em maior porção no estado do Maranhão e possuindo uma menor parte no estado do Pará. A RHANO possui três diferentes biomas brasileiros reconhecidos: o Amazônico, a Caatinga e o Cerrado; além disso a demanda urbana é uma das mais beneficiadas pelo uso da água.

A Região Hidrográfica Parnaíba (RHP) representa 3,9% do território nacional, abrangendo os Estados do Ceará, Maranhão e Piauí. A maior parte de sua área encontra-se localizada no semiárido brasileiro, com chuvas intermitentes e precipitação média anual grandemente inferior à média nacional. A irrigação é a principal demanda requerida de água para a RHP;

A Região Hidrográfica Atlântico Nordeste Oriental (RHANO) abrange 3,4% do território brasileiro, localizando-se entre os estados do Alagoas, Ceará, Paraíba, Pernambuco, Piauí e Rio Grande do Norte. A região possui uma densidade demográfica superior à média brasileira em aproximadamente quatro vezes. Possui sua área majoritariamente inserida na Região do Semiárido Brasileiro, o que a torna propensa a enfrentar períodos de estiagens mais longos e elevadas temperaturas no decorrer de todo o ano. Essa classificação ajuda a caracterizar a RHANO como a de menor disponibilidade hídrica dentre as doze regiões hidrográficas brasileiras;

A Região Hidrográfica São Francisco (RHSF) corresponde a 7,5% do território do país, contemplando os estados de Alagoas, Bahia, Goiás, Minas Gerais, Pernambuco, Sergipe e Distrito Federal. A precipitação média anual na região representa uma média inferior à nacional, apresentando frequentes ocorrências de escassez de água. Contudo, a RHSF possui enorme importância quanto à geração de energia no NEB;

A Região Hidrográfica Atlântico Leste (RHAL) representa 3,9% do território nacional, com sua área distribuída nos Estados da Bahia, Espírito Santo, Minas Gerais e Sergipe. Assim como a RHANO, a RHAL possui a maior parte de sua área contida na região semiárida, a qual possui longos períodos de estiagens, contribuindo assim para que a mesma seja classificada como a segunda menor em disponibilidade hídrica dentre as região hidrográfica;

A Região Hidrográfica Atlântico Sudeste (RHAS) ocupa 2,5% do território brasileiro e encontra-se inserida nos estados do Espírito Santo, Minas Gerais, Paraná, Rio de Janeiro e São Paulo. Possui uma densidade demográfica seis vezes superior à média nacional, tornando-a assim a região hidrográfica mais povoada por área de medição. É constituída por um representativo parque industrial, com vasta diversidade de atividades econômicas, o que a torna uma das regiões mais economicamente ativa e desenvolvida do Brasil;

A Região Hidrográfica Paraná (RHP) representa uma parcela de 10% do território nacional, localizada entre os estados de Goiás, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Paraná, Santa Catarina, São Paulo e Distrito Federal. Localização esta que a torna

a região de maior desenvolvimento econômico do país. Além disso, é a região com o maior número de habitantes, o que faz com que a mesma seja a que mais requer demanda por recursos hídricos, destacando-se a demanda de uso industrial. Outro ponto a ser destacado é o aproveitamento hidroelétrico disponível na RHP, o maior do país, tendo como destaque a usina Itaipú Binacional, além desta região também ser a de maior área irrigada;

A Região Hidrográfica Paraguai (RHPG) corresponde a 4,3% do território nacional, estando inserida em parte dos estados Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, região esta que engloba grande parte da maior área úmida contínua do planeta, o Pantanal-matogrossense. A densidade demográfica da RHPG, por sua vez, é cerca de 3,5 vezes inferior à média nacional;

A Região Hidrográfica Uruguai (RHU) ocupa aproximadamente 3% do território do país, o que corresponde a áreas pertencentes aos estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina. A RHU possui grande potencial hidrelétrico, assim como desenvolvidas ações agroindustriais. Devido o clima ser caracterizado como temperado, a mesma apresenta chuvas que apresentam maior incidência no inverno (meses de maio a setembro), mas que também ocorrem em todas as épocas do ano;

A Região Hidrográfica Atlântico Sul (RHAS) representa cerca de 2,2% do território brasileiro, ao longo de parte dos Estados de Paraná, Rio Grande do Sul, Santa Catarina e São Paulo. Sua densidade demográfica é cerca de três vezes superior à média brasileira, o que representa um expressivo ajuntamento populacional, como também apresenta relevante turismo e elevado desenvolvimento econômico.

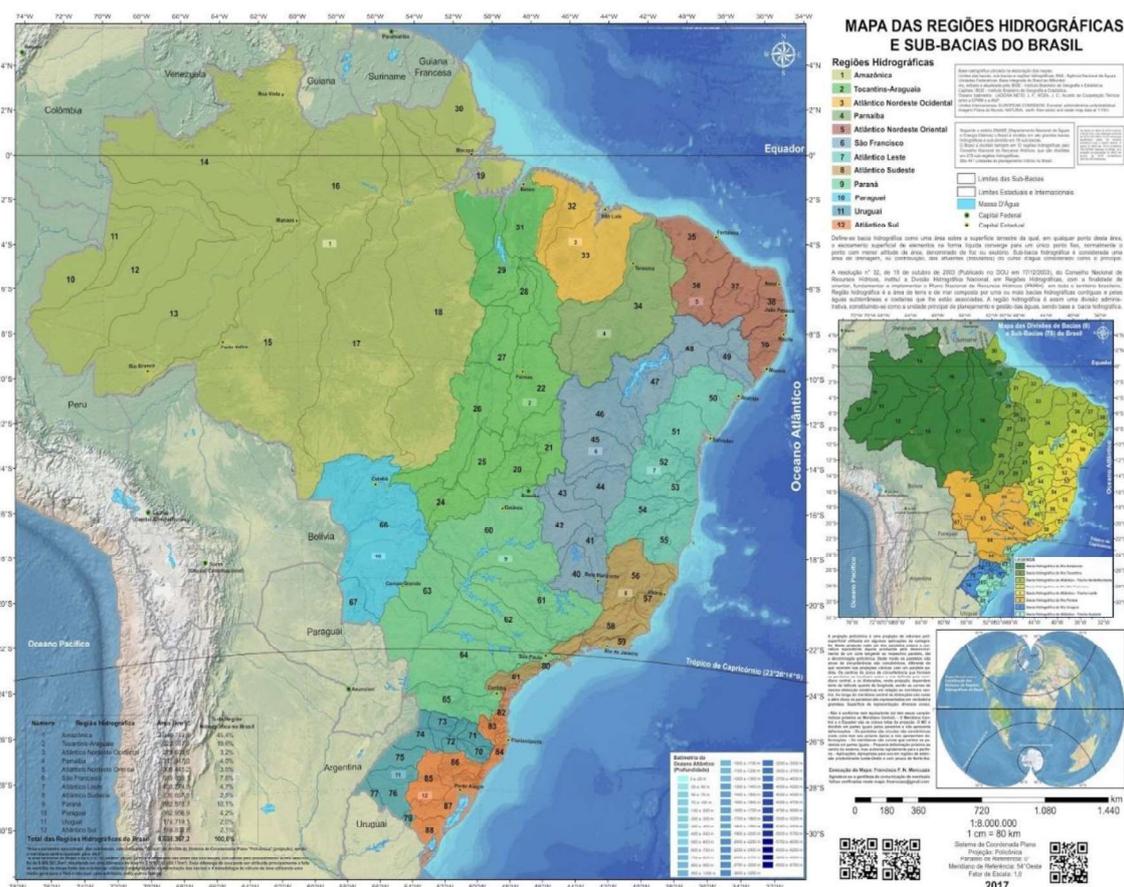


Figura 2. 14 - Mapa das regiões, bacias e sub-bacias Hidrográficas do Brasil. (Marcuzzo, 2017).

2.2.3.2 Disputa pela água e Lei das águas

Embora o Brasil seja um país rico em recursos naturais, incluindo os recursos hídricos, a distribuição dos mesmos não ocorre de forma proporcional em todo o território brasileiro, o que gera episódios de escassez de água e disputas pela água. Por exemplo, o Brasil detém cerca de 12% da água doce do mundo, contudo a região semi-árida do Nordeste Brasileiro (NEB) contém apenas 5% do volume total de água do Brasil, enquanto cobre 18% do seu território total e 28% da sua população (Pereira e Formiga-Johnsson, 2005).

Conforme Tucci e Mendes (2006), as superfícies em sua totalidade, sejam elas áreas industriais, urbanas, agropecuária ou preservação encontram-se inseridas em bacias hidrográficas. Por intermédio do rio principal, o seu exutório mostra-se como resposta às ligações realizadas entre o meio físico e as atividades antrópicas. Desse modo, é possível perceber as formas de uso e ocupação do solo e suas consequências.

Ao constatar-se que os usos da água envolvem, por vezes, uma interação conflituosa entre um conjunto significativo de interesses sociais diversos, foi promulgada a Lei Federal 9.433/97, e da Resolução 001, de 1986, do Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA), conhecida como a “Lei das Águas”, a qual determina que

a gestão hídrica deve contemplar os usos múltiplos, não deve ser seletiva à determinada atividade ou grupo social, buscando desse modo ser integrada, descentralizada e contar com ampla participação social (Kelman, 2004).

A Lei das Águas define a bacia hidrográfica como uma unidade de gerenciamento e planejamento de recursos hídricos, por meio de rios que passam por diversos Estados brasileiros e que estão inseridos em grandes bacias hidrográficas, os quais a referida Lei subsidia a criação de um sistema nacional de outorga pelo direito de uso da água, tanto para a diluição de efluentes como para o consumo. Por sua vez, quando os rios pertencem unicamente a um Estado da Federação, a Lei define o sistema estadual de outorga vigente como o método a ser utilizado (Peixoto Filho e Bondarovsky, 2000; Moraes e Lorandi, 2016).

Os recursos hídricos geram cobranças relacionadas ao seu uso, tanto para diluição de efluentes quanto para sua captação. Sendo assim, essas cobranças tornam-se um dos principais instrumentos de gestão criados pela Lei das Águas, as quais possuem dois objetivos centrais: (a) mostrar que a água em seu estado natural é um bem econômico, e que deve se diminuir ao máximo possível os desperdícios da mesma, visto que o uso de cada usuário primário afeta, por conseguinte, a capacidade de uso dos usuários secundários; (b) elaboração de um fundo financeiro que permita obter ações de gestão que levem em consideração a sustentabilidade assim como os investimentos de interesse coletivo dentro da bacia em questão - como adutoras, barragens (albufeiras) e estações de tratamento de esgoto, por exemplo - (Kelman, 2004).

Nesse contexto de gestão dos recursos hídricos, dois instrumentos são previstos na Lei: 1 - os comitês de bacia, que possuem a prerrogativa de um parlamento, o qual conta com a participação conjunta de usuários, governos e sociedade civil, contudo não apresentam uma pessoa jurídica; 2 - as agências de água, as quais se apresentam como executoras das decisões tomadas pelos comitês, podendo ainda viabilizar uma figura jurídica que se adeque às condições locais da melhor forma possível (Peixoto Filho e Bondarovsky, 2000).

Machado (2003) explica que a Lei das Águas consignou os vários sentidos da noção de gestão integrada (conforme descritos nos oito incisos do art. 7º), que estabelece o conteúdo mínimo do plano diretor, o qual tem por objetivo orientar e fundamentar a implementação da política estadual e nacional de recursos hídricos e seu gerenciamento, sendo assim designado como: o Plano de Recursos Hídricos. O conteúdo mínimo desse Plano é constituído por:

- Diagnóstico da situação atual dos recursos hídricos;
- Análise de evolução de atividades produtivas, de modificações dos padrões de ocupação do solo e de alternativas de crescimento demográfico;
- Balanço dos recursos hídricos entre demandas futuras e disponibilidades, de forma quantitativa e qualitativa, com identificação de possíveis conflitos;

- Traçar metas de racionalização do uso dos recursos hídricos disponíveis, bem como melhoria da qualidade e aumento da quantidade dos mesmos;
- Buscando atender às metas previstas, propor programas a serem desenvolvidos, projetos a serem implantados e medidas a serem tomadas;
- Estabelecer, mediante outorga, prioridades de direitos de uso dos recursos hídricos;
- Realizar cobrança pelo uso dos recursos hídricos por intermédio de critérios e diretrizes pré-estabelecidos;
- Visando proteger os recursos hídricos, propor a restrição do uso dos recursos hídricos em determinadas áreas.

As águas represadas, seja pelo setor elétrico ou por companhias de abastecimento público, não são exclusivas apenas para o uso destes. Por isso, definem-se prioridades do uso da água às quais sua utilização são condicionadas por outorgas, limites, restrições e cobranças. Ramina (2014) afirma que tais condicionantes e prioridades relacionam-se principalmente com os riscos de desabastecimento que cada um dos múltiplos usos da água podem suportar. Assim, a agricultura irrigada tem apresentado maior resiliência aos riscos hidrológicos do que o abastecimento público, fazendo com que “em situações de escassez”, o uso prioritário dos recursos hídricos seja o consumo humano e a dessedentação de animais (Lei 9.433/97 Art. 1o.).

2.3 Energia

2.3.1 Mundo

Para evitar as piores consequências das mudanças climáticas, o sistema global de energia deve reduzir rapidamente suas emissões. Os apelos para reduzir as emissões globais de gases de efeito estufa estão crescendo mais alto a cada ano, mas as emissões permanecem em níveis insustentáveis (IEA, 2020a). De acordo com o estudo publicado pela International Energy Agency - IEA (IEA, 2020b), a qual se realizou o balanço energético global para o ano de 2020, é possível observar o reflexo inicial dessas mudanças propostas, pois a geração de energia por intermédio de fontes renováveis está a crescer (Figura 2.15).

Contudo, apesar da porcentagem do fornecimento de energia advindo do petróleo estar a diminuir, passando de 46,2% (2817,6 Mtep) em 1973 para 31,6% (4497,0 Mtep), ainda assim o seu total acumulado aumentou, acompanhando a tendência de crescimento na demanda energética mundial. O uso do carvão mais que dobrou (+2342,1 Mtep) e do gás natural mais que triplicou (+2284,9 Mtep). Por sua vez, a fonte hídrica também mais que triplicou o seu uso (+252 Mtep), tornando-se a energia renovável que mais cresceu no mundo desde então.

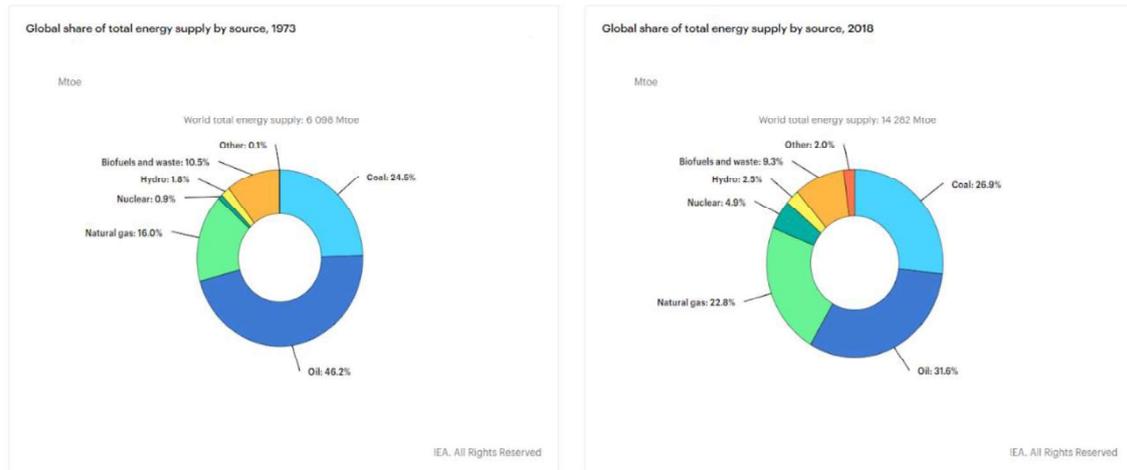


Figura 2. 15 - Participação global do fornecimento total de energia por fonte, em 1973 e 2018. (IEA, 2020b).

O relatório da IEA (IEA, 2020) também apresentou o fornecimento total de energia por fonte dos países pertencentes à Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico - OCDE, conforme Figura 2.16. Os dados demonstram uma acentuada diminuição da dependência do petróleo e do carvão, entre os anos de 1973 e 2019, com um decréscimo de 17,3% (-84,3 Mtep) e 8,2% (-79,3 Mtep) em suas parcelas representativas, respectivamente, assim como redução no fornecimento dos mesmos em valores absolutos, apesar do aumento da oferta total de energia. Destaque também para o aumento expressivo na disponibilidade de energia proveniente do gás natural (+839,2 Mtep) e nuclear (+468,6 Mtep), além das fontes renováveis biocombustíveis (+245,6 Mtep) e hídrica (+41 Mtep).

A Figura 2.17 mostra a distribuição do abastecimento mundial total de energia por região, dos anos de 1990 a 2018, e por meio dela é possível perceber que os continentes, com a exceção do asiático e europeu, obtiveram menores aumentos mas que foram crescentes e constantes ao longo da linha do tempo. A Ásia mais que dobrou seu fornecimento de energia, passando de 29,4% para 48,6% da disponibilidade total a nível global, o que corresponde a um aumento em valores de +4369,7 Mtep. A Europa, por sua vez, foi o único dentre os continentes a reduzir sua disponibilidade energética (-335,2 Mtep). Os demais obtiveram acréscimos: Américas (+757,6 Mtep); África (+450,4 Mtep); Oceania (+53,0 Mtep).

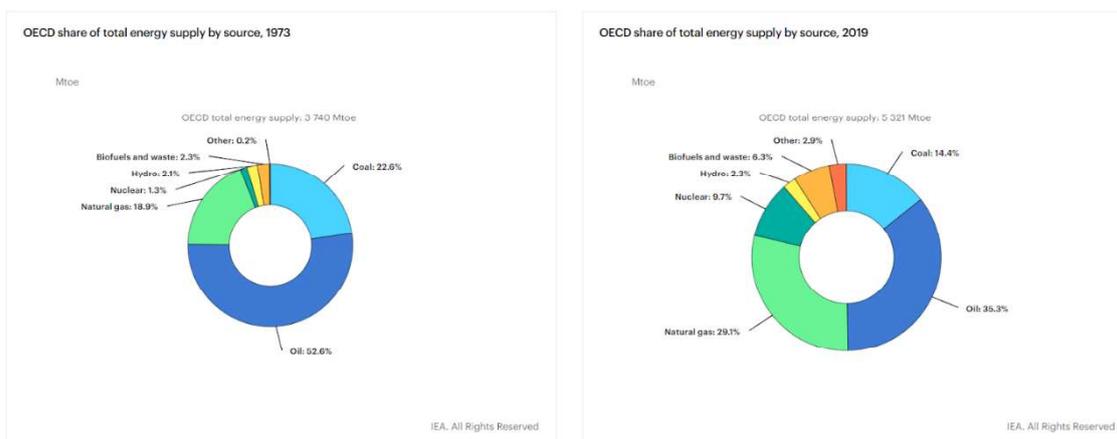


Figura 2. 16 - Participação da OCDE no fornecimento total de energia por fonte, em 1973 e 2019. (IEA, 2020b).

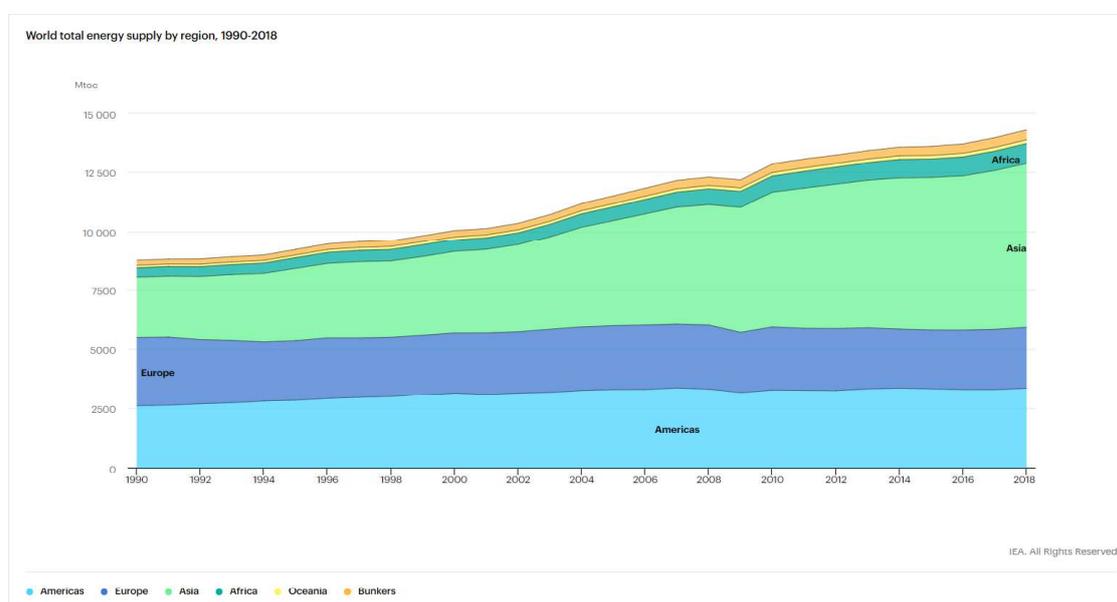


Figura 2. 17 - Abastecimento mundial total de energia por região, 1990-2018. (IEA, 2020b).

No geral, os objetivos climáticos internacionais reconhecem que as emissões devem atingir o seu pico até 2050 e, em seguida, devem diminuir rapidamente para atingir o valor líquido zero na segunda metade deste século (IEA, 2020a). A grande maioria das emissões globais de CO₂ vem do setor de energia, deixando clara a necessidade de um sistema de energia mais limpo. As emissões globais de CO₂ devem cair em 2020, em decorrência da crise da Covid-19, mas sem mudanças estruturais no sistema de energia, esse declínio será apenas temporário (IEA, 2020a).

Ao longo das últimas décadas, os países têm buscado por meio de seus Governos traçar metas conjuntas que visem reduzir essas emissões de gases poluentes, através de protocolos, acordos, conferências de clima, etc., ao mesmo tempo que procuram aumentar o uso de energias que sejam renováveis e mais limpas. Alguns dos principais acordos realizados com este fim foram (Monttibeller-Filho, 1999; Lucci *et al.* 2005; Sene e Moreira, 2010; UNFCCC, 2020):

- (1968): Conferência da Biosfera, Paris;

- (1972): Conferência de Estocolmo - realizada pelas Nações Unidas sobre Meio Ambiente Humano, com a participação de 113 países, e elaboração da Declaração de Estocolmo e o Plano de Ação (sem caráter vinculativo);
- (1979): Convenção de Berna sobre a Vida Selvagem e os Habitats Naturais na Europa; Convenção de Genebra sobre a Poluição Atmosférica Transfronteiriça a Longa Distância (CLRTAP);
- (1983): sob a presidência de Gro Harlem Brundtland, a ONU cria a Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento;
- (1987): A Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento (United Nations - World Commission On Environment and Development (WCED) recomendou a criação de uma nova declaração universal sobre a proteção ambiental e a inserção do desenvolvimento sustentável - Relatório Brundtland;
- (1992): Conferência Mundial da Terra, no Rio de Janeiro, Brasil - Agenda 21 (plano mundial de acção para um Desenvolvimento Sustentável no século XXI onde constam 2500 recomendações); Declaração do Rio (conjunto de 27 princípios pelos quais deve ser conduzida a interação do ser humano com o planeta); Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas; Convenção sobre a Biodiversidade; Declaração das Florestas; Criação da Comissão das Nações Unidas para o Desenvolvimento Sustentável; Criação da Agenda 21 Local;
- (1994): Aalborg, Dinamarca - deu início à campanha Europeia das Cidades e Vilas Sustentáveis. Carta de Aalborg;
- (1996): Lisboa, Portugal - Plano de Ação de Lisboa (Da Carta à Ação) - apresenta em ações os princípios da `Carta de Aalborg`;
- (1997): Conferência de Quioto, no Japão - Foi elaborado o `Protocolo de Quioto`, que é um acordo internacional voltado para as emissões de gases de efeito estufa. O Protocolo de Quioto estabeleceu metas específicas de redução de emissões de seis dos principais gases causadores do efeito estufa. Estabeleceu ainda a necessidade dos países desenvolvidos ajudarem os países em vias de desenvolvimento;
- (2000): Conferência do Milênio, em Nova Iorque - apresentação dos `Objetivos do Milênio`, que foram 8 indicadores de desenvolvimento, dentre eles garantir a sustentabilidade ambiental e criar uma parceria mundial para o desenvolvimento;
- (2015): Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável, na sede da ONU, em Nova Iorque - lançamento de um novo e ambicioso programa de desenvolvimento sustentável, adotado pelos 193 Estados-membros, composto por 17 objetivos e 169 medidas para acabar com a pobreza, combater a desigualdade e combater às mudanças no clima até 2030.

A busca por alcançar emissões líquidas zero requer uma transformação radical na forma como a energia é transformada, fornecida e usada. O rápido crescimento dos carros elétricos, principalmente solares, demonstrou o potencial das novas tecnologias relacionadas à energia limpa que visam reduzir as emissões. Para que essas tecnologias sejam implementadas, as emissões líquidas zero exigirão, em uma escala muito maior, o avanço de muitas outras soluções de energia limpa que atualmente estão em um estágio anterior de desenvolvimento, como inúmeras aplicações de captura de hidrogênio e carbono. A IEA propõe um cenário de Desenvolvimento Sustentável - um roteiro para cumprir as metas internacionais de clima e energia - traz o sistema de energia global para emissões líquidas zero até 2070, incorporando aspectos de mudança comportamental ao lado de uma profunda transformação na tecnologia e infraestrutura do sistema de energia (IEA, 2020a).

2.3.2 Portugal

2.3.2.1 Matriz Energética

Em Portugal, a Direção-Geral de Energia e Geologia - DGEG e a Direção de Serviços de Planeamento Energético e Estatística - DSPEE, ambas vinculadas ao Governo Português, desenvolvem anualmente o Balanço Energético Nacional (BEN), sendo lançado até meados do ano de 2020 o Balanço Energético Sintético (BES) (DGEG, 2020a), com base no ano de 2019, o qual objetiva apresentar, de forma resumida, os dados já disponíveis sobre a evolução anual dos principais indicadores energéticos.

O relatório apresenta, de acordo com a Figura 2.18, que nos últimos dois anos (2018-2019) o consumo de energia primária regrediu, ao passo que o consumo de energia final tem crescido desde o ano de 2014. Em 2019, o consumo de energia primária decresceu 0,9% se comparado ao ano de 2018. Esta redução na energia foi acarretada principalmente devido à menor utilização nas centrais termoelétricas do carvão de origem fóssil. Por sua vez, em 2019 o consumo de energia final obteve um aumento de 1,9% em comparação a 2018, e deveu-se sobretudo ao acréscimo de consumo dos combustíveis rodoviários, os quais destacam-se: a aviação internacional com o consumo de “jet fuel” (+5,4%) e os transportes internacionais marítimos com consumo de combustíveis (+18%) (DGEG, 2020a).

É possível observar mais especificamente, conforme Figura 2.19, que o Petróleo é a energia tanto primária (43,4%) como final (46,7%) mais utilizada no país. O Gás Natural, por sua vez, é a segunda fonte primária mais utilizada com 22,9%, seguido da Biomassa (12,7%), Energia Elétrica (11,2%) e Carvão (5,7%). Contudo, a Energia Elétrica apresenta-se como a segunda maior fonte de consumo final em Portugal (24,5%), seguida então do Gás Natural (10,5%), Calor (7,2%) e a Biomassa (6%).

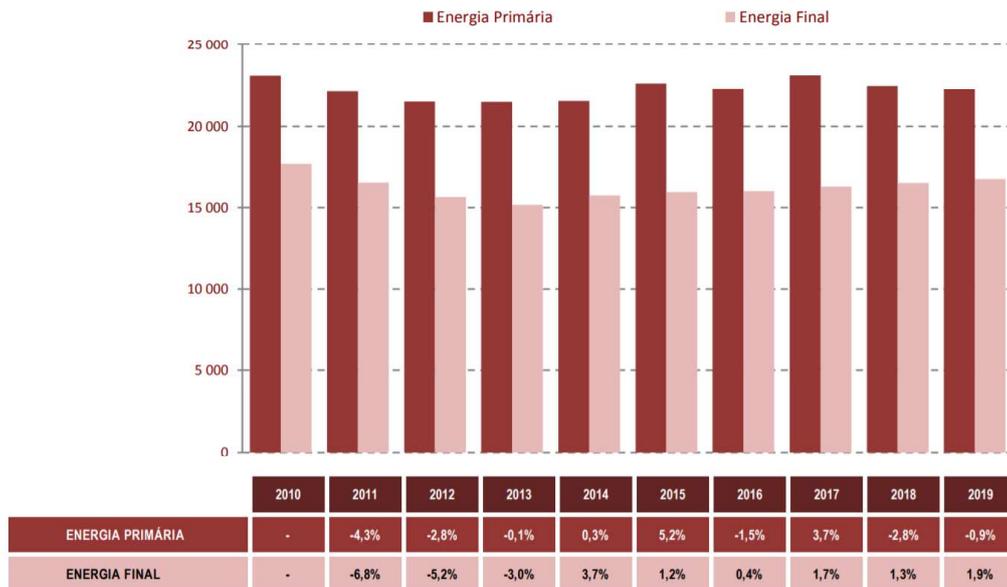
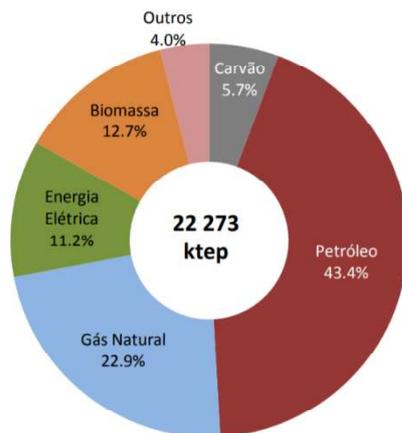


Figura 2. 18 - Evolução dos consumos de energia primária e final (ktep).
(DGEG, 2020a).

Consumo de Energia Primária 2019



Consumo de Energia Final 2019

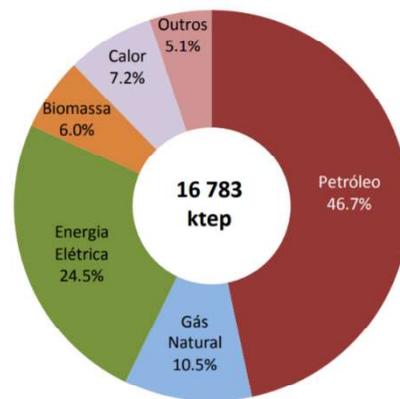


Figura 2. 19 - Balanço Energético Sintético para Portugal.
(DGEG, 2020a).

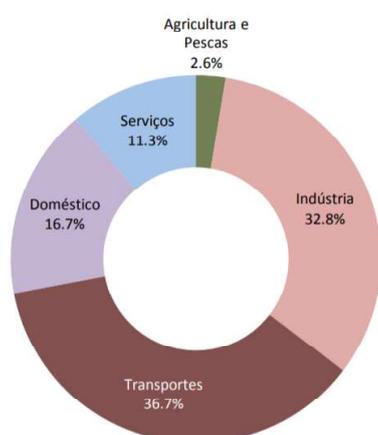
De acordo com o BES (DGEG, 2020a), o setor da Indústria nos últimos dez anos (2010-2019) obteve a maior redução no consumo de energia, em aproximadamente 14% (-830 ktep). Para o mesmo período mencionado, o setor dos transportes também reduziu seu consumo em 7% (-450 ktep), enquanto que o setor dos Serviços seguiu o sentido inverso e obteve aumento em seu consumo de 19% (+380 ktep).

Ao analisar a Figura 2.20, que considera o valor total da energia disponível consumida e sua respectiva divisão entre os diferentes setores demandantes, é possível visualizar que no decorrer da referida década, a sequência dos maiores aos menores consumidores se manteve a mesma, sendo: Transportes, Indústria, Doméstico, Serviços, Agricultura e Pescas. Contudo, os dois primeiros apresentaram redução de -0,7% (36,6% para 36%) e -3,1% (32,8% para 29,7%), respectivamente. Os três últimos, por sua vez,

demonstraram aumento no consumo, sendo o setor de Serviços o que apresentou o maior incremento de +2,8% (11,3% para 14,1%), seguido do uso Doméstico com +0,7% (16,7% para 17,4%) e da demanda por Agricultura e Pescas com +0,2% (2,6% para 2,8%).

A Fração de Energia Renovável (FER) no Consumo Final Bruto de Energia (CFBE) apresentado no BES 2020 (Figura 2.21) informa que, entre os anos de 2010-2019, houve um aumento crescente da FER no CFBE até o ano de 2016, chegando à marca aproximada de 31%, obtendo discreto decréscimo nos últimos três anos (2017-2019), chegando a 30,1% em 2019. Este levantamento feito para o ano de 2019, podem ainda sofrer alterações com o incremento de consumos FER ainda não contabilizados, correspondendo um percentual abaixo de 0,5.

Estrutura do consumo final de energia em 2010



Estrutura do consumo final de energia em 2019

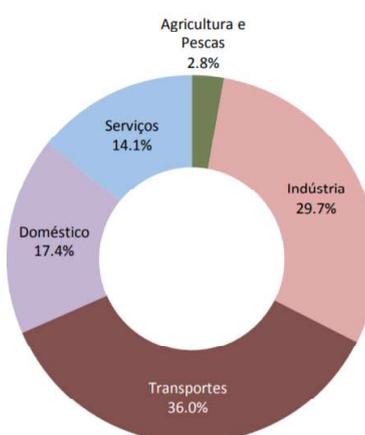


Figura 2. 20 - Consumo final por setor económico. (DGEG, 2020a).



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
FER (%)	24,2%	24,6%	24,6%	25,7%	29,5%	30,5%	30,9%	30,6%	30,3%	30,1%	
trajetória indicativa		22,6%	22,6%	23,7%	23,7%	25,2%	25,2%	27,3%	27,3%	29,2%	31,0%

Figura 2. 21 - Fração de fontes de energia renovável (FER) no consumo final bruto de energia (CFBE) (Diretiva 2009/28/CE. DGEG, 2020a).

2.3.2.2 Matriz Elétrica

Quanto à participação na Matriz Elétrica Portuguesa, o Anuário da Associação Portuguesa de Energias Renováveis - APREN (APREN, 2019) mostra o que é feito em

Portugal no setor da produção de eletricidade, destinando maior atenção à componente renovável, e incluindo a evolução da independência da energia de Portugal do exterior. Na última edição lançada em 2019, com base nos dados de 2018, são apresentadas: 236 centrais eólicas (5.205 MW), 100 pequenas centrais hídricas (375 MW), 46 grandes centrais hídricas (6.751 MW), 37 centrais solares fotovoltaicas (93 MW), 5 centrais a biomassa (209 MW) e 3 centrais geotérmicas (33 MW). Estes valores correspondem a um montante total de centrais renováveis de 427, com uma potência instalada de 12.665 MW. A energia exportada através de trocas comerciais com a Espanha registaram um saldo de 2,7 TWh, o qual representa 5,2% do consumo. Trata-se do terceiro maior valor registado, no entanto, muito inferior ao de 2016 (APREN, 2019).

O estudo mostrado no Anuário relata que as fontes renováveis representaram, em 2018, 52,6% da oferta elétrica nacional (Figura 2.22). Nesse quesito, Portugal representa um valor um pouco superior a duas vezes ao restante do mundo (22%), e aproximadamente duas vezes mais que os países pertencentes à OCDE (26%), ambos no ano de 2017. Dentre esta parcela de renováveis, as fontes hídrica (23,7%) e eólica (22%) são as mais utilizadas, correspondendo juntas um montante de 45,7% da matriz elétrica portuguesa. As fontes não renováveis, por sua vez, representam o restante da fração total (47,4%) sendo as fontes de carvão e gás natural as mais utilizadas, com 19,6% e 18,1%, respectivamente.

Quanto ao dimensionamento da energia gerada, as fontes renováveis superaram às fontes fósseis, com uma produção de eletricidade de 29,9 TWh em detrimento das não renováveis que representam 26,9 TWh, conforme figura 2.23. Às fontes renováveis Hídrica (13,5 TWh) e Eólica (12,5 TWh) geraram mais eletricidade que as fontes fósseis como Carvão (11,1 TWh) e Gás Natural (10,3 TWh), por exemplo. Isso demonstra a evolução da matriz elétrica portuguesa, que tem se tornado cada vez menos poluente.

Dentre as fontes renováveis, a potência instalada em Portugal quase dobrou do ano 2000 para o ano de 2018, passando de 11.280 MW para 21.918 MW, conforme demonstrado na Figura 2.24. Em 2000, dentre o total apresentado, a fonte Hídrica (soma da reversível e não reversível) correspondia à maior parcela desse total, e ao longo dos anos apresentou gradativo crescimento. Contudo, a fonte que apresentou expressivo crescimento em potência instalada foi a fonte Eólica, a qual atualmente chega a se assemelhar em valores à fonte Hídrica. Ressalta-se que, do ano de 2010 em diante, a fonte Solar também tem apresentado acentuado crescimento.

Esse mesmo comportamento pode ser observado no histórico de energia elétrica gerada desde o ano 2000 (Figura 2.25), que mostra a redução no uso das fontes fósseis ao longo dos anos e, principalmente, o crescimento da fonte Eólica e de outras renováveis na matriz elétrica a partir do ano de 2005, com uma taxa de crescimento anual médio de 6%, sendo que nos anos de 2012, 2015, 2017 e 2018, a produção Eólica superou a produção Hídrica, muito devido à escassez de água nesses anos, o que também desencadeou no aumento do uso de fontes de origem fóssil.

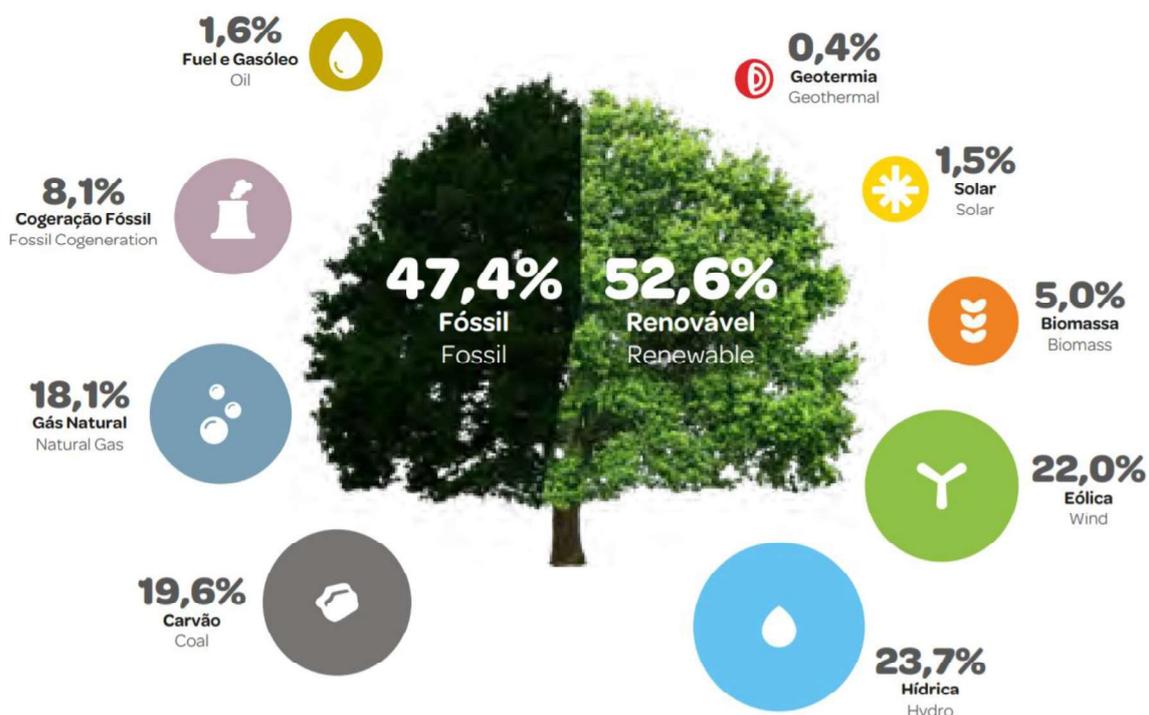


Figura 2. 22 - Peso das diferentes fontes na produção de eletricidade em Portugal em 2018. (APREN, 2019).

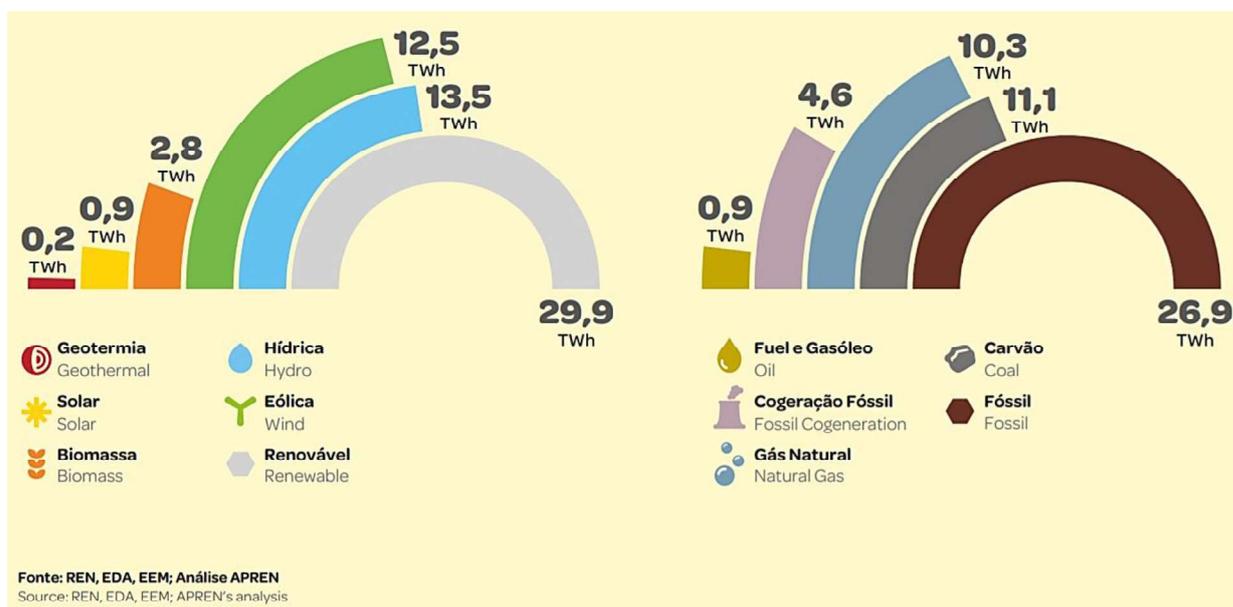


Figura 2. 23 - Produção de eletricidade em Portugal em 2018. (APREN, 2019).

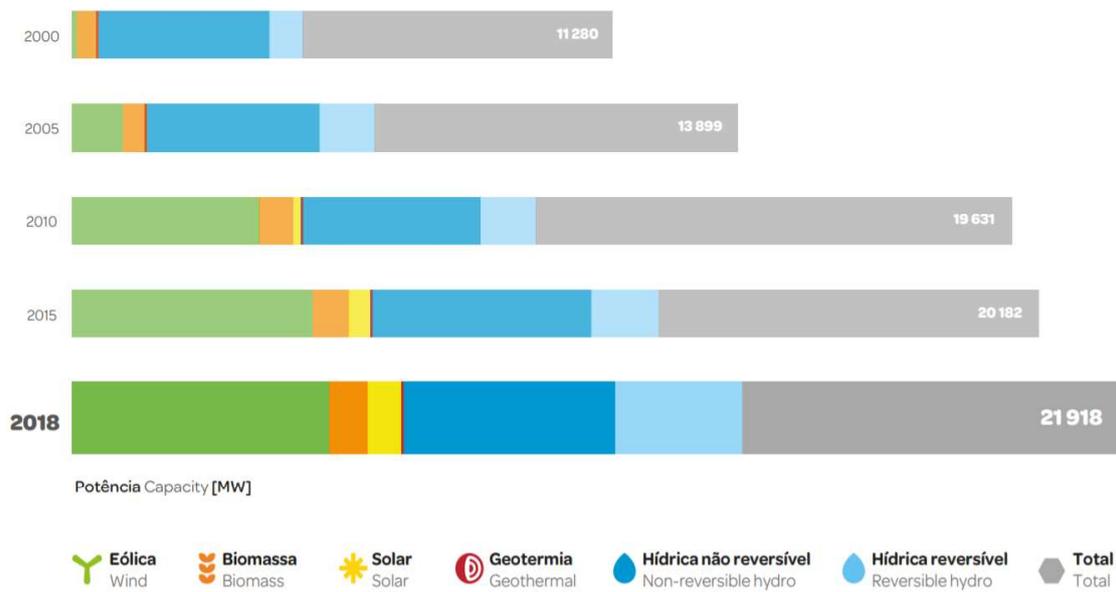


Figura 2. 24 - Potência instalada por fonte de produção de eletricidade em Portugal. (APREN, 2019).

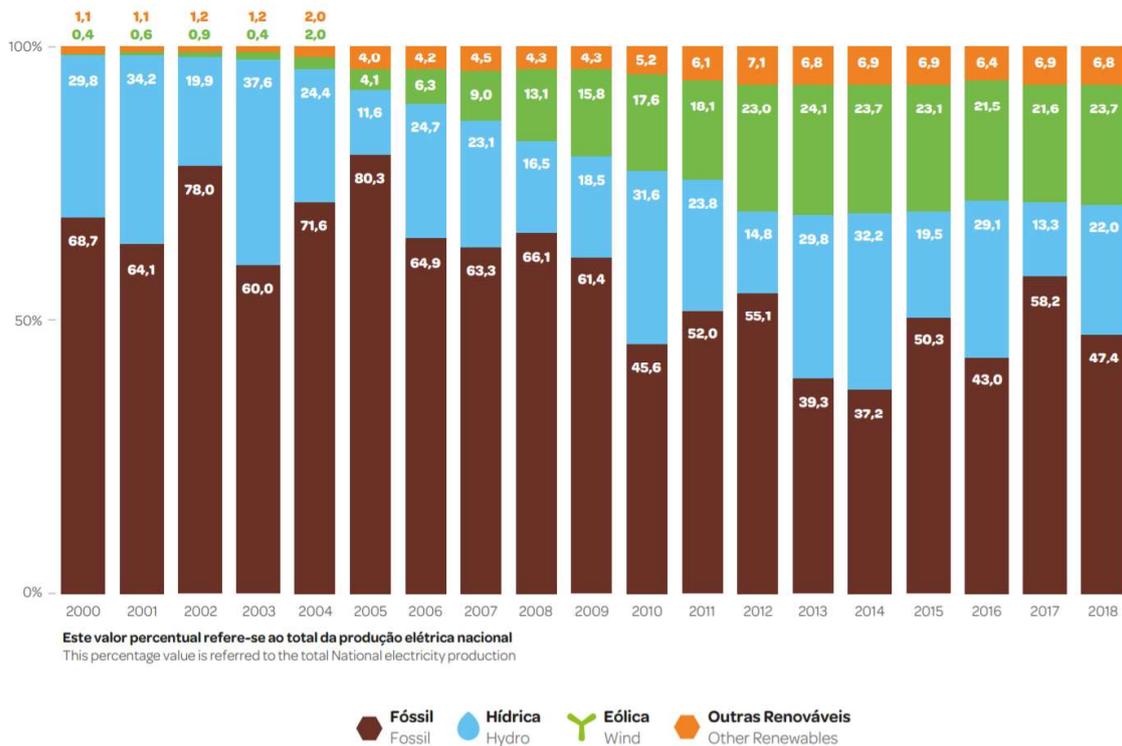


Figura 2. 25 - Peso das diferentes fontes de produção de eletricidade no mix português. (APREN, 2019).

Um estudo parcial e mais recente, lançado no ano de 2020, demonstra o acumulado de energia elétrica gerada entre os meses de janeiro à julho, para os anos de 2019 e 2020 (APREN, 2020). Neste cenário, é possível observar através da Figura 2.26 que a produção por meio de fontes renováveis aumentou, passando de 52,3% em 2019 para 66,3% em 2020. Destaca-se que em 2019, a maior fonte geradora foi a Eólica (26%)

seguida da Hídrica (18%), ao contrário do que se apresentou para 2020, onde a fonte Hídrica (33%) tem estado à frente em geração de eletricidade da fonte Eólica (24%). Esta estatística demonstra a diversidade da matriz elétrica portuguesa no que se refere ao uso das energias renováveis e seus usos intercalados mediante respostas climáticas ou outros fatores desencadeantes.

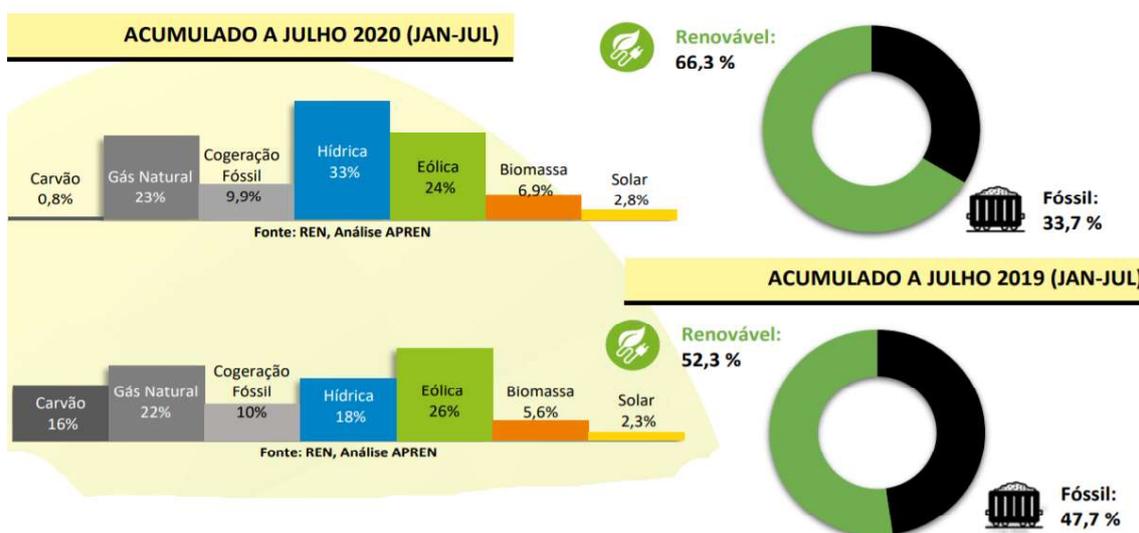


Figura 2. 26 - Geração parcial de eletricidade em 2020: Portugal Continental. (Adaptado de APREN, 2020).

Ao analisar as projeções futuras quanto à expansão da matriz elétrica portuguesa, o estudo referente ao “Impacto macroeconómico do setor da eletricidade de origem renovável em Portugal” (DELOITTE e APREN, 2020), mostra que a potência instalada em centrais renováveis cresceu em todas as tecnologias nos últimos anos, prevendo-se que duplique entre 2010 e 2030, substituindo a produção por meio do gás natural e carvão e dando resposta à previsão de crescimento do consumo de eletricidade em Portugal. Quanto ao cenário exportador, destaca-se o forte crescimento que se perspectiva para a fonte solar até o ano de 2030, viabilizando o aproveitamento das condições favoráveis existentes no País.

O estudo também informa que, através do desenvolvimento de novas interligações elétricas entre a Península Ibérica e França, previstas para 2020, Portugal pode transformar-se num País exportador de eletricidade renovável em 2030. Outra possibilidade é a ligação mais direta por Marrocos. Quanto a esse cenário projetado de exportação (2030E), considerou-se que a exportação de eletricidade poderá representar 10% da produção nacional, ao inverso do que ocorre atualmente onde 100% da produção é usado para consumo interno português. O aumento de produção na componente renovável, deverá ser assegurado por um aumento de potência instalada da energia solar fotovoltaica, a qual deve passar de 749 MW em 2020 para 905 MW em 2030 (+156 MW), e ter +1966 MW considerando-se a diferença entre os cenários para 2030 e 2030E. Também projeta-se que fontes eólica (+911 MW) e hídrica (+870) também deverão expandir sua capacidade instalada até 2030, mas limitando o uso da eletricidade gerada pelos mesmos apenas para Portugal (Figura 2.27).



Figura 2. 27 - Evolução da potência instalada em renováveis por tecnologia (MW).
(Adaptado de Deloitte e APREN, 2020).

Outro estudo realizado pela APREN (2018), que mostra a eletricidade renovável no sistema energético português, com cenários que vão até o ano de 2050. Foram selecionados três cenários que atuam da seguinte forma: FER-E conservador - não há metas específicas de redução das emissões de GEE do setor energético e considera-se um aumento de 60% da eletricidade renovável no mix da produção nacional; MITIGAÇÃO (-60%) e MITIGAÇÃO (-75%) - redução das emissões de GEE do setor energético em até -60% e -75%, respectivamente, para o ano de 2050, em comparação ao ano de 1990. Nos dois últimos cenários, a inserção de eletricidade renovável no mix de produção estará limitada ao potencial dos recursos disponíveis para geração.

Baseando-se então nestes cenários, para que se atinja os níveis de descarbonização necessários propostos pelo país, a contribuição da eletricidade renovável poderá ser de 85% em 2030 e de 94% em 2050 (sem a cogeração incluída). Conforme Figura 2.28, nos cenários de Mitigação a energia eólica onshore poderá ser responsável por aproximadamente 39% da eletricidade gerada em 2050. A energia solar fotovoltaica, por sua vez, poderá contribuir mais com a produção de eletricidade, ao passar de 2% em 2018 para possíveis 12%-14% em 2030, e poderá chegar a 30% da produção em 2050.

No cenário de Mitigação (-75%), onde ocorre um significativo aumento do consumo de eletricidade, a geração de energia eólica offshore apresenta-se como uma boa solução para investimento. Nos dois cenários de Mitigação, faz-se necessário a busca por tecnologias que garantem a disponibilidade de oferta dos recursos renováveis em situações de escassez. Neste quesito, o gás natural com a implantação do CCS (Carbon Capture and Sequestration) também revelou-se ser eficaz, com bom custo-benefício. Contudo, esta solução tecnológica poderá ser amplamente substituída por outras tecnologias, como a bombagem hidroelétrica e/ou o armazenamento em baterias em larga escala (APREN, 2018).

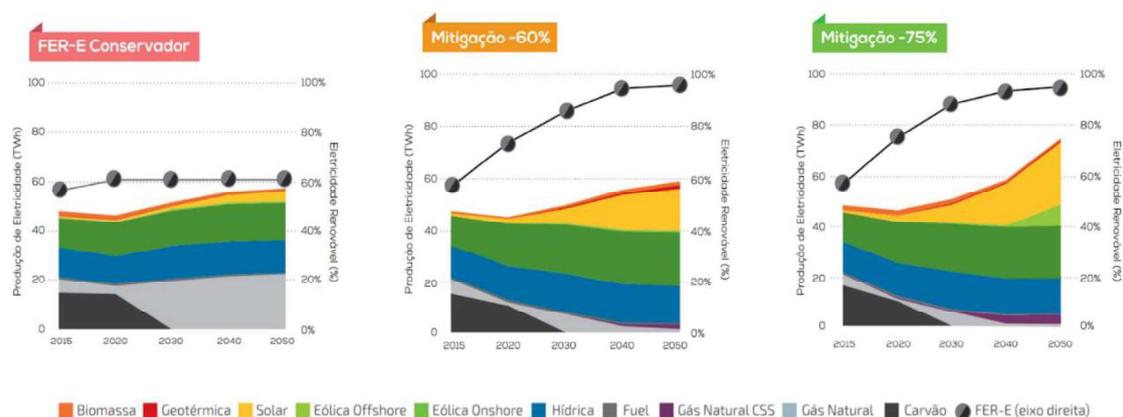


Figura 2. 28 - Projeção de geração da eletricidade por tecnologia em Portugal para 2050. (Adaptado de APREN, 2018).

Outro relevante assunto a ser abordado neste estudo (APREN, 2018) é a dependência energética de Portugal de outros países, no que se refere a importação de recursos energéticos fósseis para a geração de energia interna do país. Neste quesito, Portugal entre os anos de 1996-2006 possuía uma dependência energética de 85%. No entanto, com o incremento da produção elétrica de origem renovável na primeira década do século XXI, houve uma redução da dependência energética do País após o ano de 2007, fazendo com que o país diminuísse essa dependência para 78% no ano de 2010 (Figura 2.29).

Após isso, houve uma tendência de estagnação deste indicador até o ano de 2020, em todos os cenários, acarretado principalmente pela grande influência da variabilidade hidrológica. Todavia, no cenário FER-E Conservador observa-se uma redução da dependência energética nacional, dos atuais 78% para 69% em 2050. Nos cenários de descarbonização acentuada, com a elevada presença de eletricidade renovável, a dependência energética poderá baixar, respetivamente, para 46% e 33%. Como consequência positiva, esta redução poderá gerar diminuição nos custos com matéria prima importada e aumento na segurança do abastecimento, competitividade e sustentabilidade ambiental (APREN, 2018).

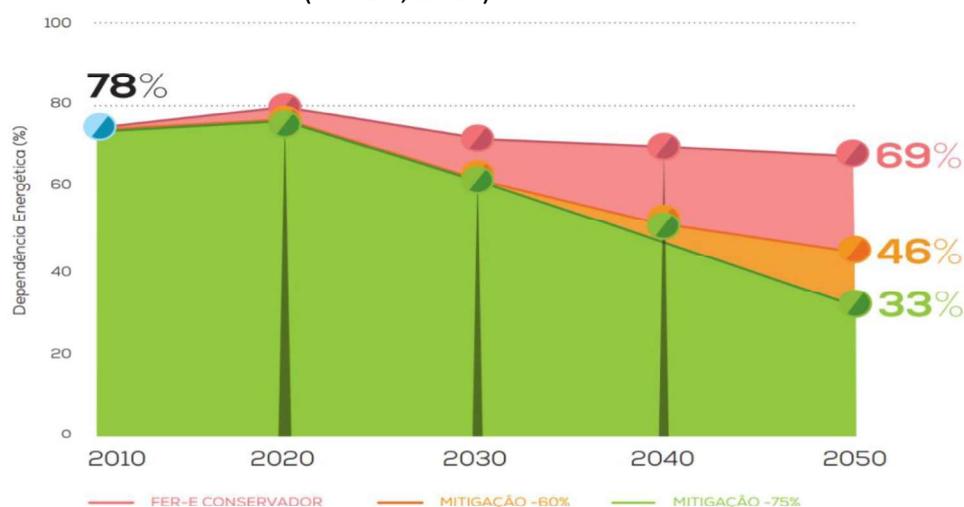


Figura 2. 29 - Projeção da dependência energética em Portugal para 2050. (Adaptado de APREN, 2018).

2.3.2.3 Energia Eólica em Portugal

A energia eólica é oriunda dos ventos, por meio do qual se extrai energia cinética e através dos aerogeradores (sistema de geração eólica ou turbina eólica) a transforma em energia mecânica, a qual posteriormente é transformada em energia elétrica por intermédio dos geradores acoplados ao eixo de rotação (rotor). Os tipos de aerogeradores dependem do modelo do rotor, que pode ser principalmente de dois tipos: eixo vertical e eixo horizontal. Dentre os de tipo de rotor com eixo vertical, nos quais predomina a força de arrasto do vento, destacam-se os de modelo: Savonius e Darrieus. Já os tipos de rotores de eixo horizontal, que são os mais convencionais por se utilizar principalmente da força de sustentação do vento, caracterizam-se pela quantidade de pás: 2, 3 ou multipás. Um aerogerador convencional do tipo de eixo horizontal é então constituído, de forma detalhada, pelos componentes apresentados na Figura 2.30.

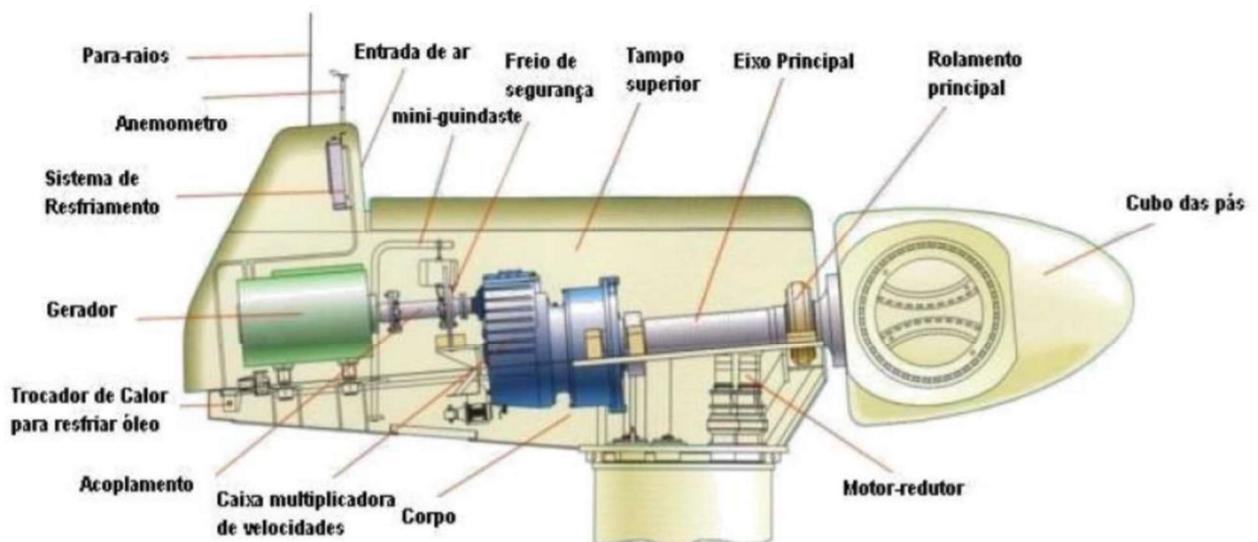


Figura 2. 30 - Conjunto Rotor-Nacela de um aerogerador convencional de eixo horizontal. (WENZEL, 2007).

Ao longo da história, Portugal tornou-se referência no que diz respeito à utilização da energia cinética proveniente dos ventos, onde teve-se início no período dos descobrimentos marítimos e da navegação à vela até o desenvolvimento pioneiro de técnicas destinadas à moagem de cereais, no qual o seu uso pode ser aplicado a diversos fins, dentre eles o energético (Estanqueiro e Jesus, 1996; Gonçalves *et al.*, 2002). Em contrapartida, Portugal não possui recursos de gás natural e petróleo que sejam conhecidos e disponíveis para exploração, apenas a fonte carvão possui essa oferta, contudo de forma escassa, fazendo com que o país fosse instigado a buscar desenvolver outros meios de gerar energia, dentre as quais destacou-se a procura e incentivo de recursos endógenos energéticos (Castro, 2009).

Pensando nisso, em 1988 foi promulgada o Decreto-Lei nº189/88 de 27 de Maio, que foi a primeira legislação voltada à regulação da geração de energia elétrica por meio de produtores independentes, a qual limitava a potência instalada a 10 MVA, tanto para o uso de energias renováveis ou não, o que acarretou no interesse de

investidores do sector privado, principalmente na geração de eletricidade por cogeração e centrais mini-hídricas. Contudo, na vigência desta referida legislação, o interesse em se investir em energia proveniente de fonte eólica foi baixo, seja pela escassez de informação a respeito do potencial eólico português, seja pelo facto de a tecnologia empregada na geração hidrelétrica ser mais conhecida e comprovadamente eficaz e rentável, o que fez com que esta fonte fosse mais utilizada (Castro, 2009).

No entanto, mesmo com o aumento na construção das mini-hídricas, onde nesse período foram instalados aproximadamente 200 MW de potência, ocorreu em seguida uma fase de estagnação na implantação desta tecnologia, motivada principalmente por dificuldades ambientais devido os poucos locais restantes para a inserção de novos projetos no país. Essa nova problemática fez com que a procura pela fonte eólica para geração de energia passasse a ser mais requisitada, com maior ênfase após o ano de 1996. Outros fatores que contribuíram com esse crescimento no interesse eólico foi, em 1995, a inserção do programa Energia e, em 1999, as alterações implantadas no quadro legislativo (Costa, 2004).

Em setembro de 2000 mais um passo foi dado visando incentivar o investimento no ramo eólico de energia, obtendo dessa vez a contribuição do Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação - INETI, o qual publicou nesta data dados referentes ao potencial energético dos ventos em Portugal, denominado de EOLOS, o qual trouxe impactos positivos ao mostrar regiões com potência total de mais de 400 MW. (Simões e Estanqueiro, 2000; Esteves, 2004).

Mas foi em 2001, com a criação da diretiva comunitária 2001/77/CE direcionada a cada Estado-Membro da União Europeia (UE), que desencadeou o maior crescimento desta fonte em território português. Isso porque a diretiva visava promover a geração de eletricidade por fontes renováveis através de metas específicas, como a das energias renováveis corresponderem, em 2010, a 12% do consumo interno bruto no total da matriz energética, além de uma meta ainda mais ambiciosa de 22,1% em eletricidade total consumida em cada país devem ser provenientes de fontes de energia renováveis (Ferreira e Martins, 2009). Contudo, para o caso de Portugal, esta última meta citada foi acordada de forma ainda maior (39%) (Costa, 2004).

Visando cumprir com os acordos prestados, e sabendo-se que a fonte eólica possuía um grande potencial mas pouco se havia explorado até então, os ministérios da Economia e do Ambiente e Ordenamento do Território propuseram o programa E4 (Eficiência Energética e Energias Endógenas), objetivando motivar a implementação de parques eólicos por meio de médios e pequenos produtores (Costa, 2004). Esta necessidade de expansão do sector elétrico tornou-se ainda mais evidente com a formação do Mercado Ibérico de Eletricidade - MIBEL, o qual estreitou laços com a Espanha que já estava a desenvolver projetos semelhantes (Esteves, 2004).

A publicação dos Dec.-Lei 312/01 e Dec.-Lei 339-C/01 de 2001 em Portugal, também foram decisivos para que, a partir do início do ano de 2002, o mercado energético nacional voltassem seus interesses para a fonte eólica, fazendo com que pedissem à então Direção Geral de Energia - DGE a implantação de 7 GW (valor este superior a 50% da capacidade instalada no país em 2002) de potência na matriz elétrica nacional, sendo a maior parte deste montante direcionados à projetos de parques eólicos. Foi publicada em 2003 uma nova Resolução do Conselho de Ministros (RCM 63/2003), que veio para substituir o Programa E4, e estabeleceu as principais

orientações referentes às políticas energéticas, assim como os objetivos e seus respectivos meios de implantação (Esteves, 2004).

Em 2006, assim como em 1995, houve uma reestruturação do sector elétrico, no qual foi estabelecido uma maior liberação da concorrência entre os mercados de energia, extinguindo o monopólio até então pertencente à empresa EDP. Em 2007, por sua vez, foi feito o Decreto-Lei n.º225/2007, que atualizou o tarifário destinado à venda para a rede pública da energia de origem renovável, ao apresentar remuneração atrativa aos investidores, que se difere por regime de exploração e tecnologia. Desde então, diversas outras medidas estão a ser adotadas, proporcionando ao sector um cenário ainda mais promissor, registrando-se uma quantidade de pedidos de licenciamento de novas instalações que chega a ultrapassar o potencial técnico do recurso eólico, incluindo aplicação a tecnologia off-shore. (Castro, 2009; Estanqueiro e Simões, 2010).

O estudo divulgado pelo APREN e pelo Instituto de Ciência e Inovação em Engenharia Mecânica e Engenharia Industrial - INEGI, que foi uma nova edição do e²p - Energias Endógenas de Portugal (INEGI e APREN, 2019) referente aos Parques eólicos em Portugal, mostra a potência instalada nos dez maiores países produtores deste tipo de energia a nível europeu (Figura 2.31). Portugal encontra-se na décima posição, com 5.389 MW, sendo que o primeiro lugar pertence a Alemanha (58.311 MW), com um valor mais de dez vezes superior ao português, e mais de duas vezes superior à Espanha (23.494 MW) que é o segundo colocado.

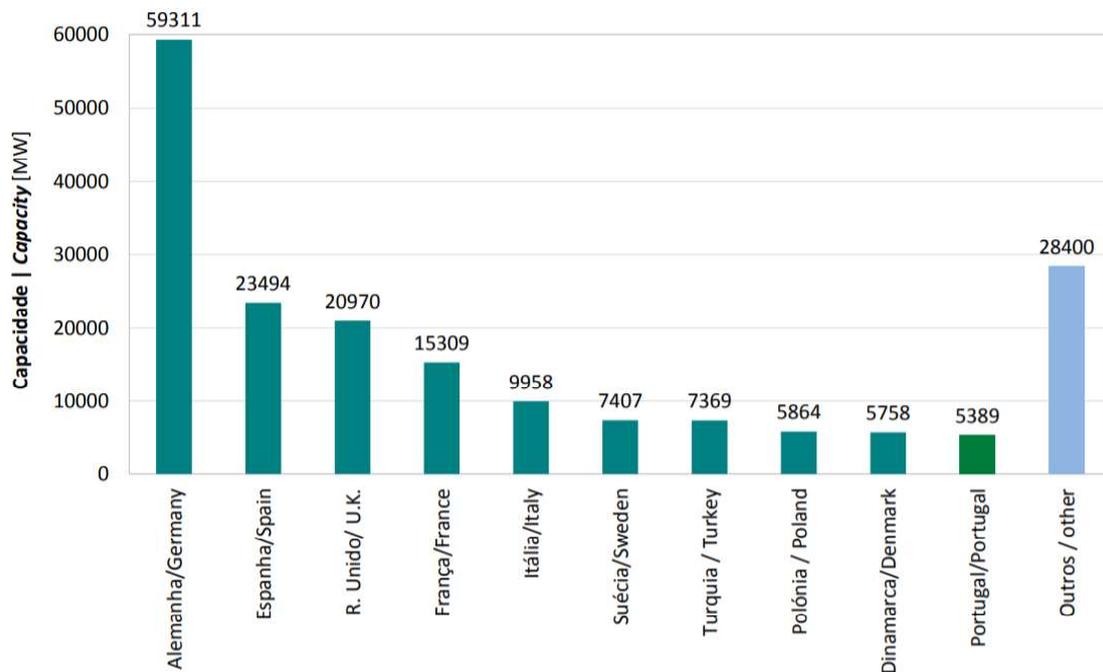


Figura 2. 31 - Potência capacidade geradora 2018 - Europa.
(INEGI e APREN, 2019).

De acordo com dados do INEGI (2011), o primeiro parque eólico criado em Portugal foi no ano de 1988, na Região Autónoma dos Açores, e posteriormente foram

feitos outros dois parques na mesma região no princípio dos anos 1990. Contudo, foi nos anos 2000 quando iniciou-se o real avanço na expansão dos parques eólicos (Figura 2.32). Entre 2005 e 2015, o país quintuplicou sua potência instalada, passando de aproximadamente 1.000 MW para 5.000 MW. O ápice da construção de novos parques eólicos e consequentemente do aumento da capacidade instalada se deu entre os anos de 2006 e 2010. Desde então, a capacidade eólica continuou a crescer em um ritmo menos acelerado mas constante, até os anos de 2016 e 2017, onde houve uma estagnação na expansão desta tecnologia, seguida de um novo pequeno crescimento em 2018.

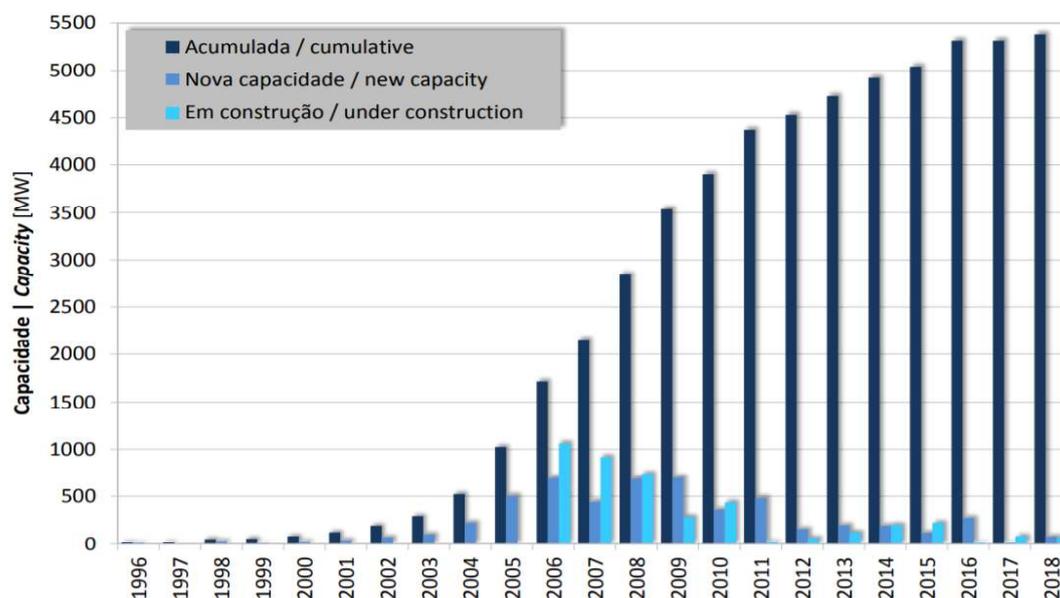


Figura 2. 32 - Capacidade geradora instalada acumulada - Portugal.
(INEGI e APREN, 2019).

Dentre essa potência instalada em Portugal, a mesma subdivide-se nas diferentes regiões do território nacional, conforme apresentado no mapa da Figura 2.33 (a). Nela é possível ver que os Distritos com maior capacidade disponível, acima de 400 MW, são os de: Viseu (1.137,2 MW); Vila Real (665 MW); Coimbra (634 MW); Guarda (517,3 MW); Castelo Branco (465,1 MW). Por sua vez, os Distritos com menores capacidades instaladas, menores que 100 MW, são: Bragança (84 MW); Porto (81,2 MW); Beja (74 MW); Aveiro (70,8 MW); Setúbal (18,7 MW); Portalegre (8,2 MW).

Évora é o único Distrito que não apresenta potência eólica instalada (0,0 MW). Além do Portugal Continental, às regiões autónomas da Madeira e dos Açores também apresentam capacidade instalada, com 46,2 MW e 36,7 MW, respectivamente. Contudo, a produção Offshore ainda é inexistente no país. Às regiões de Coimbra, Leiria e Aveiro, são as únicas que apresentam no respectivo ano do estudo a construção de novos parques eólicos, com um aumento de suas capacidades de 46,8 MW, 20,4 MW e 3,7 MW, respectivamente. O mapa da Figura 2.33 (b) representa a densidade dos parques eólicos instalados em Portugal, e por meio dele é possível perceber que a maior concentração dos mesmos encontram-se entre as regiões Central e Norte.

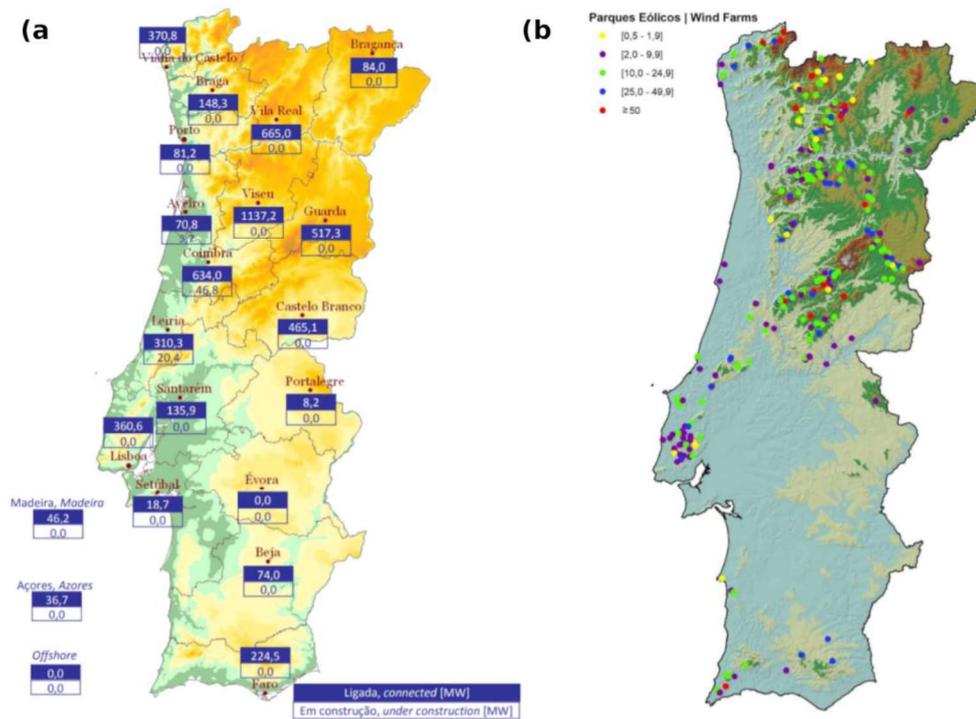


Figura 2.33 - a) Capacidade Instalada por Distritos e Regiões Autónomas 2018; b) Localização dos parques eólicos 2018 – Portugal Continental. (Adaptado de INEGI e APREN, 2019).

2.3.3 Brasil

2.3.3.1 Matriz Energética

No Brasil, o Ministério de Minas e Energia (MME) é a instituição federal responsável por formular e definir as diretrizes e princípios básicos da política energética nacional. O MME desenvolve diversas análises e estudos voltados para o planejamento do setor energético brasileiro, por intermédio de suas empresas e órgãos vinculados. Foi então criada, nos termos da Lei n° 10.847, de 15 de março de 2004, e do Decreto n° 5.184, de 16 de agosto de 2004, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE a qual é vinculada ao MME, e possui como objetivo fornecer informações relevantes para o planejamento do setor energético, como: energia elétrica, carvão mineral, gás natural, petróleo e seus derivados, eficiência energética e fontes energéticas renováveis, dentre outras.

O Art. 4º, inciso II, da referida Lei, estabelece como uma das competências da EPE a elaboração e publicação anual do BEN, o qual documenta e divulga pesquisas completas relacionadas à contabilidade do consumo e oferta de energia no Brasil. A EPE também publica, em acréscimo, o Relatório Síntese a cada primeiro semestre posterior

ao ano base, que apresenta um resumo dos dados acerca da contabilização do consumo final, transformação e oferta do consumo final de produtos energéticos no Brasil.

O Relatório Síntese referente ao BEN de 2020 (com base no ano de 2019) (EPE, 2020a) informa que a Matriz Energética Brasileira é diversificada, e conta com uma grande parcela de fontes renováveis, mantendo-a entre as mais elevadas do mundo (EPE, 2020). O país registrou, em 2018, o correspondente a 45,5% da oferta interna de energia do país em fontes renováveis, passando em 2019 para 46,1%, ou seja, um acréscimo de 0,6%. É uma porcentagem três vezes maior que a média mundial de 2017 (13,9%) e mais de quatro vezes superior ao apresentado pela OCDE (10,8%) para o mesmo ano, conforme apresentado na Figura 2.34.

Isso se deu particularmente devido ao incremento das fontes solar e eólica na geração de energia elétrica e o avanço da oferta de biomassa da cana e biodiesel. Além disso, a retração da oferta de carvão mineral, explicado pela diminuição da produção de aço bruto no Brasil, também contribuiu para o alto percentual de renovabilidade da matriz (EPE, 2020a). Ao analisar o histórico apresentado na Figura 2.34, de 2010 a 2014, houve uma redução na participação de renováveis relacionada à baixa hídrica nos reservatórios, passando a crescer novamente em 2015 com o incremento de outras fontes renováveis, chegando ao maior patamar da década no ano de 2019.

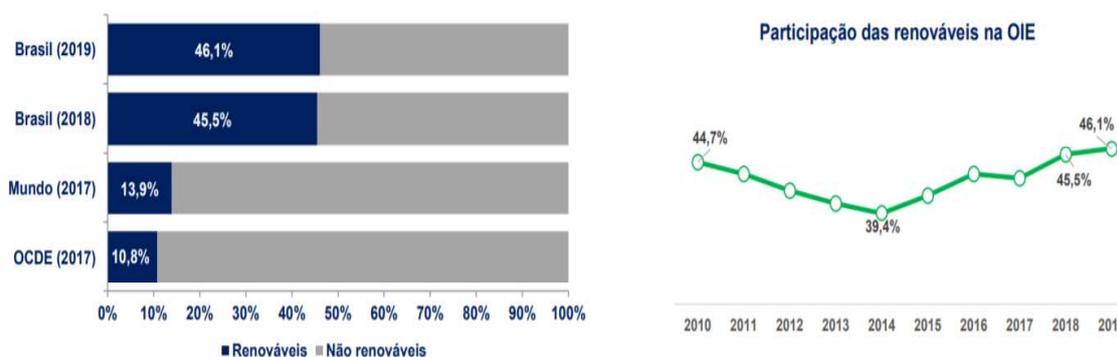


Figura 2.34 - Participação de renováveis na matriz energética. (EPE, 2020a).

As fontes não-renováveis representam 53,9% da oferta total interna de energia, com 34,4% advindos de petróleo e derivados, e 12,2% que correspondem ao gás natural (Figura 2.35). Por sua vez, as fontes renováveis mais utilizadas são biomassa de cana-de-açúcar, com 18% e 12,4%, respectivamente. Dentre as 'Outras renováveis' (Figura 2.36), destacam-se as fontes: lixívia, que embora tenha apresentado uma redução de -6,3% em um ano, continua a liderar esse setor; seguido do biodiesel e eólica, os quais apresentaram acréscimos anuais de 11,1% e 15,5%, respectivamente. Ressalta-se que, embora a fonte solar esteja apenas em quinto neste ranking, ela registrou um crescimento expressivo de 2018 para 2019, de 92,2%.

RENOVÁVEIS ► 46,1%

NÃO RENOVÁVEIS ► 53,9%



¹ Inclui importação de eletricidade oriunda de fonte hidráulica

Figura 2. 35 - Repartição da oferta interna de energia - OIE. (EPE, 2020a).



Outras renováveis (mil tep)	2018	2019	Δ 19 / 18
Lixívia	9.553	8.948	-6,3%
Biodiesel	4.391	4.878	11,1%
Eólica	4.169	4.815	15,5%
Outras biomassas ¹	1.134	1.149	1,4%
Solar	298	572	92,2%
Biogás	204	269	31,8%
Gás industrial de carvão vegetal	88	81	-8,0%
Total	19.837	20.712	4,4%

¹ Inclui casca de arroz, capim-elefante e óleos vegetais

Figura 2. 36 - Repartição de 'Outras renováveis'. (EPE, 2020a).

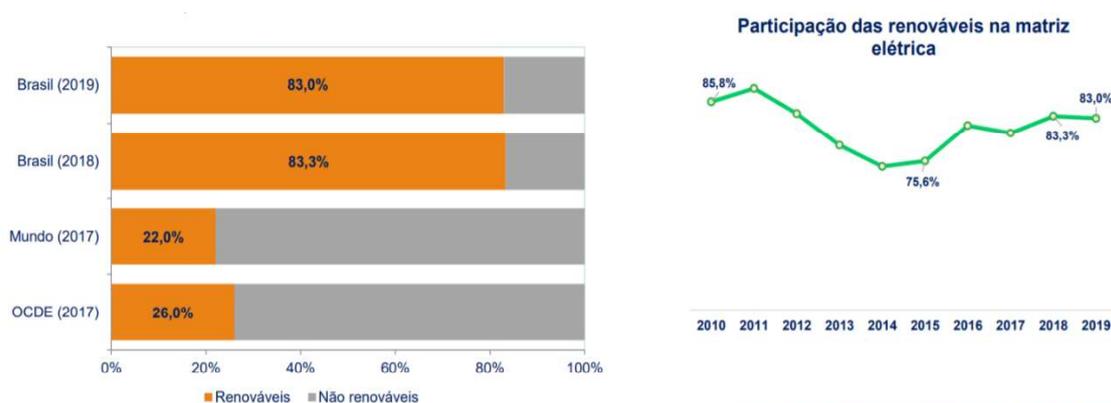
O uso da energia no Brasil, setorizado para as diferentes demandas, encontra-se disposto na Figura 2.37. Houve um aumento no consumo energético do ano de 2018 para o ano de 2019 de 0,6%, sendo o setor dos transportes e indústrias os maiores consumidores, com 32,7% e 30,4%, respectivamente. O consumo por transportes obteve um acréscimo devido maior inserção de combustíveis renováveis (etanol 11,1% e biodiesel 9,3%) nos combustíveis fósseis (gasolina e diesel). Contudo, o consumo em indústrias retraiu, devido principalmente à queda de 9% na produção do aço bruto e 6,6% na produção de celulose (EPE, 2020a).



Figura 2. 37 - Usos da energia no Brasil. (EPE, 2020a).

2.3.3.2 Matriz Elétrica

Quanto à participação na Matriz Elétrica Brasileira, o BEN (EPE, 2020a) relata que as fontes renováveis representaram, em 2019, 83% da oferta elétrica nacional (Figura 2.38), correspondendo a um decréscimo de 0,3% em comparação ao ano anterior. Ainda assim, nesse quesito, o Brasil representa um valor aproximadamente quatro vezes maior que em relação ao restante do mundo, e pouco mais de três vezes mais que os países pertencentes à OCDE, ambos no ano de 2017. O histórico apresentado para a década demonstrou, assim como para a matriz energética, um decréscimo de renováveis na matriz elétrica dos anos de 2011 a 2014, e posterior incremento até o ano de 2016, com variações nos anos seguintes.



* A renovabilidade é calculada com base na Oferta Interna de Energia Elétrica.

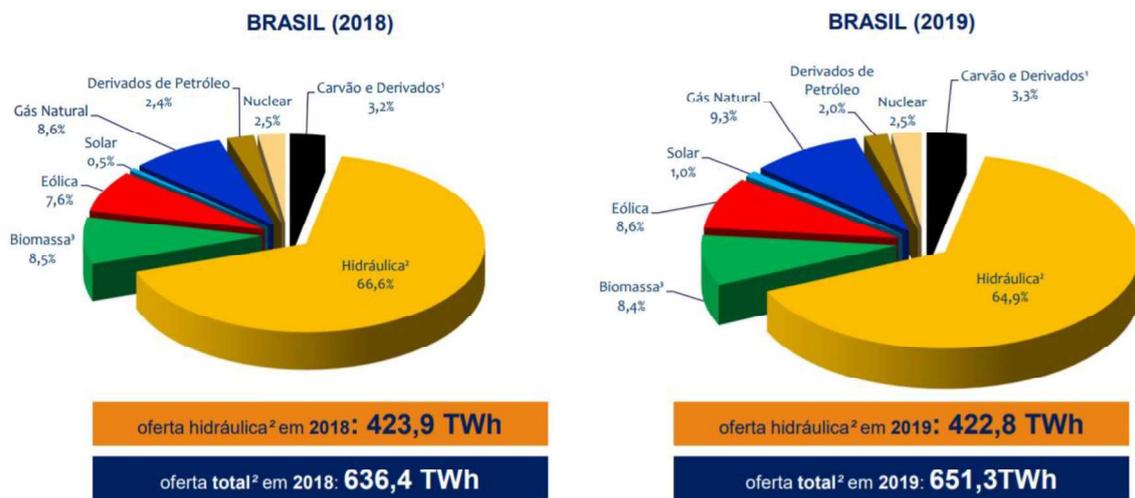
Fonte: EPE; Agência Internacional de Energia. Elaboração: EPE

Figura 2. 38 - Participação de renováveis na matriz elétrica brasileira. (EPE, 2020a).

Essa discreta diminuição na porcentagem de renováveis na matriz elétrica brasileira adveio devido ao aumento da oferta de gás natural para lidar com a

variabilidade das fontes renováveis, assim como episódios de escassez hídrica que contribuíram com a diminuição da oferta hídrica, embora tenha havido acréscimos na oferta (Figura 2.39) e geração (Figura 2.40), tanto eólica quanto solar fotovoltaica. Quanto à fonte hídrica, também houve aumento na geração da mesma em 2,3%, contudo sua oferta decresceu em função do recuo da importação de Itaipu (EPE, 2020a).

Dentre dessa parcela da matriz renovável, a fonte Hidráulica é a de maior percentagem de oferta, com 64,9% (-1,7% em comparação ao ano de 2018) conforme consta na Figura 2.39. A segunda maior fonte continua sendo o Gás Natural, responsável por 9,3% da oferta elétrica nacional, e com um crescimento anual de 0,7%. Destaca-se a fonte eólica que passou de 7,6% para 8,6%, ultrapassando assim a fonte de biomassa que corresponde a 8,4%, e tornou-se a terceira maior fonte ofertante de energia, além do crescimento de 15,5% na sua geração de energia (EPE, 2020a).

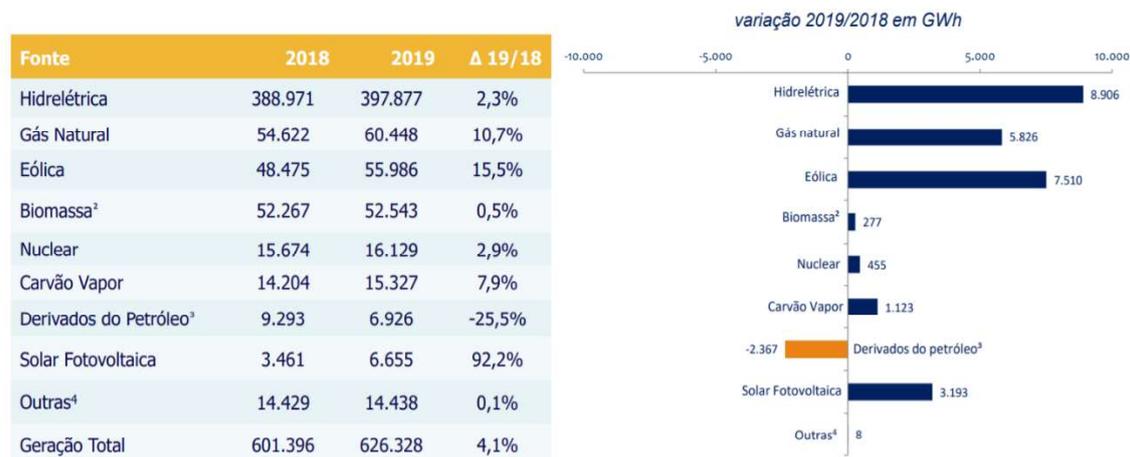


¹ Inclui gás de coqueria, gás de alto forno, gás de aciaria e alcatrão

² Inclui importação

³ Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia, biodiesel e outras fontes primárias.

Figura 2. 39 - Matriz elétrica do Brasil.
(EPE, 2020a).



¹ Inclui geração distribuída

² Inclui lenha, bagaço de cana, biodiesel e fixivia

³ Inclui óleo diesel e óleo combustível

Figura 2. 40 - Geração Elétrica Brasileira (GWh).
(EPE, 2020a).

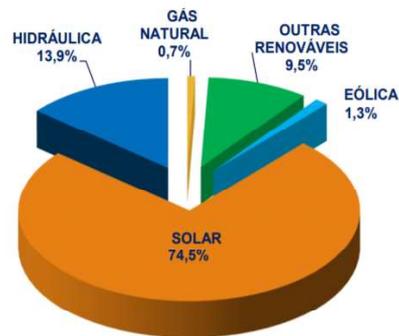
Outra importante fonte de geração elétrica no Brasil é a termoeletrica, ou térmica, que utiliza mais de uma dezena de fontes de energia para ser queimada em suas caldeiras como combustível. A geração térmica entra para alimentar o sistema elétrico nacional principalmente quando o nível d'água nos reservatórios das hidrelétricas é insuficiente para garantir o fornecimento adequado às demanda. As usinas termelétricas estão concentradas onde existe uma cadeia de abastecimento de seu combustível, por exemplo, as usinas de óleo combustível estão próximas às refinarias e as usinas a gás natural estão próximas às Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN). As térmicas a biomassa estão localizadas próximas às áreas rurais para aproveitar a logística de abastecimento dos resíduos agrícolas, que são utilizados como combustíveis (CBIE, 2020a).

Conforme pode ser visto na Figura 2.41, em 2019 (2.226 GWh) foi registrado um aumento anual de 169% na geração distribuída se comparado a 2018 (828 GWh), com uma participação majoritária da geração de energia solar (74,5%), seguida da geração hidráulica por mini hídricas (13,9%), as quais juntas somam aproximadamente 80% da geração distribuída no país. Outras renováveis representam 9,5%, enquanto eólica e gás natural representam 1,3% e 0,7%, respectivamente. A geração distribuída tem tornando-se um importante propulsor do crescimento de energias renováveis descentralizadas, ajudando assim a aliviar o suprimento da demanda elétrica nacional.

Participação de cada fonte na geração distribuída em 2019:

Geração total em GWh:

2018	2019
828	2.226



¹ Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012

Figura 2. 41 - Micro e minigeração Distribuídas. (EPE, 2020a).

Ao olhar para as projeções futuras, o estudo referente ao Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2030 (EPE, 2020b), elaborado pelo governo federal brasileiro, afirma que em 2030 a demanda máxima do ano poderá ser 34% maior que a observada no ano de 2020. Além disso, é esperado que ocorra um aumento da participação das fontes eólica e solar, chegando a 16% em 2030, assim como redução da participação das termelétricas na capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional - SIN, passando de 14% em 2021 para 8% em 2030, conforme apresentado na Figura 2.42.

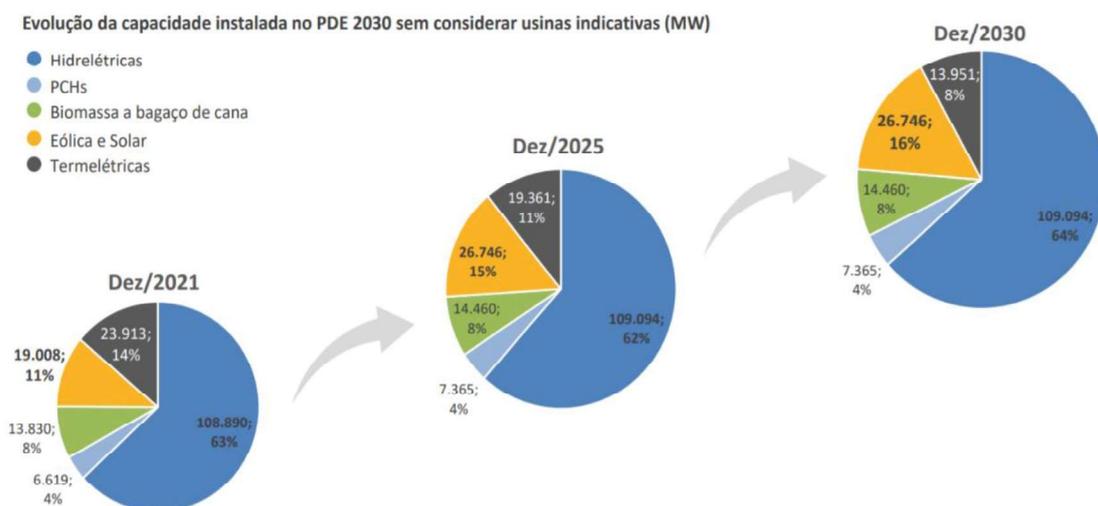


Figura 2. 42 - Evolução da capacidade instalada do setor energético brasileiro. (EPE, 2020b).

2.3.3.3 Energia Hidroelétrica no Brasil

Convencionalmente, os reservatórios são constituídos através de barragens implantadas nos cursos d'água naturais. Suas características físicas, em especial a capacidade de armazenamento, dependem sobretudo das características topográficas do vale no qual está inserido (Lopes e Santos, 2002). No Brasil, a maioria dos reservatórios são destinados a ser usinas de geração hidrelétrica, que produzem energia elétrica a partir do potencial hidráulico de um rio, transformando inicialmente a energia cinética da água em energia mecânica e posteriormente em energia elétrica (Mees, 2016).

Desse modo, a vazão e a altura da queda d'água dependem do local onde o reservatório for construído e determinarão qual será a melhor capacidade a ser instalada, a qual guiará no processo de escolha do reservatório, barragem e do tipo de turbina (Muller, 1995). Os principais componentes que constituem um empreendimento hidrelétrico são (Figura 2.43): afluente(s) de entrada de vazão contribuintes ao reservatório; lago/reservatório; barramento; vertedor; comporta; conduto forçado; válvula de entrada; turbina hidráulica; gerador; automação, controle e proteção; quadros de média tensão; transformador; linha de transmissão.

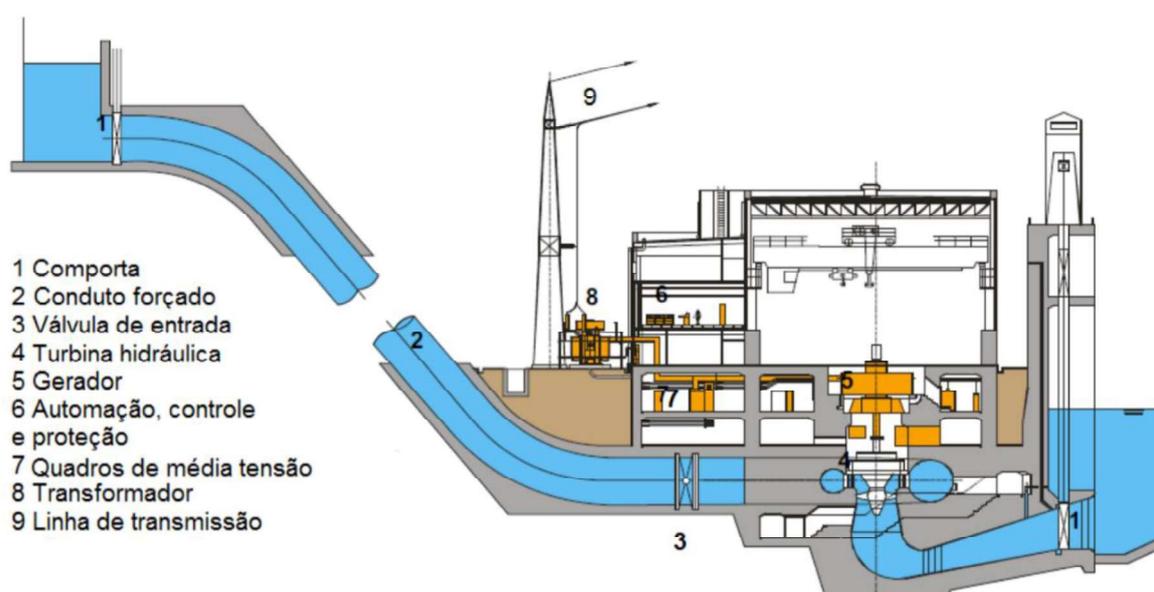


Figura 2. 43 - Ilustração de uma usina hidrelétrica típica de queda alta.
(Adaptado de ANDRITZ Hydro, 2009 *apud* Gomes, 2013).

Como visto nas seções anteriores, o Brasil é um país rico em recursos hídricos e utiliza-se dos mesmos como principal fonte para a geração de energia elétrica no país. E o desenvolvimento desta na matriz energética nacional remonta desde meados do século XX, mais precisamente a partir do fim do ano de 1950, acompanhando uma tendência pós Segunda Guerra Mundial de desenvolvimento econômico, seguido principalmente pelo período do regime militar brasileiro (Steffen *et al.*, 2004; Oliveira, 2018).

De acordo com Oliveira (2018), o maior crescimento no número de barragens construídas no Brasil se deu entre os anos de 1951 e 1989. Assim, neste período de

grande aceleração, a produção de eletricidade de fonte hidráulica aumentou 138%, nos anos de 1951-1963, através da construção de 58 barragens de grandes dimensões, passando de 1.883 MW para 4.479 MW de geração, em 1950 e 1963, respectivamente. Nos anos seguintes, a construção de barragens continuou centralizada, principalmente nas regiões SB e SEB, impulsionadas pela criação da empresa estatal Eletrobrás em 1961, a qual tornou-se responsável por pesquisas, projetos, construções e operações de unidades produtoras, bem como das linhas de transmissão e distribuição de eletricidade.

Durante o período entre 1964 e 1985, foram construídas mais 61 grandes barragens hidrelétricas, que elevaram grandemente a capacidade instalada de 4.894 MW para 37.437 MW, um valor 7,6 vezes superior, que foi refletido na eletrificação residencial, que passou de 45% em 1970 para 75% em 1985. Ao contrário dos períodos anteriores, a maioria dessas construções foram feitas nesse período, através da recém-criada Eletrobrás e das outras concessionárias estatais estaduais, ambas sob a responsabilidade do Governo Federal, através do MME (Oliveira, 2018).

Oliveira (2018) também informa que, outro fator relevante para o aumento acentuado de hidrelétricas construídas durante o regime militar no Brasil, foi uma série de estudos pioneiros financiados pelo Banco Mundial conhecidos como consórcio “Canambra”, relacionados ao potencial hidrelétrico na região do SEB, coordenados por autoridades brasileiras em parceria com empresas estrangeiras, sendo importante para o levantamento junto às instituições existentes da pluviometria, hidrometria e hidrologia do país (Mercedes *et al.*, 2015). Ademais, ele também apontou para possíveis aproveitamentos em outras regiões brasileiras, principalmente no NEB, na Amazônia e na região da bacia do rio Uruguai, os quais subsidiaram informações para a exploração da hidroeletricidade no Brasil, às quais estendem-se até os dias de hoje.

Devido à grande variabilidade espaço-temporal da disponibilidade hídrica, o Brasil criou uma ampla rede de reservatórios espalhados por todo o território nacional, controlados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS através do SIN. Dessa forma, é possível garantir a disponibilidade de água para os diversos usuários em todo o país, inclusive aqueles usos não consuntivos, como a geração de energia hidrelétrica (Silveira *et al.*, 2017).

De acordo com o Atlas de Energia Elétrica do Brasil - AEEB (ANEEL, 2008) para o ano de 2008, a maior parte das grandes centrais hidrelétricas brasileiras encontram-se localizadas na bacia Paraná, mais especificamente nas sub-bacias do Iguaçu, Grande e Paranaíba, bem como na bacia São Francisco, ainda que existam importantes unidades geradoras na região NB. O estudo também constata que os potenciais hídricos das regiões do NEB, SEB e SB encontram-se próximos de ter seus recursos explorados por completo, conforme demonstrado na Figura 2.44.

Ainda de acordo com o AEEB, em 1992 foi lançado o Plano Nacional de Energia - PNE para o ano de 2015, que relacionava o potencial de aproveitamento hidrelétrico que poderia ser desenvolvido em cada uma das bacias hidrográficas do Brasil. O estudo mostrou que o país possuía um dos maiores potenciais elétricos do mundo, com um total de 260.000 MW. Contudo, as usinas que de fato vieram a ser outorgadas ou construídas corresponderam a apenas uma parcela pouco superior a 30% deste potencial. Já o PNE para o ano de 2030 mostra que ainda existem cerca de 126.000 MW

de potência a serem aproveitados, sendo que 70% deste total encontram-se disponíveis nas bacias do Tocantins/Araguaia e Amazonas, tendo esta última um potencial aproximado de 106.000 MW.

O ranking com as dez usinas hidrelétricas de maior potência instalada em operação no Brasil, encontram-se mostradas na Tabela 1, que possuem como capacidade total instalada o equivalente a 42,7% dos 77.300 MW da potência outorgada disponível para a geração apenas hidrelétrica no país, e correspondem a 61,4% da potência instalada (ANEEL, 2015). Dentre estas, destaca-se a Itaipú Binacional, que atualmente é a segunda maior em potência instalada no mundo (14.000 MW), estando atrás apenas da usina Três Gargantas (22.400 MW) localizada na China. Itaipú é fruto de um acordo realizado entre Brasil e o Paraguai, na década de 1970, onde cada país receberia 50% da energia gerada na usina, e atualmente com 20 turbinas em operação gera cerca de 15% e 86% da energia consumida no Brasil e no Paraguai, respectivamente. Na incapacidade de consumir seu montante de direito, o Paraguai vende o excedente de sua energia produzida para o Brasil (Itaipú, 2020).



Figura 2. 44 - Potência Hidrelétrica instalada por Estado brasileiro em 2008. (Aneel, 2008).

Tabela 1 - As dez maiores usinas hidrelétricas do Brasil.

Usina Hidrelétrica	Estado Federativo	Rio	Potência Instalada (MW)
Itaipú	Paraná	Paraná	14000
Belo Monte	Pará	Xingú	11233
São Luíz do Tapajós	Pará	Tapajós	8381
Tucuruí	Pará	Tocantins	8370
Santo Antônio	Rondônia	Madeira	3568
Ilha Solteira	São Paulo	Paraná	3444
Jirau	Rondônia	Madeira	3300
Xingó	Alagoas e Sergipe	São Francisco	3162
Paulo Afonso IV	Bahia	São Francisco	2462
Jatobá	Pará	Tapajós	2338

(Aneel, 2015).

3. METODOLOGIA

3.1 Portugal

3.1.1 Coleta de dados

3.1.2 Avaliação do potencial eólico

3.1.3 Avaliação dos dados eólicos

3.1.4 Potencial Eólico Disponível (PED) para Portugal Continental

3.2 Brasil

3.2.1 Região de Estudo

3.2.2 Base de dados

3.2.3 Variabilidade climática: espectro de ondeleta global e de potência (Wavelets)

3.2.4 Curva de Duração de Frequência (CDF) e Garantia de Disponibilidade de Água (GDA)

3.2.5 Água: Sistema de Suporte à Decisão (SIGA)

3.2.6 Determinação da geração de energia pelas Usinas Hidrelétricas (UH)

3.2.7 Projeções das demandas consultivas de usuários finais

3 METODOLOGIA

3.1 Portugal

Portugal é um país localizado no sul da Europa, mais especificamente na Península Ibérica. Possui extensão territorial de 92.212 km² e uma população de aproximadamente 10,3 milhões de habitantes. O estudo destinado a Portugal contemplou sua parte Continental através dos dezoito Distritos que o constitui (conforme a Figura 3.1), divididos em regiões do seguinte modo:

- Região Norte: Aveiro, Braga, Bragança, Porto, Viana do Castelo e Vila Real;
- Região Central: Castelo Branco, Coimbra, Guarda, Santarém, Leiria e Viseu;
- Região Sul: Beja, Évora, Faro, Lisboa, Portalegre, Setúbal.



Figura 3. 1 - Divisão geográfica dos dezoito Distritos de Portugal Continental.

3.1.1 Coleta de dados

3.1.1.1 Dados eólicos

A base de dados para Portugal Continental, com dados eólicos, é composta por 585 estações anemométricas distribuídas ao longo do território português, como pode ser visto na Figura 3.2. Essas estações fazem parte dos dados de base do SNIRH (2020b). Foi utilizada a série de dados de direção e velocidade do vento horários entre os anos de 2001 e 2019.

Os dados de velocidade e direção do vento são medições feitas à altura média de 10 m por anemômetros instalados em diferentes pontos do país. Conforme a Figura 3.2, também é possível observar que as estações de medição estão distribuídas em todo território nacional, com uma maior concentração entre as regiões de Lisboa e os Distritos do Norte do país, o que pode fazer com que os resultados para estas regiões tornem-se mais precisos. Ainda assim, a quantidade de estações mostra-se satisfatória para a realização dos estudos eólicos propostos.



Figura 3. 2 - Localização das estações anemométricas.

3.1.1.2 Dados de uso e cobertura do solo

Foram utilizados dados de uso e cobertura do solo para o cálculo da rugosidade do solo, variável necessária para a extrapolação da velocidade do vento. A base de dados utilizada é a disponibilizada na base de dados do programa Coordination of information on the environment - Corine. O Corine fez o estudo de uso e cobertura do solo para toda a Europa desenvolvido, sob a responsabilidade da European Environment Agency - EEA. Neste trabalho foi utilizado o Corine Land Cover (CLC) V20 Lineage, versão mais recente do programa no momento de desenvolvimento desta pesquisa.

O programa Corine foi iniciado em 1985 no espaço da União Europeia como um protótipo de trabalho em diversas questões ambientais. Uma destas questões é o inventário CLC da cobertura do solo, classificado em 44 classes, apresentado em carta cartográfica com escala de 1:100000, operacionalmente disponível para a maior parte do continente Europeu (Buttner *et al.*, 1995). A ano base do primeiro inventário CLC foi 1990 com posterior atualização no ano 2000.

Atualmente, o programa conta com 33 países membros da EEA e com a cooperação de outros 6 países, abrangendo uma área total de 4,8 km². Para a confecção do inventário, a EEA utilizada imagens de satélite de alta resolução, mapas topográficos, ortofotos e levantamentos terrestres. O projeto é desenvolvido por equipes nacionais dos países membros sob a gestão de controle de qualidade da EEA. Os parâmetros técnicos básicos do CLC (ou seja, 44 classes de nomenclatura, unidade de mapeamento mínima de 25 hectares (MMU) e largura de mapeamento mínima de 100 metros) não mudaram desde o início (Feranec *et al.*, 2007). A Figura 3.3 mostra a classificação do solo segundo o CLC Corine.

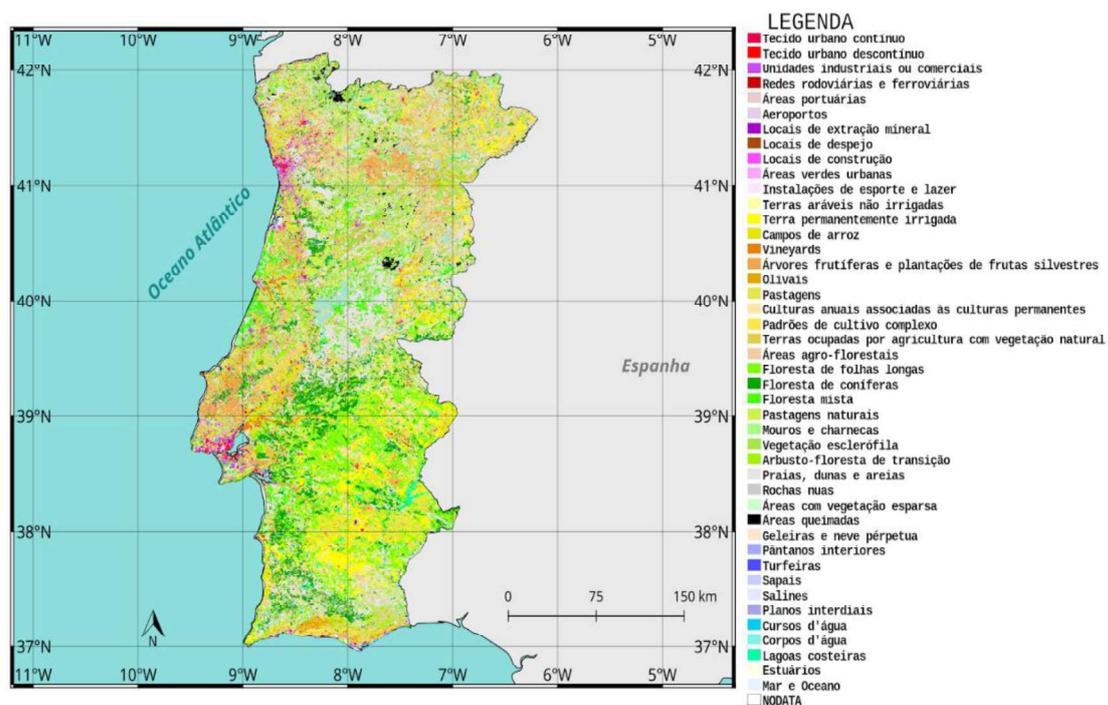


Figura 3.3 - Uso e cobertura do solo segundo o CLC Corine.

Conforme a Figura 3.3, vê-se que as regiões com maior tecido urbano, mais unidades industriais ou comerciais e locais de construção encontram-se nas proximidades de Lisboa e Porto, o que condiz com a realidade visto que se tratam das áreas mais populosas e desenvolvidas do país. Parte da região central e principalmente o sul do país demonstram concentrar a maior parte das florestas, terras permanentemente irrigadas e regiões agrícolas com diferentes plantações. A porção mais ao norte de Portugal apresenta uso e ocupação do solo de forma mais mista, devido também a maior concentração de regiões serranas com diferentes altitudes e tipos de solos.

3.1.2 Avaliação do potencial eólico

3.1.2.1 Interpolação dos dados (método dos k-vizinhos)

A interpolação foi realizada para obter-se valores médios espaciais da variável de estudo. Como visto na Figura 3.2 as estações anemométricas não são dispostas de forma regular assim fez-se necessário a utilização de um técnica de interpolação para obter-se valores distribuídos em uma grade regular.

Para a espacialização dos dados de vento foi utilizada a função `griddata` disponível na biblioteca `Scipy` para a linguagem `Python`. Esta função realiza a interpolação de dados, espaciais, em uma grade regular pré-definida pelo usuário. Neste trabalho os dados foram interpolados para uma grade regular de 0,1º entre as coordenadas: (-9,8º, 36,4º) e (-5,8º, 43,1º), compreendendo os limites fronteiros do território português. Referências para explicar melhor a função `griddata`, podem ser encontradas nos sites da `Earth Science`, `Scipython` e `Het as UTexas`.

Dentro da função `griddata` são disponibilizadas opções de interpolação sendo a escolhida para este projeto a `nearest`. A opção `nearest` realiza a interpolação dos dados utilizando a metodologia dos k-vizinhos. A ideia do método dos k-vizinhos mais próximos (`k-Nearest Neighbor`, `kNN`, em inglês) busca classificar um novo objeto e pode ser ilustrada do seguinte modo, conforme metodologia explicada por Han e Kamber (2006) e Pinto (2013):

- Encontrar os vizinhos mais próximos ao novo objeto;
- Observar o grupo ou classe a qual os vizinhos do novo objeto pertence;
- Classificar o novo objeto na classe mais frequente dos seus vizinhos próximos.

Considerando-se o cenário mais usual, os dados de treino denotados por $D = \{(x, y)\}$, $x \in \mathbb{R}^p$, dados de teste, valores $x_0 \in \mathbb{R}^p$ e o objetivo: dado um novo x_0 prever o grupo, \hat{y}_0 .

Formalmente, tem-se o seguinte procedimento para o Algoritmo K-NN:

1. Seja k o número de vizinhos mais próximos selecionados.
2. Para cada objeto do conjunto de teste, x_0 :
 - 2.1. Computar a distância $d(x_0, x_i)$ onde $(x_i^t, y_i) \in D$;
 - 2.2. Selecionar $D_{x_0} \subseteq D$, o conjunto dos k objetos de treino mais próximos de x_0 ;

$$\hat{y}_0 = \underset{k}{\operatorname{argmax}} \sum_k (x_0^t, y_i) \in D_{x_0} I(y_i, c_k) \quad (1)$$

onde,

$$I(y_i, c_k) = \begin{cases} 1 & \text{se } y_i = c_k \\ 0 & \text{c.c.} \end{cases}$$

$\sum_k (x_0^t, y_i) \in D_{x_0} I(y_i, c_k) = \eta_k$ – conta o número de objetos em D_{x_0} com classe c_k .

Desse modo, são escolhidas uma pequena amostra dentre as variáveis disponíveis, centrado em x_0 , onde o raio é a distância do k -ésimo vizinho mais próximo. Após a localização dos k vizinhos mais próximos e suas respectivas classes, o método K-NN atribui a nova observação à classe com a maior probabilidade estimada (Han e Kamber, 2006).

3.1.2.2 Decomposição dos ventos

Como o vento é uma grandeza vetorial a decomposição do mesmo em suas componentes ajuda a entender melhor o seu comportamento (Varejão-Silva, 2000). A partir dos dados de direção e velocidade do vento horário, foi feita a decomposição do mesmo em suas componentes zonal e meridional, da mesma forma que a de um vetor, segundo as equações 2 e 3:

$$x = |v| \operatorname{sen}(\theta) \quad (2)$$

$$y = |v| \operatorname{cos}(\theta) \quad (3)$$

Onde:

- x - componente zonal (leste-oeste) do vento;
- y - componente meridional (norte-sul) do vento;
- v - velocidade do vento (m/s);
- θ - direção do vento (rad).

Feita a decomposição do vento à superfície, foram calculadas médias diárias a partir das componentes horárias do vento e, em seguida, médias mensais para os anos de dados analisados. Desse modo, o vetor vento médio mensal à superfície foi obtido, através de suas componentes zonal e meridional, com o intuito de detectar a variabilidade sazonal do vento em Portugal Continental.

3.1.2.3 Extrapolação dos dados eólicos

Como as estações anemométricas medem o vento à altura de 10 metros e os aerogeradores convencionalmente são instalados com suas nacelas à alturas cada vez mais superiores, logo torna-se necessário realizar a extrapolação dos dados. A extrapolação dos dados de vento é feita para se estimar os valores dos dados em uma altura diferente daquela em que os mesmos foram originalmente medidos. Diferentes técnicas de extrapolação de dados eólicos já foram desenvolvidas, neste estudo foi utilizada a “lei logarítmica do vento”. Segundo Bañuelos-Ruedas *et al.* (2011), a lei logarítmica do vento é a técnica mais utilizada na Europa. A lei logarítmica do vento é então dada pela equação (4):

$$\frac{v}{v_0} = \frac{\ln\left(\frac{H}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H_0}{z_0}\right)} \quad (4)$$

Onde:

v - velocidade do vento na altura H ;

v_0 - velocidade do vento na altura H_0 ;

z_0 - comprimento do coeficiente de rugosidade e é expresso em metros, depende basicamente do tipo de terreno, espaçamento e altura do fator de rugosidade (água, grama, etc.) e varia entre 0,0002 até mais de 1,6. Estes valores podem ser encontrados em diferentes literaturas, como por exemplo Danish Wind Industry Association (2003) e Masters (2004).

De acordo com a APREN (2019) a altura média dos rotores dos aerogeradores instalados em Portugal é na grandeza de 80 m. Esta, portanto, foi a altura utilizada para realizar a extrapolação dos dados observacionais.

Para o uso desta técnica é necessário o conhecimento da rugosidade do solo. Geralmente o valor do coeficiente de rugosidade é obtido em tabelas disponíveis na literatura pertinente. A Tabela 2 mostra o valores de coeficiente de rugosidade adotados neste estudo, na qual observa-se que quanto maior a classe de rugosidade, maior a quantidade de quebra-ventos e menor a disponibilidade de ventos laminares e constantes.

Tabela 2 - Coeficientes de rugosidade.

Classe de Rugosidade	Descrição	Comprimento da rugosidade z_0 (m)
0	Corpos d'água	0,0002
1	Áreas abertas com poucos quebra-ventos	0,03
2	Áreas agrícolas com alguns quebra-ventos com mais de 1km de distância	0,1
3	Áreas urbanas e agrícolas com muitos quebra-ventos	0,4

(Masters, 2004 *apud* Bañuelos-Ruedas *et al.* 2011).

Cruzando-se os dados do CLC CORINE com as informações da Tabela 2 obteve-se o comprimento da rugosidade mostrado na figura 3.4 para Portugal Continental. Conforme pode ser observado na imagem gerada, a região Norte do país apresenta classes de rugosidade menores, com maior parcela de classificação 2. Além disso, é a região com maiores relevos. A região Central, por sua vez, possui os Distritos de Viseu, Guarda e parte de Castelo Branco e Santarém, como menores rugosidades, também com classificada em 2. No Sul, uma parcela dos Distritos de Portalegre, Évora e Beja também apresentam rugosidade de classe 2. Logo, essas devem ser os locais mais propensos a se ter ventos menos turbulentos.



Figura 3. 4 - Uso e cobertura do solo segundo o CLC Corine.

3.1.3 Avaliação dos dados eólicos

3.1.3.1 Rosa dos ventos, distribuição de frequência acumulada e de Weibull

A análise por meio da Rosa dos Ventos apresenta a predominância de cada direção dos ventos, com suas respectivas velocidades, a qual por conveniência divide-se em setores (Keyhani *et al.*, 2010; Pishgar-Komleh *et al.*, 2015). Mediante o estudo da Rosa dos Ventos é possível perceber a melhor posição para instalar os aerogeradores, de modo a extrair o maior potencial de captação dos ventos para a geração de energia. Esta análise foi feita através dos dados de velocidade e direção dos ventos para os dezoito Distritos de Portugal Continental, plotados através de gráficos no formato de Rosa dos Ventos na linguagem de programação *Python* (script disponibilizado por Roubeyrie e Celles, 2018), apresentando assim a incidência dos ventos para cada uma dos pontos cardeais/colaterais.

Um outro importante recurso usado para avaliar o potencial energético eólico é o mecanismo das distribuições estatísticas de velocidade do vento. Neste estudo foram utilizadas as distribuições de frequências cumulativa (FC) e de Weibull. A frequência acumulada é feita através da soma das frequências relativas atribuídas a cada velocidade do vento respectiva. Desse modo, o cálculo da frequência acumulada é dada pela seguinte expressão (Equação 5):

$$FC = \sum \left(\frac{vv}{vt} \right) \quad (5)$$

onde:

vv - o número de valores de mesma velocidade da série;

vt - o número de valores total da série.

A distribuição de Weibull, por sua vez, considera cada uma das frequências relativas de forma isolada, para cada velocidade do vento em específico, gerando uma curva de distribuição de frequências, a qual é obtida através da equação (6):

$$F_w = \frac{C}{A_{escala}} \left(\frac{V}{A_{escala}} \right)^{C-1} \cdot e^{-\left(\frac{V}{A_{escala}} \right)^C} \quad (6)$$

Onde:

V = velocidade média do vento (m/s);

F_w = frequência de ocorrência de cada velocidade V;

C = fator de forma;

A_{escala} = fator de escala.

3.1.3.2 Densidade de Potência do vento

Para a utilização da energia extraída do vento, faz-se necessário haver a existência de um fluxo contínuo e com razoável velocidade do vento. As turbinas modernas estão a ser projetadas para atingirem a potência máxima correspondente às velocidades de vento entre 10 m/s e 15 m/s. A potência disponível no vento pode ser expressa pela seguinte expressão:

$$P_{disponível} = \frac{E_c}{\Delta t} \quad (7)$$

Onde:

$P_{disponível}$ = potência disponível no vento (W);

E_c = energia cinética disponível no vento (J);

Δt = período de tempo (s).

Considerando-se que a energia cinética é dada por:

$$E_c = \frac{m \times V^2}{2} \quad (8)$$

Onde:

m = massa do objeto em análise (kg);

V = velocidade média do vento (m/s);

Desse modo, ao se unir as equações 7 e 8, têm-se que:

$$P_{disponível} = \frac{m \times V^2}{2 \times \Delta t} \quad (9)$$

Ainda assim, deve-se considerar a seguinte formulação:

$$\frac{m}{\Delta t} = \dot{m} = \rho_a \times A \times V \quad (10)$$

Onde:

\dot{m} = fluxo mássico (kg/s);

ρ_a = densidade média do ar ($\cong 1,25$ g/L);

Ao unir as equações 9 e 10, têm-se então que a potência disponível do vento é:

$$P_{disponível} = \frac{\rho_a \times A \times V^3}{2} \quad (11)$$

O cálculo da densidade de potência por unidade de área para este estudo foi então realizado através da equação (11), utilizando-se dos dados de velocidade do vento extrapolados para a altura de 80m.

3.1.4 Potencial Eólico Disponível (PED) para Portugal Continental

Segundo o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (Cepel, 2017) um Valor Conservador (VC) de potência a ser utilizado para se aferir o PED de uma determinada é de 2 MW/km². Isto equivale a aproximadamente 20% da média instalada em parques eólicos no Brasil. Desse modo, adotou-se esse valor médio para se calcular o PED para Portugal Continental. O teste foi realizado da seguinte forma: calculou-se a Área de Ocorrência dos Ventos (AOC) em uma determinada velocidade e multiplicou-se esta área pelo VC = 2 MW/km², conforme equação (12).

$$PED = AOC * VC \quad (12)$$

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (Cepel, 2017) também fornece o fator de capacidade médio, porém apenas para valores acima de 6 m/s. Desse modo, não foi viável realizar este cálculo para Portugal devido a disponibilidade dos ventos serem majoritariamente inferiores a este referido valor. A divisão dos resultados de potência eólica se deu entre Intervalos de Velocidades (IV) com limites em aberto, respeitando a seguinte condição apresentada na equação (13):

$$V_{inferior} \leq IV < V_{superior} \quad (13)$$

3.2 Brasil

Devido a extensão territorial e os diferentes fenômenos climáticos atuantes em todo o país, fez-se necessário selecionar uma das regiões brasileiras para que fosse possível realizar uma análise mais específica e completa, a qual foi a região Nordeste, devido esta ser mais árida e com frequentes episódios de secas. Inserida nela, está a Bacia do Rio São Francisco Estendido (BRSFE). Além disso, fenômenos climáticos de mais baixa frequência, ou seja, que ocorrem em períodos maiores de tempo, podem estar a atuar na mesma afetando o ciclo hidrológico e conseqüentemente a geração de energia hidrelétrica nas usinas, fazendo-se necessário investigar a respeito.

Como o tema abordado neste estudo envolve o nexus clima, água e energia, e a principal fonte de geração de energia elétrica no Brasil é a hídrica, logo procurou-se relacionar esses fatores e mostrar os possíveis impactos dessa relação existente. Os índices climáticos com variabilidade decadal analisados foram a ODP e a OMA. A análise voltou-se para as usinas com reservatório, visto que através destas é possível realizar o balanço hídrico e observar o comportamento dos reservatórios através da variação de seu nível em períodos de maior e menor disponibilidade hídrica, situação esta que não seria possível apenas com usinas a fio d'água, por exemplo. A abordagem proposta para avaliar as possíveis influências desses índices climáticos na água e energia da BRSFE é apresentada na Figura 3.5 e consiste nos seguintes passos:

i) Foram coletados dados históricos de precipitação (1961-2019) e vazão natural (1931-2019) para as usinas em estudo, assim como dos índices climáticos ODP (1900-2019) e OMA (1860-2019). Estabeleceu-se os períodos para demais análises relacionando estes dados históricos, dividindo-os em cinco períodos de análise, conforme a combinação das fases de atuação dos índices climáticos OMA e ODP (Tabela 3). O primeiro período relaciona dados da OMA, ODP e vazão natural. Do segundo ao quarto período relaciona-se além destes dados mencionados, os dados de precipitação.

ii) Através dos dados citados no item (i), foram feitas análises: OMA, ODP e vazão – espectro de potência das anomalias na TSM; precipitação e vazão – média móvel, regressão linear e teste de Mann-Kendall Sen. Também com os dados históricos de vazão natural, foram obtidas curvas de permanência e de garantias (Q90).

iii) Em seguida, realizou-se simulações no programa computacional intitulado Sistema de Informação para Gerenciamento da Alocação de Água - SIGA a fim de se obter o balanço hídrico das usinas em estudo, através da catalogação das demandas e da disponibilidade hídrica, realizando a operação dos reservatórios existentes na bacia nos vários trechos, e com isso operando o sistema de abastecimento. O período histórico analisado condiz com os dados disponíveis de vazão natural, precipitação e evaporação (1961-2019), para os períodos definidos em (ii). Foram consideradas as demandas de abastecimento a serem atendidas (Tabela 5) e os valores restritivos de vazão (Tabela 6). Também foram admitidos outros cenários que consideraram a transposição do Rio São Francisco como uma nova demanda. Os resultados buscam detectar falhas no

atendimento às diferentes demandas, e assim atestar a garantia do abastecimento hídrico nestes cenários;

iv) As simulações realizadas no software SIGA, conforme tópico iii), retornou dados de vazão vertida, turbinada e volume útil dos reservatórios, os quais possibilitaram gerar o cálculo da energia hidrelétrica simulada. Em seguida, fez-se a validação dos dados modelados obtidos no SIGA com os dados observados do ONS - órgão oficial responsável pelas medições -, buscando atestar a correlação existente entre os mesmos e a confiabilidade das simulações. Posteriormente, realizou-se a soma anual e a média da energia simulada, gerada em cada um dos períodos definidos em (ii);

v) Realizar projeções de demandas de consumo dos usuários finais para com as usinas analisadas, a partir do ano de 2017 até o ano de 2050 com dados do CMIP6, a fim de se gerar resultados que auxiliem no planejamento estratégico futuro da região;

vi) Análise dos resultados com o intuito de observar como o clima pode influenciar o manejo da água e a geração hidrelétrica na BRSFE.

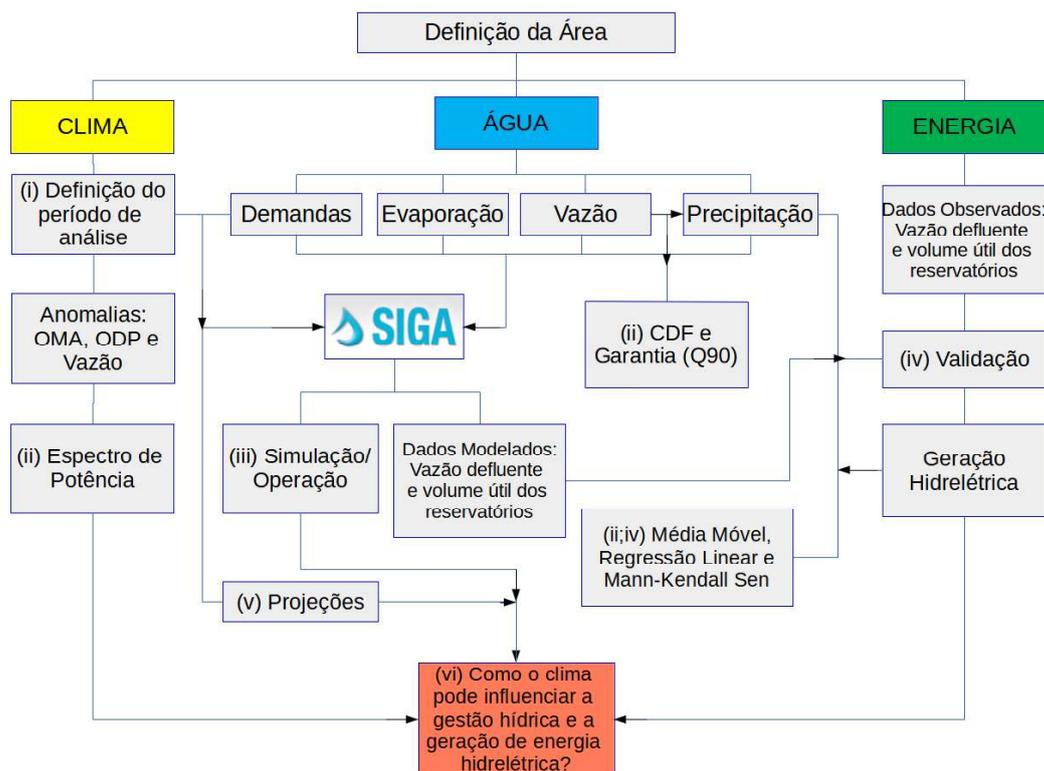


Figura 3. 5 - Fluxograma contendo as etapas da metodologia adotada nesta etapa do trabalho.

3.2.1 Região de Estudo

A Região do NEB soma 1.561.178 km² e é composta de nove Estados: Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia. Desse total, estão no chamado “Polígono das Secas” 1.085.187 km², de onde se exclui o Maranhão e se acrescentam 120.701 km² do norte do Estado de Minas Gerais, para onde se estende o clima semiárido, ou seja, com precipitações abaixo de 600 mm/ano (Araújo, 2001). Com aproximadamente 2.700 km de extensão e descarregando uma média de 2.810 m³/s no Oceano Atlântico, o rio São Francisco é o terceiro maior rio do Brasil. Sua bacia hidrográfica drena uma área de 639.219 km², e a população residente chega a 20 milhões de pessoas. A bacia abrange parte dos Estados de Minas Gerais, Bahia, Sergipe, Pernambuco, Alagoas, Goiás e do Distrito Federal (CBHSF, 2015).

O BRSFE atende aos principais tipos de uso da água, desde abastecimento doméstico, industrial, irrigação e pesca, energia hidrelétrica, turismo e, mais recentemente, o projeto de transposição da água do rio São Francisco (Castro, 2011; Santos *et al.*, 2012). Dois sistemas independentes, denominados Eixo Norte e Eixo Leste, captarão água no rio São Francisco entre as barragens de Sobradinho e Itaparica, no Estado de Pernambuco. A região a qual o Projeto destinará a água encontra-se na área do Polígono das Secas, sendo que o Nordeste Setentrional (parte do Semi-Árido ao norte do rio São Francisco) é a área que mais sofre os efeitos de secas prolongadas, abrangendo parcialmente os Estados de Pernambuco, Ceará, Paraíba e Rio Grande do Norte. O empreendimento pretende viabilizar o fornecimento de água para vários fins (abastecimento humano, irrigação, dessedentação de animais, criação de peixes e de camarão), numa área que, atualmente, possui cerca de 12 milhões de habitantes (MI, 2014; CBHSF, 2015).

O estudo então foi realizado visando as usinas hidrelétricas com reservatório, pertencentes à região da BRSFE, que são: Retiro Baixo, Sobradinho, Três Marias e Itaparica, bem como os eixos Norte e Leste da transposição (Figura 3.6).

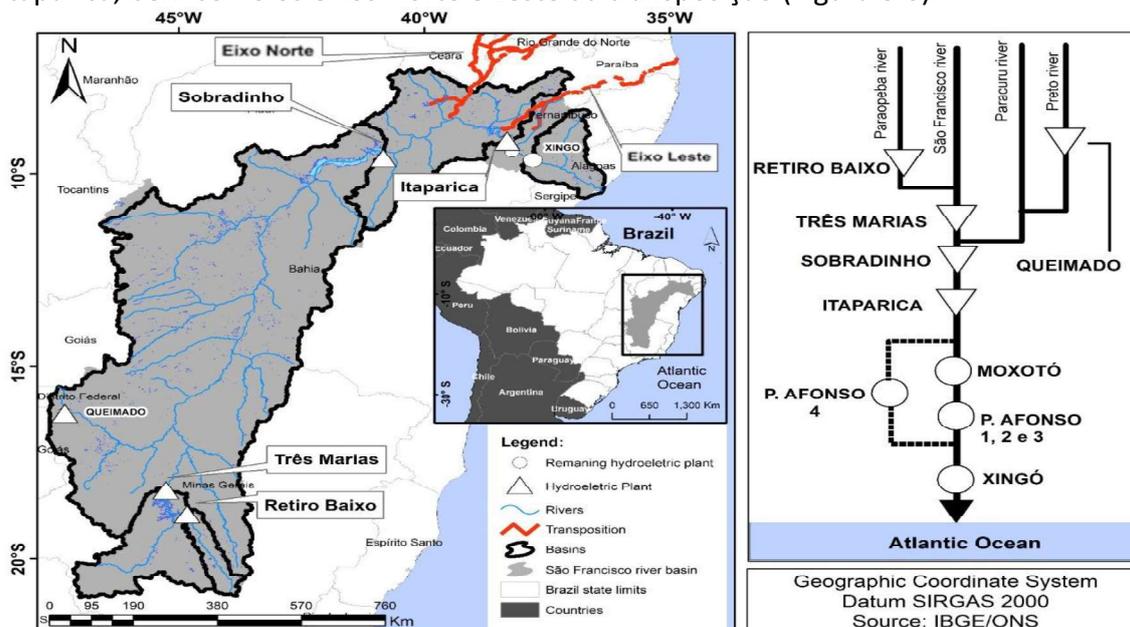


Figura 3. 6 - Localização dos Reservatórios, dos Eixos da Transposição no NEB e o Diagrama esquemático das usinas hidrelétricas do SIN pertencentes à BRSFE.

3.2.2 Base de dados

Os dados mensais de anomalias dos índices climáticos OMA e ODP, foram extraídos dos sites da National Oceanic and Atmospheric Administration - NOAA e do Joint Institute for the Study of the Atmosphere and Ocean - JISAO. O período analisado para ambas as séries históricas corresponde aos anos de 1931 a 2019.

Os dados de precipitação e evaporação utilizados são provenientes da rede de estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET. Esta rede é composta por mais de 500 estações de observação localizadas dentro da área estudada. Os valores médios de precipitação e evaporação foram obtidos aplicando-se o método de Thiessen (Rhynsburger, 1973; Brassel e Reif, 1979) aos valores extraídos pelas estações da área da BRSFE. Foram utilizados apenas valores médios mensais de estações que registraram no período analisado no máximo 5 dias sem dados. Os dados de vazão média mensal a montante (m^3/s) foram obtidos em estações fluviométricas localizadas no exutório de cada reservatório, fornecidas pelo ONS. O período disponível para as séries registradas de precipitação e evaporação vai de 1961 a 2019, enquanto que o período para as séries registradas de vazão vai de 1931 a 2019.

Os valores das demandas de água para consumo dos usuários finais foram fornecidas pela Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos - FUNCEME. O período analisado foi determinado pelos dados disponíveis para cada variável estudada. As informações gerais de Estágio-Área-Volume do reservatório utilizadas no software SIGA foram disponibilizadas pelos operadores das usinas, ou seja, a Cemig, que administra a usina de Três Marias; e a Chesf, responsável por Sobradinho, Itaparica e Retiro Baixo. Os dados de vazão a jusante e volume útil dos reservatórios utilizados para o cálculo da energia gerada na usina de Sobradinho de 1993 a 2019 foram fornecidos pela ANA. Para as usinas de Três Marias e Itaparica, os dados de energia gerada de 1999 a 2019 foram disponibilizados pelo ONS. A usina de Retiro Baixo não possui dados suficientes para o cálculo.

3.2.3 Variabilidade climática: espectro de ondeleta global e de potência (Wavelets)

A análise de tendência e variabilidade foi realizada usando o teste de Mann-Kendall e o método de inclinação de Sen, bem como por meio de análise de transformada wavelet (Torrence e Compo, 1998). A seguir, os processos climáticos e seus índices associados são apresentados a fim de identificar semelhanças nos padrões de ocorrência dos processos e fluxos climáticos.

Anomalias na TSM causam o deslocamento da ZCIT localizada próximo à linha do Equador, que por sua vez influencia a precipitação no NEB (Lyra *et al.*, 2017). Quando os valores de anomalia são negativos, a ZCIT se move em direção à área norte do NEB mais do que normalmente, aumentando a precipitação naquela área. Quando os valores da anomalia são positivos, o efeito oposto é observado (Kayano e Andreoli, 2004). A variabilidade climática interanual no NEB é amplamente influenciada por padrões atmosféricos resultantes do fenômeno El Niño - Oscilação Sul (ENSO) no Pacífico Equatorial (Zhang *et al.*, 1997; Aceituno, 1988; Pezzi e Cavalcanti, 2001; Coelho *et al.*, 2002) e pelo gradiente ao sul das anomalias de TSM do Atlântico Tropical (Moura & Shukla, 1981).

Descoberto por Hare e Zhang em 1996 e analisado por Mantua et al. (1997), a ODP é o principal componente da variabilidade da TSM no Oceano Pacífico. Existem duas fases distintas: a fase fria / negativa e a fase quente / positiva. Segundo Andreoli e Kayano (2004), durante a ocorrência da fase quente / positiva do ODP, os episódios de El Niño tendem a ocorrer de forma mais intensa e frequente. Por outro lado, durante a fase fria / negativa da ODP, a La Niña tende a ocorrer de forma mais intensa e frequente. As áreas do NEB também são mais facilmente afetadas pela combinação de ENSO e ODP.

De acordo com Santos et al. (2016), a OMA é caracterizada pela mudança ao longo de um período mais longo na TSM na parte norte do Oceano Atlântico, entre o Golfo do México e a Baixa Islândia. O índice OMA é uma série contínua de longo prazo que representa a variabilidade multidecadal do Oceano Atlântico Norte, com períodos que duram em média de 20 a 40 anos. Essas mudanças são naturais e vêm ocorrendo há pelo menos 1.000 anos (Kerr, 2000). A OMA parece ser o fator mais persistente para influenciar a precipitação no NEB. Os comportamentos da OMA com influência significativa nos padrões de chuva no NEB ocorrem em um padrão que se repete a cada 65 anos (Novello *et al.*, 2012). Durante a fase quente da OMA, as secas tendem a ser mais longas e frequentes. A aparente redução dos níveis de precipitação no NEB ao comparar as fases fria e quente da OMA está relacionado às mudanças decadais na posição da ZCIT (Knight *et al.*, 2005).

Ao analisar a combinação dos fenômenos OMA e ODP na BRSFE, verificou-se que eles têm fases quentes (anomalias TSM positivas) e frias (anomalias TSM negativas) que se opõem ou se sobrepõem em determinados momentos de suas séries registradas, como mostrado por Deser *et al.* (2010). Cinco períodos foram selecionados, levando-se em consideração a vazão disponível e as séries registradas de precipitação, conforme mostrado na Tabela 3.

Tabela 3 - Períodos selecionados dos índices OMA e ODP.

Período	OMA	ODP	Fase	Anos	
				Início	Fim
I	Positiva (+)	Positiva (+)	Quente	1931	1943
II	Positiva (+)	Negativa (-)	Média	1944	1962
III	Negativa (-)	Negativa (-)	Fria	1963	1977
IV	Negativa (-)	Positiva (+)	Média	1978	1995
V	Positiva (+)	Positiva (+)	Quente	1996	2019

Um dos métodos utilizados neste estudo para caracterizar as variabilidades no espaço e no tempo é a Transformada em Ondeletas (TO) (Torrence e Compo, 1998; Vilani e Sanches, 2013; Bolzan, 2004; Magalhães, 2007). A TO foi usada para analisar a variabilidade nas séries temporais de ODP, OMA e vazão natural das usinas. A TO é definida em termos de uma convolução integral entre o sinal analisado $f(t)$ e uma função wavelet conhecida, expressa por:

$$C(a, b) = \int_{-\infty}^{+\infty} f(t) \cdot \psi_{a,b}(t) \cdot dt \quad (14)$$

onde os parâmetros 'a' e 'b' variam continuamente em R com a ≠ 0, e

$$\psi_{a,b}(t) = \frac{1}{\sqrt{a}} \cdot \psi\left(\frac{t-b}{a}\right) \quad (15)$$

Em que:

a ∈ R⁺ e b ∈ R.

Sendo as funções $\psi_{a,b}$ chamadas ondeletas filhas e são geradas a partir de dilatações e translações da ondeleta-mãe $\psi(t)$.

Na equação (15), o termo corresponde a um fator de normalização da energia de cada ondeleta de forma a manter a mesma energia da ondeleta mãe. Nessa equação os parâmetros a e b, correspondem, respectivamente, às informações de escala e translação. A equação (14) também pode ser escrita como o produto interno de f(t) com uma função $\psi_{a,b}(t)$, isto é, $C(a,b) = \langle f(t), \psi_{a,b}(t) \rangle$. Esta equação, decompõe f em uma superposição de ondeletas $\psi_{a,b}(t)$.

A função ondeleta considerada para a análise foi a de Morlet, dada pela seguinte expressão:

$$\psi(\eta) = \eta^{-\frac{1}{4}} \cdot e^{i\eta w_0} \cdot e^{-\frac{\eta}{2}} \quad (16)$$

com $w_0 = 6$ e $\eta = t/s$

onde: 't' é o tempo, 's' é a escala da ondeleta e 'w₀' é uma frequência não dimensional que representa uma onda modulada por um envelope Gaussiano.

As análises espectrais utilizando a Transformada de Ondeleta Morlet, podem ser feitas conforme metodologia descrita em Weng e Lau (1994) e Torrence e Compo (1998). A análise de Wavelet pode ser aplicada utilizando-se o algoritmo elaborado por C. Torrence disponível em: <http://paos.colorado.edu/research/wavelets/>.

3.2.4 Curva de Duração de Frequência (CDF) e Garantia de Disponibilidade de Água (GDA)

O CDF representa uma curva de distribuição de frequência cumulativa referente ao número de ocorrências de vazão em um rio (Cruz e Tucci, 2008; Benetti *et al.*, 2003). De acordo com Fennessey e Voguel (1990), a CDF é calculada para cada reservatório com base nos dados de vazão registrados para os períodos definidos. Os valores de vazão são classificados em ordem decrescente, e cada um deles está associado ao valor da frequência de excedência, usando uma posição de plotagem empírica, como:

$$CDF(\%) = \left(\frac{ov}{nv}\right) \cdot 100 \quad (17)$$

onde:

ov - a ordem do valor ordenado;

nv - o número de valores da série.

A Q90 é então obtida através da curva de permanência, no ponto em que a mesma fornece uma garantia de vazão que supra o abastecimento em 90% do tempo aos usuários finais. As garantias (GDA) são obtidas mediante à contagem das falhas no abastecimento das demandas, em comparação ao total de observações, da seguinte forma:

$$GDA = 1 - \left(\frac{n_f}{n_0} \right) \quad (18)$$

Onde:

nf - número de falhas;

no - número de observações.

3.2.5 Água: Sistema de Suporte à Decisão (SIGA)

Desde 2005, a FUNCEME está a trabalhar no desenvolvimento do software SIGA, desenvolvido para auxiliar no planejamento e operação de sistemas de recursos hídricos. Com base em uma rede de fluxos representadas por nós e trechos, o SIGA apresenta funções de simulação, otimização, geração de dados hidrológicos, bem como modelos de qualidade da água usados para simular os impactos das regras de gestão e alocação em um sistema de recursos hídricos (Barros *et al.*, 2013).

O SIGA é um software de código fechado e de acesso gratuito (<http://www5.funceme.br/siga/dow/download>), inclusive para uso comercial. Oferece ferramentas para gestão de reservatórios e criação de modelos hidrológicos, gerando informações essenciais para a tomada de decisão na gestão de recursos hídricos. Este software já foi utilizado anteriormente em pesquisas em bacias no Brasil (Nascimento *et al.* 2009; Barros *et al.*, 2010; Barros *et al.* 2013).

Para o propósito específico deste estudo, uma simulação do módulo de operação do sistema de água foi gerada no SIGA. Foi então possível determinar o balanço de massa em cada elemento da rede considerando suas características físicas a partir de diferentes cenários elaborados pelo usuário. Para simular o funcionamento do sistema hídrico, o SIGA utiliza como modelo de vazão o resultado da equação de equilíbrio (Equação 19) para os reservatórios do sistema. Ele gera a distribuição do volume armazenado em cada reservatório, que determinará a vazão a jusante, conforme mostrado a seguir:

$$V_{t+1}(i) = V_t(i) + Va_t(i) - Vr_t(i) - Vv_t(i) - Ev_t(i) \frac{A_t + A_{t+1}}{2} + \sum_{j=Ni} Vv_t(j) \quad (19)$$

Onde,

V = volume armazenado no reservatório (hm^3);

V_a = volume afluente ao reservatório (hm^3);

V_r = volume regularizado (hm^3);

V_v = volume vertido pelo reservatório (hm^3);

E_v = a lâmina d'água evaporada a partir da superfície ao longo do tempo "t" (hm);

A = área superficial do espelho d'água do reservatório (hm^2);

t = mês analisado;

i = reservatório analisado;

N_i = conjunto de reservatórios imediatamente a montante do reservatório "i".

Com base no exposto acima, o resultado para cada elemento da rede é dado pelo resultado de sua equação correspondente. Algumas restrições, no entanto, precisam ser observadas durante o cálculo:

$$V_{min}(i) \leq V_{t+1}(i) \leq V_{max}(i) \quad (20)$$

$$V_a, V_v, V_r \geq 0 \quad (21)$$

O SIGA apresenta duas opções de criação de modelos para o cálculo do balanço de massa do sistema hídrico: uma é baseada na definição de regras de operação para os reservatórios do sistema (simulação definida por regras); e outra é baseada no estabelecimento de prioridades para o atendimento das demandas (simulação baseada em prioridades). O método de execução utilizado para a criação do modelo foi a simulação baseada em prioridade: este método é baseado na simulação da rede de fluxo em que as prioridades são definidas para cada elemento da rede e o balanço de massa é observado em toda a rede. O SIGA permite ao usuário deste software definir as prioridades para cada demanda e a forma como o reservatório aloca os recursos hídricos pertencentes a si para essas demandas.

Existem dois métodos de alocação com base em prioridades: i) prioridade única; e ii) zonas de prioridades. Neste estudo, foi utilizado o método de prioridade única, segundo o qual quanto maior a prioridade de uma determinada demanda, menor o número de prioridade a ela atribuído, o que significa que uma demanda com prioridade número 1 terá mais prioridade em relação a uma demanda cujo número de prioridade é 2 e assim por diante.

O uso operacional de água para cada período de tempo observado nos resultados da simulação da rede de fluxo, se destina a atender às demandas de consumo dos usuários finais, aos limites operacionais da planta e às transferências de água necessárias entre os reservatórios. A Figura 3.7 exemplifica as etapas para execução do modelo simulado na criação do cenário, mostrando o layout da rede de fluxo e os dados de entrada (1); a etapa de definição das regras de operação dos reservatórios (2); simulação de alocação de água (3); e os resultados gerados pelo modelo (4). O fluxograma a seguir também mostra as etapas de geração de cenários, que correspondem à manipulação de regras e demandas para a geração de novos resultados.

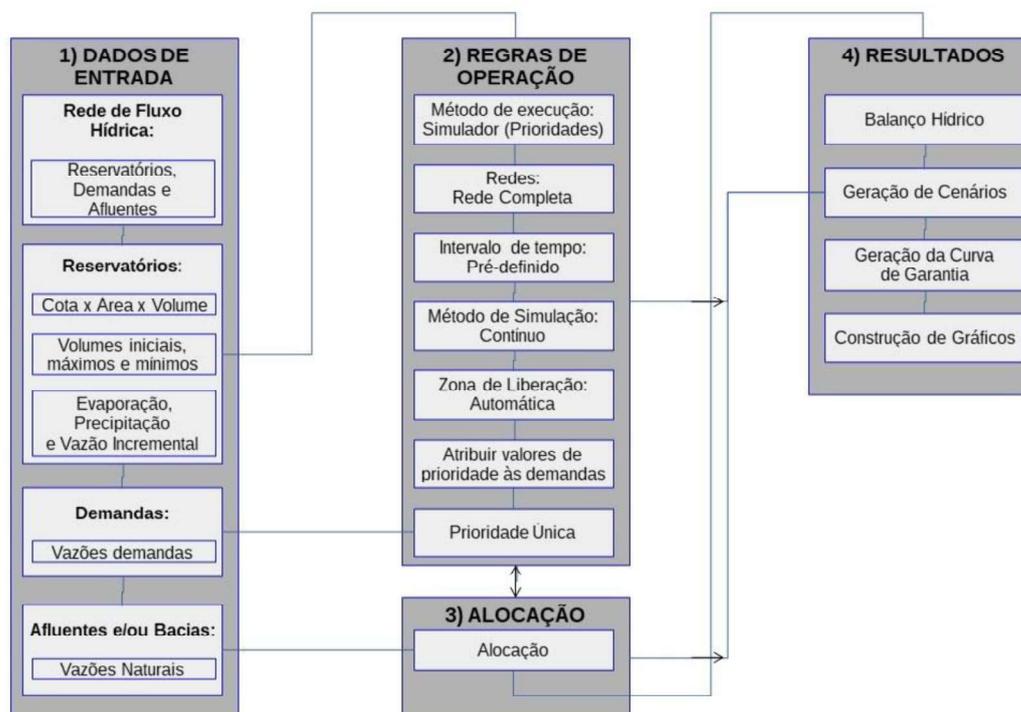


Figura 3. 7 - Representação do módulo de operação do sistema de água no SIGA.

Esta obra é considerada o sistema prioritário definido na Tabela 4, que visa dar maior prioridade ao consumo humano em relação à irrigação e abastecimento industrial. A segunda maior prioridade é atribuída às demandas da Transposição do Rio São Francisco, cujos canais são utilizados para atender às demandas de consumo humano em outras bacias. A operação mensal da rede foi simulada para os períodos selecionados (III, IV, V) especificados na Tabela 3.

Tabela 4 - Prioridades adotadas para às demandas do sistema.

Demanda	Prioridade
Consumo Humano (CH)	1
Transposição (TRA)	2
Irrigação (IRR)	3
Indústria (IND)	4

Os quatro reservatórios multiuso da bacia do rio São Francisco foram projetados em série com suas demandas e os canais de transposição, formando uma rede de escoamento conforme mostrado na Figura 3.8. Os eixos Norte e Leste do projeto de transposição do São Francisco foram considerados como demandas a ser atendida pelo sistema de rede de fluxo, juntamente com os demais usos finais: consumo humano, uso industrial e irrigação. Cada bacia de reservatório foi projetada para atender a esses usos por meio de seu fluxo a jusante. Um valor de demanda foi atribuído a cada um desses usos, cujos valores são apresentados na Tabela 5.

Além de atender a essas demandas, o sistema também deve atender aos limites de vazão máximo e mínimo no rio São Francisco, conforme regulamentado pela operadora do sistema (ANA, 2017). Esses limites são apresentados na Tabela 6 e representam a vazão restritiva que necessita chegar ao próximo reservatório. É importante mencionar que os valores usados para as simulações referem-se aos limites mínimos. Três cenários diferentes com restrições de fluxo foram considerados para determinar a sensibilidade do sistema de acordo com o limite mínimo de fluxo (LMF): 100% LMF (Q1); 200% LMF (Q2); 300% LMF (Q3).

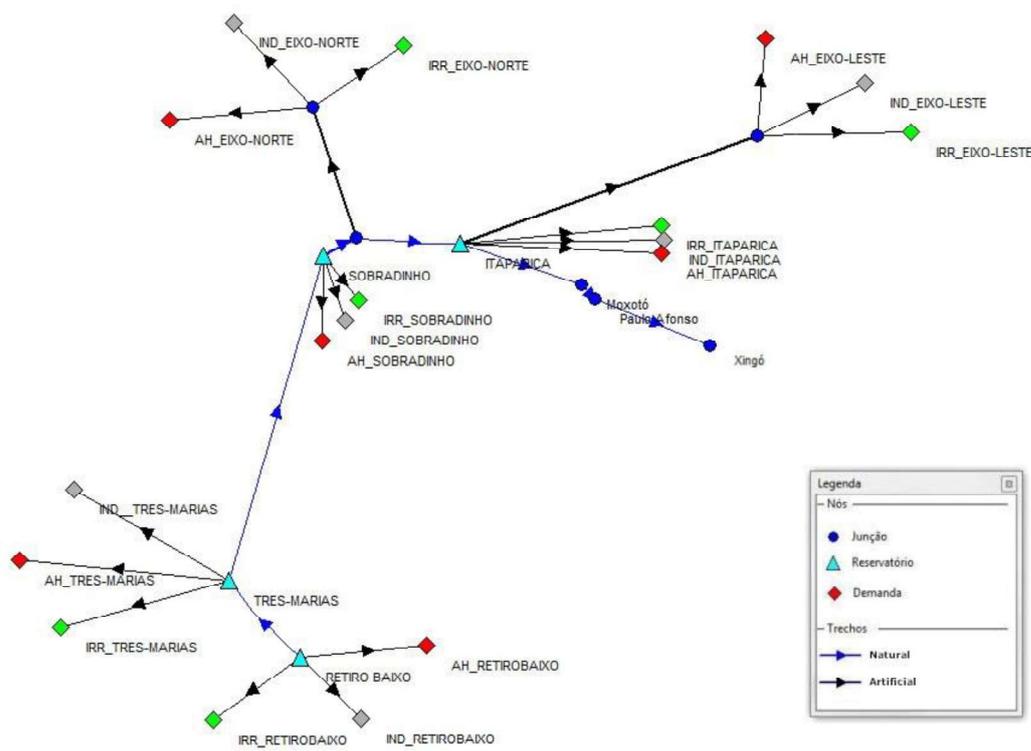


Figura 3. 8 - Modelo de sistema no SIGA adotado para a rede de fluxo da BRSFE.

Tabela 5 - Demandas de consumo de água para a BRSFE.

Destino	Demandas (m ³ /s)		
	Consumo Humano	Irrigação	Indústria
Eixo Norte	28,66	38,05	5,99
Eixo Leste	44,31	7,88	4,88
Itaparica	11,08	69,80	1,81
Sobradinho	27,13	122,11	7,90
Três Marias	4,26	6,22	27,93
Retiro Baixo	4,33	3,32	9,10

Fonte: FUNCEME e ANA.

Tabela 6 - Restrições operacionais a jusante dos reservatórios da BRSFE.

Reservatório	Vazão mínima defluente (m ³ /s)	Vazão máxima defluente (m ³ /s)
Três Marias	100	2500
Sobradinho	700	8000
Itaparica	700	8000

Fonte: ANA (2017) e ONS (2017).

3.2.6 Determinação da geração de energia pelas Usinas Hidrelétricas (UH)

Convencionalmente, tem-se que a potência produzida em uma Unidade Hidrelétrica de Energia (UHE) é dada por:

$$p_h = G \cdot \eta_t \cdot h_l \cdot q \quad (22)$$

em que,

G = é uma constante com valor $9,81 \cdot 10^{-3}$ (kg/m²s²) que representa o produto entre a densidade da água (1000 Kg/m³), a gravidade (g) e uma última constante com valor 10^{-6} que converte a energia de (J) em (MJ);

η_t = é o rendimento hidráulico da turbina;

h_l = altura de queda líquida (m);

q = vazão turbinada em apenas uma unidade geradora (m³/s);

Desse modo, em princípio se estabelece que a potência gerada na usina é obtida através do produto entre a equação (22) e “ n ” unidades geradoras, de modo que a potência de saída na UHE corresponde a:

$$PH_{saída}(n) = G \cdot \eta_t \cdot h_l \cdot Q \quad (23)$$

em que,

$PH_{saída}$ = é um vetor que possui n valores de potência gerada pela UHE (MW).

Usualmente, a altura de queda líquida têm sido representada por meio de polinômios de quarta ordem dependentes do volume armazenado (no caso do nível de montante) e da vazão defluente (no caso do nível de jusante). O valor da cota de montante é dado pelo seguinte polinômio:

$$fcm = a_0 + a_1 \cdot V + a_2 \cdot V^2 + a_3 \cdot V^3 + a_4 \cdot V^4 \quad (24)$$

em que,

fcm = é o valor da cota de montante (m);

a_0, \dots, a_4 = são os coeficientes do polinômio que representa a cota de montante para o reservatório;

V = volume armazenado (hm³).

Por outro lado, o nível de jusante da usina é a cota do rio após a turbinagem. O mesmo pode ser dado através do polinômio que relaciona a vazão defluente (vazão turbinada - Q mais a vazão vertida - S na UHE) com os respectivos coeficientes:

$$fcj = b_0 + b_1(Q + S) + b_2(Q + S)^2 + b_3(Q + S)^3 + b_4(Q + S)^4 \quad (25)$$

em que,

fcj - é o valor da cota de jusante (m);

S - é a vazão vertida na UHE (m³/s);

b_0, \dots, b_4 - são os coeficientes do polinômio que representa a cota de jusante para o reservatório.

Desse modo, com base nas equações (24) e (25), a altura de queda bruta (m) passa a ser:

$$h_b = fcm - fcj \quad (26)$$

Contudo, nem toda essa altura está disponível na entrada da turbina, pois uma parte dela se perde quando a água passa pelo conduto forçado e demais elementos de adução. Assim, tem-se que a altura de queda líquida na unidade hidrelétrica é definida como a diferença entre `h_{b` e a perda hidráulica, como pode ser expressa por:}

$$h_l = h_b - p_l \quad (27)$$

em que,

p_l - perda líquida hidráulica (m).

As perdas hidráulicas, por sua vez, foram modeladas como uma função quadrática da vazão turbinada e uma determinada constante, do seguinte modo:

$$p_l = k_p \cdot q^2 \quad (28)$$

em que,

k_p - é uma constante que depende das características físicas do conduto forçado que conecta o reservatório com uma certa unidade hidrelétrica (s²/m⁵);

Quanto ao rendimento da turbina, para construir uma modelagem mais próxima à realidade do comportamento físico do rendimento hidráulico de uma turbina, duas variáveis devem ser levadas em consideração: a altura de queda líquida que a mesma está submetida e a sua vazão turbinada (Finardi, 2003 *apud* Madera, 2013). Deste modo, esse conjunto de dados é representado através da seguinte função quadrática côncava:

$$\eta_t = r_0 + r_1 \cdot q + r_2 \cdot h_l + r_3 \cdot q \cdot h_l + r_4 \cdot q^2 + r_5 \cdot h_l^2 \quad (29)$$

em que,

r_0, \dots, r_5 - são os coeficientes do polinômio que representa o rendimento de uma dada unidade hidrelétrica.

Os valores dos coeficientes dos polinômios que representam a cota à montante (variáveis 'a', equação 24), a cota à jusante (variáveis 'b', equação 25) e a eficiência da turbina (variável 'r', equação 29) para cada reservatório, bem como as constantes utilizadas para a obtenção da perda hidráulica (variável ' k_p ', equação 28), são apresentadas na Tabela 7, os quais esses níveis no Brasil foram representados por meio de polinômios de quarto grau, obtidos através de regressão polinomial. Utilizou-se o Rendimento turbina-gerador (%) da usina Itaparica, disponibilizado por Sipot (2001) *apud* Lerner (2006), equivalente a: $\eta = 91\%$. A constante k_p para obtenção das perdas hidráulicas, pertencente à equação (15), considerou os valores de: $k_p = 2,53E-05$, para a usina Três Marias; $k_p = 9,84E-07$, para a usina Sobradinho; $k_p = 0$, para a usina Itaparica, o que tornou $p_1 = 0$ (sem perdas).

Tabela 7 - Valores para os coeficientes polinomiais.

Reservatório	Coeficientes				
	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4
Três Marias	5,30E+02	6,08E-03	-4,84E-07	2,20E-11	-3,85E-16
	b_0	b_1	b_2	b_3	b_4
	5,15E+02	1,61E-03	-2,55E-07	2,89E-11	-1,18E-15
	r_0	r_1	r_2	r_3	r_4
	3,59E-01	6,98E-03	7,00E-03	4,68E-05	-4,33E-05
	-1,17E-04				
Sobradinho	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4
	3,74E+02	1,40E-03	-5,35E-08	1,16E-12	-9,55E-18
	b_0	b_1	b_2	b_3	b_4
	3,60E+02	1,96E-03	-2,97E-07	2,51E-11	-7,70E-16
	r_0	r_1	r_2	r_3	r_4
	3,59E-01	1,43E-03	1,29E-02	1,77E-05	-1,81E-06
Itaparica	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4
	2,76E+02	6,76E-03	-8,87E-07	7,07E-11	-2,24E-15
	b_0	b_1	b_2	b_3	b_4
	2,52E+02	-	-	-	-

(Madero, 2013 e Sipot, 2001 *apud* Lerner, 2006).

3.2.7 Projeções das demandas consultivas de usuários finais

As projeções climáticas do CMIP6 diferem daquelas do CMIP5 não só porque são produzidas com atualizações das versões dos GCM, mas também porque são geradas com novos cenários que combinam desenvolvimento socioeconômico e tecnológico, denominados *Shared Socioeconomic Pathways* (SSP), com cenários futuros das forçantes radiativas (RCP) baseados em dados atualizados sobre tendências de emissões, em uma arquitetura de matriz de cenário (Eyring *et al.*, 2016; O'Neill *et al.*, 2016). São cinco SSPs diferentes, com quantificações de modelos que abrangem futuros potenciais de crescimento sustentável ou movido a combustíveis fósseis, SSP1 e SSP5, respectivamente (Kriegler *et al.*, 2017); alta desigualdade entre países ou dentro deles, SSP3 e SSP4, respectivamente (Fujimori *et al.*, 2017) e o cenário SSP2 que é o “meio termo” dos cenários supracitados (Fricko *et al.*, 2017).

Para cada SSP, um cenário RCP diferente pode ser alcançado dependendo das políticas implementadas, local ou globalmente, ao longo do século (RIAH1 *et al.*, 2017). Essa nova estrutura permite padronizar todas as premissas socioeconômicas (por exemplo, população, produto interno bruto e pobreza, entre outras) nas representações modeladas de cada cenário, além de permitir também uma investigação mais sutil da variedade de caminhos pelos quais os resultados climáticos podem seguir.

Neste estudo foram utilizados os cenários SSP2-4.5 e SSP5-8.5 dos modelos CanESM5 (*Canadian Earth System Model version 5*) do CMIP6. O CanESM5 é um modelo global com resolução espacial de 2.8°x1° (aproximadamente 311 x 111 km) desenvolvido pelo *Canadian Centre for Climate Modelling and Analysis* para simular mudanças e variações climáticas históricas, fazer projeções em escala centenária do clima futuro e produzir previsões sazonais e decadais inicializadas (Swart *et al.*, 2019).

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Portugal

4.1.1 Distribuição espacial do potencial eólico

4.1.2 Caracterização dos ventos por região

4.1.3 Densidade de Potência

4.2 Brasil

4.2.1 Análise de séries temporais de precipitação e vazão

4.2.2 Análise Wavelet

4.2.3 CDF e Q90

4.2.4 Simulação / Operação do Sistema

4.2.5 Geração Hidrelétrica

4.3 Gestão energética em Portugal e Brasil: perspectivas atuais e futuras

4.3.1 Projeções de demandas: consumo vs oferta

4.3.2 Expansão energética

4.3.3 Dificuldades a serem enfrentadas

4.3.4 Cooperação entre os dois países

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Portugal

4.1.1 Distribuição espacial do potencial eólico

As componentes relacionadas ao vento, tidas como zonais e meridionais, foram vetorizadas e transformadas em mapas eólicos mensais, divididos em quadrimestres para caracterizar a variabilidade sazonal em território português, tanto para a altura padrão de 10 m (Figuras 4.1, 4.2 e 4.3) como para a extrapolação realizada para a altura de 80 m (Figuras 4.4, 4.5 e 4.6). A magnitude da velocidade média mensal dos ventos foi caracterizada de forma proporcional à dimensão das setas, assim como pela paleta gradativa de cores especificadas nos mapas.

Os resultados demonstram, conforme Figura 4.1, que para os meses de janeiro a abril, a direção do vento não apresentou grandes alterações, variando mais em intensidade do vento que se apresentou gradativamente maior ao longo desses meses. Os meses de janeiro e fevereiro foram os de menor intensidade, em geral com ventos abaixo dos 3 m/s em todo território nacional. Essa caracterização ocorre principalmente devido a estação climática vigente nesses meses ser o inverno, o qual estende-se até pouco depois de meados do mês de março e ocasiona a diminuição da frequência dos ventos. Contudo, as regiões próximas à Serra da Estrela, no Distrito de Guarda, e regiões dos Distritos de Vila Real e Bragança, apresentaram os maiores valores registrados (acima de 4 m/s) durante todo o quadrimestre. Nos dois meses seguintes, houve um discreto aumento, com ventos chegando a 3,5 m/s, possivelmente ocasionados com a chegada da primavera.

A Figura 4.2 demonstra, para o segundo quadrimestre, um cenário diferente do apresentado no quadrimestre anterior, com acentuado incremento na velocidade dos ventos entre as regiões Centro-Sul e mudança na direção dos mesmos, indo do sentido mais Nordeste para o sentido mais direcionado ao Norte e Noroeste. Os meses de maio e junho, os quais ainda encontram-se na primavera, apresentaram maior incremento nos Distritos de Évora e Beja. No entanto, com a chegada do verão, o mês de julho apresenta-se com o maior incremento na velocidade do vento, com valores que atingem a marca de 4 m/s, principalmente na região mais ao Sul de Portugal com destaque para os Distritos de Faro e Lisboa. O mês de agosto demonstra, em geral, uma diminuição na velocidade do vento, se comparado ao mês de julho e mostra valores semelhantes ao mês de junho.

Por sua vez, a Figura 4.3 representa o último quadrimestre climatológico, no qual se inicia o outono próximo do fim do mês de setembro, com ventos que diminuem sua intensidade em todo o país, principalmente entre a região Centro-Sul, mudando também sua direção para um sentido mais ao Leste. Em termos quantitativos, no mês

de setembro volta-se a ter ventos inferiores a 3,5 m/s. Nos meses de outubro a dezembro, registra-se o aumento da velocidade dos ventos nas regiões serranas pertencentes aos Distritos do Centro-Norte de Portugal, chegando próximo de 5 m/s.

Destaca-se que as diferentes direções do vento, majoritariamente vistas na região mais ao Norte, e que parecem convergir para um mesmo ponto representam as zonas próximas à base das montanhas, as quais desviam o sentido original dos ventos e diminuem sua intensidade. A região mais ao Sul, por sua vez, possui em relevo menos acidentado, o que permite uma fluidez maior do vento em um mesmo sentido. Contudo, para que se tenha um aproveitamento eólico ótimo, faz-se necessário ter ventos médios a partir de 7 m/s, embora a partir dos 2 m/s há modelos de turbinas que já conseguem obter aproveitamentos satisfatórios (referencia). Desse modo, aproveitamentos eólicos como estes tornam-se difíceis de se obter para uma altura de 10m. Logo, o cálculo da velocidade do vento mediante extrapolação da altura padrão mostra-se importante, pois ajuda na medição do mesmo na altura real em que as pás eólicas estarão para captar a energia cinética, de acordo com a especificações técnicas da estrutura implementada do aerogerador.

Os mapas gerados para a velocidade média dos ventos a uma altura extrapolada de 80 m acima do nível da superfície, os quais são mais contínuos e livres de interferências, apresentam valores superiores aos de altura de 10 m e são mais propícios ao aproveitamento eólico. A Figura 4.4, por exemplo, a qual apresenta o primeiro quadrimestre climatológico, mostra que no decorrer dos meses houve aumento da velocidade média dos ventos, principalmente entre os meses de janeiro a março, com pequeno decaimento no mês de abril, e pouca variação na direção dos mesmos. Em geral, os valores registrados demonstram ventos de velocidade acima de 3 m/s, com regiões em específico que ultrapassam os 5 m/s. Na região Centro-Sul, os Distritos de Portalegre, Évora e Beja apresentam lugares com esta magnitude de ventos, enquanto que na região Centro-Norte há pontos em específico que apresentam ventos médios superiores a 6 m/s, como ocorre no Sudoeste do Distrito de Guarda, e Noroeste do Distrito de Vila Real.

O segundo quadrimestre climatológico é demonstrado na Figura 4.5, e apresenta uma mudança na direção dos ventos mais ao Sul de Portugal, passando de uma posição zonal (Leste-Nordeste) para uma mais meridional (Norte-Noroeste), enquanto que na região mais ao Norte o vento mantém uma direção e sentido mais uniformes. Quanto à intensidade do vento, a região Norte apresentou pouca variação em sua velocidade média do vento, com valores aproximados entre 2 m/s e 5 m/s, com a exceção do Distrito de Guarda que no mês de junho apresentou valor de 8 m/s próximo à Serra da Estrela. As regiões Centro e Sul do país foram as que obtiveram maior incremento nestes meses, com pico no mês de julho, com destaque para o Norte do Distrito de Santarém, e grande parte do território dos Distritos de Portalegre, Évora e Beja, os quais demonstraram ter ventos de até 8 m/s.

O terceiro e último quadrimestre (Figura 4.6) registrou redução gradativa da velocidade média dos ventos, se comparado ao mês de agosto, em todo o território nacional. Nas regiões Central e Sul, essa diminuição foi mais perceptível, com valores que não ultrapassam os 5 m/s, assim como houve novamente mudança na direção dos ventos para o Nordeste e Leste, nos meses de setembro e outubro, chegando a ir na direção Sudeste nos meses de novembro e dezembro. A região Norte, por sua vez, volta a apresentar médias mensais de velocidade do vento superiores a 8 m/s a partir do mês de outubro, chegando a 10 m/s em novembro, nas proximidades da Serra da Estrela em Guarda.

Os resultados gerais desta análise demonstram uma boa capacidade de eolicidade em Portugal, que varia de forma sazonal dependendo das estações vigentes, apresentando maior disponibilidade de ventos na região Norte, nas estações de outono e inverno, e no Centro e Sul, nas estações de primavera e verão. E embora sejam valores médios de vento abaixo do ideal, os mesmos mostram-se mais constantes em valores de intensidade e direção, principalmente na região mais ao Norte do país.

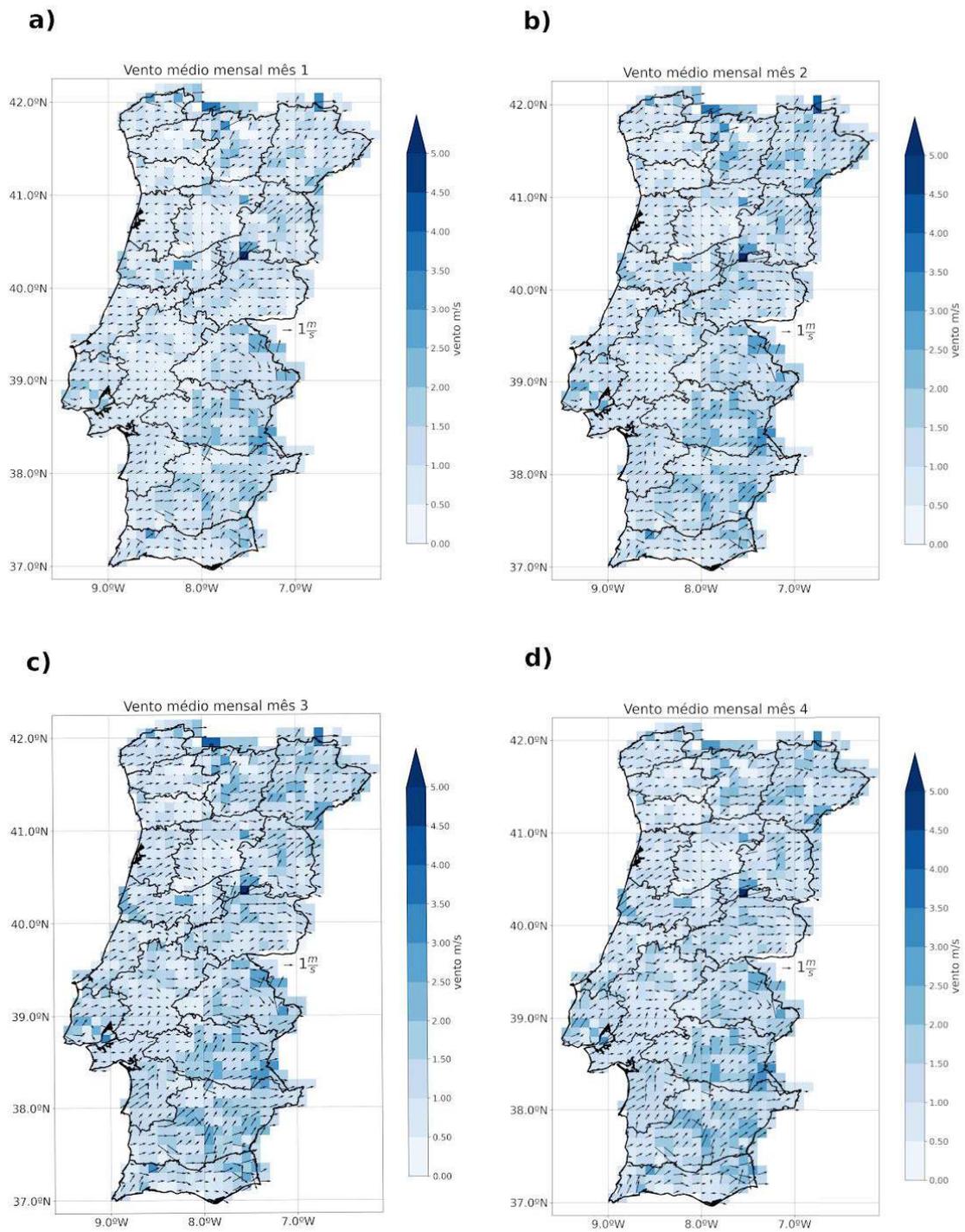


Figura 4. 1 - Decomposição do vento médio para Portugal Continental a uma altura de 10 m: (a) Janeiro; (b) Fevereiro; (c) Março; (d) Abril.

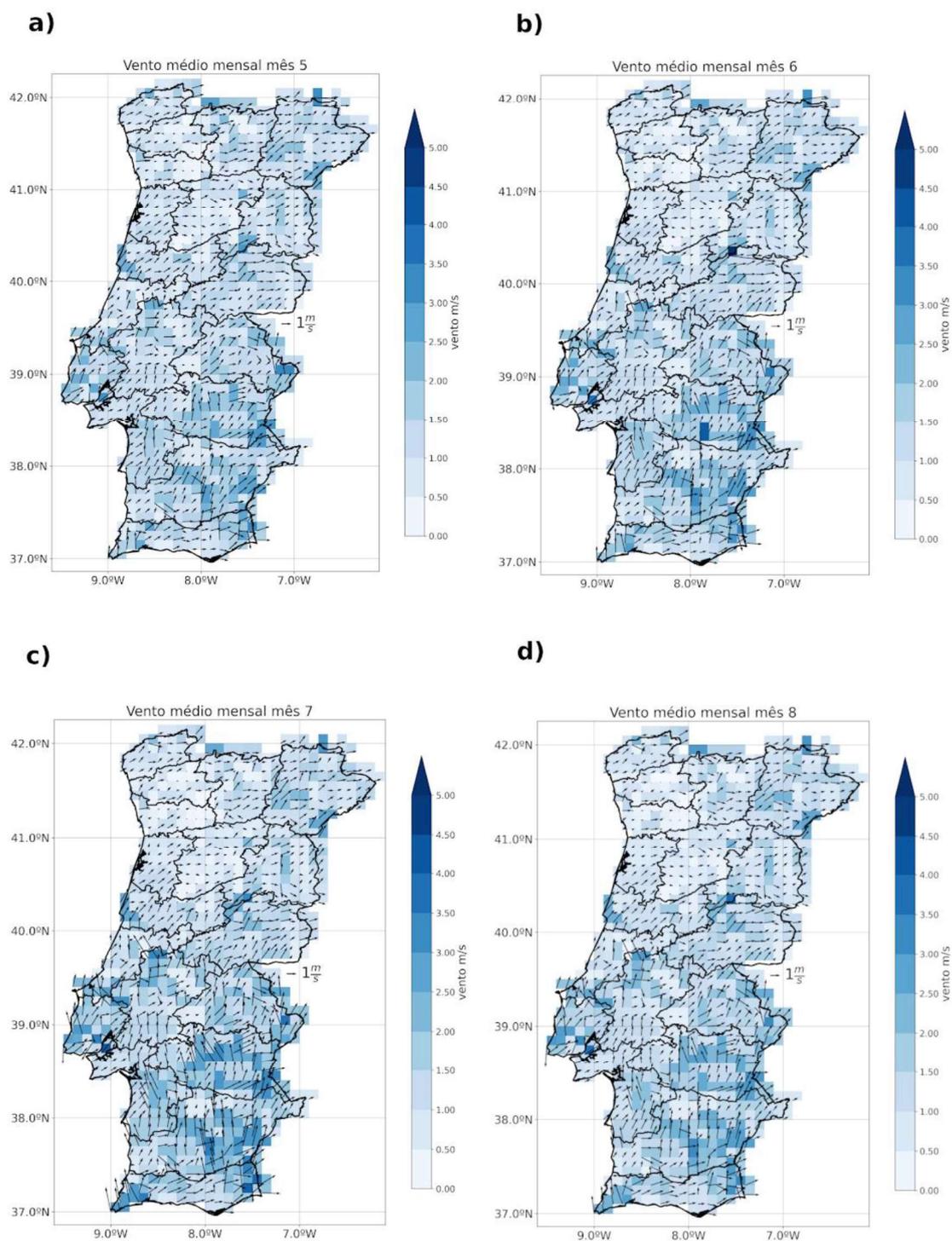


Figura 4. 2 - Decomposição do vento médio para Portugal Continental a uma altura de 10 m:
(a) Maio; (b) Junho; (c) Julho; (d) Agosto.

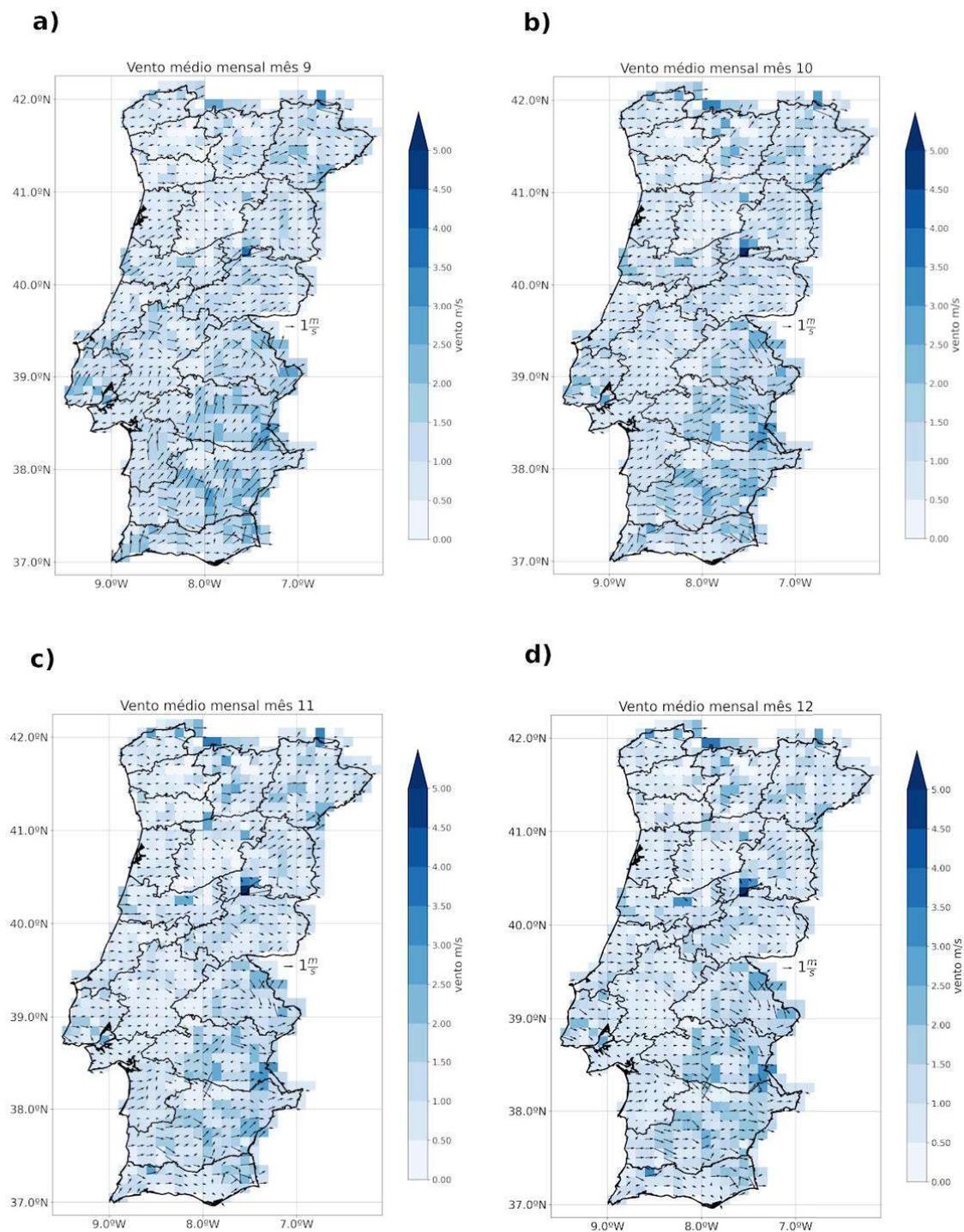


Figura 4. 3 - Decomposição do vento médio para Portugal Continental a uma altura de 10 m:
(a) Setembro; (b) Outubro; (c) Novembro; (d) Dezembro.

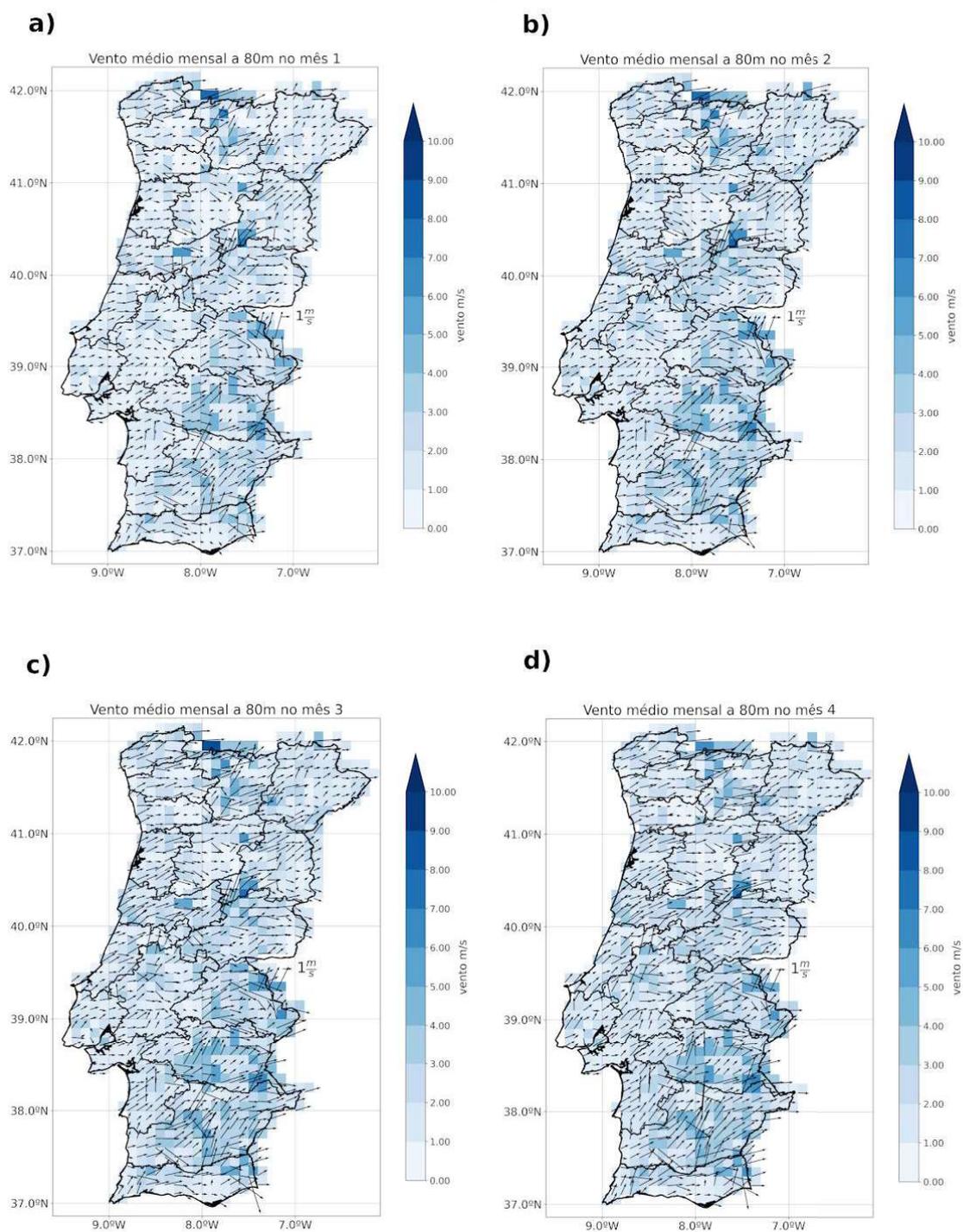


Figura 4. 4 - Decomposição do vento médio para Portugal Continental a uma altura de 80 m: (a) Janeiro; (b) Fevereiro; (c) Março; (d) Abril.

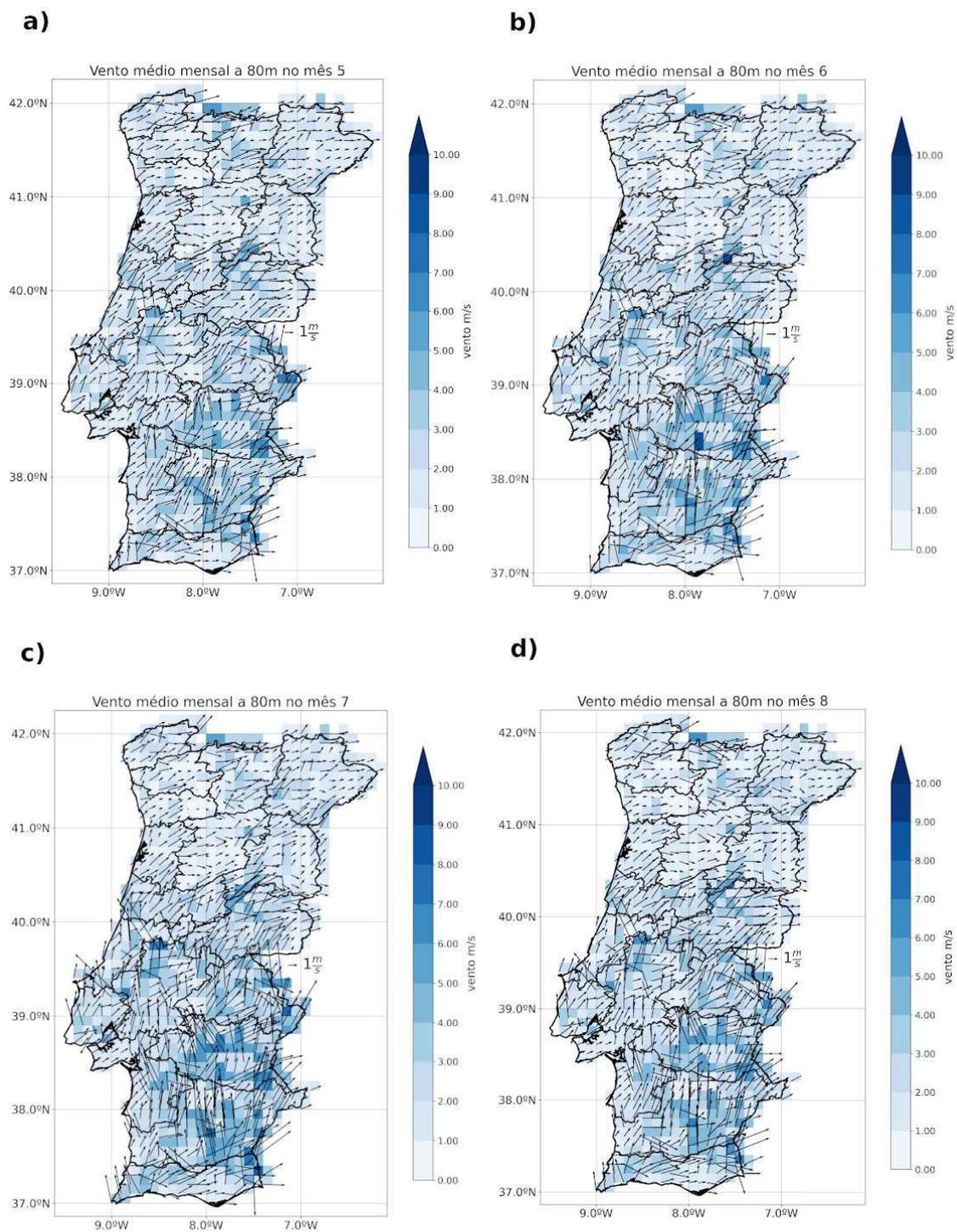


Figura 4. 5 - Decomposição do vento médio para Portugal Continental a uma altura de 80 m:
(a) Maio; (b) Junho; (c) Julho; (d) Agosto.

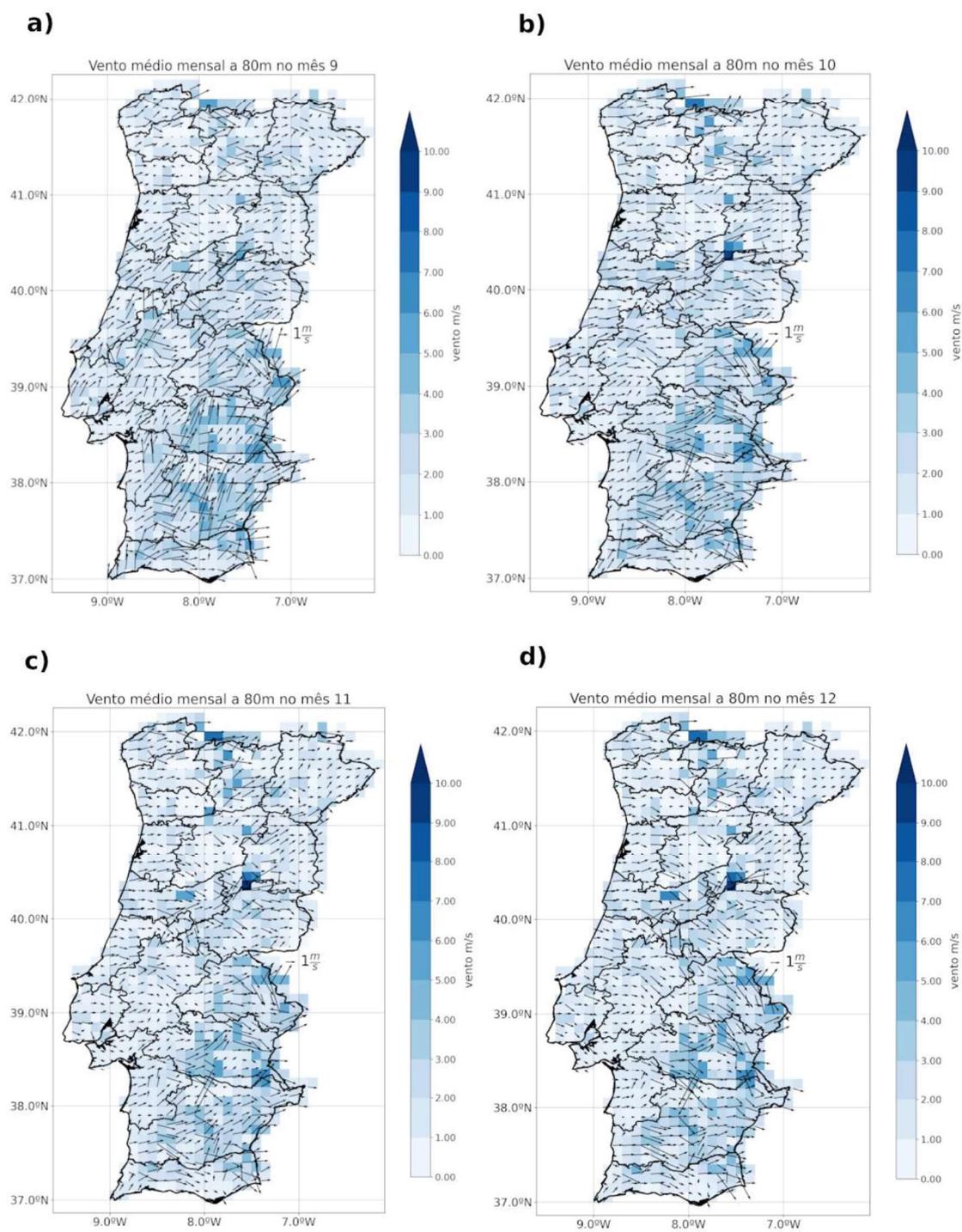


Figura 4. 6 - Decomposição do vento médio para Portugal Continental a uma altura de 80 m: (a) Setembro; (b) Outubro; (c) Novembro; (d) Dezembro.

4.1.2 Caracterização dos ventos por região

4.1.2.1 Rosa dos Ventos

A análise por meio da Rosa-dos-Ventos mostra-se importante para que se saiba a frequência de direção e a intensidade com que os ventos estão a vir em uma determinada região. Desse modo, às regiões Norte (Figura 4.7), Centro (Figura 4.8) e Sul (Figura 4.9) de Portugal Continental foram analisadas através da distribuição eólica contida nos Distritos pertencentes aos mesmos, através dos valores extrapolados para a altura de 80 m. A avaliação destas figuras consiste na aferição das setas indicativas da direção do vento, através das distribuições de frequências atribuídas a cada um dos círculos internos à Rosa dos ventos, assim como as cores representativas das velocidades dos ventos.

Os resultados obtidos demonstram, para a região Norte e os seus Distritos, que em geral registram ventos de maior incidência vindos entre o Sul (S) e o Sudoeste (S-W) do país, com velocidades que chegam a 6 m/s. Os ventos em Aveiro, Braga e Porto são vindos com maior frequência da direção su-sudoeste (SSW), com cerca de 26,2%, 34,6% e 31% de incidência, respectivamente, e com velocidades que se encontram principalmente entre 0 m/s e 2 m/s. Viana do Castelo apresenta ventos mais oriundos do S (41,7%), com velocidades médias mais recorrentes abaixo dos 4 m/s, mas que também chegam a 6 m/s. Bragança e Viana do Castelo, por sua vez, possuem as distribuições dos seus ventos para diferentes direções, que vão desde o ponto oés-sudoeste (WSW) até o ponto lés-sudoeste (ESE). No entanto, a direção com maior ocorrência dos mesmos varia para estes dois Distritos sendo mais recorrentes, para o primeiro, do SW (18,9%) e, para o segundo, do SSW (21,8%), com velocidades que variam entre 0 m/s e 6 m/s, chegando a 8 m/s em Viana do Castelo.

Para os Distritos da região Central do país, os ventos possuem comportamentos semelhantes, chegando ao território português nas direções entre S e S-W, com velocidades que se encontram majoritariamente entre 0 m/s e 4 m/s. Os Distritos que possuem a direção SSW como a de frequência mais elevada dentro a série histórica é Castelo Branco (22,1%), Coimbra (24,6%), Guarda (28,5%) e Leiria (28,8). Grande parte das velocidades dos ventos para essas frequências registram valores de até 4 m/s, com destaque para Coimbra que possui ventos entre 4 m/s e 6 m/s nas direções de S-W à su-sudeste (SSE). Santarém demonstra ter ventos em maior frequência de direção S-W (22,1%), enquanto que em Viseu se direcionam principalmente a S e SSW, ambos com velocidades de ventos que chegam a 6 m/s. Contudo, Santarém mostra-se ter maior frequência de ventos superiores.

A região Sul possui uma distribuição mais ampla de seus ventos, dispersos em diferentes direções para os seus Distritos e, em geral, com médias superiores de velocidade em comparação às demais regiões de Portugal. Em Faro e Lisboa/Setúbal, o comportamento do regime eólico mostra-se semelhante para ambos os Distritos, com 25,8% e 25,2% de frequência máxima na direção SSW, respectivamente, diferindo

apenas com relação à velocidade do vento, que para o primeiro possui maior disponibilidade de ventos para as velocidades entre 2 m/s e 4 m/s, também com representativa parcela entre 4 m/s e 8 m/s, enquanto que para o segundo os ventos mais incidentes são de velocidade entre 0 m/s e 2 m/s e não ultrapassam os 6 m/s. No caso de Beja e Portalegre, a distribuição dos ventos ocorrem em uma gama maior de direções, que vão desde o WSW ao ESE, com frequência superior de ventos advindos do S (19,2%) e SSW (17,7%), respectivamente. Quanto à velocidade, ambos os Distritos apresentam ventos médios com maior intensidade entre 2 m/s e 4 m/s, com porções dos ventos que se enquadram entre 4 m/s a 8 m/s. Évora possui valores de velocidades semelhantes a Beja e Portalegre, contudo para outras direções que vão de ESE a W, com maior frequência de ventos que vem da direção WSW (16,7%) seguido de SW (\cong 15%).

Esses resultados demonstram então uma maior disponibilidade eólica em Portugal para a região Sul, com ventos oriundos principalmente do hemisfério Sul, que chegam ao país de forma mais recorrente entre as direções S e W. Esta informação torna-se relevante para que, em estudos prévios que visem a implementação de novos parques eólicos, se posicionem aerogeradores voltados para a direção de maior ocorrência dos ventos médios de interesse (acima de 2 m/s), contribuindo assim com a melhor captação eólica e para a expansão energética desta fonte de energia renovável no país.

A título de informação, as turbinas implantadas em Portugal, segundo a APREN (2019), são majoritariamente da empresa ENERCON, cujos principais modelos utilizados são o E-70E4 e o E-82E2, cujas curvas de potência e densidade de potência encontram-se expostos nos gráficos fornecidos pela empresa responsável, disponível no Anexo I. Estas possuem a velocidade de 2 m/s como a necessária para início de geração de energia.

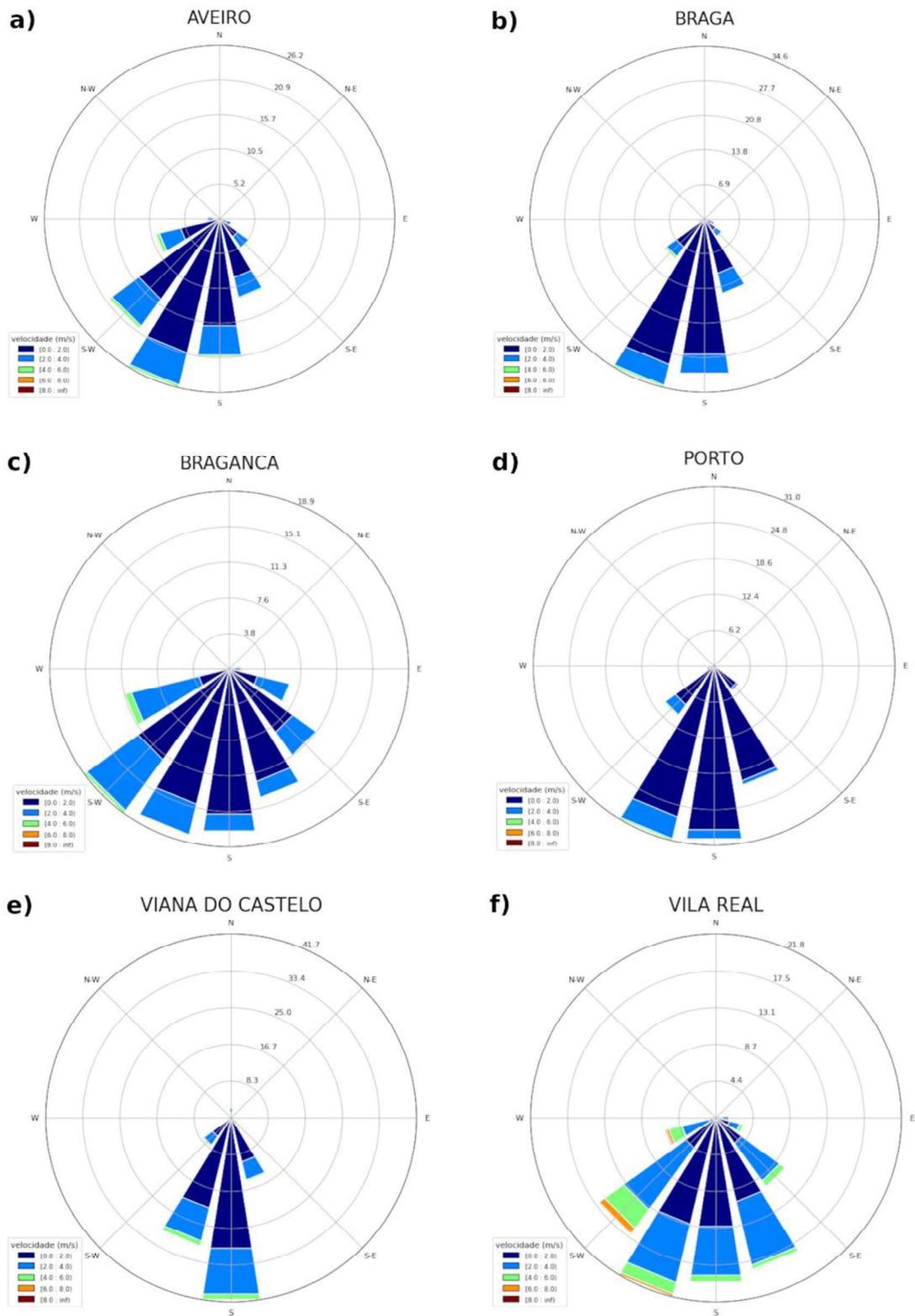


Figura 4. 7 - Rosa dos ventos com a distribuição eólica para os Distritos pertencentes à região Norte de Portugal: (a) Aveiro; (b) Braga; (c) Bragança; (d) Porto; (e) Viana do Castelo; (f) Vila Real.

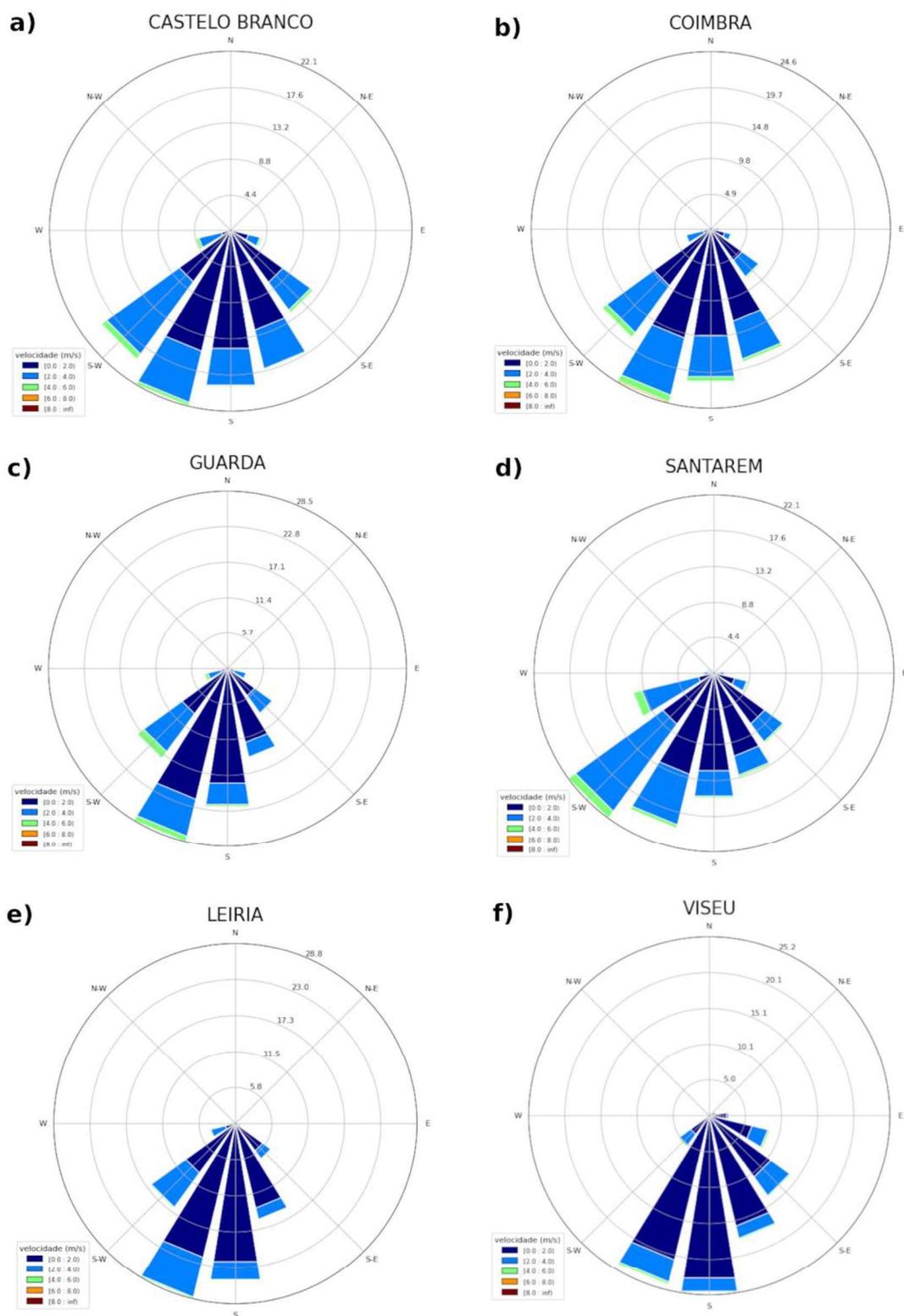


Figura 4.8 - Rosa dos ventos com a distribuição eólica para os Distritos pertencentes à região Centro de Portugal: (a) Castelo Branco ; (b) Coimbra; (c) Guarda; (d) Santarém; (e) Leiria; (f) Viseu.

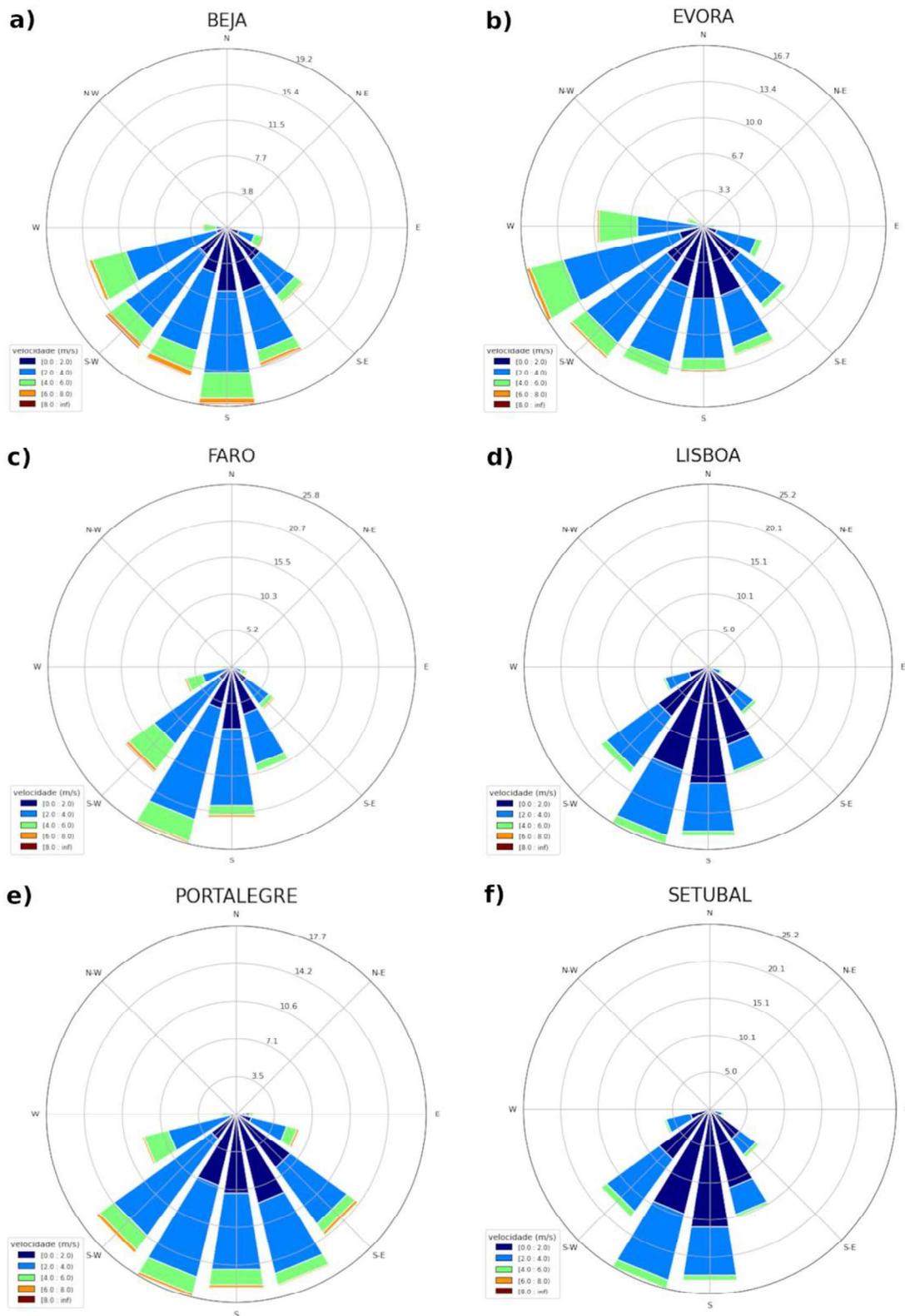


Figura 4. 9 - Rosa dos ventos com a distribuição eólica para os Distritos pertencentes à região Sul de Portugal: (a) Beja; (b) Évora; (c) Faro; (d) Lisboa; (e) Portalegre; (f) Setúbal.

4.1.2.2 *Frequência Acumulada*

Foram realizadas as frequências acumuladas dos dados de vento (80 m) referentes aos Distritos das regiões Norte, Centro e Sul de Portugal, conforme as Figuras 4.10, 4.11 e 4.12, respectivamente. Essa análise representa a soma parcial de todas as frequências de ocorrência das diferentes intensidade do vento até o ponto presente no conjunto de dados, até que complete-se a frequência máxima (100%).

Os Distritos da região Norte (Figura 4.10) fornecem ventos com maior frequência para as velocidades de até 4 m/s, e baixa frequência acima deste valor. Aveiro, Bragança e Viana do Castelo obtiveram ventos com frequências relativas acumuladas superiores a 70% para a velocidade de até 2 m/s e para 4 m/s a frequência de mais de 90%. Braga fornece uma disponibilidade maior de ventos de até 2 m/s, com frequência acumulada acima de 80%, e de quase 100% para a velocidade de 4 m/s. Porto possui uma frequência ainda maior de ventos abaixo de 2 m/s, de aproximadamente 90%, passando para próximo dos 100% com velocidades de até 4 m/s. No entanto, o Distrito de maior disponibilidade de ventos superiores a 2 m/s é Vila Real, com frequências acumuladas maiores que 50%, superiores a 80% e com cerca de 95%, para às velocidades de 2 m/s, 4 m/s e 6 m/s, respectivamente.

Para os Distritos da região Central (Figura 4.11), Castelo Branco, Coimbra e Santarém demonstram ter comportamentos semelhantes quanto ao regime dos ventos, de até 2 m/s para uma frequência relativa acumulada que representa mais de 60%, e para a velocidade de 4 m/s uma frequência superior a 90%. Guarda e Leiria possuem uma distribuição dos ventos menor, com frequência acumulada superior a 70% para a velocidade dos ventos de até 2 m/s, e mais de 90% para a velocidade de 4 m/s. Viseu apresenta uma frequência ainda maior de ventos de velocidade abaixo de 2 m/s, acima de 80% de acúmulo, chegando próximo do máximo de acumulação da frequência na velocidade de 4 m/s.

Os Distritos da região Sul (Figura 4.12), em geral, possuem ventos com velocidades superiores aos das regiões Norte e Centro, estando a distribuição da frequência acumulada entre 2 m/s e 6 m/s. Beja, Évora e Faro demonstram ter distribuições de frequência acumulada do vento similares, com 30% ou um pouco mais, para a velocidade de 2 m/s e acima de 80% para a velocidade de 4 m/s. Estes Distritos diferem apenas na distribuição final das frequências acumuladas, sendo que Beja e Faro correspondem a aproximadamente 95% para a velocidade de 6 m/s, enquanto Évora se aproxima dos 100% para esta mesma velocidade. Contudo, Beja vai além e apresenta uma frequência acumulada próxima dos 100% apenas para a velocidade de 8 m/s.

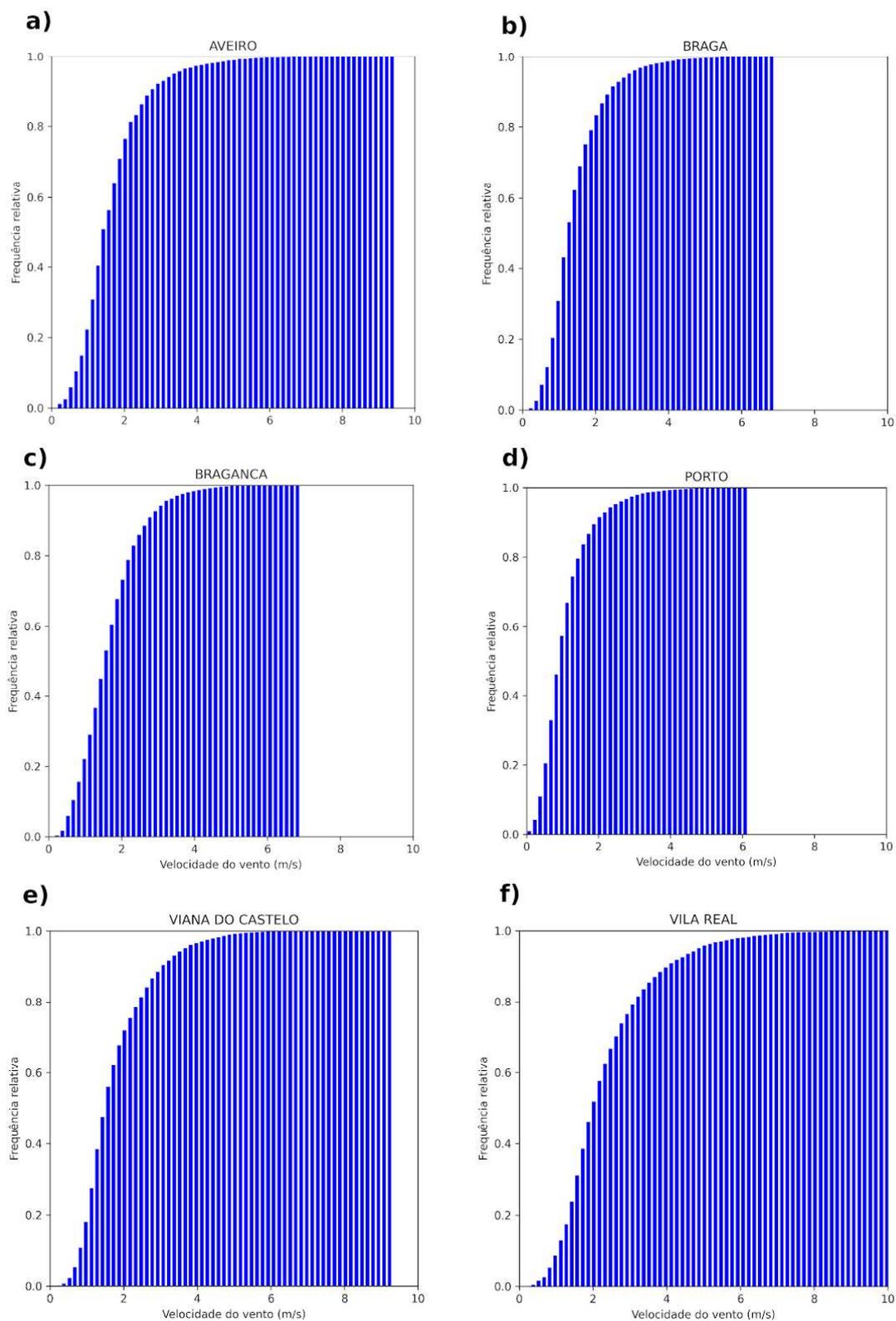


Figura 4. 10 - Distribuição da frequência acumulada do vento para os Distritos pertencentes à região Norte de Portugal: (a) Aveiro; (b) Braga; (c) Bragança; (d) Porto; (e) Viana do Castelo; (f) Vila Real.

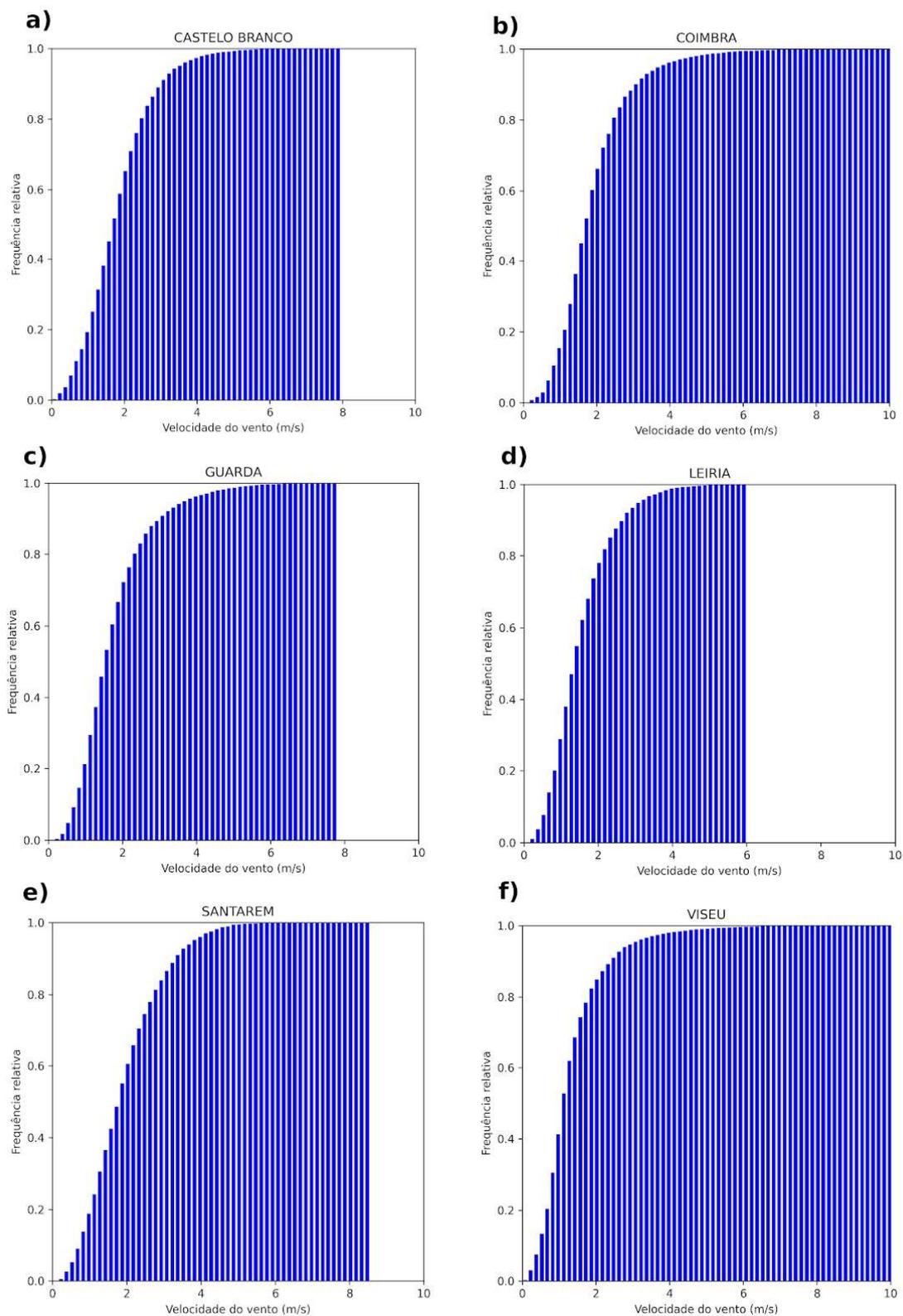


Figura 4. 11 - Distribuição da frequência acumulada do vento para os Distritos pertencentes à região Central de Portugal: (a) Castelo Branco ; (b) Coimbra; (c) Guarda; (d) Leiria; (e) Santarém; (f) Viseu.

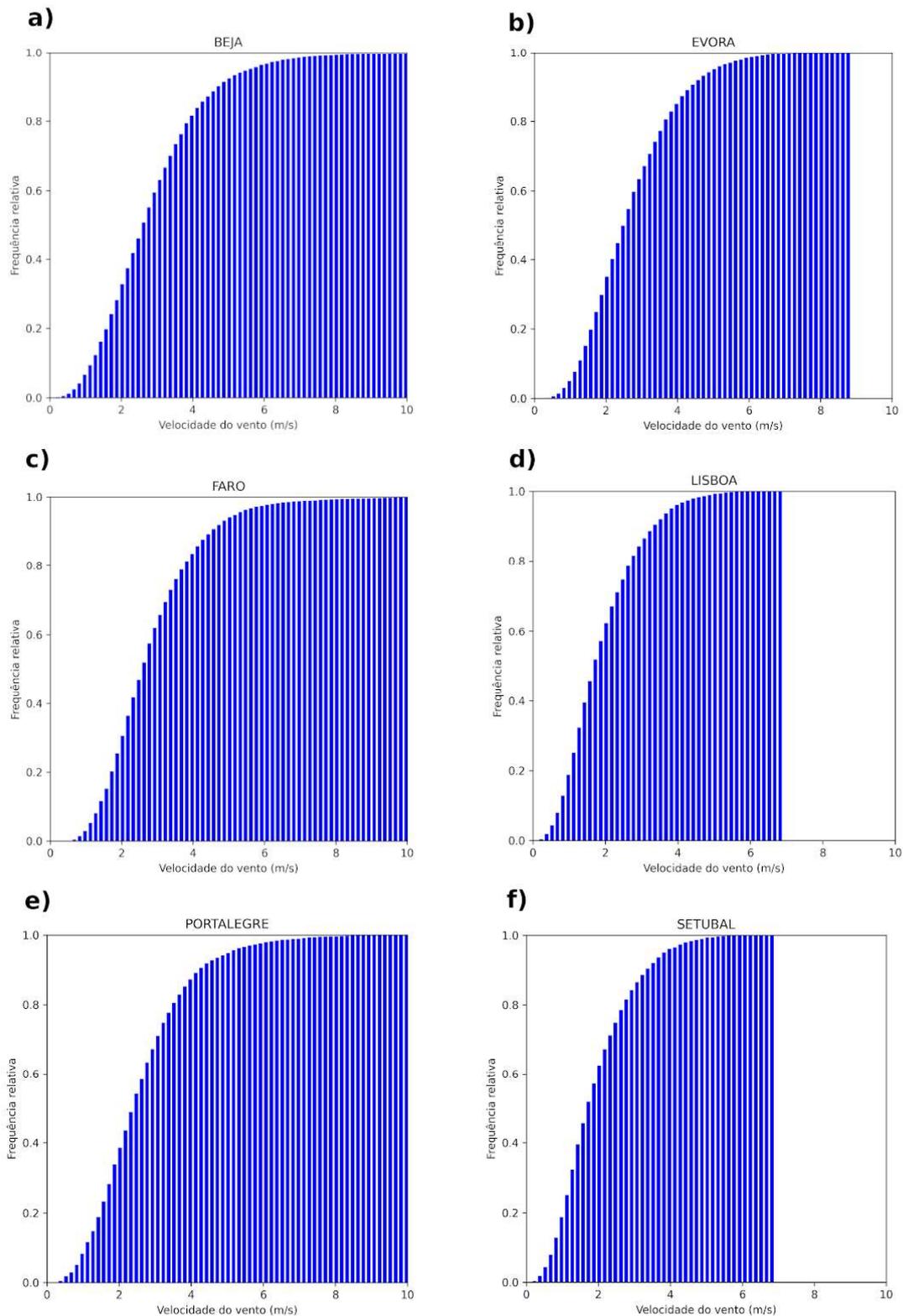


Figura 4. 12 - Distribuição da frequência acumulada do vento para os Distritos pertencentes à região Sul de Portugal: (a) Beja; (b) Évora; (c) Faro; (d) Lisboa; (e) Portalegre; (f) Setúbal.

4.1.2.3 Distribuição de Weibull

Esta análise visa determinar a probabilidade de ocorrência de velocidades dos ventos, a partir da curva gerada pela distribuição de Weibull para a altura de 80m, a fim de se descobrir a distribuição eólica para cada Distrito de Portugal Continental, divididos pelas regiões Norte (Figura 4.13), Centro (Figura 4.14) e Sul (Figura 4.15).

Os resultados demonstram, de acordo com a Figura 4.13, que nos Distritos do Norte do país a maior frequência dos ventos ocorre entre as velocidades de 1 m/s a 3 m/s. Aveiro apresentou como maior frequência relativa o valor aproximado de 43%, para uma velocidade de 1,4 m/s, com uma frequência média próxima de 40% para a velocidade de 1,8 m/s, mas possui ventos de frequência menor de até 6 m/s. Braga possui como pico a frequência relativa de 50%, para uma velocidade entre 1,15 m/s e 1,3 m/s, e também demonstra o valor aproximado de 1,6 m/s para uma frequência relativa média de 47%, com ventos de menor frequência que chegam a 5 m/s. Por sua vez, os ventos em Bragança também atingem velocidades de até 5 m/s, com pico de frequência relativa que gira em torno de 49%, enquanto que a frequência média corresponde a 42%, para as velocidades dos ventos de 1,3 m/s e 1,85 m/s, respectivamente.

Ainda na região Norte, o Distrito do Porto apresenta uma alta frequência relativa que ultrapassa os 60%, contudo para uma baixa velocidade do vento de 0,75 m/s, com frequência relativa média de aproximadamente 55% e ventos de velocidade de 1,1 m/s, e ventos em sua maioria inferiores a 4 m/s. Viana do Castelo apresenta então velocidades no pico da curva de distribuição de frequência entre 1,4 m/s e 1,6 m/s em cerca de 41% do tempo, com velocidade média próxima de 1,9 m/s para a frequência relativa média de 38%, e velocidades do vento que atingem 6 m/s. Vila Real, então, apresenta uma maior distribuição de sua frequência nas diferentes intensidades dos ventos, com velocidades de frequência inferior que chegam a 7m/s, e o pico da curva de frequência próxima a 30% com velocidades do vento entre 1,8 m/s e 2 m/s, assim como demonstra frequência média e velocidade de 28% e 2,5 m/s, respectivamente.

Conforme os resultados da Figura 4.14, os Distritos do Centro do país obtiveram curvas de distribuição de frequência semelhantes, com velocidades de maior frequência para os ventos entre 1 m/s a 3 m/s, assim como para a região Norte. Castelo Branco possui ventos que se enquadram em velocidades inferiores a 6 m/s, com uma maior frequência de ocorrência pouco superior a 40% e velocidade do vento respectiva de 1,5 m/s, assim como ventos em torno de 2 m/s para a frequência média de 37%. Coimbra demonstra ter ventos que superam os 7 m/s em poucas ocorrências no decorrer do ano, frequência relativa máxima próxima de 40%, com valor correspondente de velocidade entre 1,4 m/s e 1,6 m/s, e velocidade e frequência média de 2 m/s e 35%, respectivamente. Por sua vez, Guarda possui ventos que atingem velocidades pouco superiores a 6 m/s, com velocidade e frequência máxima de 1,5 m/s e 40%, respectivamente, assim como velocidade e frequência média de aproximadamente 2 m/s e 36%, respectivamente.

Leiria registrou o pico da sua curva de frequência em torno de 48% e velocidade do vento correspondente de 1,25 m/s, frequência relativa média de 42% e velocidade

média do vento de 1,5 m/s, e no geral ventos inferiores a 5 m/s. No entanto, Santarém apresentou ventos que chegam a 6 m/s, com velocidade de 1,7 m/s para a frequência relativa máxima apresentada de 39% e de aproximadamente 2,1 m/s de velocidade média que está relacionada à frequência de 36% do tempo de disponibilidade eólica. Viseu apresenta-se com ventos que ultrapassam a marca dos 6 m/s no decorrer do ano, com velocidade de 0,9 m/s para a frequência máxima de 48% e de 1,4 m/s para a frequência média de 46%.

Adentrando para a região Sul de Portugal, a Figura 4.15 mostra as distribuições de frequência dos ventos, por Distritos, os quais atingem médias de velocidade entre 2 m/s e 4 m/s. A começar por Beja, que apresentou maior distribuição do vento com valores de velocidade superiores a 8 m/s, sendo 30% a maior frequência relativa obtida para velocidade de vento entre 2,3 m/s e 2,6 m/s, assim como a frequência média de 25% está relacionada ao valor de velocidade do vento próximo de 3,3 m/s. Évora também apresenta ventos que chegam a medir mais de 7 m/s, estando sua distribuição eólica máxima situada próximo dos 30% para ventos de velocidade 2,6 m/s, além da velocidade média de cerca de 3,2 m/s e frequência média de 27%. Faro, por sua vez, supera os Distritos anteriores pois recebe ventos de menor frequência mas de velocidade que chegam a 10 m/s, sendo de 2,6 m/s os ventos que caracterizam a frequência máxima de 28%, e de aproximadamente 3,15 m/s o correspondente à frequência média de 24%.

Contudo, Lisboa apresenta resultados de menor velocidade do vento para a maior frequência apresentada, com valores de 1,6 m/s e 38%, respectivamente, mas ainda assim possui a velocidade média de vento de 2,15 m/s para a frequência média de 32% e ventos que alcançam a velocidade de 7m/s. Em Portalegre, assim como em Beja, possui ventos que superam a velocidade de 8 m/s, sendo para a frequência máxima de 28% valores entre 2 m/s e 2,2 m/s e para a frequência média de 26% cerca de 2,9 m/s de velocidade do vento. Setúbal se assemelha a Lisboa, com ventos que chegam a 7 m/s, e ventos entre 1,6 m/s e 1,7 m/s para a frequência de 38% que corresponde ao pico da curva de distribuição da mesma, e a velocidade de 2,15 m/s para a frequência média de 35%.

Estes resultados demonstram que, os Distritos que apresentaram os mais elevados valores médios de velocidade dos ventos foram: para a região Norte, Viana do Castelo (1,9 m/s) e Vila Real (2,5 m/s); para a região Central, Santarém registrou o maior valor médio (2,1 m/s) embora Castelo Branco, Coimbra e Guarda tenham obtido valores semelhantes (2 m/s); na região Sul, por conseguinte, foram Beja (3,3 m/s) e Évora (3,2 m/s), embora todos os Distritos apresentaram ventos médios aceitáveis para aproveitamento eólico (>2 m/s). Desse modo, a região Sul de Portugal mostra-se ser o território de maior disponibilidade eólica do país.

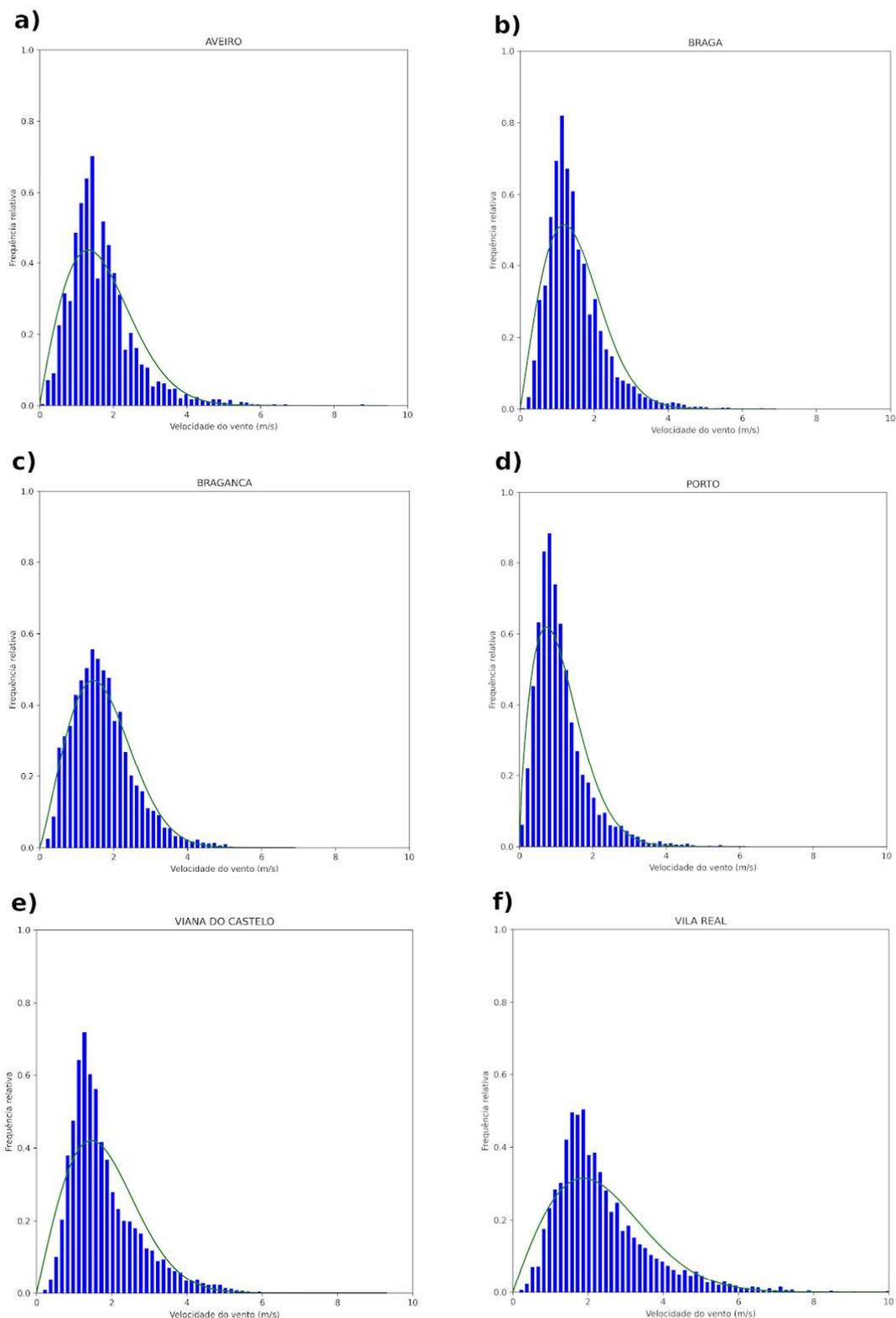


Figura 4. 13 - Distribuição de Weibull da frequência relativa do vento para os Distritos pertencentes à região Norte de Portugal: (a) Aveiro; (b) Braga; (c) Bragança; (d) Porto; (e) Viana do Castelo; (f) Vila Real.

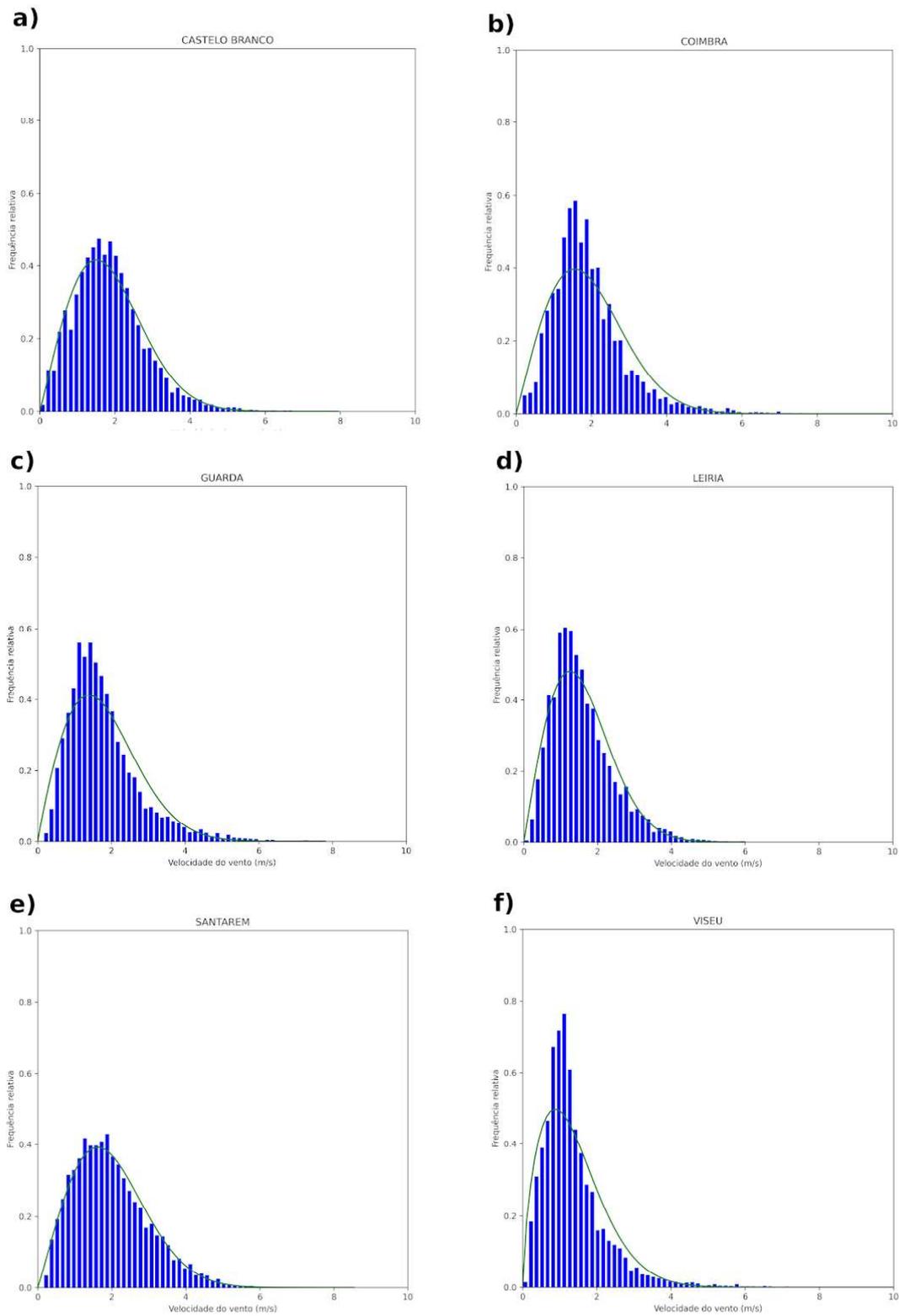


Figura 4. 14 - Distribuição de Weibull da frequência relativa do vento para os Distritos pertencentes à região Central de Portugal: (a) Castelo Branco ; (b) Coimbra; (c) Guarda; (d) Leiria; (e) Santarém; (f) Viseu.

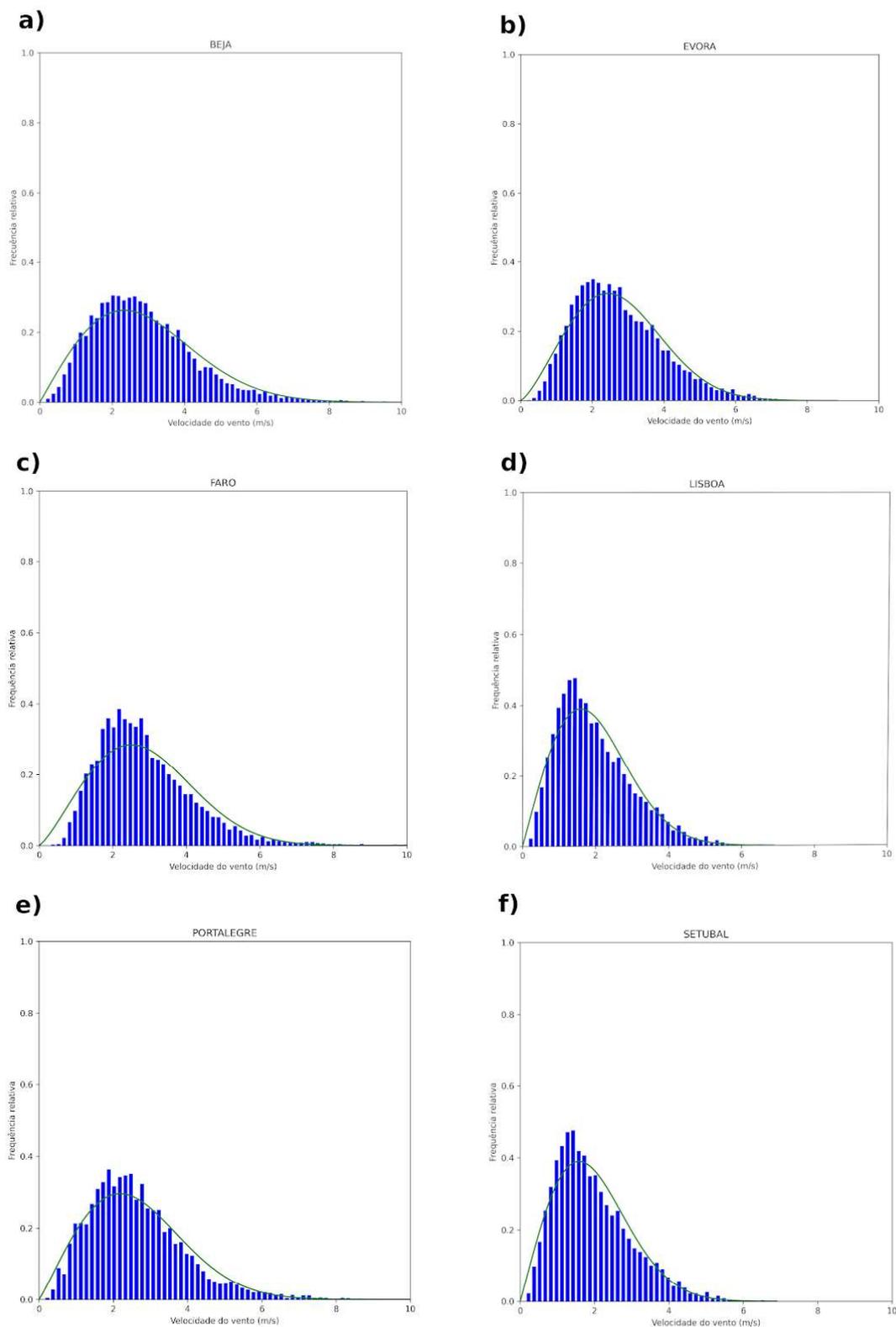


Figura 4. 15 - Distribuição de Weibull da frequência relativa do vento para os Distritos pertencentes à região Sul de Portugal: (a) Beja; (b) Évora; (c) Faro; (d) Lisboa; (e) Portalegre; (f) Setúbal.

4.1.3 Densidade de Potência

A informação concernente à capacidade eólica de um determinado local, independentemente das características das turbinas a serem instaladas, podem ser apresentadas em termos da densidade de potência (DP) disponível no vento, ou seja, a potência por unidade de área movimentada pelas pás da turbina (W/m^2). Desse modo, os mapas das Figuras 4.16, 4.17 e 4.18 representam a variabilidade mensal e sazonal (quadrimestres) da densidade de potência eólica para Portugal Continental.

Conforme a Figura 4.16 que representa o primeiro quadrimestre climatológico, é possível observar um gradativo aumento da DP em determinadas regiões do país, com máximas no mês de março e com leve diminuição no mês de abril, para os mesmos pontos analisados. Vê-se que as regiões a Noroeste e Sudoeste do Distrito de Vila Real, Sudoeste do Distrito de Bragança, Nordeste do Distrito de Viseu, Sudoeste do Distrito de Guarda, Norte do Distrito de Coimbra e grande parte dos Distritos de Portalegre, Évora e Beja, apresentam valores de DP entre $50 W/m^2$ e $100 W/m^2$.

A partir do mês de maio, no segundo quadrimestre climatológico (Figura 4.17), a DP começa a diminuir em alguns lugares das regiões Norte e Central, e a aumentar gradativamente em outras regiões do Norte e na região Sul. Nos Distritos da região Centro-Norte, houve um aumento da DP em Santarém e um deslocamento do maior potencial eólico presente no Sudoeste de Guarda para a região fronteira com Castelo Branco. Além disso, os Distritos de Portalegre, Évora e Beja continuaram a crescer em DP, assim como o Leste de Setúbal e pontos distintos no Distrito de Faro. As maiores DPs foram fornecidas no mês de julho, com valores que ultrapassam os $100 W/m^2$, seguido de decaimento no Centro e Sul do país no mês de agosto.

A Figura 4.18 apresenta então os mapas mensais referentes ao terceiro quadrimestre climatológico, onde, para o mês de setembro, houve uma diminuição generalizada em todo o país, que fez com que apenas as regiões Sudeste dos Distritos de Portalegre e Évora, assim como o centro do Distrito de Beja, Leste de Faro e a região próxima à Serra da Estrela em Guarda, obtivessem DP superior a $80 W/m^2$. Do mês de outubro em diante, a região Norte volta a ter incrementos em sua DP, principalmente no mês de novembro, com pontos de alto valor nas regiões mais ao Centro e Norte, que superam os $90 W/m^2$, enquanto que no Sul apenas em dezembro é possível visualizar novamente um discreto aumento da DP.

Esta conjectura caracteriza o potencial eólico para Portugal que, mediante os resultados apresentados, demonstra para as regiões do Norte e parte superior do Centro uma maior disponibilidade no primeiro e terceiro quadrimestre, enquanto que as regiões Sul e parte inferior do Centro demonstram maior DP no segundo quadrimestre, embora nos outros dois quadrimestres também apresenta potencial eólico. Desse modo, os Distritos de Portalegre, Évora e Beja foram os locais de maior DP ao longo do ano. Conforme Figura 2.33, estes distritos possuem pouca ou nenhuma capacidade eólica instalada, sendo que as regiões mais ao Norte e Centro superior são

as que possuem maior potencial eólico já instalado, e Coimbra é a região que mais está a expandir suas instalações.

Contudo, é válido ressaltar que apesar de haver disponibilidade eólica em grande parte do país, nem todas essas áreas poderão ser aproveitadas, visto que a região de interesse pode conter obstáculos físicos que poderão tornar o vento irregular e turbulento, o que comprometeria a geração de energia. A exemplo disto, temos a região Norte que possui uma vasta extensão de relevo acidentado, com inúmeras regiões serranas, as quais possibilitam a instalação de parque eólicos em maiores altitudes e com isso recebem ventos com escoamento mais laminar e com menor interferência externa. A região Sul, por sua vez, possui relevo mais acidentado e conta com a presença de matas fechadas e regiões populacionais habitadas ou protegidas ambientalmente. Logo, percebe-se que se trata de uma questão multidisciplinar, que envolve diversos fatores a serem considerados antes de se instalar novos empreendimentos eólicos.

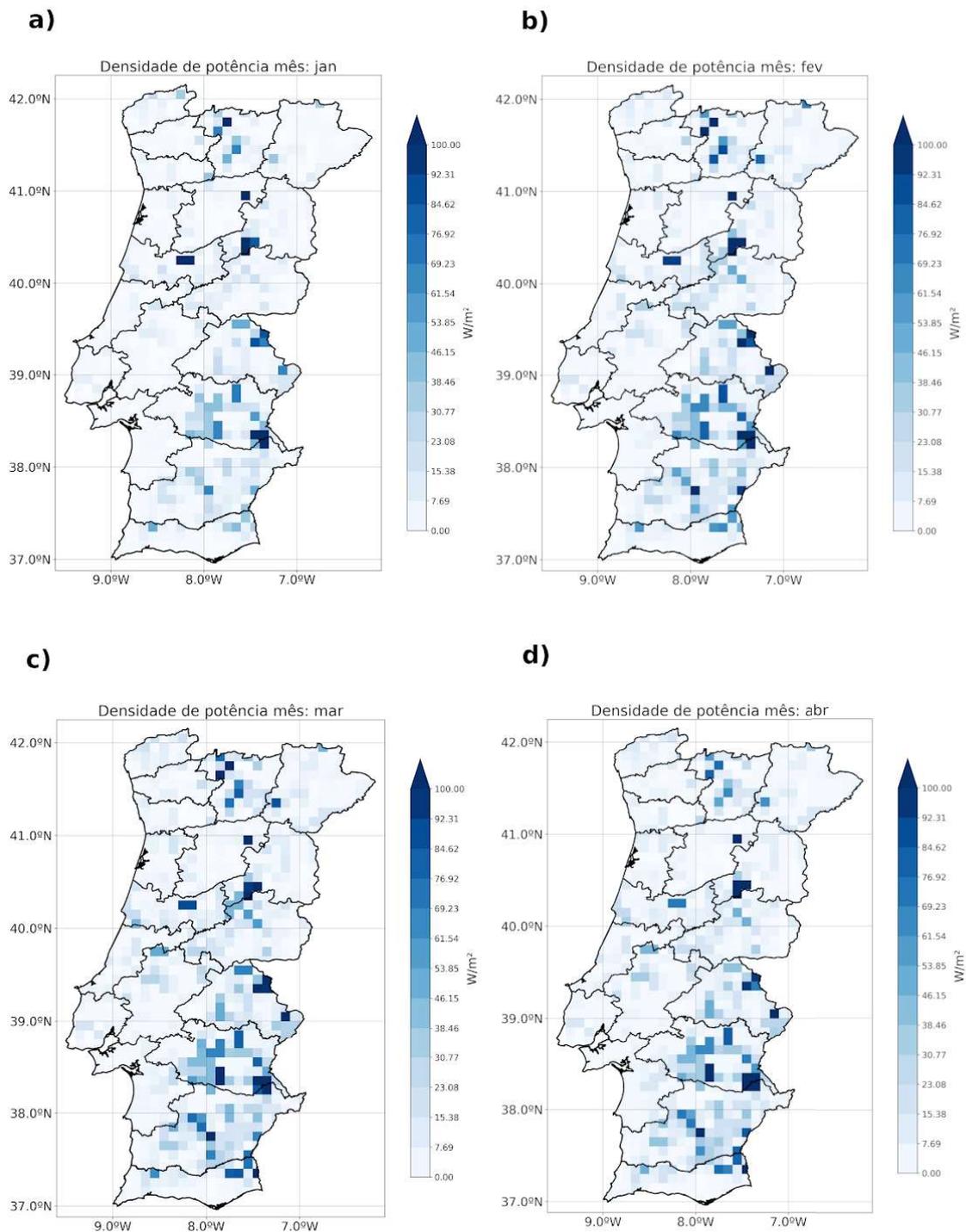


Figura 4. 16 - Densidade de potência do vento médio para Portugal Continental a uma altura de 80 m: (a) Janeiro; (b) Fevereiro; (c) Março; (d) Abril.

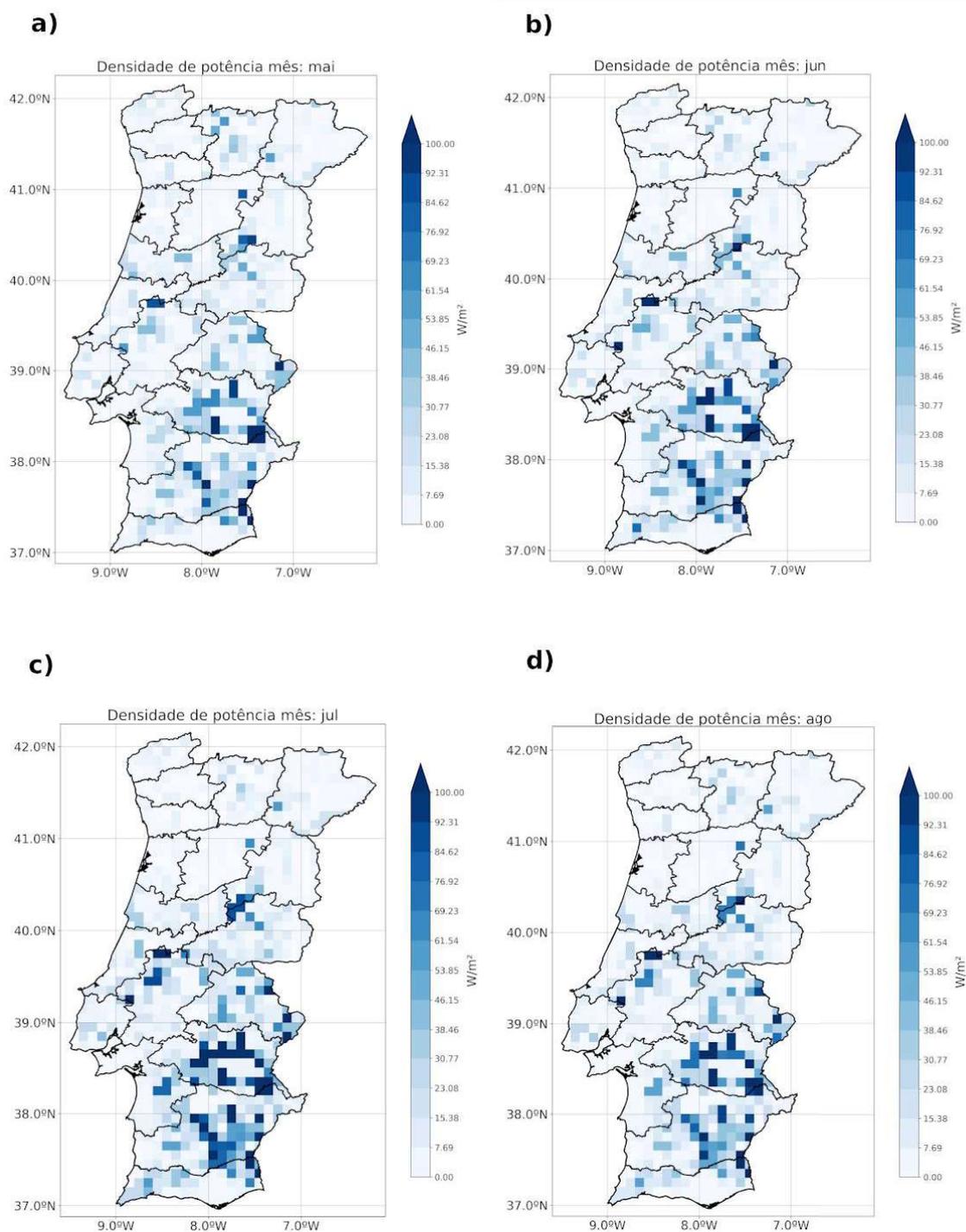


Figura 4. 17 - Densidade de potência do vento médio para Portugal Continental a uma altura de 80 m: (a) Maio; (b) Junho; (c) Julho; (d) Agosto.

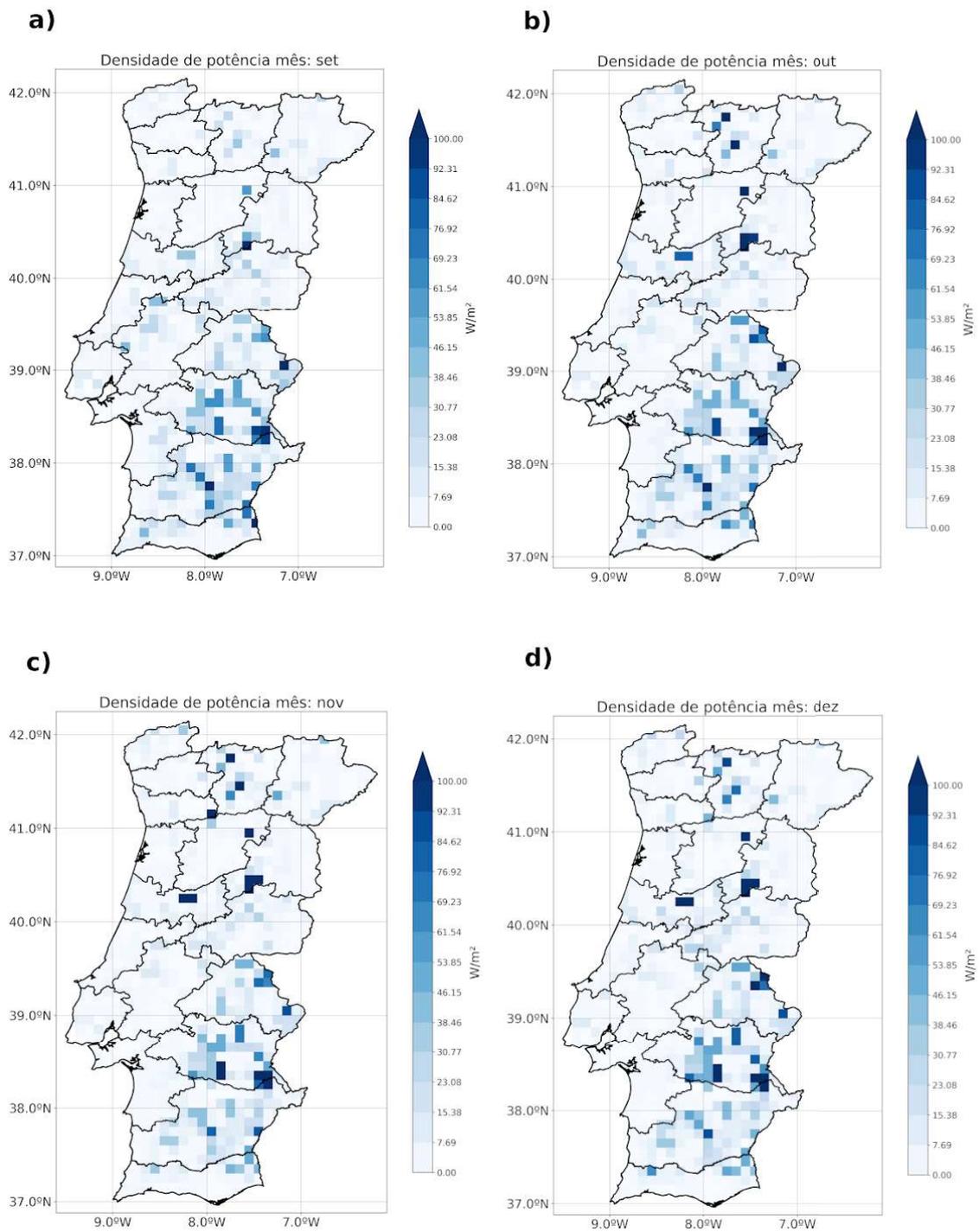


Figura 4. 18 - Densidade de potência do vento médio para Portugal Continental a uma altura de 80 m: (a) Setembro; (b) Outubro; (c) Novembro; (d) Dezembro.

4.2 Brasil

4.2.1 Análise de séries temporais de precipitação e vazão

Traçando os dados de precipitação observada para as usinas, conforme mostrado na Figura 4.19, de acordo com os períodos da Tabela 3. É possível inferir pela média móvel que existem oscilações decadais não muito acentuadas em todas as usinas. No entanto, os maiores picos de oscilação foram observados em 1980 e 2010, o que representa um período de frequência de aproximadamente 30 anos. O teste de Mann-Kendall e a inclinação de Sen não detectaram nenhuma tendência significativa em relação às mudanças no nível de precipitação, e a regressão linear mostrou um declínio na série de precipitação.

Analisando a plotagem das séries de vazões naturais (Figura 4.20) nas usinas, é possível observar, de acordo com a média móvel, que os maiores picos de vazão ocorreram em 1985 e 1950, o que caracteriza um período de aproximadamente 35 anos entre os picos. Isso pode sugerir uma variabilidade decadal nas séries de precipitação, que pode ser causada por fenômenos climáticos, como OMA e ODP, que precisam ser analisados mais detalhadamente no futuro. Tanto o teste de Mann-Kendall quanto a inclinação de Sen e a regressão linear mostram uma tendência negativa nessa série. Esses resultados corroboram o que Dantas *et al.* (2012) afirmam em seu estudo, o OMA e o ODP também tiveram influência sobre a precipitação total anual na parte oeste da floresta amazônica.

A comparação entre esses resultados e períodos de fases positivas e negativas dos índices climáticos registrados de OMA e ODP, sugere que há influências desses fenômenos no ciclo hidrológico do NEB. Os dados de vazão observados a partir de 1931, e o fato de OMA e ODP estarem ambos na fase positiva (quente) de 1935 a 1943 (Período I), possivelmente indicam uma influência da fase positiva na diminuição do fluxo. Então, de 1944 a 1962 (Período II), o OMA estava em sua fase positiva (quente) e o ODP em sua fase negativa (fria), o que pode ter feito com que as vazões tenham aumentado, atingindo o maior pico de vazão próximo ao ano de 1950.

De 1963 a 1976 (Período III), tanto OMA quanto ODP entraram em suas fases negativas (frias), o que levou a uma redução dos níveis de precipitação e um ligeiro aumento dos fluxos durante esse período. Segundo Melo (1999), neste período não ocorreram níveis elevados dos fenômenos ElNiño / LaNiña, o que provavelmente pode ter contribuído para a diminuição da precipitação. Porém, entre 1977 e 1995, com o OMA na fase positiva (quente) e a ODP na fase negativa (fria) (período IV), ocorreram precipitações acima da média registrada e picos elevados de fluxo, principalmente em 1979 e 1992. De 1996 até o momento presente (Período V), acredita-se que tanto o OMA quanto a ODP tenham entrado em suas fases positivas (quentes), causando precipitações e vazões abaixo da média registrada, conforme observado especialmente desde 2010. No geral, os testes de tendência mostram um declínio nas precipitações e na vazão durante o período registrado, principalmente devido à fase mais seca experimentada nas últimas duas décadas.

Essa análise qualitativa indica que nos anos em que o OMA e o ODP estão em fases opostas, ou seja, com pelo menos um dos fenômenos na fase negativa (fria), houve aumento da precipitação e das vazões. No entanto, os níveis de precipitação e vazão permaneceram os mesmos quando ambas as fases foram negativas (frio). Por outro

lado, os níveis de precipitação e vazão diminuíram quando ambas as fases foram positivas (quente). Um estudo semelhante realizado por Rocha *et al.* (2019) e aplicado à área norte do NEB apresentou resultados da mesma natureza.

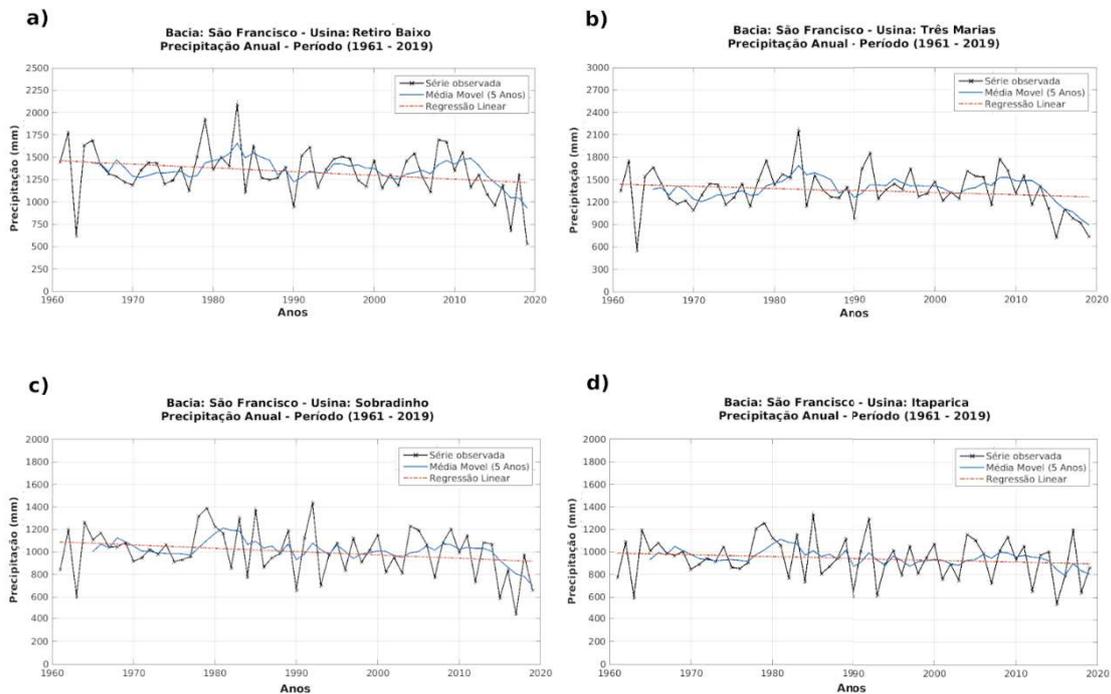


Figura 4. 19 - Precipitações anuais registradas: (a) Retiro Baixo; (b) Três Marias; (c) Sobradinho; (d) Itaparica.

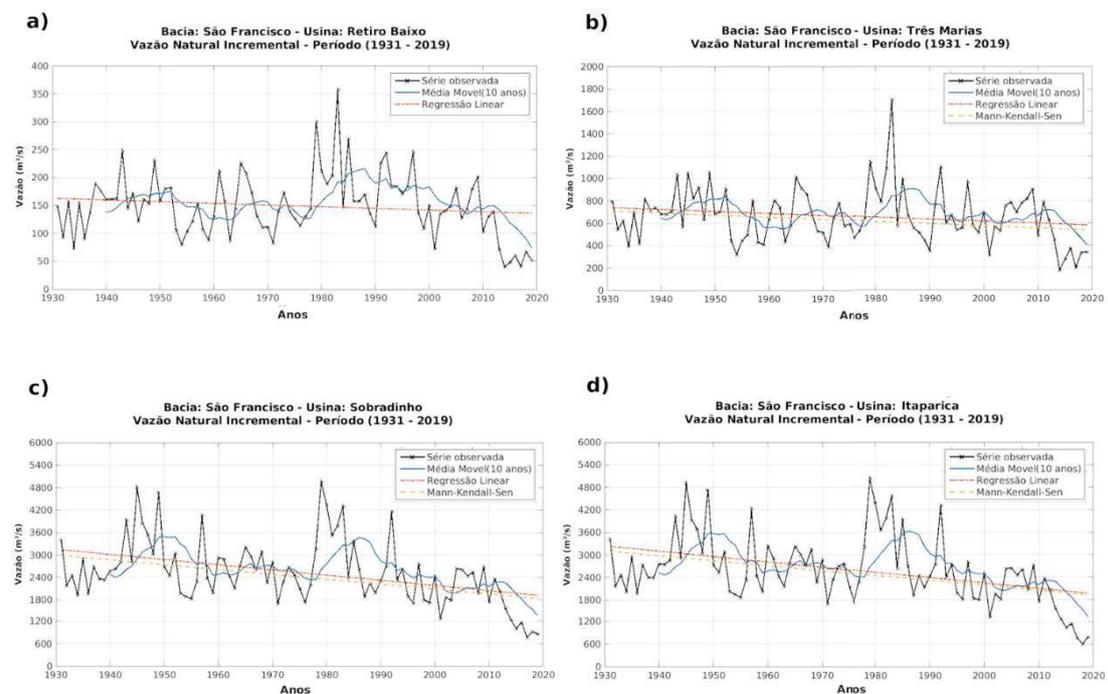


Figura 4. 20 - Vazão natural anual registrada: (a) Retiro Baixo; (b) Três Marias; (c) Sobradinho; (d) Itaparica.

4.2.2 Análise Wavelet

A relação entre clima e água foi demonstrada por meio do espectro global que indica os maiores níveis de energia (Potência) entre as séries de dados. Os espectros foram plotados para as séries registradas de anomalias analisadas, referentes às vazões nas usinas Retiro Baixo (Figura 4.21), Três Marias (Figura 4.22), Sobradinho (Figura 4.23) e Itaparica (Figura 4.24), bem como os índices climáticos OMA (Figura 4.25) e ODP (Figura 4.26).

As análises demonstram que a variabilidade está distribuída em várias escalas, e os resultados entre as usinas de Retiro Baixo e Três Marias são semelhantes, assim como os resultados entre Sobradinho e Itaparica também são semelhantes. Isso ocorre em grande parte devido a proximidade geográfica entre eles. No espectro da vazão em Sobradinho e Itaparica, os maiores picos de potência apresentaram um padrão que se repetiu em períodos de 16 a 128 anos. O maior pico de potência ocorreu em torno do período de 128 anos, e os menores picos ocorreram nos períodos de 16, 32 e 64 anos. Já as usinas de Retiro Baixo e Três Marias apresentaram os maiores picos de potência de suas vazões nos períodos de 16, 64 e 128 anos, o que demonstra a influência de diferentes fenômenos climáticos sobre as vazões dessas usinas. O espectro relacionado a OMA apresentou os maiores picos de potência no período de 64 anos. Quanto ao espectro relacionado ao ODP, foi detectado um aumento da potência nos períodos de 32-64 anos, como nos espectros anteriores.

Portanto, conforme mencionado na análise das séries temporais, houveram variações nos valores das séries de precipitação e vazão, com picos registrados em períodos de 35 anos. Isso está de acordo com os espectros de potência obtidos para aqueles períodos por meio de testes de wavelet para as vazões destas usinas. Conforme os espectros de potência da wavelet diminuem, as vazões das usinas também diminuem para a mesma série de tempo, conforme apresentado nos testes de tendência. Porém, os resultados do teste de wavelet abrangem apenas períodos de tempo inferiores a 2 ciclos completos. Portanto, outras variáveis devem ser levadas em consideração na análise. Assim, será considerado o cone de influência, onde os dados têm maior significância estatística, conforme apresentado por Torrence e Compo (1998).

Os picos do espectro de potência wavelet para os fluxos da usina de Sobradinho e Itaparica, bem como para a ODP, ocorrem antes de 1960. No mesmo ano, o espectro de potência da usina de Retiro Baixo detectou um ligeiro pico. Além disso, por volta do mesmo ano, houve um pico na série temporal de vazão (Figura 4.20) dessa usina relacionado ao OMA (+) e ODP (-), período II (Tabela 3). Os maiores picos de potência para as usinas de Retiro Baixo e Três Marias foram observados logo após 1980, o que está de acordo com um aumento razoável do espectro wavelet da ODP no mesmo ano. Esse período corresponde às fases OMA (-) e ODP (+) (período IV).

O cone de influência do índice OMA foi observado apenas no final das séries temporais, o que possivelmente indica a influência decadal desse fenômeno nas vazões das usinas. Mais especificamente, como esse período observou as fases OMA (+) e ODP (+) (período V), pode possivelmente ser a causa das fortes secas na região do NEB, principalmente na última década, conforme demonstrado por Marengo *et al.* (2017). O

fato da série de dados da OMA representar pouco mais de 150 anos pode comprometer a detecção de sua variabilidade decadal. Portanto, o que foi demonstrado em relação aos cones de influência mostra uma relação entre picos de ODP e vazão das usinas durante períodos com fases opostas de OMA e ODP. O maior pico de potência encontrado no espectro da série de anomalias da OMA para um período mais longo de análise deve ser em torno de 60 anos, conforme resultados obtidos por Dewes e Dias (2006), o que é consistente com os resultados obtidos neste trabalho.

No entanto, é necessário observar que outros fenômenos climáticos podem afetar diretamente a precipitação e os níveis de vazão no NEB, o que dificulta a obtenção de respostas mais concretas e conclusivas. O fenômeno ENOS é um exemplo disso, dadas as suas relações diretas com a OMA e o ODP, segundo Santos *et al.* (2011) e Silva (2013a). Outro problema é discutido por Deser *et al.* (2010) sobre o grau em que os efeitos antrópicos podem contribuir para as fases positivas recentes da OMA e ODP. Em particular, houve uma tendência geral de aquecimento, tanto terrestre quanto oceânico, associada ao aumento das concentrações de gases de efeito estufa. Tanto a OMA quanto a ODP são registros baseados na TSM, e eles podem conter o sinal antropogênico de aquecimento global, o que poderia comprometer o correto entendimento de seus reais estados.

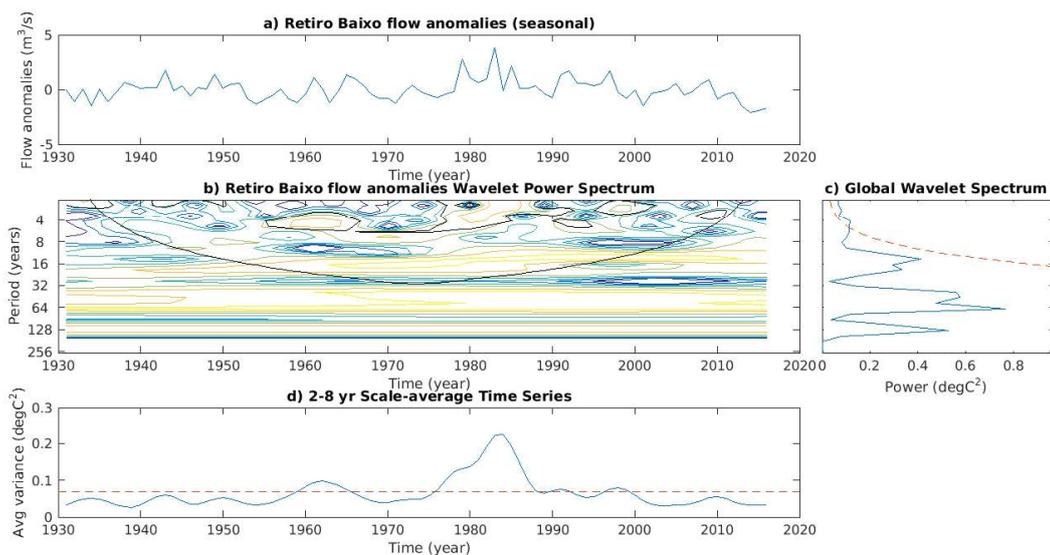


Figura 4. 21 - Espectro de Ondeletas Global e de Potência para as vazões da usina Retiro Baixo.

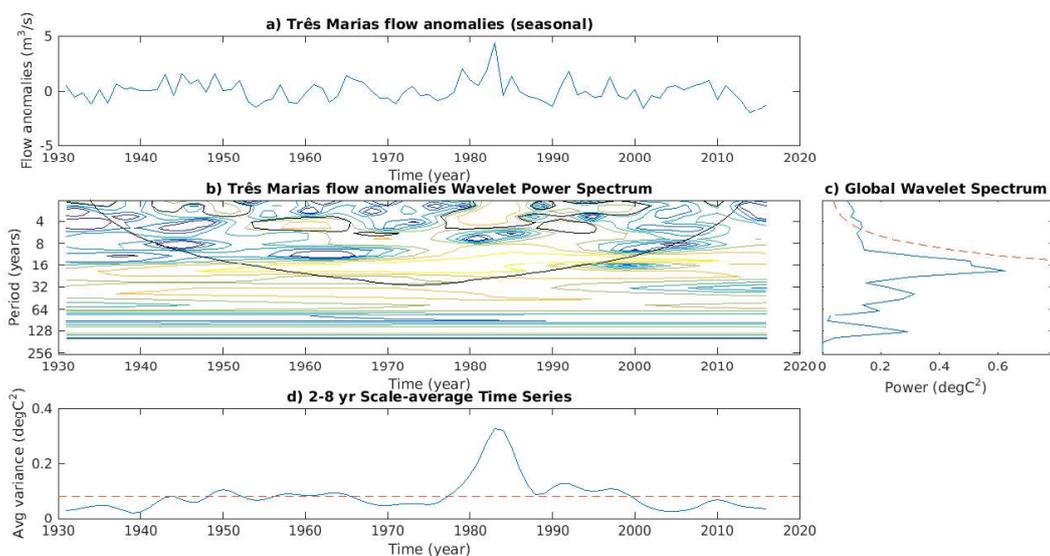


Figura 4. 22 - Espectro de Ondeletas Global e de Potência para as vazões da usina Três Marias.

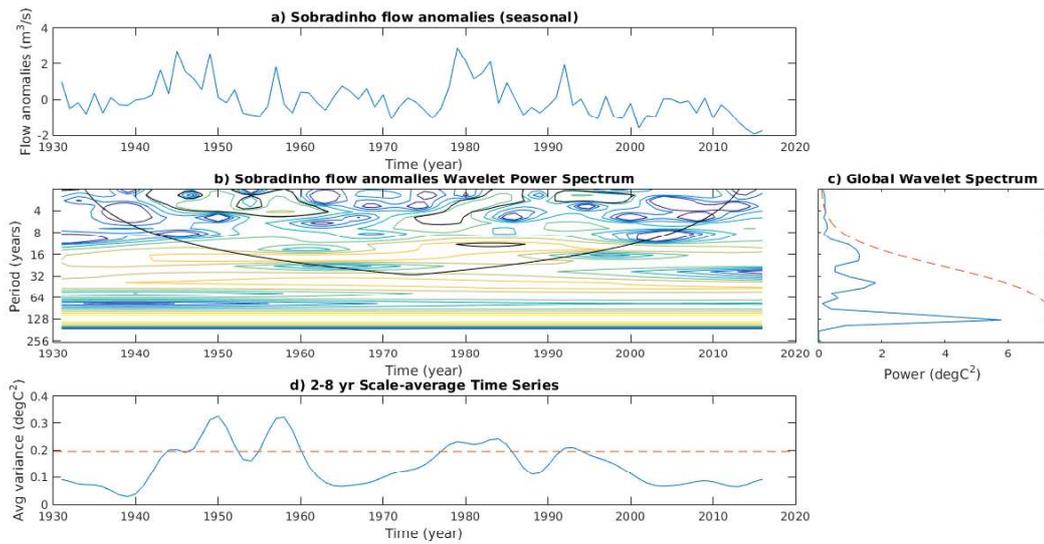


Figura 4. 23 - Espectro de Ondeletas Global e de Potência para as vazões da usina Sobradinho.

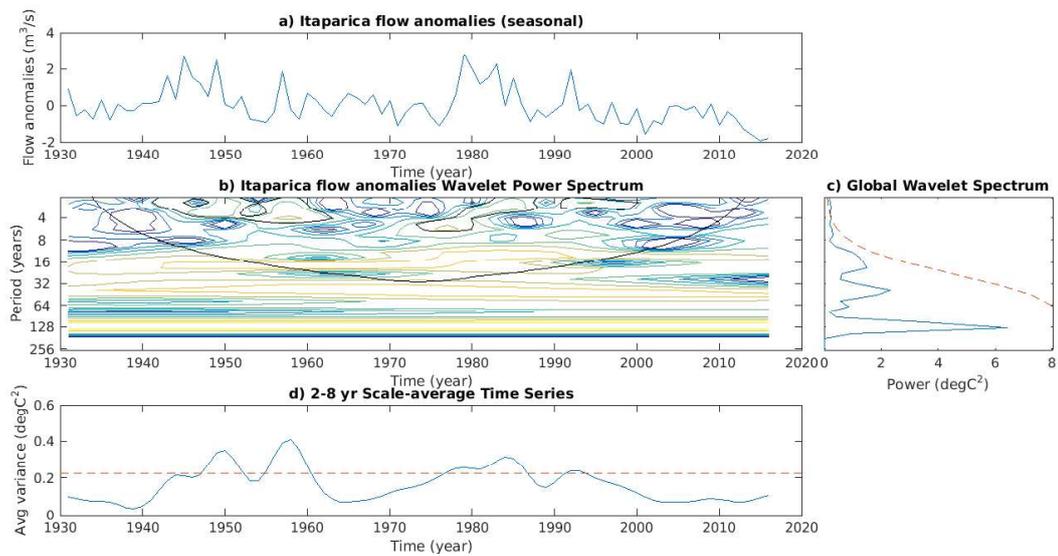


Figura 4. 24 - Espectro de Ondeletas Global e de Potência para as vazões da usina Itaparica.

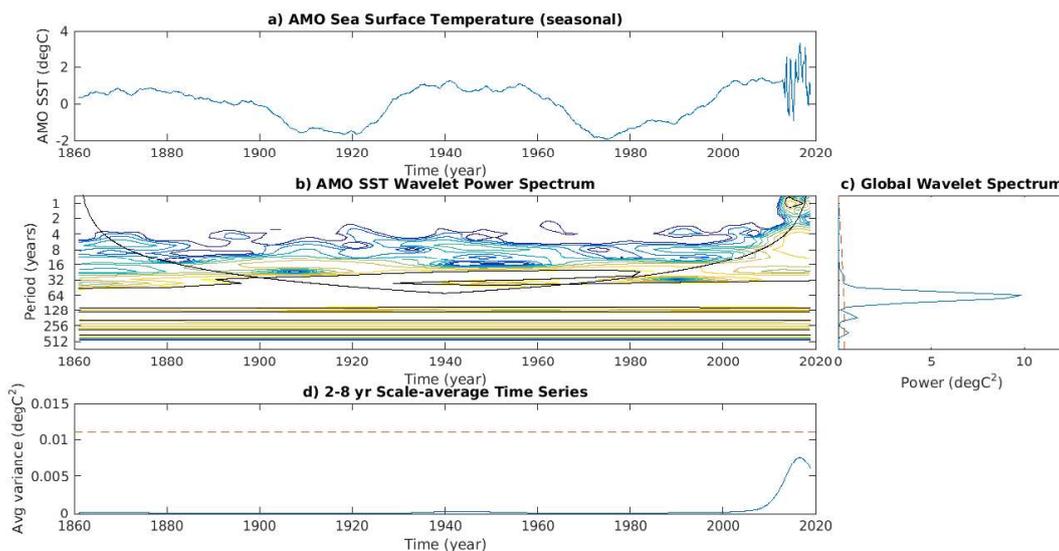


Figura 4. 25 - Espectro de Ondeletas Global e de Potência para às anomalias do índice OMA.

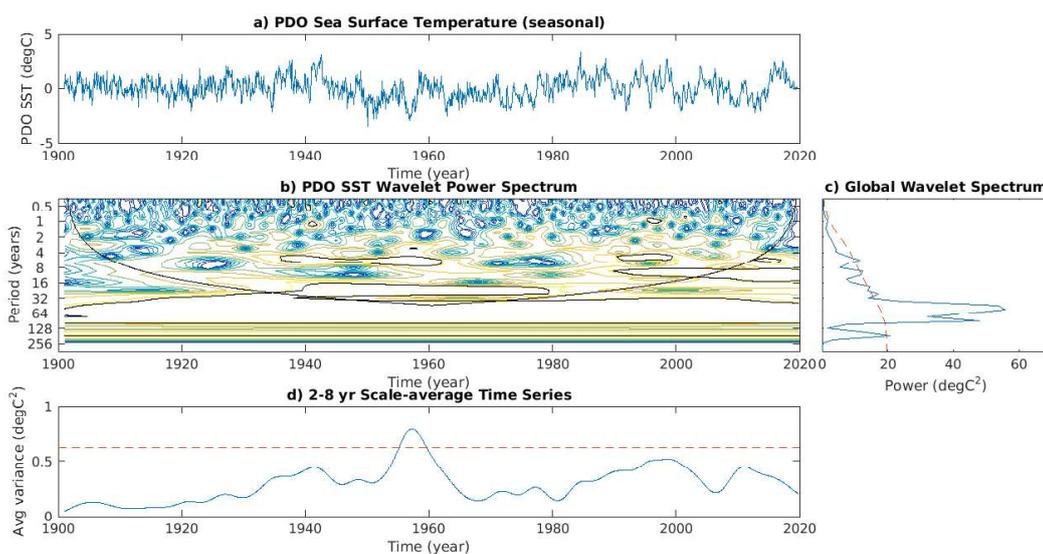


Figura 4. 26 - Espectro de Ondeletas Global e de Potência para às anomalias do índice ODP.

4.2.3 CDF e Q90

Quatro CDFs foram obtidas por meio da equação (17). Três delas representam os períodos especificados na Tabela 3, e uma delas representa a série completa dos dados

de vazão. Os CDFs plotados para as usinas Retiro Baixo, Três Marias, Sobradinho e Itaparica demonstram que a distribuição das frequências para cada um dos períodos analisados foram diferentes entre si (Figura 4.27). No entanto, os resultados gerais por usina são semelhantes entre si.

A curva apresentada no período III [OMA (-) / ODP (-)] foi a que mais se aproximou da curva de vazão média do período completo. A curva do período IV [OMA (-) / ODP (+)] apresentou os maiores valores de vazão, e foi superior à curva da média registrada e superior aos demais períodos analisados em toda a série de distribuição de frequências. No período V [OMA (+) / ODP (+)], a curva foi a menor entre todas as séries, com vazões abaixo da média registrada. Essa discrepância entre os períodos analisados foi ainda mais evidente para as usinas de Sobradinho e Itaparica.

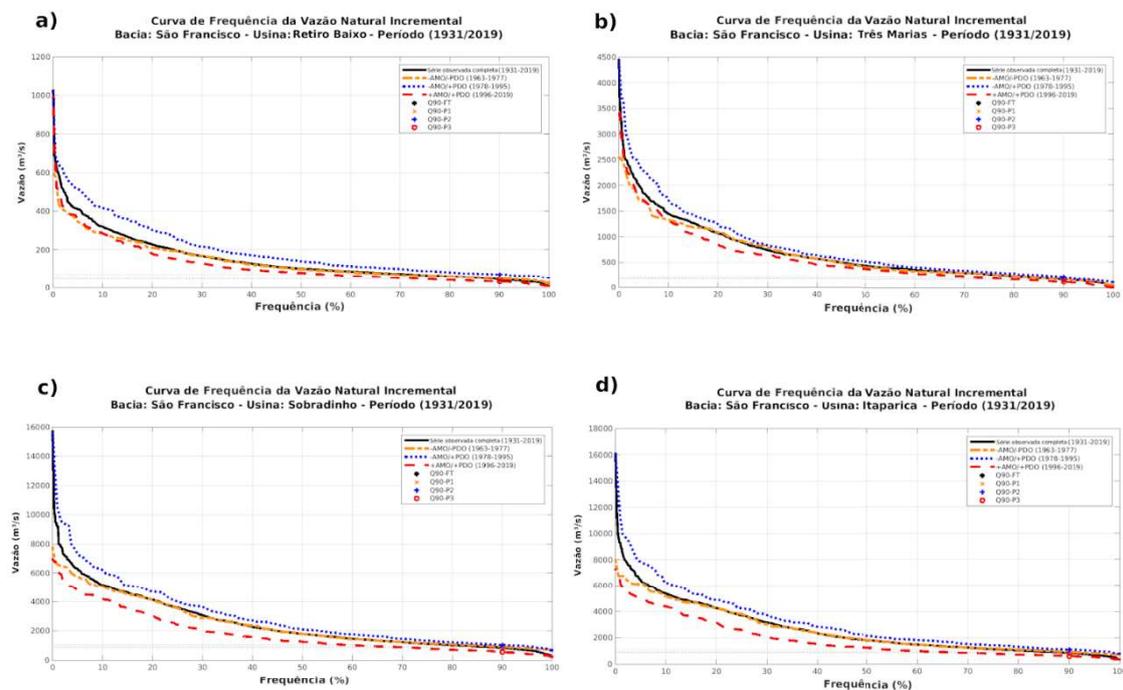


Figura 4. 27 - Curva de duração de frequência para os períodos da OMA e ODP analisados com base na série registrada de vazão natural da planta: (a) Retiro Baixo; (b) Três Marias; (c) Sobradinho; (d) Itaparica.

Conforme mostrado na Figura 4.28, em todos os reservatórios estudados, os valores de Q90 durante o período mais seco [OMA (+) / ODP (+)] foram 25% - 30% menores do que os valores para as séries históricas completas, e para o período em que ambas as fases foram negativos [OMA (-) / ODP (-)]. Durante os períodos com níveis de fluxo mais baixos [OMA (+) / ODP (+)], o Q90 pode ser 40% - 50% inferior aos períodos

com níveis de fluxo mais altos [OMA (-) / ODP (+)]. Esses resultados mostram em quais períodos houve maior GDA, e podem ajudar a identificar os momentos em que o sistema de rede de fluxo está mais vulnerável. Desta forma, é provável que haja uma possível relação entre a variabilidade climática decadal e a GDA. Entretanto, não é possível afirmar que apenas os fenômenos OMA e ODP estão causando essa variabilidade, uma vez que outros fenômenos climáticos podem estar interferindo junto com os primeiros.

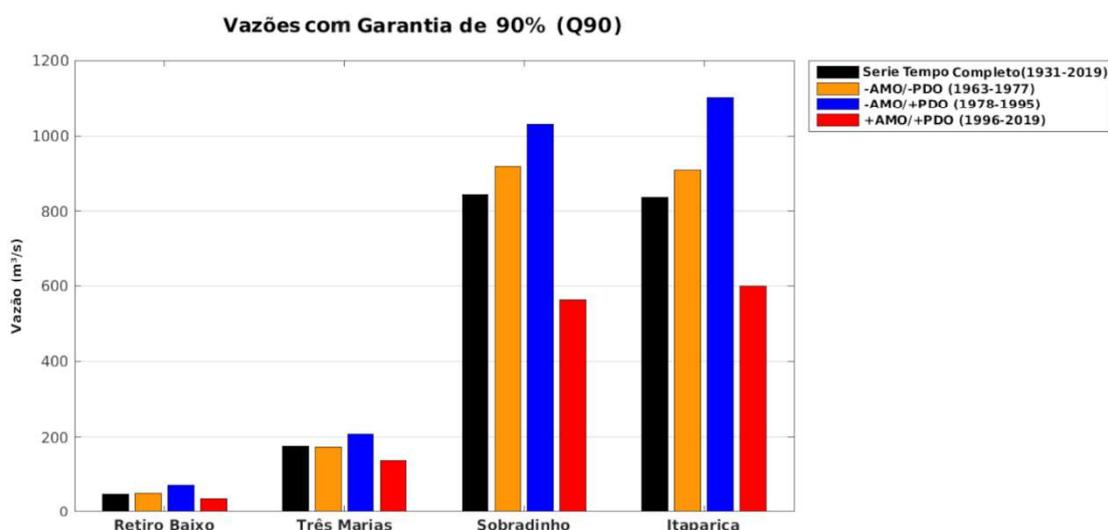


Figura 4. 28 - Q90 para os períodos analisados de OMA e ODP com base na série de fluxo de planta registrada.

4.2.4 Simulação / Operação do Sistema

A simulação da operação do sistema de rede de escoamento realizada no software SIGA permitiu determinar os déficits entre a oferta e a demanda de água na bacia para dois cenários distintos: 1- sem os eixos Norte e Leste da Transposição da Água do Rio São Francisco; 2- com os eixos inseridos. Essas simulações não consideram a operação da produção de energia hidrelétrica, mas apenas o atendimento das demandas (consumo humano, uso industrial e irrigação). A GDA foi calculado para os

períodos da OMA e ODP (III, IV e V) especificados na Tabela 3. Os resultados de GDA foram obtidos por meio da equação (18) e são apresentados na Tabela 8.

No cenário 1, os resultados mostram que a planta de Três Marias não foi afetada em nenhuma das simulações realizadas para as diferentes restrições de fluxo. Retiro Baixo foi considerada a planta mais suscetível à escassez de água, atendendo apenas a demanda de consumo humano no primeiro e segundo trimestre. É provável que Sobradinho tenha sido a usina mais afetada pelos períodos com OMA (+) e ODP (+) (Período V), apresentando diminuição da GDA para uso industrial e irrigação no Q3, principalmente. A GDA em Itaparica não foi afetado no Q1. No entanto, à medida que as restrições de fluxo aumentaram, o GDA diminuiu no Q2 e não foi atendido no Q3.

No cenário 2, houve uma diminuição na GDA nas usinas Sobradinho e Itaparica, se comparado ao cenário 1. A demanda do eixo Norte foi atendida apenas no Q1, enquanto a GDA no eixo Leste diminuiu conforme as restrições de fluxo aumentaram no Q2, e não foram atendidas no Q3. A partir da análise desses diferentes cenários, é possível propor uma melhoria na operação do BRSFE levando em consideração as múltiplas demandas, em contraposição à atual operação realizada pelo Setor Elétrico Brasileiro, que tem como foco apenas a otimização de custos do SIN como um todo.

Tabela 8 - Resultados do WAG para cenários com e sem transposição da água do BRSFE por meio de simulações no SIGA.

Cenário	Usina	Período	GDA (%)									
			Humano			Irrigação			Indústria			
			Q1	Q2	Q3	Q1	Q2	Q3	Q1	Q2	Q3	
1	Retiro Baixo	III	100	100	0	0	0	0	0	0	0	
		IV	100	100	0	0	0	0	0	0	0	
		V	100	100	0	0	0	0	0	0	0	
	Três Marias	III	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
		IV	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
		V	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
	Sobradinho	III	100	100	100	100	100	96	100	100	96	
		IV	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
		V	100	100	100	100	100	85	100	98	85	
	Itaparica	III	100	100	0	100	92	0	100	0	0	
		IV	100	100	0	100	92	0	100	0	0	
		V	100	100	0	100	92	0	100	0	0	
	2	Retiro Baixo	III	100	100	0	0	0	0	0	0	0
			IV	100	100	0	0	0	0	0	0	0
			V	100	100	0	0	0	0	0	0	0
Três Marias		III	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
		IV	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
		V	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
Sobradinho		III	100	100	99	100	0	0	100	0	0	
		IV	100	100	100	100	0	0	100	0	0	
		V	100	100	89	100	0	0	100	0	0	
Itaparica		III	100	100	0	100	0	0	100	0	0	
		IV	100	100	0	100	0	0	100	0	0	
		V	100	100	0	100	0	0	100	0	0	
Eixo Norte		III	100	0	0	100	0	0	100	0	0	
		IV	100	0	0	100	0	0	100	0	0	
		V	100	0	0	100	0	0	100	0	0	
Eixo Leste	III	100	92	0	100	92	0	100	92	0		
	IV	100	92	0	100	92	0	100	92	0		
	V	100	92	0	100	92	0	100	92	0		

4.2.5 Geração Hidrelétrica

Inicialmente, a energia hidrelétrica na usina Sobradinho foi calculada com o volume útil do reservatório e dados observados de vazão à jusante (1993-2019). As usinas de Três Marias e Itaparica possuem dados de energia observada por um período mais curto (1999-2019). Não foi possível obter a energia gerada pela usina Retiro Baixo devido a limitações de dados técnicos. No entanto, a planta de Três Marias está geograficamente próxima à planta de Retiro Baixo, então é provável que os resultados para Três Marias sejam semelhantes para a usina Retiro Baixo. Não houve dados observados para a energia gerada, capacidade de armazenamento ativo e fluxo a jusante para o período anterior a 1993. Portanto, foi primeiro necessário simular o volume útil do reservatório de Sobradinho e os dados de vazão à jusante no SIGA, e então usá-los para simular a energia gerada.

Para garantir a confiabilidade das simulações e para validar os dados simulados de energia gerada, os mesmos foram comparados com os dados observados de energia gerada para o mesmo período. É possível perceber uma semelhança nos comportamentos das séries tanto em relação à magnitude de seus valores, quanto em sua variabilidade no tempo, conforme mostrado na Figura 4.29. Uma análise quantitativa foi adotada para medir o quanto o modelo pode explicar o observado. obtido por meio do coeficiente de determinação, também denominado R^2 , que varia entre 0 e 1. O resultado obtido para todas as usinas analisadas foi $R^2 > 0,80$, o que mostra uma boa confiabilidade dos dados simulados quanto à variabilidade das séries.

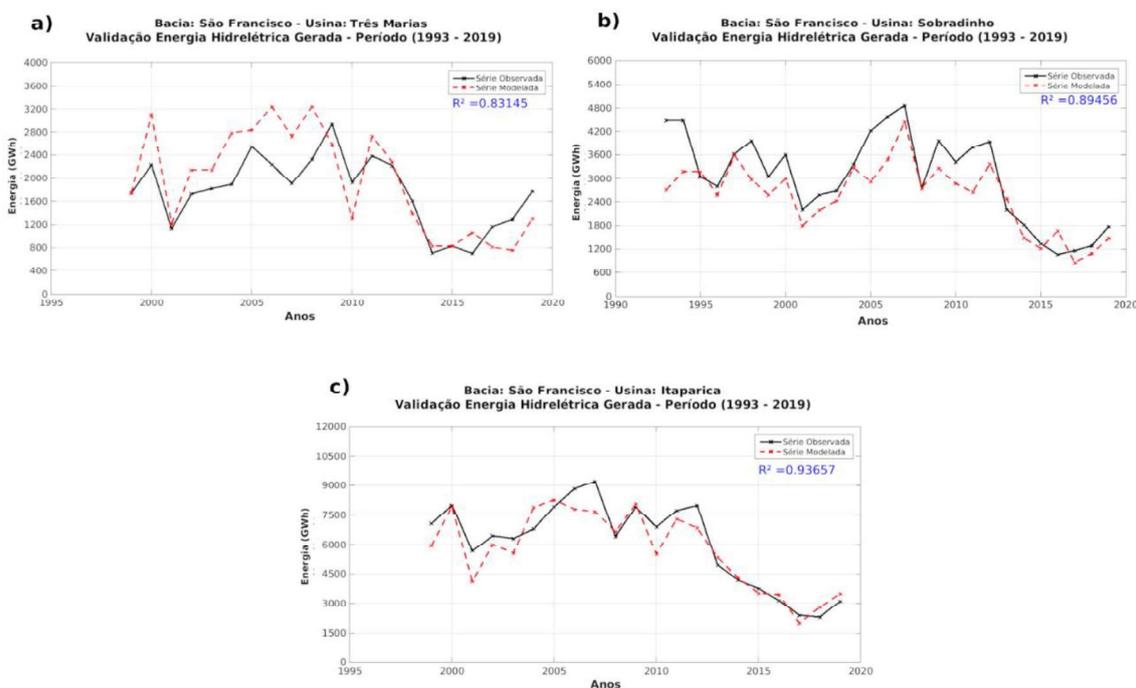


Figura 4. 29 - Validação entre a energia produzida por cada uma das usinas com base em dados observados e modelados: (a) Três Marias; (b) Sobradinho; (c) Itaparica.

Uma vez que a validação atestou a confiabilidade dos dados simulados para os períodos com os dados observados, o mesmo método de simulação foi utilizado para simular os dados de vazão a jusante e volume útil do reservatório, o que possibilitou o cálculo da energia gerada para o período sem dados observados (1961-1992). Isso foi possível inserindo dados de precipitação, volume evaporado e fluxo natural observado no software SIGA. O cálculo da energia foi possível usando as equações (22) e (23). As equações (24) e (25) permitiram encontrar o valor da altura do nível a montante e do nível a jusante, respectivamente. Seus resultados permitiram obter a altura bruta na equação (26), que combinada com as perdas hidráulicas calculadas na equação (28) permitiu obter a altura líquida na equação (27). A eficiência hidráulica da turbina obtida pela equação (29), combinada com os demais resultados, foram então usados para calcular a potência da usina através da equação (23).

Os valores de potência foram então usados para calcular a energia hidrelétrica gerada anualmente. Os resultados da energia gerada para o período anterior a 1993 (Figura 4.30) mostraram resultados semelhantes para as usinas de Sobradinho e Itaparica. O teste de Mann-Kendall e a inclinação de Sen e a regressão linear mostram um declínio na energia gerada ao longo do tempo. Esses resultados estão de acordo com estudos realizados por Andreoli *et al.* (2004), que mostram que o gradiente da TSM nos oceanos Pacífico e Atlântico causa anomalias de precipitação na parte norte do NEB. Observou-se que essas anomalias tendem a ocorrer em períodos decadais, o que corrobora com a observação da diminuição da energia hidráulica gerada.

Por meio da média móvel, é possível detectar a variabilidade da energia gerada ao longo do tempo, principalmente as quedas na geração de energia apresentadas no início e no final das séries temporais. Essas quedas são ainda mais acentuadas nos últimos 10 anos, que coincidem com o período de estiagem no NEB. A energia gerada durante o período da OMA (-) e ODP (+) foi maior em relação aos períodos com fases semelhantes (ambas positivas ou ambas negativas). O pico de geração de energia ocorreu em 1979, que está alinhado com os picos de precipitação e vazão observados nas séries registradas para Sobradinho e Itaparica (Figuras 4.19 e 4.20).

Considerando a usina Três Marias, o maior pico coincide com os picos das demais usinas, logo após o ano de 1980. Esses resultados coincidem com o cone de influência detectado no espectro de potência da ODP. No entanto, devido a um pico elevado na geração de energia detectado em alguns anos antes de 2010, a série não apresentou tendência significativa quando submetida ao teste de Mann-Kendall e inclinação de Sen e regressão linear. Isso pode indicar o efeito de outros fenômenos climáticos atuando sobre a parte alta da BRSFE, também conhecida como Alto São Francisco (ASF), localizado na área sul da região do NEB, conforme indicado nas diferentes frequências detectadas pela análise de wavelet, uma vez que, após esse pico, os valores de geração de energia caem para os menores registrados em todas as séries.

De acordo com os estudos realizados por Silva *et al.* (2011), na região do ASF, onde estão localizadas as usinas de Retiro Baixo e Três Marias, não é possível associar os dados de precipitação às fases ENOS e ODP, ao contrário do que foi observado em outras áreas da região do NEB. Na parte média inferior da BRSFE, também conhecido

como Submédio São Francisco (SSF), onde se localizam as usinas de Sobradinho e Itaparica, a ocorrência de fases quentes de ENOS e ODP ocasionaram diminuição das precipitações. Os estudos realizados por Silva (2013b) e Galvínio (2000) apontam que, durante os anos afetados pelo El Niño, as precipitações e os níveis do rio aumentam no ASF, e diminuem no SSF, onde o aumento é maior quando a ocorrência do El Niño coincide com a Fase da ODP (+).

Devido às limitações dos dados, não foi possível simular os resultados antes de 1960, quando a OMA e a ODP estavam em fases positivas e negativas, respectivamente. Porém, os resultados da energia gerada seguiram a variabilidade obtida na curva de vazão histórica, apresentada na Figura 4.20. Portanto, com base na ocorrência de picos de vazão detectados, é possível inferir que as usinas de Sobradinho e Itaparica produziram uma grande quantidade de energia hidrelétrica nos anos anteriores a 1960, o que poderia justificar a co-ocorrência de cones de influência tanto para a ODP (Figura 4.26) quanto para vazões dessas usinas (Figuras 4.23 e 4.24). Por outro lado, não há cone de influência na análise de wavelet da vazão para a usina de Três Marias (Figura 4.22), o que está de acordo com a ausência de picos nas séries históricas de vazões (Figura 4.20(b)) para o mesmo período. Isso pode indicar que as usinas localizadas na área do SSF se beneficiam mais de fases opostas de OMA e ODP.

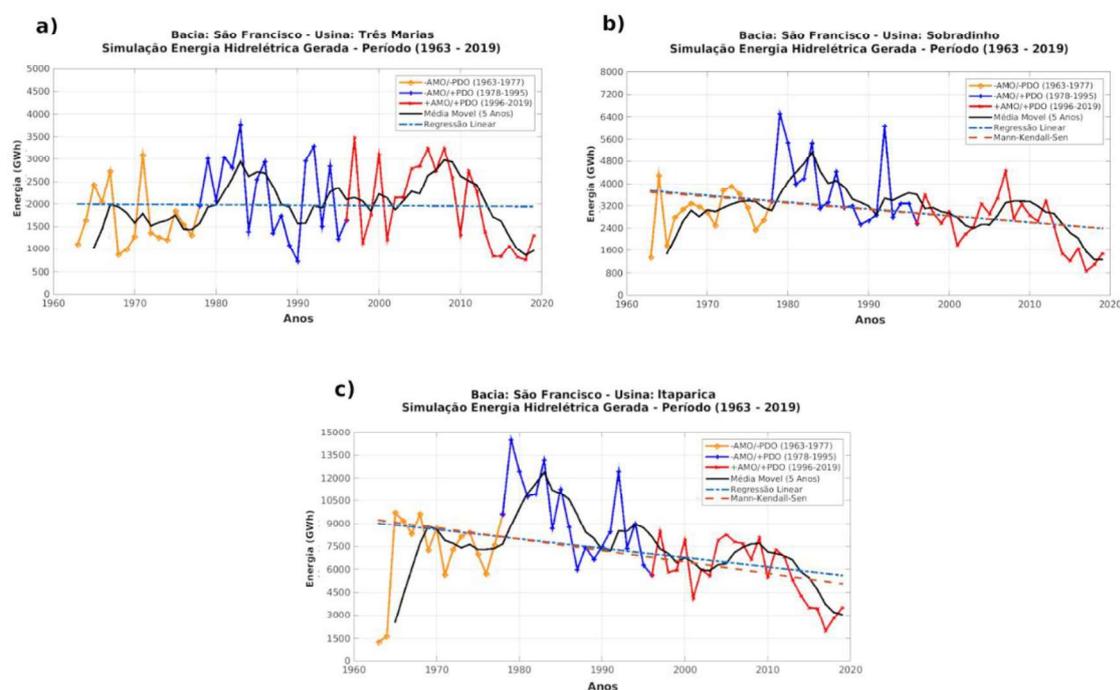


Figura 4. 30 - Energia gerada pelas usinas para ambas as fases da OMA e ODP: (a) Três Marias; (b) Sobradinho; (c) Itaparica.

Outra forma de análise adotada para a obtenção do mesmo resultado, mas de forma mais objetiva, foi calcular as médias da energia gerada em cada período analisado em relação à OMA e ODP (Tabela 3), conforme mostrado na Figura 4.31. Os resultados também mostram uma maior geração de energia hidrelétrica para as usinas de Sobradinho e Itaparica no período em que o OMA estava na fase negativa e o ODP estava na fase positiva. No entanto, as médias de energia gerada apresentadas pela usina Três Marias tiveram valores semelhantes e superiores durante o segundo e terceiro períodos, quando as fases OMA e ODP foram, respectivamente, opostas e idênticas.

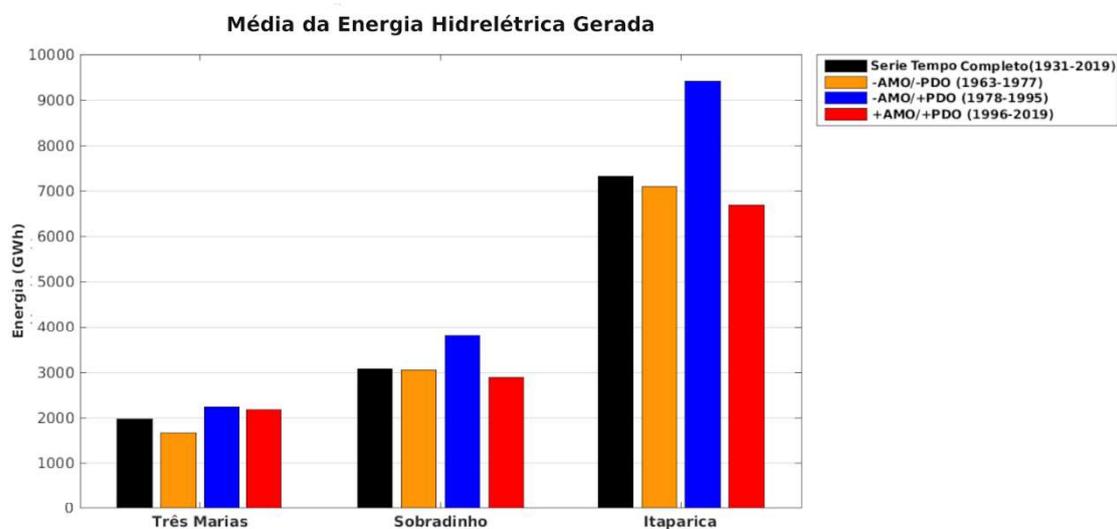


Figura 4. 31 - Médias de energia simulada para cada usina da BRSFE analisada.

4.3 Gestão energética em Portugal e Brasil: perspectivas atuais e futuras

4.3.1 Projeções de demandas: consumo vs oferta

Muito do que se é feito em um país, acerca de sua gestão hídrica e planejamento energético, perpassa por diversos setores governamentais, que vão desde aspectos políticos, econômicos, sociais e ambientais. Para se gerir o presente e planejar o futuro, faz-se necessário entender o passado e o comportamento dos fatores de interesse a serem analisados. Alguns importantes pontos devem ser considerados neste tipo de análise, como o consumo, a oferta e as demandas de água e energia que diversos usuários, consuntivos ou não, irão requerer para satisfazer seus respectivos fins de interesse. A problemática então consiste em ter-se uma oferta desses recursos que supra as demandas de consumo.

Contudo, oferta e consumo são diretamente proporcionais, visto que só se pode consumir aquilo que se é ofertado, embora a demanda necessária possa ser superior, fazendo com que a mesma não seja atendida e gere a ocorrência de falhas no suprimento requerido. Desse modo, para que se atenda às demandas de água e energia, minimizando ao máximo as possíveis falhas na oferta das mesmas, é preciso compreender o consumo dos principais usuários desses recursos e a tendência com que seus dados históricos estão a tomar, a fim de se projetar possíveis cenários que auxiliem na tomada de decisão dos gestores responsáveis em atender satisfatoriamente às necessidades da população atual, sem comprometer as futuras.

Em Portugal, de acordo com o PORDATA - Base de dados Portugal Contemporâneo (PORDATA, 2020), a população residente no país não apresentou variações bruscas em seu total acumulado, desde o início da série apresentada (Figura 4.32). De 1960 a 1965, a população se encontrava próxima dos 9 milhões de habitantes, com decaimento de aproximadamente 0,5 milhão de pessoas o ano de 1973, seguido de um elevado aumento até o início da década de 1980, passando para 10 milhões de indivíduos. Desde então, os dados demonstram uma estagnação da população residente, com pequenas variações para mais ou para menos.

Logo, com a curva dos dados referentes à população residente em Portugal não apresentando uma tendência significativa de aumento ou diminuição nos últimos 30 anos, torna-se difícil inferir projeções futuras à população visto que podem ocorrer fatores externos que venham a interferir nestes resultados. Contudo, a maior probabilidade é que permaneça esse comportamento observado nas últimas décadas, com a manutenção aproximada desses valores.

Desse modo, não havendo crescimento demográfico, é provável que não se tenha elevados aumentos nas demandas de consumo, sejam elas para uso doméstico, industrial ou agrícola (usos consuntivos), dentre outros. Analisando o uso da água para o abastecimento humano (per capita), conforme Figura 4.33, é possível observar que o comportamento da curva obtida a partir do ano de 1991 até 2009 se assemelha ao obtido na Figura 4.32, com um crescimento do consumo a partir de 1995, que acompanha o crescimento populacional, até aproximadamente o ano de 2005, seguido de um decaimento até o ano de 2008, e posterior aumento em 2009. Assim, vê-se que o consumo ao longo desses anos se manteve entre 50 m³/hab e 70 m³/hab, sem a presença de variações bruscas na série.

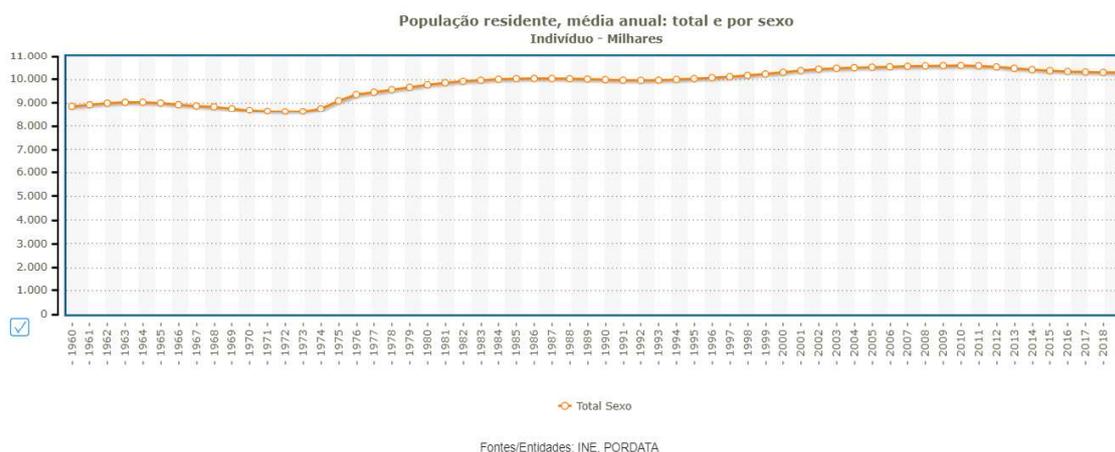


Figura 4. 32 - Média anual da população total residente em Portugal (1990-2019).
(Gerada no website do PORDATA).

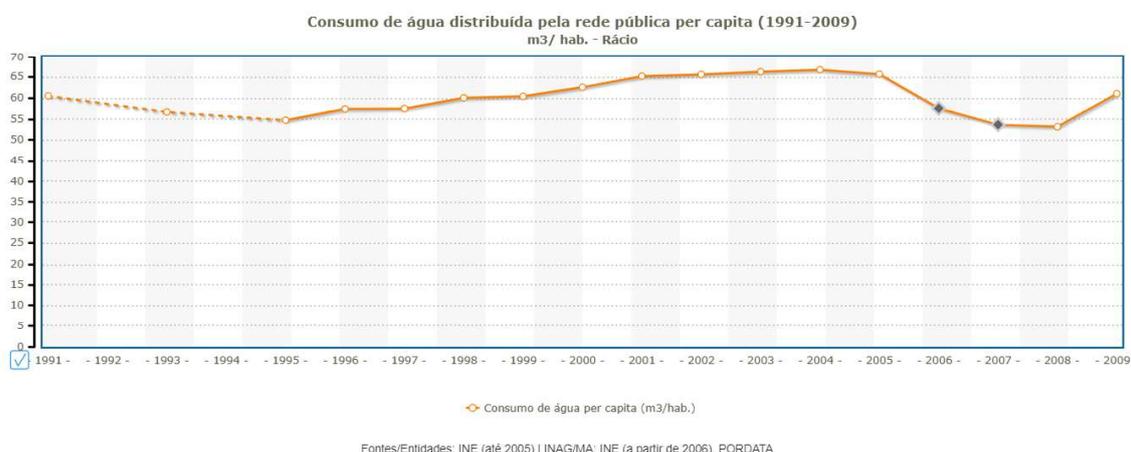


Figura 4. 33 - Consumo de água distribuída pela rede pública per capita (1991-2009).
(Gerada no website do PORDATA).

Assim como a população residente e o seu consumo individual de água em Portugal, o consumo de energia deve ser conjuntamente analisado, nas diferentes esferas de uso, a fim de também se observar o comportamento das suas respectivas séries em busca de tendência, para que assim se realizem projeções. Com relação ao consumo de energia primária por meio dos diferentes tipos de fontes existentes, desde fontes fósseis e não renováveis - como o petróleo, carvão, gás natural e resíduos industriais - até às fontes renováveis, observa-se, conforme ilustrado no gráfico da Figura 4.34, que o consumo total de todas essas fontes passou a decair desde o início do século XXI, passando de 25.000 tep no ano 2000 para cerca de 21.500 entre os anos de 2012-2014, e estando entre 22.000 tep e 23.000 tep no decorrer dos anos seguintes (2015-2019).

Analisando-se por fonte primária de energia, o petróleo mostrou-se ser a fonte de maior consumo ao longo de toda a série observada, no entanto o mesmo demonstra

um decaimento entre os anos 2000 e 2012, diminuindo de aproximadamente 15.500 tep para 9.300 tep, respectivamente, e desde então tem mantido valores entre 8.000 tep e 10.000 tep. Dentre os demais usos, destaca-se o carvão, o gás natural e as energias renováveis, os quais apresentaram, entre os anos de 2000 a 2004, um maior uso das energias renováveis e de um menor uso do gás natural, seguido em 2005 de um maior uso do gás natural, e a partir de 2006 até 2019 às energias renováveis assumiram a liderança, seguido do gás natural, enquanto que o uso do carvão só diminuiu. Em 2018, o consumo referente às energias renováveis, gás natural e carvão foram de, respectivamente, 6.000 tep, 5.000 tep e 2.700 tep. As demais fontes de energia primária, de resíduos industriais e eletricidade importada, demonstraram pouca ou nenhuma variação.

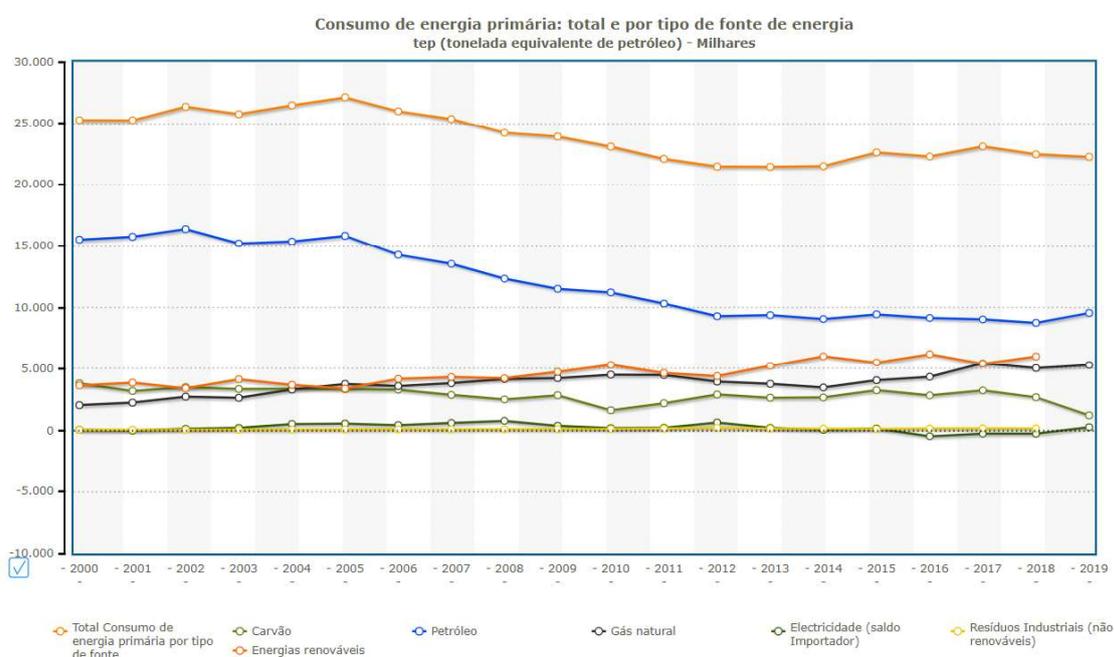


Figura 4. 34 - Consumo de energia primária: total e por tipo de fontes de energia (2000-2019).

(Gerada no website do PORDATA).

O consumo de energia elétrica total (Figura 4.35 (a)), apresentou crescimento a partir do início da série, no ano de 1994, até ao ano de 2007, passando de aproximadamente 28 TWh para 45 TWh. Desde então, o consumo passou a variar pouco, estando em 2017 com um valor inferior ao de 2007 (\cong 43 TWh). Para os usos consuntivos, o consumo de energia elétrica por tipo de usuário final também apresentou resultados similares. Para o consumo de energia elétrica destinada ao uso doméstico (Figura 4.35 (b)), os valores aproximadamente dobraram entre os anos de 1994 a 2010, com cerca de 7 TWh e 14 TWh, respectivamente, passando a decair nos anos seguintes e chegando a consumir de 2015-2017 entre 12-13 TWh.

A indústria (Figura 4.35 (c)), por sua vez, cresceu em valores de consumo entre 1994 (12,7 TWh) e 2007 (18,7 TWh), encontrando-se nos anos subsequentes um consumo da energia elétrica abaixo dos 18 TWh. Do mesmo modo, a agricultura (Figura 4.35 (d)) apresentou valores de consumo crescentes, a partir do início da série histórica no ano de 1994, com 4,3 GWh, até o ano de 2005, no qual atingiu a marca de 1 TWh consumido neste setor, e permaneceu com valores muito próximos a este até o ano de 2012, com posterior declínio até o ano de 2016 (800 GWh). Contudo, no ano de 2017 houve um elevado acréscimo, se comparado à toda a série histórica, ultrapassando a marca dos 1,6 TWh.

Com base nesses resultados apresentados, é possível inferir que os consumos, seja de água ou de energia primária e elétrica, indicam que as demandas destes respectivos insumos estão a estabilizarem e não apresentam tendência que aponte para projeções de crescimento, demonstrando assim uma oferta que já atende satisfatoriamente às demandas de consumo, conforme cenário conservador demonstrado pela APREN (2018). Contudo, é válido considerar que ainda se pode ter um aumento do consumo per-capita, ou haver algum fator externo que desencadeie o aumento da população ou do consumo de alguma energia que altere essa tendência de equilíbrio. E ainda que Portugal não tenha uma obrigatoriedade de se expandir o setor elétrico ou de se ter um acirramento nas disputas pela água desencadeadas pelo aumento dos consumos individuais, ainda assim investir na implantação de novas fontes de geração de energias sustentáveis, assim como já está a ocorrer, mostra-se um caminho promissor.

Desse modo, aumenta-se a parcela da matriz energética renovável e se diminui a dependência energética de Portugal de outros países quanto a utilização de seus recursos, fósseis ou não, destinados à produção dos diferentes tipos de energia (conforme seção 2.3.2.2). Além disso, investir em eficiência energética é importante para que se consuma menos energia utilizando-se da oferta já existente, podendo até passar a exportar excedentes de energia que antes seriam consumidas ou desperdiçadas.

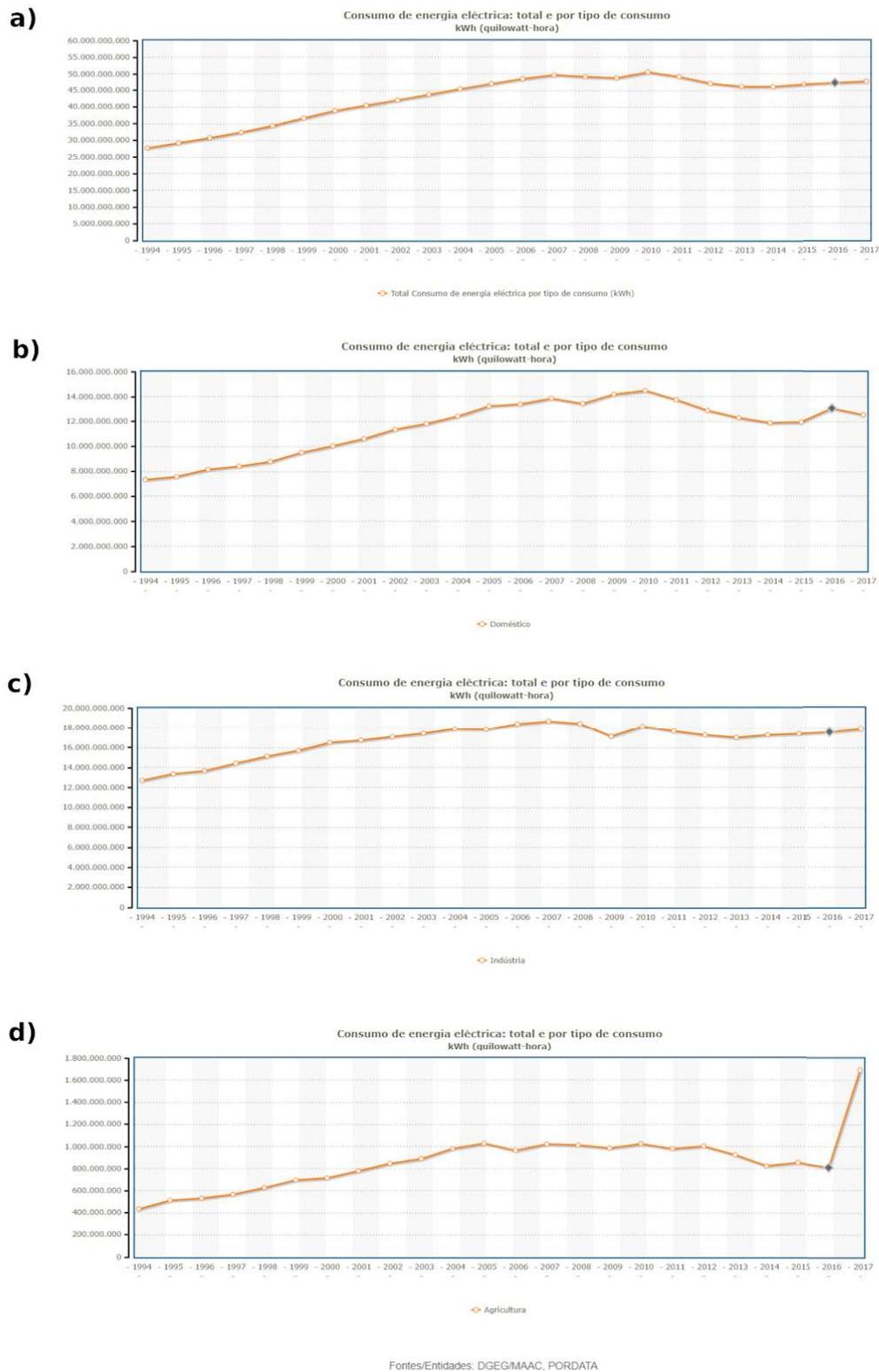


Figura 4. 35 - Consumo de energia eléctrica, total e por tipo de consumo (1994-2017): (a)Total; (b)Doméstico; (c)Indústria; (d)Agricultura. (Gerada no website do PORDATA).

Para o Brasil, que é um país maior em extensão territorial, se comparado a Portugal, e ainda encontra-se em desenvolvimento, o cenário se apresenta de forma diferente. Segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, que é o órgão federativo responsável por realizar o levantamento demográfico do país, o Brasil possuía em 2007 uma população próxima dos 184 milhões de habitantes (IBGE, 2007), passando em 2020 para um valor de aproximadamente 212 milhões de brasileiros (IBGE, 2020), um aumento de 13,21% em 13 anos. O IBGE também fornece projeções a respeito da densidade populacional (IBGE, 2020), que se inicia no ano de 2010 e vai até o ano de 2060, conforme Figura 4.36 e Figura 4.37.

O primeiro gráfico (Figura 4.36) demonstra um crescimento populacional a partir 2010, onde a população representava cerca de 200 milhões de pessoas, passando a crescer de forma linear até o fim da década de 2020, seguido de um menor crescimento até próximo do ano 2040, e depois inicia-se, em meados da mesma década, uma tendência de queda discreta no possível número de pessoas existentes no país. Em geral, o número total de mulheres é superior à quantidade de homens, ao longo de toda a série modelada.

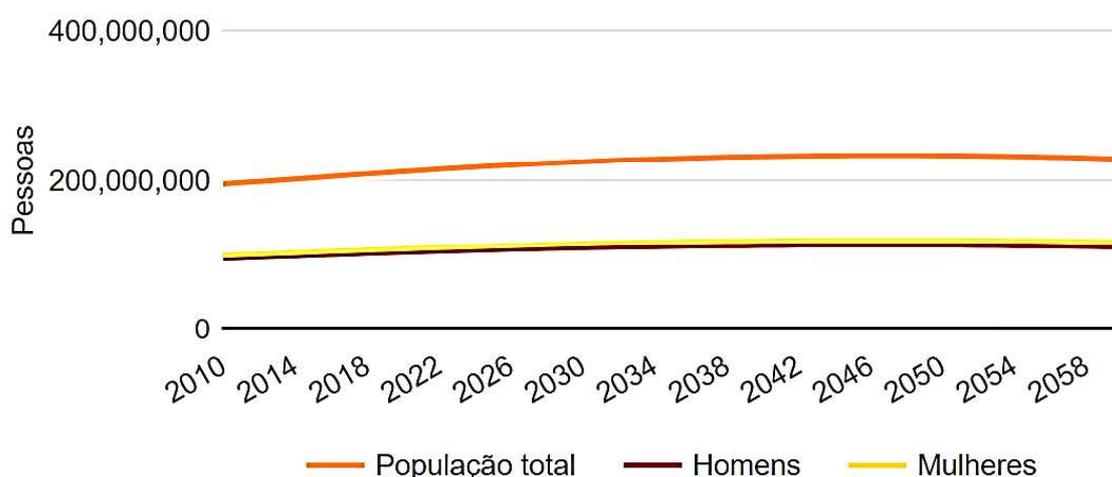


Figura 4. 36 - Projeções para a população total brasileira, homens e mulheres (2010-2060).
(Gerada no website do IBGE, 2020).

Por sua vez, o segundo gráfico (Figura 4.37) representa as Taxas Brutas de Natalidade (TBN) e Mortalidade (TBM), o qual apresenta uma importante informação acerca do ponto de cruzamento entre as duas curvas, ou seja, o momento onde a TBM possivelmente ultrapassará a TBN, próximo ao ano de 2047, fazendo com que a população total brasileira passe a reduzir a partir de então. Desse modo, com a população a crescer até meados do presente século, a demanda e o consumo, tanto de água quanto de energia, poderão acompanhar esse comportamento, fazendo com que se necessite aumentar a oferta ou que se tracem planos que melhorem o planejamento e gestão das mesmas.

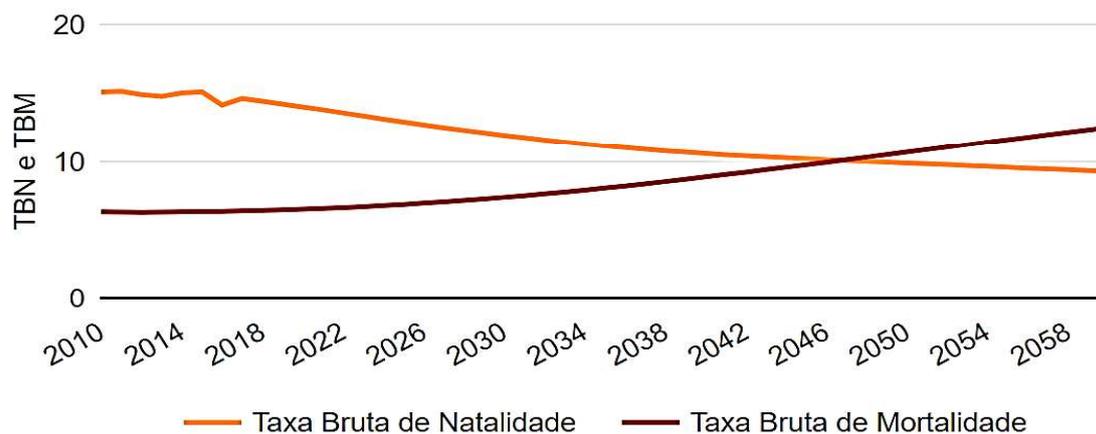


Figura 4. 37 - Projeções para a TBN e TBM para a população do Brasil (2010-2060).
(Gerada no website do IBGE, 2020).

Com relação à demanda de energia elétrica, o Brasil apresenta, segundo o estudo elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE (EPE, 2020c) ao realizar projeções da participação das fontes energéticas na demanda total de energia até o ano de 2050 (Anexo II), o qual estima que para o período entre 2013-2050 a demanda brasileira total de energia poderá mais que duplicar, sendo as principais fontes de expansão a Eletricidade (+6,7%) e o Gás Natural (+3,9%), em contraponto à possível diminuição das fontes derivadas de Petróleo (-5,4%) e Cana-de-açúcar (-2,2%). Uma análise adicional foi feita, almejando obter projeções para as demandas consultivas de água, que se relacionam com as usinas hidrelétricas analisadas para a BRSFE, e se estendem até o ano de 2050, conforme cenários do CMIP6 que são: 1) Demandas constantes; 2) SSP5-8.5; 3) SSP2-4.5. O cenário para o SSP2-4.5 representa projeções mais realistas, ou seja, com maior probabilidade de ocorrência, enquanto que o cenário SSP5-8.5 apresenta resultados mais extremos e pessimistas.

Os resultados para estes cenários demonstram, para a usina Retiro Baixo (Figura 4.38 (a)), uma projeção do cenário SSP2-4.5 para a demanda hídrica destinada à irrigação, com possível queda a partir do ano de 2016 até próximo de 2020, seguida de aumento crescente e linear até o ano de 2050, com vazão requerida de aproximadamente 4,7 m³/s, ultrapassando o valor requerido pelo cenário 1 (4 m³/s). Contudo, o cenário SSP5-8.5 apresenta valores de demanda superiores, sendo crescentes desde 2016 até 2050, chegando neste último ano a demandar quase 6 m³/s. A água destinada ao consumo humano também tende a aumentar até 2050, para os cenários 2 e 3, com valores de vazão requeridas em torno de 46 m³/s e 50 m³/s, respectivamente, ambos superiores ao valor de vazão projetado para o cenário 1 (28 m³/s). A demanda de água para abastecimento de indústrias, por sua vez, apresenta valores próximos a 5 m³/s para o cenário 1, um aumento crescente e linear da vazão para o cenário 2, passando de 5 m³/s para cerca de 7 m³/s, enquanto que o cenário 3 apresenta comportamento exponencial negativo, que reduz a vazão demandada de 5 m³/s para aproximadamente 3 m³/s.

A usina Três Marias (Figura 4.38 (b)) demonstra vazões projetadas para a demanda de irrigação, que são superiores para os cenários 2 (crescimento linear) e 3 (crescimento exponencial), com cerca de 54 m³/s e 35 m³/s, respectivamente, enquanto

que o cenário 1 se encontra abaixo de 20 m³/s. O abastecimento humano demonstrou um decaimento acentuado para o cenário 3, passando de aproximadamente 4,45 m³/s para 3,65 m³/s, embora o cenário 2 tenha mostrando-se semelhante ao cenário 1 em comportamento e com valores de vazão um pouco superiores, ambas aproximando-se de 4,5 m³/s. A disponibilização de água para ser destinada às indústrias deverá aumentar de forma crescente no cenário 2, a partir de 2016, passando deste referido ano da vazão de 2,2 m³/s para a vazão próxima de 3,2 m³/s em 2050. O cenário 3 apresenta um decaimento inicial da vazão demandada que chega a 2 m³/s, seguido de estagnação da mesma até o ano de 2025, e posterior acréscimo que faz com que no início da década de 2040 este cenário ultrapasse a vazão constante requerida pelo cenário 1 (2,2 m³/s) e chegue a 2,4 m³/s na metade do século.

Para a usina Sobradinho (Figura 4.38 (c)), que apresenta os maiores valores demandados de água dentre às usinas analisadas, e dentre os seus usos consuntivos a irrigação mostra-se superior aos demais usos, passando em 2017 de um valor fixo (cenário 1) de 200 m³/s para um valor quase 3 vezes superior em 2050 (cenário 2) para a SSP5-8.5 e de 0,5 vezes maior para a SSP2-4.5. Para o uso destinado ao abastecimento humano, os cenários 2 e 3 seguiram a tendência de crescimento histórico do cenário 1, contudo o cenário 2 apresentou a maior vazão (\cong 50 m³/s) se comparado aos demais cenários. O uso industrial apresentou cenários distintos, sendo o 2 de crescimento e o 3 de decaimento.

Por fim, a usina Itaparica (Figura 4.38 (d)) apresenta projeções semelhantes quanto aos usos consuntivos de irrigação e abastecimento humano, com crescimento gradativo do cenário 2 obtendo valores próximos de 100 m³/s e 8,6 m³/s, respectivamente. O cenário 3, por conseguinte, decai próximo do fim da década de 2010, voltando a subir entre os anos de 2020 e 2025, até ultrapassar a linha contínua do cenário 1 entre os anos de 2035 e 2040, alcançando valores de vazão em 2050 de 74 m³/s e 6,8 m³/s, respectivamente. A vazão demandada pela indústria ao longo do período histórico se mostrou inferior a 0,5 m³/s até o ano 2000 e depois passou por expressivo crescimento, chegando a demandar 1,5 m³/s em 2012. Contudo, o cenário 3 demonstra uma nova queda gradativa até meados do século XXI, voltando a atingir os valores anteriores a 2000, enquanto que o cenário 2 mostra-se crescer novamente à valores de vazão superiores a 1 m³/s, mantendo-se o cenário 1 a demandar vazões pouco abaixo deste valor.

Em termos gerais, os resultados demonstram projeções de aumento das demandas em todas as usinas analisadas, principalmente para o cenário SSP5-8.5, com aumento mais expressivo para os usos consuntivos de irrigação e abastecimento humano. Esse cenário mais extremo é decorrente do aumento da poluição proveniente dos GEEs, o que faz com que além do aumento do uso da água, ainda se tenha possivelmente uma redução das mesmas devido às mudanças climáticas. Com isso, diminui-se a vazão natural incremental entre as usinas hidrelétricas, fazendo com que menos água chegue aos reservatórios subsequentes, ocasionando assim uma provável redução em seus níveis, comprometendo assim a geração de energia elétrica proveniente desta fonte. Isso poderá gerar em um futuro próximo, acirramento da disputa pela água, principalmente em regiões que sofrem com escassez hídrica, como é o caso da região em análise, a BRSFE. Logo, torna-se perceptível a necessidade de se implantar cada vez mais políticas que visem a análise conjunta da gestão hídrica e do planejamento energético.

Portugal e Brasil mostram-se ter realidades distintas. O primeiro com estagnação de suas demandas de consumo e com isso permite aumentar sua matriz energética, visando ampliar sua eficiência, diminuir sua dependência de outros países e procurar cumprir com os acordos internacionais de redução das emissões dos GEEs. Ao passo que o segundo ainda encontra-se em fase de expansão, do consumo e da oferta de água e energia, o que faz com que se tenha uma atenção redobrada acerca do planejamento integrado e dos riscos climáticos envolvidos nessa conjectura.

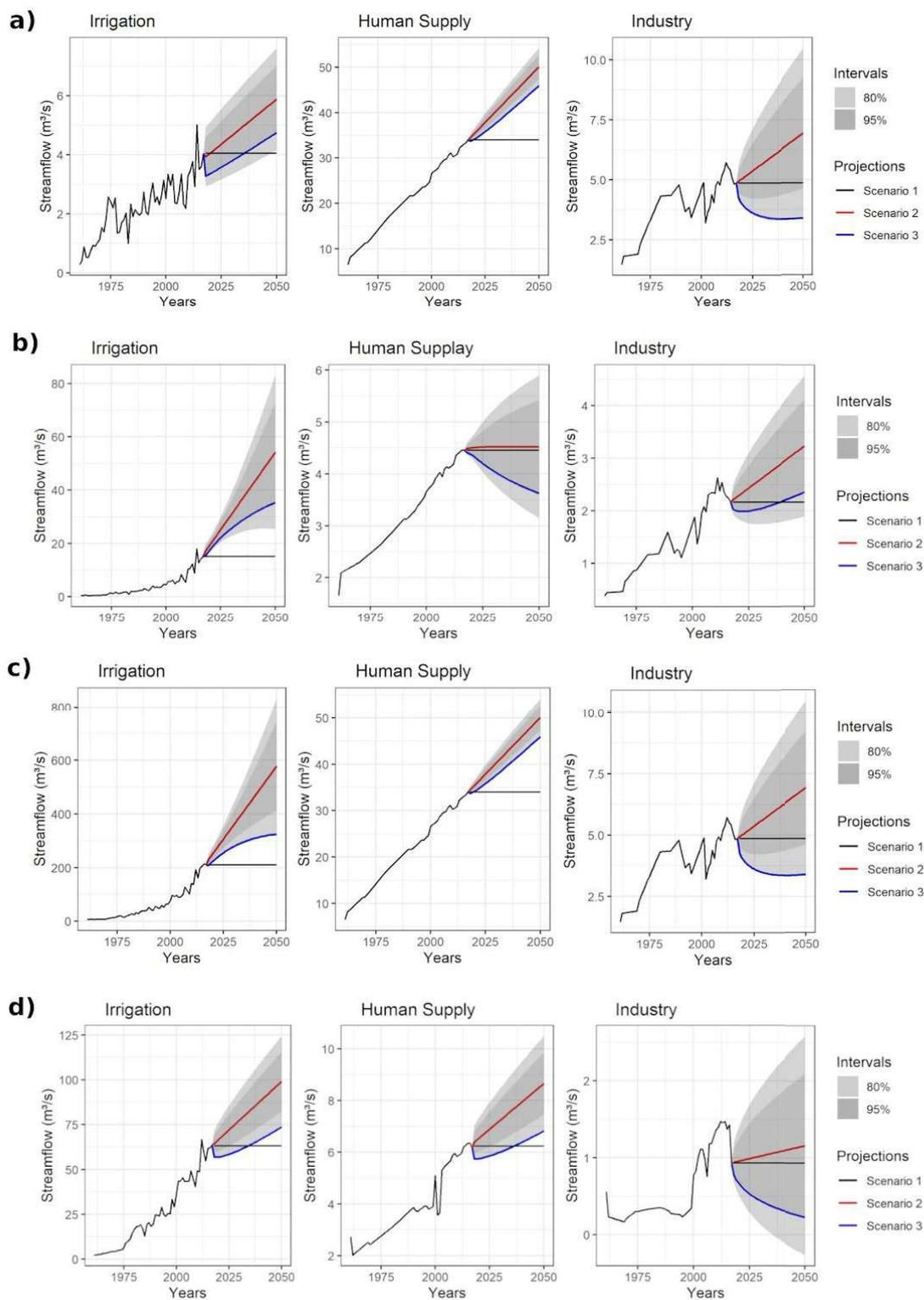


Figura 4. 38 - Projeções das demandas consuntivas pertencentes às usinas da BRSFE: (a)Retiro Baixo; (b)Três Marias; (c)Sobradinho; (d)Itaparica.

4.3.2 Expansão energética

Conforme exposto na seção (2.3), Portugal e Brasil pretendem expandir suas matrizes energéticas, e embora os principais motivos que os impulsionam sejam distintos, o fator em comum é que estes países pretendem investir em energias renováveis. Logo, faz-se necessário saber quais são as fontes com maior potencial de crescimento, como elas estão a se desenvolver e quanto cada uma delas têm a oferecer para essa expansão.

Em Portugal, as duas fontes de maior potencial elétrico instalado são as de fonte eólica e hídrica. Ainda assim, ambas possuem potencial de expansão que deverão ser explorados a fim de se alcançar as metas nacionais e internacionais estipuladas para o país. Estas fontes se complementam, visto que quando há baixa na vazão dos rios geralmente se tem aumento dos ventos. Desse modo, saber aproveitar ambas as fontes de forma intercalada possibilita manter o sistema elétrico estável, sem haver a necessidade de se ativar termelétricas emergenciais.

Com relação à fonte eólica, a qual é o maior foco deste estudo para Portugal, foi a partir do ano 2000 que a fonte eólica começou a se desenvolver de forma mais efetiva e constante, estando abaixo de 1.000 MW até 2004, e passando de pouco mais de 1.000 MW em 2005 para aproximadamente 4.000 MW em 2010, o que corresponde a um altíssimo crescimento de até 300% em 5 anos (INEGI e APREN, 2019). A APREN (2019) e a DGEG (2020b) deram continuidade a essa informação e mostram o progresso eólico quanto à sua potência instalada, que passou mais precisamente de 3.914 MW em 2010 para 5.437 MW em 2019, correspondendo a um aumento de 72% em uma década.

Para estimar o PED de Portugal quanto a essa tecnologia renovável, gerou-se os dados conforme equação (12) para as divisões de velocidade atribuídas conforme equação (13), os quais estão apresentados na Tabela 9 para todo o Portugal Continental e na Tabela 10 por Distritos de Portugal Continental. Os resultados demonstram, para Portugal Continental, uma potência instalada de quase 45 GW para ventos de velocidade entre 2-3 m/s, valor este que é mais de duas vezes superior à potência instalável para as velocidades entre 3-4 m/s ($\cong 20$ GW). As áreas e a potência instalável respectivas a cada velocidade do vento diminuem com o incremento do mesmo, chegando próximo de 3 GW para ventos entre 5-6 m/s que correspondem a uma área inferior a 2000 km².

Quanto aos Distritos de Portugal Continental, para a região Norte, Bragança e Vila Real foram os que apresentaram maior potência instalável, com 3,5 GW e 2,6 GW, respectivamente, tendo ainda Viana do Castelo com 1,7 GW, todos para velocidades entre 2-3 m/s. Também destaca-se Vila Real que apresentou para as velocidades entre 3-4 m/s, o valor estimado de 1,85 GW. Os Distritos da região Central apresentaram todos valores de potencial a ser instalado superiores a 2 GW para as velocidades entre 2-3 m/s. Os distritos com maior potencial estimado, para estas mesmas velocidades, foram Castelo Branco (6,5 GW), Santarém (6,1 GW) e Coimbra (4,9 GW). Castelo Branco ainda apresentou potencial de 1,7 GW para as velocidades entre 3-4 m/s. A região Sul foi então a que apresentou os maiores valores de potência instalável para seus Distritos, com valores superiores a 6 GW para Beja, Évora e Portalegre. Contudo, destaca-se o Distrito de Beja o qual apresentou potencial ainda maior entre as velocidades entre 3-4 m/s chegando a 8 GW. Beja e Évora também apresentam potencial instalável para velocidades ainda superiores, que ultrapassam o 1 GW para ventos entre 5-6 m/s.

Tabela 9 - Potência eólica disponível média a ser instalada em Portugal Continental.

Vento (m/s)	Área (km ²)	Potência Instalável (GW)
2-3	22.144,90	44,29
3-4	9.511,32	19,03
4-5	4.028,06	8,06
5-6	1.544,05	3,09

Tabela 10 - Potência eólica disponível média a ser instalada nos Distritos de Portugal Continental.

Região	Distrito	Vento (m/s)	Área (km ²)	Potência Instalável (GW)
Norte	Aveiro	2-3	467,56	0,94
		3-4	0	0
		4-5	0	0
		5-6	0	0
		>=6	0	0
	Braga	2-3	461,58	0,92
		3-4	0	0
		4-5	184,78	0,37
		5-6	0	0
		>=6	92,03	0,18
	Bragança	2-3	1.765,44	3,53
		3-4	183,91	0,37
		4-5	92,89	0,19
		5-6	0	0
		>=6	0	0
	Porto	2-3	372,12	0,74
		3-4	186,06	0,37
		4-5	0	0
		5-6	0	0
		>=6	0	0
Viana do Castelo	2-3	828,26	1,66	
	3-4	91,89	0,18	
	4-5	91,89	0,18	
	5-6	0	0	
	>=6	0	0	
Vila Real	2-3	1.297,44	2,59	
	3-4	923,01	1,85	
	4-5	462,30	0,92	
	5-6	0	0	
	>=6	184,06	0,37	
Castelo Branco	2-3	3.226,99	6,45	
	3-4	852,72	1,71	
	4-5	284,70	0,57	
	5-6	188,32	0,38	
	>=6	94,30	0,19	
Coimbra	2-3	2.457,61	4,92	
	3-4	850,78	1,70	
	4-5	188,88	0,38	
	5-6	0	0	
	>=6	0	0	
Guarda	2-3	1.687,13	3,37	
	3-4	377,19	0,75	
	4-5	0	0	

		5-6	281,77	0,56
		>=6	94,30	0,19
	Santarém	2-3	3.057,77	6,12
		3-4	763,52	1,53
		4-5	286,76	0,57
		5-6	0	0
		>=6	0	0
	Leiria	2-3	2.091,07	4,18
		3-4	474,82	0,95
		4-5	190,26	0,38
		5-6	0	0
		>=6	0	0
	Viseu	2-3	1.028,99	2,06
		3-4	187,19	0,37
		4-5	0	0
		5-6	93,46	0,19
		>=6	0	0
	Beja	2-3	3.810,82	7,62
		3-4	4.003,94	8,01
		4-5	975,38	1,95
		5-6	586,17	1,17
		>=6	291,23	0,58
	Évora	2-3	3285,11	6,57
		3-4	1.934,06	3,87
		4-5	1.353,49	2,71
		5-6	580,72	1,16
		>=6	291,23	0,58
	Faro	2-3	2261,11	4,52
		3-4	1080,73	2,16
		4-5	294,80	0,59
		5-6	294,67	0,59
		>=6	0	0
Sul	Lisboa	2-3	768,44	1,54
		3-4	192,31	0,38
		4-5	0	0
		5-6	0	0
		>=6	0	0
	Portalegre	2-3	3640,32	7,28
		3-4	1824,18	3,65
		4-5	669,90	1,34
		5-6	191,22	0,38
		>=6	96,09	0,19
	Setúbal	2-3	768,44	1,54
		3-4	192,31	0,38
		4-5	0	0
		5-6	0	0
		>=6	0	0

A fonte hídrica, por sua vez, liderou por muitos anos de forma isolada a disponibilidade elétrica em Portugal mediante fontes renováveis, até ser alcançada pela fonte eólica na década de 2010. Foi a partir de 1930, quando iniciou-se o maior período de implantação de empreendimentos hidrelétricos no país, o qual até a década de 1990 disputou em potência instalada e geração elétrica com as termelétricas (conforme Anexo III). Nesse período, embora as década até 1970 tenham sido as de maior número de hidrelétricas construídas, contudo foi a partir da década de 1960 que estas começaram a possuir potências instaladas acima de 50 MW, fazendo com que o acumulado total passasse de 152,8 MW, na década de 1950, para 3.069 MW na década de 1990 (REN, 2002).

Em 2007, foi então criado o Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico - PNBEPH, o qual possui como objetivo principal a expansão do setor elétrico por meio da implementação de 10 novos aproveitamentos hidroelétricos, no horizonte 2007-2020, almejando atingir uma capacidade instalada hidrelétrica nacional superior a 7.000 MW em 2020. Para tanto, é necessário passar de 4.945 MW em 2007 para este valor em 2020, ou seja, são necessários o incremento de mais de 2.000 MW de potência instalada. Caso Portugal consiga atingir esta referida meta em 2020, seu potencial instalado chegará a aproximadamente 70% do potencial hídrico máximo que o país possui (COBA e PROCELS, 2007). As características das novas hidrelétricas, bem como mapa com localização geográfica e metas estabelecidas, podem ser vistos no Anexo III.

De acordo com um recente estudo publicado pela DGEG (2020b), estima-se que já em 2019 a potência instalada hídrica em Portugal tenha atingido esta meta estipulada pelo PNBEPH, ao atingir uma potência instalada de 7.111 MW. Em um outro relatório divulgado pela APREN (2019), é mostrado a evolução dessa potência instalada, desde o ano de 2010 até o mês de janeiro de 2019, onde é possível observar maiores crescimentos entre os anos de 2010-2011 (+434 MW), 2014-2015 (+461 MW) e 2015-2016 (+781 MW). Ambos os estudos informam um crescimento total de 2.2215 MW (+69%) na referida década, conforme consta no Anexo III. Desse modo restará menos de 3.000 MW de potencial hidrelétrico a ser explorado por Portugal nos próximos anos, conforme ilustrado na Figura 4.39 (APÊNDICE I). Uma outra solução que está a ser empregada é os sistemas de bombeamento de água, que transferem o fluido de um reservatório para outro em horas de consumo de eletricidade mais baratas.

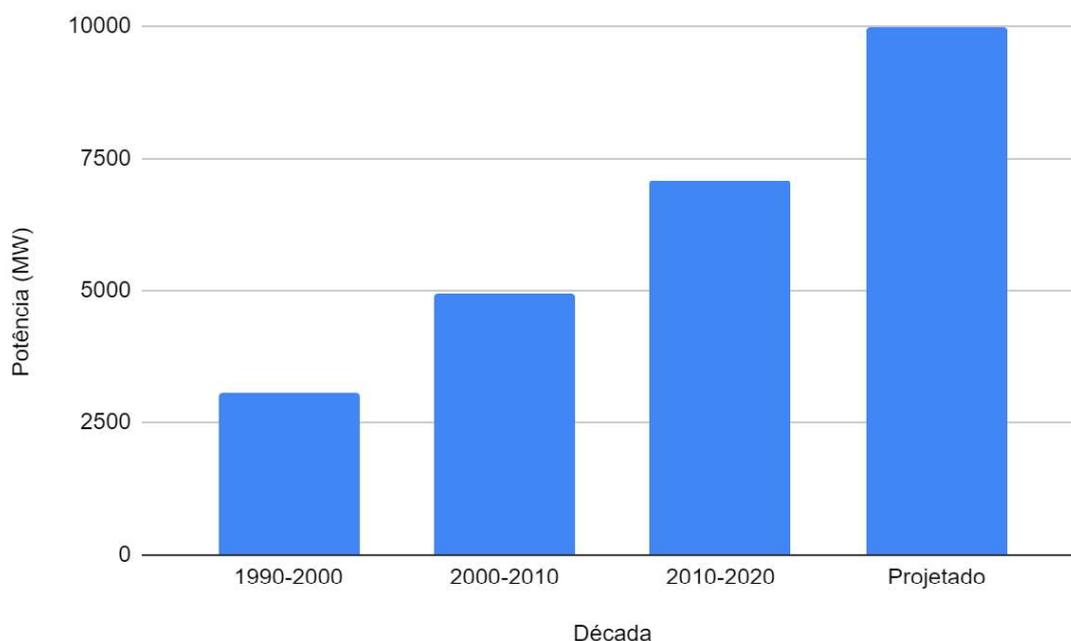


Figura 4. 39 - Histórico do potencial hidrelétrico instalado em Portugal e a perspectiva de expansão.

A Biomassa em Portugal, conforme explana a DGEG (2020a), representou em 2019 a terceira maior fonte em consumo de energia primária, e nos últimos dez anos, a utilização da mesma nas centrais termoelétricas e cogeração teve um aumento de 23% (DGEG, 2020b). No entanto, seu histórico de consumo como energia primária (tep), de 2010 a 2019, demonstrou decaimento entre o primeiro e segundo ano (-0,306 MTEp), seguido de uma tendência de estabilização em valores pouco abaixo dos 3 MTEp, devido à queda gradativa de seu uso para novas formas de energia como Produtos de Petróleo e Eletricidade. Ainda assim, a Biomassa vem sendo a principal fonte endógena destinada à produção doméstica de energia, com uma contribuição em 2018 de 44% do total da produção (APREN, 2019).

A potência instalada da Biomassa em Portugal mostrou-se ter pouca variação em termo quantitativo, contudo apresentou mudança de comportamento em meio à década de 2010, com redução de seus valores entre 2010 (592 MW) e 2014 (539 MW), e posterior aumento entre 2015 (552 MW) e 2019 (874 MW). A geração de energia elétrica anual ultrapassou os 3 GWh por meio desta fonte, sendo cerca de 62% advinda da região Centro do país.

Os Biocombustíveis em Portugal podem ser de Biodiesel ou Biogasolina, sendo a segunda ainda pouco difundida. Entre os anos de 2011 a 2019, a produção de Biodiesel se manteve entre valores de 300.000-400.000 ton, com elevação da produção por meio de matéria-prima residual, em detrimento da redução de óleos virgens. Estima-se que Portugal apresenta um potencial de resíduos florestais primários de 325.000 tep (AEBIOM, 2011). O que demonstra que Portugal possa ter um limite de exploração de aproximadamente 500.000 ton/ano caso seja utilizado para produção de biocombustíveis (utilizando fator de conversão ton p/ tep = 0,645, conforme Despacho n.º 17313/2008, de 26 de Junho).

O total incorporado, no entanto, diminuiu para o Biodiesel em -76.650 ton. A produção e incorporação de biodiesel no gasóleo teve início em 2006, com o enquadramento do Decreto-Lei n.º 62/2006 de 21 de Março. A evolução da incorporação dos biocombustíveis, resulta das obrigações expressas no Decreto-Lei n.º 117/2010 de 25 de outubro e Decreto-Lei n.º 69/2016 de 3 de novembro (APREN, 2019). Logo, espera-se que o uso deste biocombustível torne a crescer e ajude a diminuir a dependência do país à combustíveis fósseis.

A energia de fonte solar em Portugal demonstra ser promissora, com elevado potencial disponível deste recurso natural, sendo um dos países Europeus que apresentam melhores condições para aproveitamento do mesmo (ANEXO IV). Portugal possui disponibilidade solar (em horas médias anuais) que varia entre 1800h a 3100h, com Radiação Solar Global incidente que registra valores que vão de 1440 kW.h/m², registados na região do Minho, aos 1950 kW.h/m² registado no litoral sotavento do Algarve (Vieira *et al.*, 2008).

A energia Solar pode então ser aproveitada de duas formas: em sua forma térmica ou fotovoltaica. A segunda, por sua vez, consegue converter os fótons advindos do Sol em energia elétrica, e devido a isso, tem expressado um forte crescimento nos últimos anos. Ao analisar o histórico de potência instalada por esse tipo de fonte renovável, vê-se que a tecnologia fotovoltaica passou a crescer no país a partir do ano de 2010, passando deste referido ano de 134 MW para 454 MW em 2015 e 914 MW em 2019. Isso faz com que esta seja a fonte renovável de maior crescimento percentual dentre as energias disponíveis (+582%) (APREN, 2019; DGEG, 2020b).

Ao analisar as regiões portuguesas, a APREN (2019) mostra que entre 2010 e janeiro de 2019, a potência instalada na região do Alentejo mostrou-se superior ao longo de toda a década, estando em 2010 com 86 MW e em 2019 com 271 MW, ou seja, um crescimento de 185 MW (+215%). As outras duas regiões que desenvolveram maior crescimento de potência instalada foram Lisboa e o Centro de Portugal, com valores semelhantes ao longo desses anos, passando em 2010 de 11 MW e 12 MW, para 111 MW e 110 MW em 2019, respectivamente. Essas regiões apontadas condizem com os locais informados no estudo de Cavaco *et al.* (2016) que se encontram mais ao Centro e principalmente Sul de Portugal, onde se encontra a maior disponibilidade anual de radiação solar global, e desse modo tem sido as regiões de maior implementação e geração de energia fotovoltaica.

Estima-se que nos próximos anos, a potência instalada de sistemas fotovoltaicos em Portugal continue a se expandir, através da adesão da tecnologia em moradias, empresas e indústria como fonte de energia alternativa e complementar à convencional da Rede Elétrica, impulsionada principalmente pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, relativo ao novo regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, revogando o anterior Decreto-Lei n.º 153/2014, referente ao regime de produção distribuída. A nova diretiva prevê um quadro normativo que permite aos autoconsumidores de energia renovável produzir, consumir, armazenar, partilhar e vender eletricidade e ainda assim não serem acometidos de encargos excedentes.

O Brasil têm se expandido energeticamente com a implantação cada vez maior de fontes renováveis diversificadas, ao passo que está a diminuir sua dependência de uma mesma fonte, ainda que esta seja renovável, como é o caso das hidrelétricas brasileiras e seu peso na matriz elétrica nacional. As maiores apostas para expansão energética no Brasil tem ocorrido através das fontes eólica, solar, biocombustíveis, biomassa, biogás, sendo às duas primeiras as principais quanto ao aumento de potência instalada projetadas para a matriz elétrica do país, de acordo com o PDE 2030 (EPE, 2020b).

Quanto à fonte hídrica, embora já se tenha feito grande exploração hidrelétrica no Brasil, ainda assim, esse aproveitamento hídrico pode ser alargado, visto que ainda existem locais de elevado potencial não explorado em determinadas regiões do país, pertencentes à grandes bacias hidrográficas. O Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro - SIPOT, estudo publicado pela Eletrobrás (2018), demonstra o potencial hidrelétrico brasileiro atual em cada estágio, por Bacia Hidrográfica, conforme exposto nas Figuras 4.40 e 4.41 (ANEXO IX). Outros dados mais detalhados acerca do mesmo potencial analisado, por Regiões e Estados Federativos Brasileiros, assim como um mapa ilustrativo, encontram-se dispostos no Anexo V do presente estudo.

De acordo com estas informações acima citadas, até o fim do ano de 2018, as Bacias Hidrográficas Brasileiras com maiores potenciais elétricos instalados e que estão em operação são as dos Rios Paraná (43,6 GW), Amazonas (23,3 GW), Tocantins (13,3 GW) e São Francisco (10,8 GW). No entanto, para estas Bacias, dentre o potencial máximo, a porcentagem do que está a ser aproveitado é de, respectivamente, 69,5%, 24,5%, 49,2% e 47,8%. Isso demonstra que, atualmente, a Bacia do Rio Paraná é a mais utilizada para a geração de energia hidrelétrica, ao inverso da Bacia do Rio Amazonas que é a menos utilizada. É válido salientar que a Usina Hidrelétrica Itaipu encontra-se inserida no curso do Rio Paraná, o que também contribui para o seu alto potencial instalado.

Relacionando-se então o potencial hidrelétrico por Região Brasileira, vê-se que as regiões Sudeste e Sul são as que detêm a maior parte dessa potência já instalada, ambas com cerca de 59% de suas capacidades máximas estimadas, seguido do Nordeste (52%), Norte (33%) e Centro-Oeste (32%). O Sul e o Sudeste do Brasil mostram-se restar pouco aproveitamento hídrico a se destinar a geração de energia, e o Nordeste, como foi mostrado ao longo deste estudo sobre a BRSFE, sofre frequentemente com problemas relacionados à escassez hídrica, e as projeções não demonstram cenários favoráveis à implementação de novas hidrelétricas.

Contudo, apesar da Região Centro-Oeste ser a de menor aproveitamento, seu potencial máximo se assemelha ao das Regiões Sudeste, Sul e Nordeste, fazendo com que a Região Norte, local onde está inserida a Amazônia Brasileira, seja a de maior capacidade de expansão hidrelétrica, visto que a mesma possui mais que o dobro de potencial hídrico a ser explorado com relação às demais Regiões, mostrando-se como a mais promissora a se investir.

Total Geral

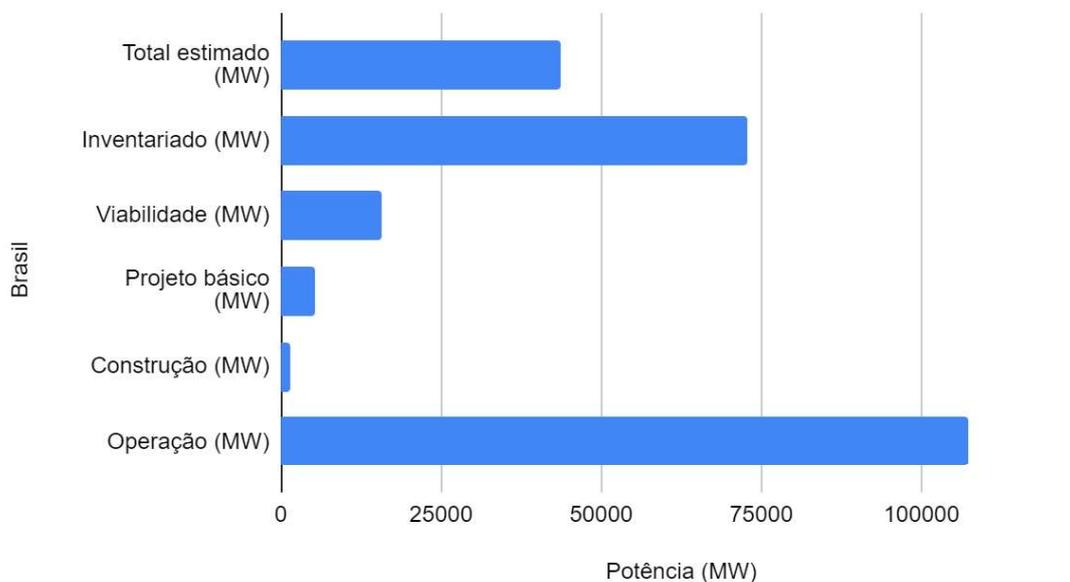


Figura 4. 40 - Potencial de expansão hidrelétrica para o Brasil.
(Dados Eletrobrás, 2018)

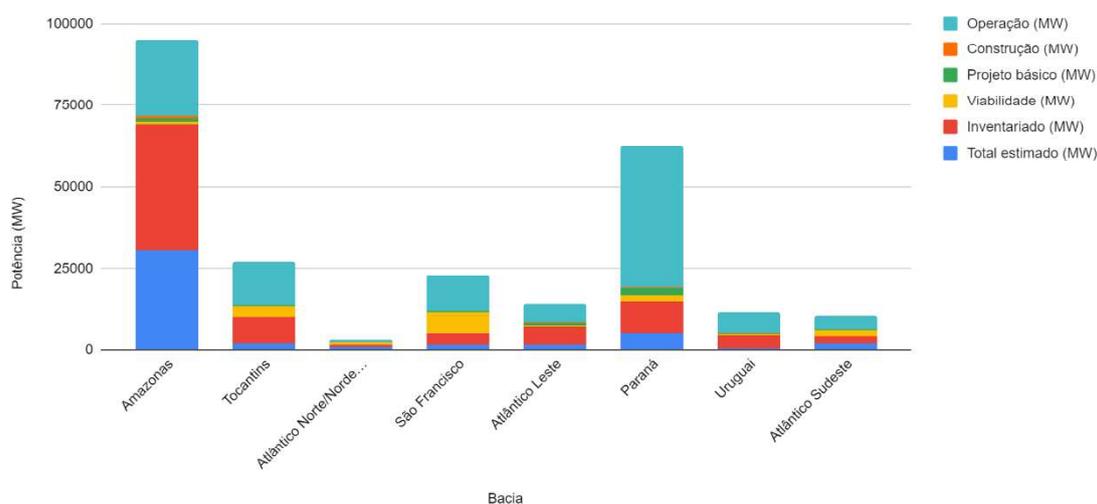


Figura 4. 41 - Potencial de expansão hidrelétrica por Bacia Hidrográfica do Brasil.
(Dados Eletrobrás, 2018)

Nas últimas décadas, era de conhecimento mútuo a necessidade de se ter a complementaridade dos fluxos hidrológicos nos reservatórios hidrelétricos com o regime sazonal dos ventos. Desde então, a fonte eólica passou a ter um franco crescimento nos últimos anos, tornando-se em 2019, a segunda maior geradora de eletricidade renovável no Brasil (EPE, 2020a). O PDE 2030 (EPE, 2020b) também projeta crescimento no setor para os próximos 10 anos. Logo, faz-se necessário entender o potencial eólico brasileiro para que se tenha o seu melhor aproveitamento. Um dos estudos pioneiros realizados, desenvolvido pelo Centro de Referência para Energia Solar

e Eólica Sérgio de Salvo Brito (Cresesb-Cepel), foi o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (Cepel, 2001), o qual concluiu que o potencial de geração de energia eólica para o Brasil, para ventos na altura de 50m acima do nível do mar e desconsiderando-se depressões e relevos, foi de 143,5 GW (conforme Mapas expostos no Anexo VI) sendo a Região Nordeste (52,3%) a de maior parcela dentre este potencial total.

Foi então lançado um novo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (Cepel, 2017), com simulações de 2013, o qual possui novas distribuições de velocidade do vento em todo o território nacional, para alturas extrapoladas de até 200 m acima do nível do mar (Anexo VI). Mais recentemente, de acordo com a Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEólica (2020a), estima-se que o Brasil tenha, em terra, um potencial de mais de 500 GW. A EPE (2020c) demonstra esse potencial onshore aproveitável por escala de velocidade do vento, para os principais Estados com potencial no Brasil, conforme visto na Figura 4.42. Os dados apresentam os Estados da Bahia, Ceará e Minas Gerais como os de maior potencial instalável a ser aproveitado.

A EPE (2020c) também demonstra o potencial offshore que é maior para velocidades do vento entre 6 m/s e 6,5 m/s e que aumenta com a elevação da altura (batimetria) dos aerogeradores, podendo chegar a mais de 9 TW de potência instalada para alturas acima de 100 m (Figura 4.43 e ANEXO IX).

Potência instalável (MW)

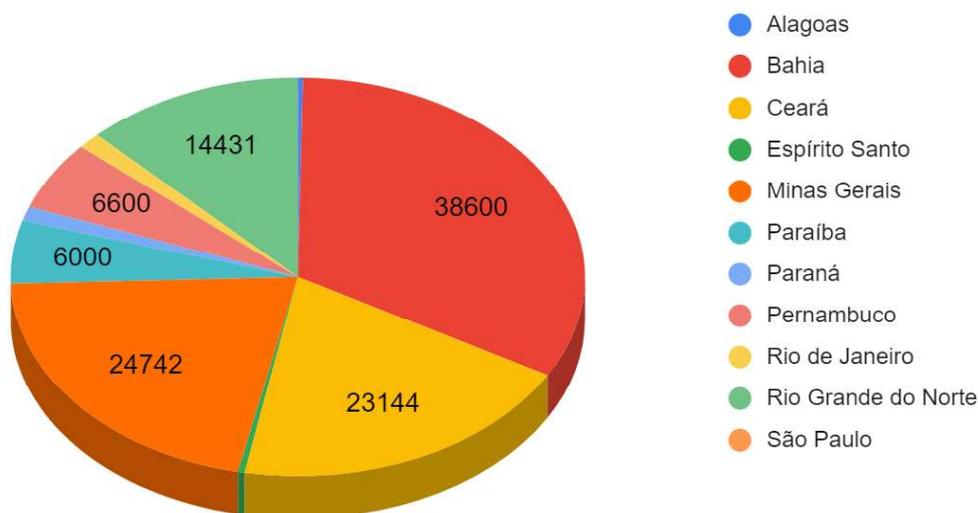


Figura 4. 42 - Potencial eólico onshore dos atlas estaduais brasileiros.
(Dados da EPE, 2020c).

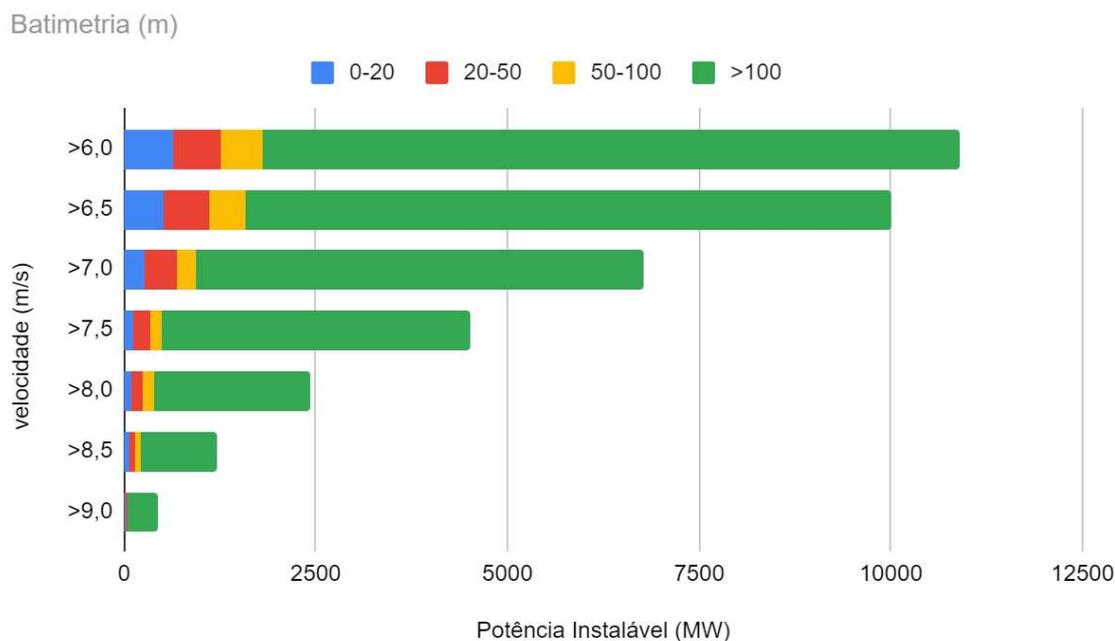


Figura 4. 43 - Potencial eólico offshore brasileiro (sem restrições).
(Dados da EPE, 2020c).

No Boletim Anual de Geração Eólica 2019 (ABEEólica, 2020b), a evolução da capacidade instalada mostrou que o potencial eólico passou de 22,1 MW, em 2005, para 15,5 GW em 2019, o qual corresponde a um valor 700 vezes superior. Neste referido ano de 2019, foram gerados 55,9 TWh de energia, que correspondeu a 9,7% de toda geração injetada no SIN. Até setembro de 2020, conforme ABEEólica (2020c), o Brasil alcançou a marca de 16,68 GW de capacidade instalada, através de 653 parques eólicos, com 7920 aerogeradores em operação, atuantes em 12 Estados Brasileiros, sendo 80% destes instalados na Região Nordeste, a qual teve 95,18% de sua energia consumida advinda de fonte eólica.

A biomassa é uma das fontes renováveis de maior abundância no Brasil, sendo portanto, em 2019, a terceira principal contribuinte para a geração de energia elétrica no Brasil. Além disso, seu uso é grandemente empregado para a produção de biocombustíveis. A Biomassa possui elevado peso na OIE, sendo a biomassa de cana-de-açúcar a fonte renovável de maior contribuição, assim como a lenha e o carvão vegetal que correspondem à terceira principal fonte renovável, o que faz com que estes tipos de biomassa representem quase 27% (dentro os 46,1%) da oferta renovável brasileira (EPE, 2020a).

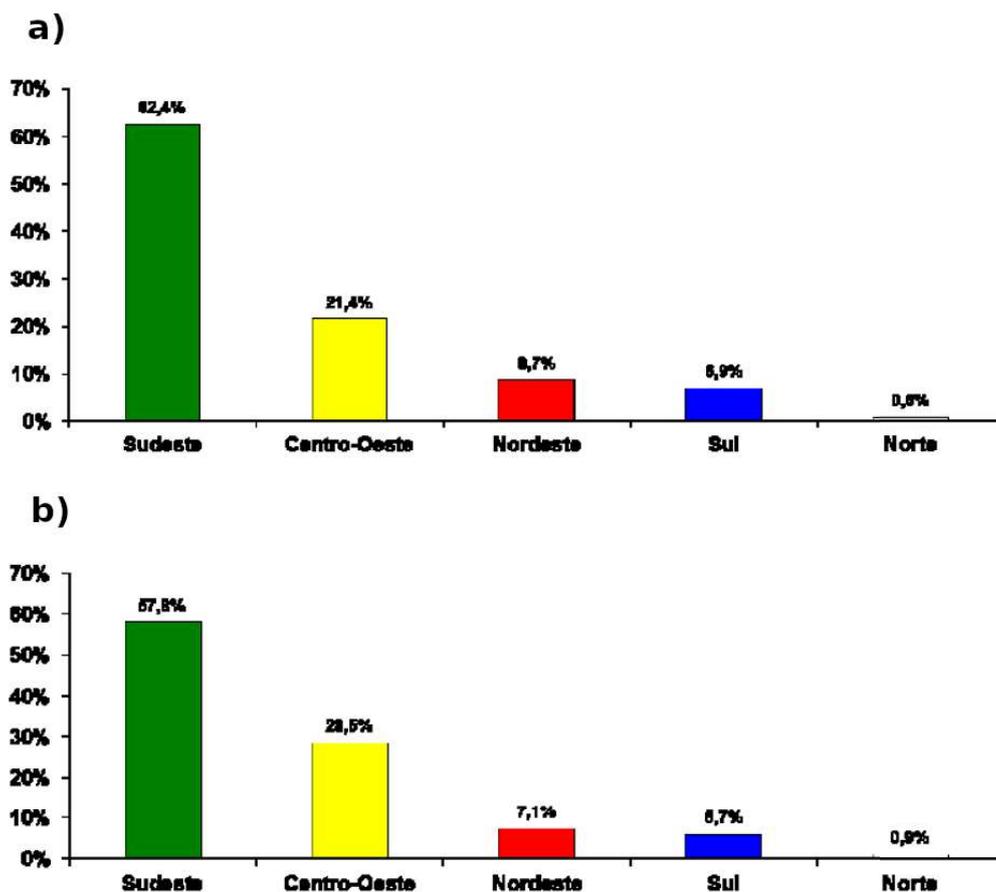
A cana-de-açúcar é principalmente utilizada no Brasil para o fabrico do Biocombustível Etanol, usado em substituição à gasolina comum a qual é advinda de combustíveis fósseis, assim como também é injetado na gasolina que é vendida nos postos de abastecimento de combustíveis, atualmente em 27%, podendo expandir-se para 30% em 2022 e 40% em 2030 (CBIE, 2020b). Outro uso empregado à cana-de-açúcar é o aproveitamento do seu bagaço, resultante dos processos de geração do

Etanol, que podem ser utilizados tanto para a queima em termelétricas como para servir de matéria-prima orgânica em biodigestores a fim de se obter Biogás.

O Brasil é o maior produtor mundial de etanol advindo da cana-de-açúcar e é líder na obtenção da tecnologia de sua produção, o que permite que a produtividade seja superior, bem como os custos de produção inferiores aos dos concorrentes internacionais. O Estado de São Paulo é o maior produtor nacional de cana-de-açúcar, bem como de etanol advindo dessa cultura. De acordo com a Companhia Nacional de Abastecimento – CONAB (CONAB, 2019), segundo sua série histórica de áreas plantadas, houve uma crescente aquisição de novas terras para o plantio da cana-de-açúcar nesse Estado, passando de pouco mais de 3 milhões de hectares em 2005, para aproximadamente 4,6 milhões de hectares na safra de 2015/2016, enquanto que o Brasil como um todo apresentou para esta última safra registrada cerca de 8,6 milhões de hectares (Anexo VII).

O mapeamento da cana-de-açúcar, demonstra as áreas de maior concentração das plantações da cultura. De forma evidente, a região de São Paulo destaca-se como a principal produtora (Anexo VII). Em termos de áreas cultivadas, equivale a mais de 50% da totalidade nacional. Levando-se em consideração a produção da cana-de-açúcar por regiões do país, o nível de concentração da cultura na região Sudeste a qual São Paulo está inserido se eleva ainda mais, passando a representar mais de 60% de áreas com a cultura. E se comparada junto à região Centro-Oeste, juntas ocupam uma área plantada de mais de 80%, o que garante a essas regiões uma supremacia quanto à obtenção dos derivados advindos do cultivo (Figura 4.44(a)).

Para a produção de etanol no país, novamente para as diferentes regiões, observa-se uma demanda proporcional à produção de cana-de-açúcar com relação à geração do biocombustível ((Figura 4.44(b))). O que determina mais uma vez que a geração do Etanol está intrinsecamente relacionado à quantidade de cana-de-açúcar produzida, e qualquer variação no ciclo de uma resulta por sua vez na mudança efetiva da outra. Isso porque as fábricas de geração desse biocombustível, bem como fábricas açucareiras, possuem seus níveis de produção próximos ao local do cultivo da cultura. Desse modo, o Brasil detém a possibilidade de melhorar sua eficiência em termos de processos de extração e processamento de suas Biomassas, como a cana-de-Açúcar, assim como da geração de etanol de primeira e segunda geração, e até a produção de biodiesel, que é outro biocombustível advindo de biomassa e usado em substituição ao diesel fóssil, e que também está em expansão no país.



Fonte: Conab.
Nota: Estimativa em agosto/2015.

Figura 4. 44 - Produção brasileira por Região: (a) Cana-de-açúcar; (b) Etanol.
(Gerada no website do Conab).

A fonte solar, por sua vez, ainda demonstra uma singela parcela da Matriz Elétrica Brasileira, embora o Brasil figure como um grande potencial produtor de energia solar. De acordo com a 2ª Edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar (INPE, 2017), desenvolvido pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE, demonstra esse potencial e informa que os locais com disponibilidade de irradiação solar direta, a qual é a componente principal de concentração de energia, que apresentam valores anuais de irradiação acima de 2000 kWh/m² e baixa nebulosidade, são os mais propícios para geração de energia através do Sol (Schlecht e Meyer, 2012 *apud* INPE, 2017).

De acordo com o mapa apresentado por este estudo, que classifica as Regiões Brasileiras conforme a média anual do total diário da irradiação global horizontal (Anexo VIII), as Regiões Sudeste e Centro-Oeste apresentam potencial solar, possuindo a primeira valores de irradiação entre 4000-5000 Wh/m².dia e a segunda valores mais enquadrados entre 4500-5500 Wh/m².dia. No entanto, é na Região Nordeste onde se encontra o maior potencial solar do Brasil, com valores de irradiação que chegam a 6250 Wh/m².dia em vários Estados. Essa energia pode ser aproveitada na forma fotovoltaica e térmica, sendo possível no segundo tipo utilizar irradiações menores.

Com relação ao potencial de geração fotovoltaica de energia elétrica (Anexo VIII) mostra o rendimento energético anual máximo em todo o país, que pode ser usado em usinas centralizadas de grandes dimensões, quanto para a geração fotovoltaica distribuída, implantada em telhados e coberturas de edificações. Esta tecnologia, por poder ser instalada mais próxima dos locais de consumo, permite a redução tanto dos picos de demanda como das perdas por transmissão e distribuição da energia elétrica realizadas pelo ONS através do SIN.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL regulamentou em 2012 a Resolução Normativa (REN) 482/2012, a qual foi atualizada em 2015 através da REN 687/2015, a qual estabeleceu regras para a implementação da micro e minigeração distribuída, dentre as quais destaca-se o método de “compensação de energia”. Este desenvolve-se do seguinte modo: o sistema fotovoltaico é conectado à rede elétrica pública e caso o consumidor não utilize toda a energia gerada pelos painéis, o excedente da mesma é injetada nessa rede e transformada em créditos (KWh), que poderão ser utilizadas na mesma propriedade ou em outros locais onde a distribuidora de energia atue, para o período de até 60 meses. Essa metodologia de compartilhamento de energia adotado pela ANEEL tem incentivado o progresso dessa tecnologia renovável de forma descentralizada, e a mesma projeta que no Brasil, até o ano de 2024, poderão haver mais de 1,2 milhões de sistemas solares instalados (INPE, 2017).

Até o mês de agosto do ano de 2020, a potência instalada no Brasil ultrapassou os 6,4 GW, sendo 53% deste valor correspondente à geração distribuída, em contraponto aos 46% do ano anterior, o que faz com que seja o primeiro ano em que a geração distribuída superou a porcentagem da geração centralizada (ABSOLAR, 2020). O histórico apresentado pela Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR demonstra o crescimento acentuado nos últimos anos, estando em até 2012 com apenas 7 MW, em 2016 com 93 MW, saltando em 2019 para 4,55 GW, um valor aproximadamente 650 vezes maior entre os anos de 2012-2019 (ABSOLAR, 2020).

4.3.3 Dificuldades a serem enfrentadas

Conforme visto nas seções 4.3.1 e 4.3.2 anteriores, Portugal e Brasil possuem importantes motivos para expandirem suas matrizes energéticas, ambos com a prerrogativa de se aproveitar ao máximo o potencial renovável de seus países, seja para atender demandas crescentes de energia, ou para cumprir acordos internacionais de redução dos GEE, e até mesmo para diminuir a dependência energética de outros países. Também foi mostrado que os dois países já estão a investir e aumentar sua oferta de energia interna, principalmente em fontes renováveis, e ainda possuem recursos naturais que podem ser capazes de atender à essas pretensões de crescimento. Contudo, deve-se tomar como questionamento se esse potencial disponível dos recursos naturais renováveis em cada um desses países será o suficiente para alcançar o fim desejado.

Ao que diz respeito ao aspecto da energia elétrica, conforme visto no tópico 2.3.2.2, Portugal está a produzir nos últimos anos valores anuais entre 50-60 GWh, produzindo em 2018 cerca de 57 GWh, sendo dentre este valor 52,6% advindo de fontes renováveis. Considerando-se o cenário com a demanda de energia elétrica estática e a troca dos 47,4% de eletricidade gerada por energias fósseis em produção elétrica sustentável, as fontes renováveis necessitarão suprir essa demanda de 26,9 TWh (referência de 2018) da eletricidade de origem não renovável.

Através da análise da seção 4.3.2, foi visto que Portugal ainda possui potencial disponível para expansão do seu setor elétrico. A fonte eólica, bem como a fonte solar fotovoltaica, mostram-se como às fontes renováveis que mais tem crescido nos últimos anos e que mais podem crescer também. As mesmas produziram em 2018, 12,5 TWh e 0,9 TWh, respectivamente (APREN, 2019). Segundo a APREN (2018), o cenário de mitigação mais otimista demonstra que em 2050 a tecnologia eólica poderá representar 39% da matriz elétrica nacional, enquanto que a estimativa para a tecnologia solar fotovoltaica é de 30%. Logo, considerando-se os valores de geração elétrica referentes ao ano de 2018, quando a produção total em Portugal (somando as fontes renováveis e fósseis) foi de 56,8 TWh, e as demandas requerentes da energia elétrica constantes, a produção eólica futura poderá chegar a 22 TWh (+ 9,5 TWh) e a solar fotovoltaica a 17 TWh (+ 16,1 TWh).

A fonte Hídrica, que em 2018 produziu 13,5 TWh (cerca de 25% do que poderia ser gerado com a capacidade instalada, considerando a geração em 24h por dia, 365 dias no ano), está prevista em poder crescer em até 30%. Logo, considerando esse valor de energia produzido para este referido ano, e acrescentando essa porcentagem para expansão, tem-se que a energia que Portugal poderá produzir por meio das Hidrelétricas em sua capacidade instalada máxima é de aproximadamente 17,6 TWh, ou seja, 4,1 TWh a mais (15% do que é preciso para substituir a eletricidade fóssil por renovável). Ressalta-se que esse percentual pode ser superior dependendo dos níveis futuros de água vigentes nos reservatórios das usinas.

Desse modo, ao somar a energia elétrica projetada para ser produzida por cada uma das três fontes renováveis citadas acima em 2050, vê-se que o incremento das mesmas poderá injetar na matriz elétrica portuguesa quase 30 TWh a mais que em 2018, ou seja, este cenário mostra que o incremento das fontes Eólica, Solar e Hídrica serão capazes de suprir por completo a participação das fontes fósseis na geração de energia elétrica nacional (Figura 4.45 e APÊNDICE I). Esse dado é de suma importância, visto que

a dependência energética de outros países mediante o uso de matérias-primas importadas é uma séria problemática a ser solucionada. E ainda poderão existir situações adversas como descumprimento de acordos políticos, aumento das demandas internas dos países exportadores ou mesmo os altos custos despendidos pela compra dessas fontes energéticas primárias, que desencadearão prováveis crises em diferentes âmbitos da sociedade, capazes de paralisar o funcionamento do país.

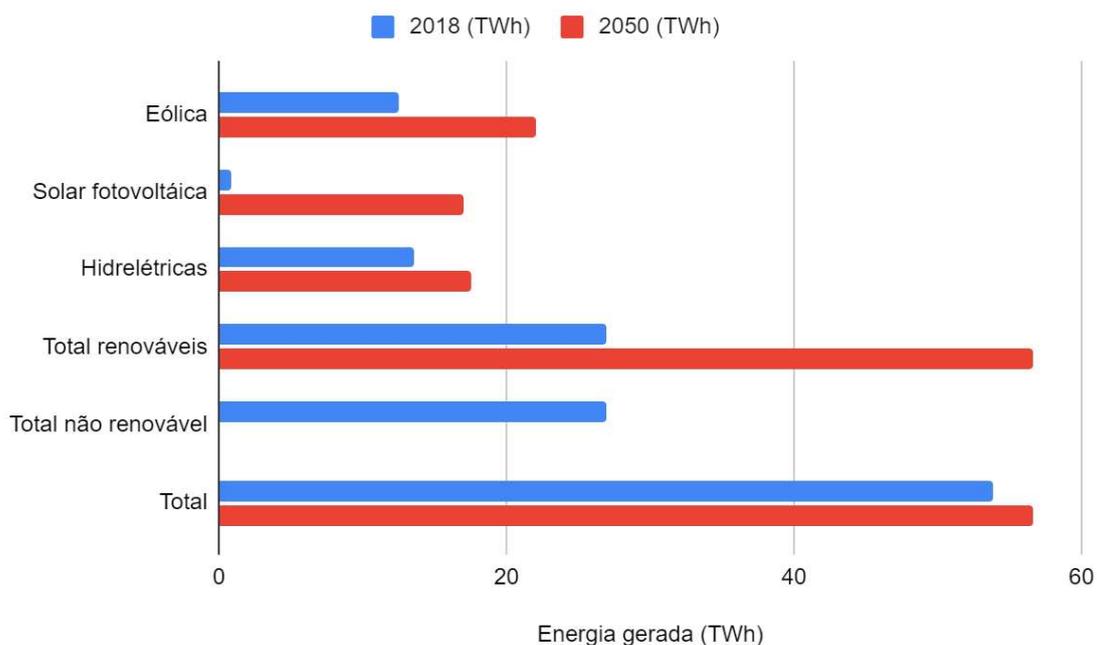


Figura 4. 45 - Cenário de crescimento da matriz elétrica de Portugal através de fontes renováveis para o ano de 2050.

O Brasil demonstra um cenário diferente, onde as demandas energéticas tendem a subir até o ano de 2050, principalmente a elétrica, devido aumento populacional, consumo individual e aumento da classe média com acesso a mais aparelhos eletrônicos. O potencial energético do país é gigantesco, pois estima-se, conforme o estudo demonstrado no Plano 2050 (EPE, 2016; EPE, 2020c) que o Brasil poderá possuir em 2050 uma disponibilidade total de recursos de 280 bilhões de tep, sendo de aproximadamente 20 bilhões de tep a parcela renovável, enquanto que a demanda energética total para este mesmo ano deve chegar a 15 bilhões de tep, ou seja, apenas a parcela renovável poderá possivelmente suprir a demanda energética total do país nesse período. Contudo, o questionamento a ser feito é se realmente o Brasil conseguirá alcançar esse potencial projetado, se um sistema elétrico 100% renovável é possível e viável economicamente, de que forma a gestão dos recursos naturais serão explorados, e como o país pretende planejar-se para enfrentar as mudanças climáticas previstas para um território tão extenso e diversificado.

Além de se gerar mais energia renovável, outro ponto a ser considerado e que poderá auxiliar no cumprimento dos objetivos, principalmente de Portugal, é o aumento da eficiência energética dos equipamentos, através da melhora dos processos e de novas tecnologias a serem empregadas nos diferentes tipos de transformação das fontes naturais em energia. Para isso, é necessário realizar a manutenção, atualização ou troca dos equipamentos, a fim de se evitar perdas de matéria-prima ou energia elétrica, diminuir o consumo nas etapas de produção e melhorar o aproveitamento útil da energia gerada.

A exemplo disso, temos os parques eólicos que são formados pelo agrupamento de aerogeradores, os quais possuem vida útil de aproximadamente 20 anos (APREN, 2017). Desse modo, passado esse período, os tomadores de decisão necessitarão escolher qual medida deverá ser tomada acerca do empreendimento eólico, sendo três as opções mais consideradas: 1 - Estender a vida útil dos aerogeradores: etapa onde se realizam substituições ou melhorias dos equipamentos, assim como é avaliado o balanço financeiro entre os proveitos anuais adicionais e os custos de Operação e Manutenção (O&M); 2 - Repowering: termo utilizado para se referir à substituição das turbinas eólicas por outras com novas tecnologias mais eficazes, aproveitando-se da infraestrutura já existente e a ligação à rede elétrica; 3 - Desmantelamento: quando os tomadores de decisão resolvem não reinvestir, retirando o parque eólico de funcionamento, e reciclando ou revendendo os equipamentos restantes.

Como o maior número de turbinas eólicas instaladas em Portugal se deu entre os anos de 2005 a 2011, estima-se que essas tomadas de decisão dos empreendedores responsáveis pelos parques eólicos estejam a se aproximar, e deverão ocorrer em maior volume dentre os anos de 2025 e 2031. Logo, além da expansão energética em renováveis que o país pretende ter, ainda deverá conjecturar a melhor forma de se manter o quadro energético atual e os avanços realizados nas últimas décadas neste setor. O Brasil, no entanto, por ter adquirido maior volume de aerogeradores instalados a partir do ano de 2011, logo só deverá iniciar um plano de execução para continuidade dos parques eólicos a partir do início da década de 2030.

Com relação às fontes hídricas, tanto Portugal como o Brasil, mais especificamente na Região do NEB, poderão ser afetados pelo clima (conforme explanado na seção 2.1.4), gerando impactos no ciclo hidrológico e, conseqüentemente, nos recursos hídricos locais, podendo acarretar episódios mais frequentes de escassez de água. Desse modo, existe a hipótese de a geração de energia nas hidrelétricas também ser comprometida em ambos os países. Além disso, com a diminuição da disponibilidade hídrica, os conflitos transfronteiriços pela água poderão se acirrar, fazendo com que Portugal, por possuir rios com nascente em outros países como a Espanha, e o Brasil por possuir demandas de água para diferentes usuários finais e por muitas vezes ocorrer poluição das nascentes dos rios, sejam ainda mais prejudicados.

Portugal está a se aproximar do seu limite máximo de potência hídrica disponível, o que fará com que em um futuro próximo o país deixe de investir neste tipo de tecnologia. O Brasil, todavia, apresenta maior disponibilidade para novas instalações hidrelétricas, principalmente na região Norte, local onde abriga a Amazônia Brasileira, e desse modo acarreta em severas disputas jurídicas para implementação das mesmas, visto que decorrem inúmeras questões ambientais envolvidas nesse processo. A criação recente da Usina Belo Monte nesta mesma Região é um exemplo dessa problemática encontrada.

A Biomassa, no Brasil e em Portugal, podem ser impactadas pelo aumento das queimadas mediante mudanças climáticas e consequente aumento das temperaturas, bem como o excesso de uso dos solos. A exemplo disso temos os biocombustíveis, que por se utilizarem de biomassa como matéria-prima, também poderão ser impactados. O Biodiesel, que tem sido mais empregado em Portugal, requer grandes áreas para plantio de diferentes espécies de plantas pelas quais poderão ser feitos a extração do óleo vegetal. O incremento de terras destinados a este fim poderá ser conflitante com o uso de terras para implantação de parques eólicos ou solares, por exemplo.

O Brasil, que possui mais extensão de terras que podem ser cultivadas, possui a barreira do clima que muito varia de região para região, fazendo com que um mesmo tipo de planta não consiga se reproduzir em todo o território nacional. É o que ocorre com o Etanol no país, por se concentrar principalmente na Região Sudeste, mais especificamente no Estado de São Paulo, o que faz com que mudanças ainda que mínimas no clima sejam o suficiente para alterar a dinâmica natural das plantações de cana-de-açúcar, que possuem características ambientais próprias para seu adequado crescimento (Billings, 1952).

Conforme informa a CONAB (2019), há indícios de que isso já possa estar a ocorrer, pois embora a produção dessa cultura tenha aumentado gradativamente ao longo dos anos, sua produtividade tem variado constantemente ao longo das safras. A de 2015/2016, por exemplo, mostrou um valor inferior ao do início do levantamento em 2005, o que demonstra uma menor produção de cana-de-açúcar útil para um mesmo hectare. Isso se reflete diretamente na produção do Etanol total (Anidro e Hidratado), pois nas safras onde houve uma menor produtividade, também houve uma redução proporcional desse biocombustível. Essa variabilidade encontrada nas entressafras reflete os possíveis impactos que as variabilidades climáticas exercem sobre as plantações e o seu desenvolvimento satisfatório.

A fonte solar, que encontra-se em pleno crescimento nos dois países, apresenta condições de ser a energia renovável mais promissora para os próximos anos. Contudo, isso também depende do barateamento dos painéis solares fotovoltaicos, bem como das baterias que armazenam energia para uso posterior, mediante o avanço das tecnologias envolvidas, e ainda melhorar a eficiência de conversão solar-elétrica que ainda é baixa (cerca de 15% de acordo com Brito e Silva, 2006), o que causa a necessidade de se ter uma maior área de painéis instalados para se obter uma determinada potência elétrica, e com isso elevação nos custos de implementação do sistema. Outra barreira encontrada é o espaço territorial que necessita ser destinado para a colocação dos painéis solares. Uma solução que já tem sido adotada para o aproveitamento dos espaços não-úteis é instalar painéis fotovoltaicos flutuantes, os quais aproveitam-se da superfície das águas presentes nos reservatórios sem comprometer o funcionamento do mesmo.

Mediante a toda essa conjectura esplanada para Portugal e Brasil, vê-se que o nexus entre clima, água e energia tratado ao longo do presente estudo, possui implicações concretas e diretas nos mais diferentes âmbitos da sociedade, em diferentes escalas de tempo. Ambos os países necessitam alcançar suas metas energéticas em um horizonte de tempo que pode se estender até o fim do século XXI. Desse modo, percebe-se que o planejamento integrado desses elementos, que por

vezes são tratados de forma isolada, devem ser feitos de forma conjunta e para um período maior de tempo. O estudo realizado para a BRSFE mostra essa problemática, onde eventos climáticos de mais alta frequência podem atuar positivamente e negativamente em uma região, além das mudanças climáticas que já estão a ocorrer, tornando o futuro um cenário de incertezas.

Os estudos disponíveis no momento (APREN, 2018; Deloitte e APREN, 2020; EPE, 2020b; EPE, 2020c) abrangem horizontes temporais de apenas 10 a 30 anos, enquanto que as previsões mais extremas referentes às alterações no clima e seus impactos na gestão dos recursos hídricos e energéticos devem se intensificar ainda mais até o fim do presente século. Desse modo, os Órgãos responsáveis pelo planejamento Nacional de cada país deve necessariamente procurar investir em pesquisas e planos de ação mitigatórios, que visem uma melhor adaptação aos cenários previstos.

4.3.4 Cooperação entre os dois países

A cooperação energética já existente entre Brasil e Portugal consiste principalmente na exportação de Petróleo Bruto do primeiro país para o segundo, sendo em 2019 na quantidade de 1.074.503 ton (DGEG 2020b)., sendo assim o Brasil um dos países que mais fornecem energia fóssil à Portugal (Figura 4.46 e ANEXO IX). Contudo, essa contribuição brasileira deverá ser reduzida no decorrer das próximas décadas, a fim de se diminuir o uso de matéria-prima fóssil, e assim reduzir a contribuição não renovável na matriz energética portuguesa, ajudando o país a alcançar suas metas sustentáveis.

Quantidade importada por origem, 2019

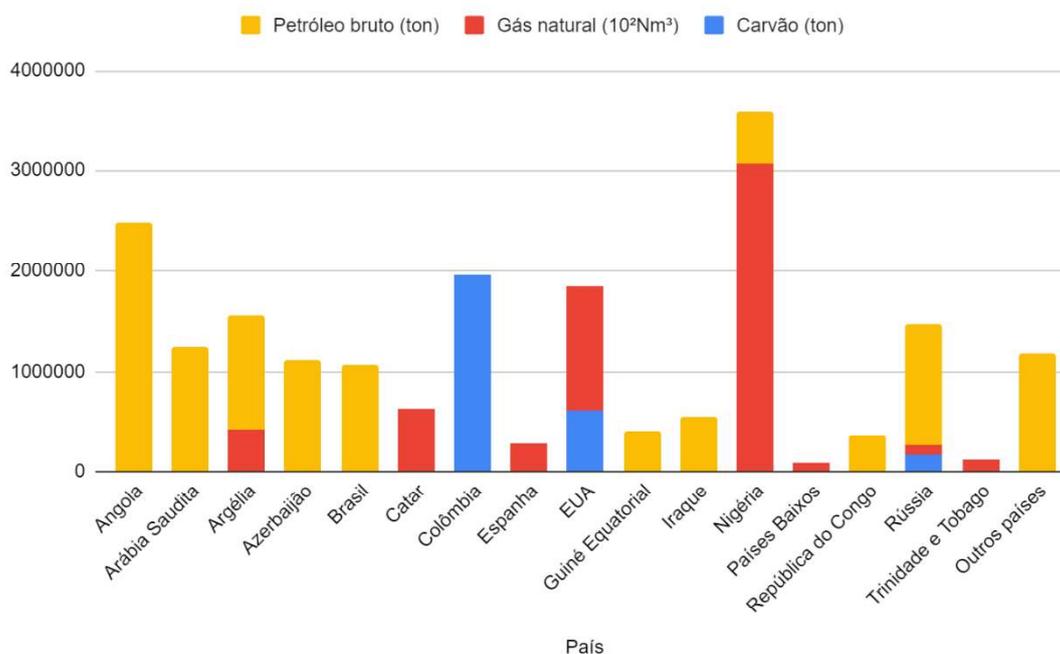


Figura 4. 46 - Principais países importadores de energia para Portugal, por fontes. (Dados de DGEG, 2020b).

De igual modo, embora o Brasil seja considerado um dos países do mundo com maior diversidade de fontes energéticas renováveis disponíveis, como já demonstrado o país está a investir na implantação de novas tecnologias de fontes renováveis, como a Eólica para a expansão do setor elétrico, sendo esta fonte explorada e implementada em Portugal há mais tempo. Logo, informações técnicas conhecidas ou desenvolvidas em Portugal, além de experiências ou dificuldades enfrentadas, podem ser repassadas ao Brasil, e vice-versa, nesta ou em outras tecnologias empregadas, assegurando o avanço esperado em ambos os países.

O fabrico de aerogeradores (turbinas eólicas) de grande porte também está a ser realizado em ambos os países pela empresa alemã ENERCON, mesmo nome adotado em Portugal e denominada Wobben Windpower no Brasil, em homenagem ao fundador e atual proprietário da empresa Aloys Wobben, que a criou na Alemanha em 1984. A Wobben Windpower foi fundada no Brasil em 1995 como a maior da América do Sul neste setor, e desde então passou a implementar Indústrias que concentram suas produções de pás, geradores, nacelles e torres de concreto, nas cidades de Sorocaba (SP), Pecém (CE) e Juazeiro (BA). Em Portugal, a ENERCON teve início entre os anos de 2006 e 2008, onde passou a instalar Indústrias de fabricação de pás e torres em betão em Viana do Castelo, e fabricação de geradores e mecatrônica em Lanheses (Esteves, 2018; Wobben, 2020). Atualmente, Portugal exporta esses componentes eólicos fabricados nacionalmente para diversos países do mundo, incluindo o Brasil.

Como forma de incentivar a geração distribuída de energia elétrica, Portugal também poderia considerar regulamentar a mesma Diretiva adotada pelo Brasil de atribuir “créditos de energia” para os produtores descentralizados de energia solar fotovoltaica, visto que a Diretiva atual (Decreto-Lei n.º 162/2019) permite apenas o compartilhamento local e venda da eletricidade produzida, enquanto que o compensamento do proprietário do sistema fotovoltaico pelos créditos de energia permite o uso dessa energia excedente em outras propriedades à mais longas distâncias, desde que ambos os lugares estejam conectados ao SIN e pertençam à mesma distribuidora de energia elétrica.

Por fim, Portugal e Brasil assinaram recente acordo para colaboração na mobilidade, entre o Centro de Engenharia e Desenvolvimento - CEiiA de Portugal e o Centro de Pesquisas em Energia Elétrica - CEPEL (Grupo Eletrobrás), que visa a cooperação técnica, de desenvolvimento, de inovação e pesquisa nas áreas de mobilidade sustentável, mobilidade elétrica, energia elétrica, redes inteligentes (Smart Grid), dentre outros serviços correlatos. Esta parceria pretende, portanto, gerar soluções que corroborem com a eficiência elétrica das redes e o maior uso de veículos elétricos, além de implantar na sociedade e indústrias o pensamento e a execução de ações sustentáveis visando alcançar uma futura neutralidade carbônica (MEP, 2019).

5. CONCLUSÕES

5 CONCLUSÕES

Mediante a análise realizada quanto ao nexus clima-água-energia para Portugal e Brasil, algumas considerações puderam ser observadas. É notório o impacto que o clima possui sobre as fontes naturais, sejam elas hídrica, eólica, dentre outras, e o quanto as mudanças climáticas podem potencializar esses efeitos. O impacto na geração de energia, principalmente elétrica, também mostra-se evidente, o que levanta sérias questões a serem debatidas, planejadas e tratadas.

Os resultados da análise eólica para Portugal Continental demonstram uma capacidade aceitável de ventos no país, que podem ser utilizados para a geração de energia eólica, com um maior potencial mostrado para a região Sul do país, o que condiz com os resultados alcançados por Costa (2004). A decomposição dos ventos nas componentes zonal e meridional demonstraram a variação da direção e sentido dos ventos, de forma sazonal, para a altura de 10m, apresentando maior disponibilidade de ventos na região Norte entre as estações de outono e inverno, e no Centro e Sul, nas estações de primavera e verão. Como esperado, a extrapolação de ventos para a altura de 80 m demonstrou um comportamento semelhante ao da decomposição dos ventos para 10 m, contudo apresentou valores de velocidade do vento superiores.

A caracterização eólica regional do país também entregou resultados interessantes para a altura de 80m. A análise por meio da Rosa dos Ventos demonstrou uma maior frequência dos ventos oriundos principalmente do hemisfério Sul, que chegam ao país de forma mais recorrente entre as direções S e W. A frequência acumulada dos ventos demonstrou valores de velocidade semelhantes nos Distritos da regiões Norte e Centro, com maior incidência dos ventos entre as velocidades de 2 m/s e 4 m/s. Os Distritos da região Sul, em geral, demonstram ter ventos com velocidades superiores aos das demais regiões, estando a distribuição da frequência acumulada entre 2 m/s e 6 m/s. A análise da distribuição de Weibull também apresentou valores médios de vento superiores para a região Sul, com aproveitamento eólico (>2 m/s) em todos os seus Distritos, mostrando-se ser o território de maior disponibilidade eólica do país.

A densidade de potência eólica do território português para a altura de 80 m mostrou-se maior no primeiro e terceiro quadrimestre climatológico para as regiões do Norte e parte superior do Centro. Para as regiões Sul e parte inferior do Centro a densidade de potência foi maior no segundo quadrimestre, embora nos outros dois quadrimestres também tenha apresentado potencial eólico. Desse modo, percebe-se que Portugal já está a aproveitar o potencial eólico com maior incidência nas regiões Norte e Centro, em suas áreas mais montanhosas, onde se obtém ventos fortes e

constantes. A região Sul também demonstra potencial eólico para expansão desta tecnologia no país, contudo a região também apresenta maior rugosidade do terreno e relevo menos acidentado, o que conseqüentemente acarreta em ventos mais turbulentos e menos constantes, ainda que para a altura de 80 m. Assim, é viável que se realizem estudos mais refinados, que envolvam diversos aspectos multifacetados para a escolha e implementação de novos parques eólicos no país.

Para o Brasil, por meio da parcela desse estudo voltado para o impacto de fenômenos climáticos na disponibilidade hídrica e hidrelétrica para a região da BRSFE, foi possível identificar uma possível variabilidade e tendências nas séries temporais de vazão natural e precipitação, bem como analisar a variabilidade climática decadal por meio da análise do espectro wavelet para vazão e os índices OMA e ODP. Com base na análise quantitativa realizada para as séries temporais, foi possível inferir que existe alguma influência das fases da OMA e ODP nas precipitações e, principalmente, nas vazões. Mais especificamente, quando as fases da OMA e ODP são idênticas, as vazões e precipitações diminuem ou permanecem inalteradas, em contraste com os períodos em que as fases da OMA e ODP são opostas, nos quais às vazões e precipitações aumentam. A análise quantitativa do espectro de ondeletas (wavelets) mostrou uma provável relação de variabilidade decadal entre as vazões históricas nas usinas e as anomalias na TSM provocadas pela OMA e ODP, com picos de potência registrados em frequências entre 32-64 anos para ambos.

A análise da gestão dos recursos hídricos mostrou que os CDFs apresentaram valores mais elevados durante as fases da OMA (-) e ODP (+), assim como a Q90 em todas as usinas, o que mostra uma relação consistente entre as fases opostas desses fenômenos climáticos e a oferta de água dos reservatórios. Por meio da simulação/operação realizada no sistema de rede de fluxo do programa SIGA, foi possível perceber que a GDA é facilmente afetada pelas restrições de vazão nos reservatórios das usinas, com o aumento da competição existente entre os usuários finais conforme também se aumenta as restrições operativas. Esses cenários tornam-se ainda mais preocupantes ao se ter previsões de aumento da escassez hídrica para esta região da BRSFE, o que provavelmente irá gerar o acirramento ainda maior pelo uso da água.

A geração de energia hidrelétrica em todas as usinas mostrou-se afetada pela ODP e OMA. Altos níveis de geração de energia foram observados durante as fases opostas da OMA e ODP. Níveis mais baixos de geração de energia ocorreram quando as fases da OMA e ODP eram idênticas, exceto para a planta de Três Marias, que apresentou altos níveis de geração de energia entre os anos de 2000-2010, quando as fases da OMA e ODP foram ambas positivas, o que pode indicar a presença de outros fenômenos climáticos a serem investigados. Contudo, ressalta-se que o curto espaço de tempo disponível para as séries de dados registrados, especialmente no que se refere aos dados de precipitação e aos índices ODP e OMA, podem ter limitado a observação da variabilidade decadal para um período de tempo mais longo.

Desse modo, as fontes renováveis apresentam suas limitações quanto às variabilidades do clima, o que mostra que se ter uma matriz energética diversificada é

benéfico para a segurança energética de qualquer país. Devido a isso, a análise quanto às projeções de demandas, envolvendo o consumo e oferta de água e energia, para Portugal e Brasil, demonstraram cenários distintos. Para Portugal é mais provável que se mantenha a estagnação de consumo apresentada nos últimos anos, enquanto que para o Brasil, sua demanda e oferta deve aumentar até meados do presente século, incluindo às demandas consultivas da BRSFE. Desse modo, o Brasil necessita expandir seu setor energético para atender suas demandas crescentes, enquanto que Portugal necessita diminuir sua dependência energética de outros países. E a melhor forma de se alcançar esses objetivos é se investindo em fontes de energia renovável.

Ambos os países demonstram ter potencial de crescimento energético através de suas fontes renováveis, tanto na fonte hídrica, quanto eólica, assim como solar e biocombustíveis, ao ponto de suprirem toda (no caso do Brasil) ou quase toda (no caso de Portugal) matriz elétrica a longo prazo. Isto também deve ajudar a cumprir as metas de diminuição de emissão dos gases poluentes, e com isso amenizar os efeitos da poluição no Planeta. No entanto, para que consigam cumprir com suas metas, faz-se necessário que os governos português e brasileiro, de forma individual e conjunta, invistam em pesquisa científica e planejamento a médio e longo prazo, considerando diversos fatores da sociedade, a começar pelo nexus apresentado neste estudo envolvendo o clima, a água e a energia. Pois, apesar das incertezas inerentes a todos estes fatores, ainda assim o planejamento e a mitigação de riscos e possíveis danos futuros mostra-se o caminho mais promissor.

Pode-se propor como melhorias para este estudo ou como trabalhos futuros: para Portugal, realizar simulações com os dados de vento para extrapolações de alturas cada vez maiores, pois espera-se com o avançar das tecnologias, que os aerogeradores aumentem também seu potencial de captação eólico nessas alturas superiores. Além disso, investigar os potenciais locais de implementação de novos parques eólicos, e a viabilidade dos seus terrenos, e se possível projetar a sazonalidade dos ventos; Para o Brasil, quanto ao clima, realizar análises quantitativas e qualitativas mais detalhadas dos índices ODP e OMA para medir as correlações existentes com o ciclo hidrológico do NEB. Para a água, realizar simulações mais complexas com a rede da BRSFE no programa SIGA, com base em valores de demanda que não sejam estáticas, ou seja, que variam ao longo do tempo. E para a Geração Hidrelétrica na BRSFE, realizar simulações com dados projetados em escalas de tempo de médio e longo prazo, visando assim um planejamento energético eficiente e capaz de se adaptar às variabilidades climáticas nesta região em específico.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica (2020a). Eólica: energia para um futuro inovador. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/energia-eolica-o-setor/>>. Acesso em: 2 out. 2020.

ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica (2020b). *Boletim Anual de Geração Eólica 2019*. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/formato_docs/boletim-anual/>. Acesso em: 2 out. 2020.

ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica (2020c). INFOVENTO-17, Energia Eólica: Os bons ventos do Brasil. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2020/09/Infovento17_Final.pdf>. Acesso em: 2 out. 2020.

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (2020). Infográfico ABSOLAR: Energia Solar Fotovoltaica no Brasil. Disponível em: <<http://absolar.org.br/infografico-absolar.html>>. Acesso em: 03 out. 2020.

Aceituno, P. (1988). On the Functioning of the Southern Oscillation in the South American Sector. Part I: Surface Climate. *Mon. Wea. Rev.*, 116, 505–524, [https://doi.org/10.1175/1520-0493\(1988\)116%3C0505:OTFOTS%3E2.0.CO;2](https://doi.org/10.1175/1520-0493(1988)116%3C0505:OTFOTS%3E2.0.CO;2)

AEBIOM (2011). Annual Statistical Report on the contribution of biomass to the Energy System in the EU27. AEBIOM; Biomass for heating & cooling – vision document – Executiv summary. RHC Platform.

Alves, B.C.C., Souza Filho, F.A., Silveira, C.S. (2013). Análise de tendência e Padrões de Variação das séries históricas de vazões do Operador Nacional do Sistema (ONS). *RBRH*, 18, 19-34, <https://doi.org/10.21168/rbrh.v18n4.p19-34>

Ambrizzi, T. et al. (2007). Cenários regionalizados de clima no Brasil para o século XXI: Projeções de clima usando três modelos regionais. Relatório 3. Ministério do Meio Ambiente (MMA), Secretaria de Biodiversidade e Florestas (SBF), Diretoria de Conservação da Biodiversidade (DCBio). Mudanças Climáticas Globais e Efeitos sobre a Biodiversidade – Subprojeto: Caracterização do clima atual e definição das alterações climáticas para o território brasileiro ao longo do século XXI. Brasília.

ANA - Agência Nacional de Águas (2017). Resolução nº 224 de 30/01/2017 - autoriza a redução de vazão até 30 de abril de 2017. Disponível em: <<https://www.ana.gov.br/sala-de-situacao/sao-francisco/colecao-documentos-relacionados-sao-francisco/resolucoes-da-ana-sao-francisco>>. Acesso em: Ago. 2017.

ANA - Agência Nacional de Águas (2020). Divisões hidrográficas do Brasil. Disponível em: https://www.ana.gov.br/aguas-no-brasil/panorama-das-aguas/copy_of_divisoes-hidrograficas. Acesso em: 22 ago. 2020.

ANA - Agência Nacional de Águas (2016). Mudanças Climáticas e Recursos Hídricos: avaliações e diretrizes para adaptação / Agência Nacional de Águas. Brasil – Brasília: ANA, GGES.

Andreoli, R. V., Kayano, M. T., Guedes, R. L., Oyama, M. D., & Alves, M. A. S. (2004). A influência da temperatura da superfície do mar dos Oceanos Pacífico e Atlântico na variabilidade de precipitação em Fortaleza. *Revista Brasileira de Meteorologia*, 19(3), 337-344.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - (2008). Atlas de energia elétrica do Brasil. Brasília.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2015). Dez maiores hidrelétricas respondem por 28,9% da capacidade instalada brasileira. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2F&_101_assetEntryId=14573313&_101_type=content&_101_groupId=656877&_101_urlTitle=dez-maiores-hidreletricas-respndem-por-28-9-da-capacidade-instalada-brasileira&inheritRedirect=true>. Acesso em: 06 de set. 2020.

APREN - Associação de Energias Renováveis (2017). O FUTURO DO SETOR EÓLICO EXTENSÃO DE VIDA E REPOWERING DAS CENTRAIS EÓLICAS. Disponível em:<<https://www.apren.pt/contents/files/tempodevida-eolica-21-11-2017.pdf>>. Acesso em: 04 de out. 2020.

APREN - Associação de Energias Renováveis (2018). Eletricidade Renovável no Sistema Energético Português até 2050. Disponível em: <<https://www.apren.pt/contents/documents/apren-2050-pt.pdf>>. Acesso em: 07 de set. 2020.

APREN - Associação de Energias Renováveis (2019). Anuário. Disponível em:<<https://www.apren.pt/contents/documents/anuario-2019-aprenebook-v2-5562.pdf>>. Acesso em: 07 de set. 2020.

APREN - Associação de Energias Renováveis (2020). Boletim Eletricidade Renovável - Julho 2020. Disponível em: <<https://www.apren.pt/contents/publicationsreportcarditems/boletim-renovaveis-julho-2020.pdf>>. Acesso em: 12 de set. 2020.

Araújo, J.T. (2001). O semi-árido e a transposição das águas do Rio São Francisco. Revista do legislativo, Belo Horizonte: Assembleia Legislativa do Estado de Minas Gerais, n. 31, p. 65-74.

Bañuelos-Ruedas, F., Camacho, C. Á., & Rios-Marcuello, S. (2011). Methodologies used in the extrapolation of wind speed data at different heights and its impact in the wind energy resource assessment in a region. Wind Farm-Technical Regulations, Potential Estimation and Siting Assessment, 97-114. DOI: 10.5772/20669.

Barros, F. G. N.; Amin, M. M. (2008). Água: um bem econômico de valor para o Brasil e o mundo. Revista Brasileira de Gestão e Desenvolvimento Regional, [S.l.], v. 4, n. 1. ISSN 1809-239X. Disponível em: <<https://rbgdr.net/revista/index.php/rbgdr/article/view/116/106>>. Acesso em: 29 ago. 2020.

Barros, V. F. A.; de Menezes, J. E. (2012). Análise da relação entre a produção e o consumo de água na grande Goiânia utilizando o método estatístico de previsão de Holt-Winters. Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental, 7(7), 1272-1282.

Barros, F. V. F., Alves, C. D. M., Martins, E. S., & Reis, Jr, D. S. (2013). The Development and Application of Information System for Water Management and Allocation (SIGA) to a Negotiable Water Allocation Process in Brazil. In World Environmental and Water Resources Congress 2013: Showcasing the Future (pp. 1308-1316). DOI: <https://doi.org/10.1061/9780784412947.128>

Benetti, A.D.; Lanna, A.E.; Cobalchini, M.S. (2003). Metodologias para determinação de vazões ecológicas em rios. Revista Brasileira de Recursos Hídricos, v. 8, n. 2, p. 149-160.

Bilhim, J. (2015). Portugal: Contributos para uma definição de um novo modelo de gestão da água. AAVV, Gestión de Recursos Hídricos en Espana e Iberoamérica, 363-372.

Billings, W. D. (1952). The environmental complex in relation to plant growth and distribution. The Quarterly Review of Biology, Chicago, v.27, n.3, p.251-264.

Bolzan, M.J.A. (2004). Análise da transformada em ondas aplicadas em sinal geofísico. Revista Brasileira de Ensino de Física, v. 26, n. 1, p. 37-41.

Brito, M. C., & Silva, J. A. (2006). Energia fotovoltaica: conversão de energia solar em electricidade. Lisboa, Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa.

Buttner, G.; Csat, E.; Maucha, G. (1995). THE CaRINE LAND COVER-HUNGARY PROJECT. ISBN: 92-826-2579-6. ORDER ID (Catalogue Number): CD-NA-12585-EN-C.

Calado, R.; Nogueira, P. J.; Catarino, J.; Paixão, E. D. J.; Botelho, J.; Carreira, M.; Falcão, J. M. (2004). A onda de calor de Agosto de 2003 e os seus efeitos sobre a mortalidade da população portuguesa. Revista Portuguesa de Saúde Pública, 22(2), 7-20.

Camp, M. V; Walraevens, K. (2008). Recovery scenarios for deep over- -exploited aquifers with limited recharge: methodology and application to an aquifer in Belgium. Environmental Geology, v. 56, p. 1505-1516.

Castro, R. M.; Renováveis, E.; Descentralizada, P. (2009). Introdução à energia eólica. Energias Renováveis e Produção Descentralizada.

Castro, C.N. (2011). Transposição do rio São Francisco: análise de oportunidade do projeto. IPEA, 60 pp.

Cavado, A.; Silva, H.; Canhoto, P.; Neves, S.; Neto, J.; Pereira, M. (2016). Radiação Solar Global em Portugal e a sua variabilidade mensal e anual. IPES-Instituto Português de Energia Solar.

Cavalcanti, Iracema FA. (2016). Tempo e clima no Brasil. Oficina de textos.

CBHSF - Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco (2015). Plano de Recursos Hídricos da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco. RP1A – Diagnóstico da Dimensão Técnica e Institucional, Vol.7. REV1.

CBIE - Centro Brasileiro de Infraestrutura (2020a). How many power plants do we have in Brazil? Disponível em:<<https://cbie.com.br/artigos/quantas-usinas-geradoras-de-energia-temos-no-brasil/>>. Acesso em: 05 de set. 2020.

CBIE - Centro Brasileiro de Infraestrutura (2020b). What is the percentage of ethanol and biodiesel in Brazilian fuels? Disponível em:<<https://cbie.com.br/artigos/qual-e-o-percentual-de-etanol-e-biodiesel-nos-combustiveis-brasileiros/>>. Acesso em: 03 out. 2020.

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (2001). Atlas do Potencial Eólico Brasileiro / CEPEL – Brasília. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf>. Acesso em: 2 de out. 2020.

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (2017). Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013 / Centro de Pesquisas de Energia Elétrica-CEPEL – Rio de Janeiro. Disponível em: <novoatlas.cepel.br/wp-content/uploads/2017/03/NovoAtlasdoPotencialEolico_BrasileiroSIM_2013.pdf>. Acesso em: 2 de out. 2020.

Chiang, J.C.H, Vimont, D.J. (2004). Analogous Pacific and Atlantic meridional modes of tropical atmosphere–ocean variability. Journal of Climate, v. 17, n. 21, p. 4143-4158.

Climaco, P.; Ricardo-da-Silva, J. M.; Laureano, O.; Tonietto, J. (2012). O clima vitícola das principais regiões produtoras de uvas para vinho de Portugal.

Coba, S. A.; Procesi, L. D. A. (2007). Programa nacional de barragens com elevado potencial hidroeléctrico (pnbeiph). Report. Instituto da Água, IP.

Conab - Companhia Nacional de Abastecimento (2019). Perfil do setor do açúcar e do etanol no Brasil /Companhia Nacional de Abastecimento. – v. 1 (2017) – Brasília. Disponível em: <<http://www.conab.gov.br>>. Acesso em: 03 out. 2020.

Cornetta, A. (2013). Entre o clima e a terra: o atual regime político das mudanças climáticas globais e a agroindústria de papel e celulose no Brasil. Conselho Latino-americano de Ciências Sociais (CLACSO).

Costa, P. A. S. (2004). Atlas do potencial eólico para Portugal continental. Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, Lisboa.

Cruz, J.C., Tucci, C.E.M. (2008). Estimativa da disponibilidade hídrica através da curva de permanência. Revista Brasileira de Recursos Hídricos, Porto Alegre, v. 13, n. 1, p. 111-124.

Cunha, L. (2012). Riscos climáticos no Centro de Portugal. Uma leitura geográfica. Revista Geonorte, Edição Especial, 2012, 4.4: 105-115.

da Costa, J. M. F.; Marcos Junior, A. D.; Silveira, C. S.; Vasconcelos Júnior, F. C. (2018). Influência das Mudanças Climáticas, projetadas pelo IPCC, na aridez do Brasil. Revista AIDIS de Ingeniería y Ciencias Ambientales. Investigación, desarrollo y práctica, 11(3):429-442. DOI: [10.22201/iingen.0718378xe.2018.11.3.61555](https://doi.org/10.22201/iingen.0718378xe.2018.11.3.61555)

Danish Wind Industry Association. (2003). Wind Energy Reference Manual. Accessed Feb 2011, Available from: <http://guidedtour.windpower.org/en/stat/units.htm>.

Dantas, L. G., de Brito, J. I. B., de Rodrigues, H. P., de Araújo Aires, R., & Cabral, D. E. C. (2012). Oscilação Decadal do Pacífico e Multidecadal do Atlântico no Clima da Amazônia Ocidental. Revista Brasileira de Geografia Física, 3, 600-611.

de Jong, P., Tanajura, C. A. S., Sánchez, A. S., Dargaville, R., Kiperstok, A., & Torres, E. A. (2018). Hydroelectric production from Brazil's São Francisco River could cease due to climate change and inter-annual variability. Science of the Total Environment, 634, 1540-1553.

Delicado, A.; Silva, L.; Junqueira, L., Horta, A.; Fonseca, S.; Truninger, M. (2013). Ambiente, paisagem, património e economia: Os conflitos em torno de parques eólicos em Portugal. Revista Crítica de Ciências Sociais, (100), 11-36.

DELOITTE e APREN (2020). Impacto macroeconómico do setor eletricidade em de origem renovável da Portugal. Disponível em:<<https://www.apren.pt/contents/files/impacto-fer-versao-resumida.pdf>>. Acesso em: 08 de set. 2020.

Deser, C. et al. (2010). Sea Surface Temperature Variability: Patterns and Mechanisms. Annu. Rev. Marine. Sci. 2:115–43. doi: 10.1146/annurev-marine-120408-151453.

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia (2020a). Balanço Energético Sintético 2019. República Portuguesa. Ambiente e ação climática. Disponível em: <<https://www.dgeg.gov.pt/media/l1inpxds/balan%C3%A7o-sintetico-2019.pdf>> . Acesso em: 10 de set. 2020.

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia (2020b). Energia em Números - Edição 2020. Disponível em: <<https://www.dgeg.gov.pt/media/43zf5nvd/energia-em-n%C3%BAmoros-edi%C3%A7%C3%A3o-2020.pdf>> . Acesso em: 04 de out. 2020.

Earth Science. [How to interpolate scattered data to a regular grid in Python?](https://earthscience.stackexchange.com/questions/12057/how-to-interpolate-scattered-data-to-a-regular-grid-in-python) Disponível em: <<https://earthscience.stackexchange.com/questions/12057/how-to-interpolate-scattered-data-to-a-regular-grid-in-python>>. Acesso em: 15 de ago. 2020.

Economia do Clima (2010). Economia da Mudança do Clima no Brasil: Custos e Oportunidades / editado por Sergio Margulis e Carolina Burle Schmidt Dubeux; coordenação geral Jacques Marcovitch. – São Paulo: IBEP Gráfica, 2010. 82 p.

ELETOBRÁS (2018). Potencial Hidrelétrico Brasileiro (SIPOT). Disponível em: <<https://eletrobras.com/pt/Paginas/Potencial-Hidreletrico-Brasileiro.aspx>>. Acesso em: 30/09/2020.

Enfield, D.B. (1996). Relationships of inter-American rainfall to tropical Atlantic and Pacific SST variability. *Geophysical research letters*, v. 23, n. 23, p. 3305-3308.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética (2016). Demanda de Energia 2050. Nota Técnica DEA 13/15, Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>>. Acesso em: 04 out. 2020.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética (2020a). Balanço Energético Nacional (BEN) 2020. Relatório Síntese / Ano Base 2019. Ministério de Minas e Energia. Governo Federal do Brasil. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-521/Relato%CC%81rio%20Si%CC%81ntese%20BEN%202020-ab%202019%20Final.pdf>>. Acesso em: 10 de set. 2020.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética - (2020b). Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030. Ministério de Minas e Energia. Governo Federal do Brasil. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/planejamento-e-desenvolvimento-energetico/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia/-/document_library_display/D4vwZfLTpgWb/view_file/1223572?_110_INSTANCE_D4vwZfLTpgWb_redirect=http%3A%2F%2Fwww.mme.gov.br%2Fweb%2Fguest%2Fsecretarias%2Fplanejamento-e-desenvolvimento-energetico%2Fpublicacoes%2Fplano-decenal-de-expansao-de-energia%2F-%2Fdocument_library_display%2FD4vwZfLTpgWb%2Fview%2F1209674>. Acesso em: 10 set. 2020.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética (2020c). Plano Nacional de Energia - PNE 2050. Versão para consulta pública. Ministério de Minas e Energia. Governo Federal do Brasil. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>>. Acesso em: 07 out. 2020.

Estanqueiro, A., & Jesus, J. M. (1996). Energia eólica em Portugal: Situação actual e perspectivas de futuro. *Revista AIP-Associação Industrial Portuguesa*, 46-47.

Estanqueiro, A., & Simões, T. (2010). Aproveitamento de energia eólica em ambiente urbano e construído. *Renováveis Magazine*, 44-49.

Esteves, A. (2018). Um cluster industrial de sucesso - ENERCON. *Dia do Vento – Universidade do Minho*. Disponível em: <<https://www.apren.pt/contents/documents/antonio-esteves.pdf>>. Acesso em: 07 out. 2020.

Esteves, T. M. V. N. S. (2004). Base de dados do potencial energético do vento em Portugal – metodologia e desenvolvimento. Faculdade Ciências da Universidade de Lisboa.

Eyring, V.; Bony, S.; Meehl, G. A.; Senior, C. A.; Stevens, B.; Stouffer, R. J.; & Taylor, K. E. (2016). Overview of the Coupled Model Intercomparison Project Phase 6 (CMIP6) experimental design and organization. *Geoscientific Model Development*, 9(5), 1937-1958. <https://doi.org/10.5194/gmdd-8-10539-2015>.

FAO - FOOD AND AGRICULTURE ORGANIZATION OF THE UNITED NATIONS (2011). *The state of the world's land and water resources for food and agriculture. Managing systems at risk*. Rome and Earthscan, London: Food and Agriculture Organization of the United Nations.

- Fennessey, N., & Vogel, R.M. (1990). Regional flowduration curves for ungauged sites in Massachusetts. In: *Journal of Water Resources Planning and Management*. Vol. 116, n° 4, p. 530-549. Jul/Aug.
- Feranec, Jan, Gerard Hazeu, Susan Christensen, and Gabriel Jaffrain. "Corine land cover change detection in Europe (case studies of the Netherlands and Slovakia)." *Land use policy* 24, no. 1 (2007): 234-247.
- Ferreira, J. R., & Martins, F. R. (2009). Ventos de mudança. A energia eólica em Portugal. Centro de Estudos de Geografia e Planeamento Regional, Faculdade de Ciências Sociais e Humanas, Universidade Nova de Lisboa, Portugal.
- Ferreira, M. I. P., FERREIRA-DA-SILVA, J. A., & Pinheiro, M. R. D. C. (2008). Recursos hídricos: água no mundo, no Brasil e no Estado do Rio de Janeiro. *Boletim do Observatório Ambiental Alberto Ribeiro Lamego*, 2(2), 29-36.
- Freitas, V. P. D. (2008). Águas: aspectos jurídicos e ambientais. *Revista CEJ*, 4(12), 119.
- Fricko, O. et al. (2017). The marker quantification of the Shared Socioeconomic Pathway 2: A middle-of-the-road scenario for the 21st century, *Global Environ. Change*, 42, 251–267, <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2016.06.004>.
- Fujimori, S.; Hasegawa, T.; Masui, T.; Takahashi, K.; Herran, D. S.; Dai, H.; Hijioka, Y.; Ainuma, M. (2017). SSP3: AIM implementation of shared socioeconomic pathways, *Global Environ. Change*, 42, 268–283.
- Gomes, E. D. P. (2013). Potencial de repotenciação de usinas hidrelétricas no Brasil e sua viabilização. Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas, SP. 112p.
- Gonçalves, H., A. Joyce, L. Silva (2002). “Uma Contribuição para os Objectivos de Política Energética e Ambiental”. Fórum Energias Renováveis em Portugal. INETI/ADENE, Lisboa.
- Han, J. and Kamber, M. (2006). *Data Mining: Concepts and Techniques* (1 ed.). Morgan Kaufmann Publishers.
- Henriques, A. G. (2011). O Direito Internacional das Águas e a Convenção de Albufeira de 1998 sobre as bacias hidrográficas luso-espanholas. [Online] Disponível em: <https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/2295/40961/1/Conven%C3%A7%C3%A3o%20Luso-Espanhola%20e%20Direito%20Internacional%20das%20C3>.
- Het as UTexas. [Scipy.interpolate.griddata](https://het.as.utexas.edu/HET/Software/Scipy/generated/scipy.interpolate.griddata.html). Disponível em: <>. Acesso em: 15 de ago. 2020. <https://het.as.utexas.edu/HET/Software/Scipy/generated/scipy.interpolate.griddata.html>
- Hurrell, J.W., Deser, C. (2010). North Atlantic climate variability: the role of the North Atlantic Oscillation. *Journal of Marine Systems*, v. 79, n. 3-4, p. 231-244.
- IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (2007). Contagem da população, 2007. Disponível em: <https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/livros/liv93420.pdf>. Acesso em: 30 set. 2020.
- IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (2020). Contagem da população, 2007. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/apps/populacao/projecao/>. Acesso em: 30 set. 2020.
- IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2012). *World energy outlook 2012*. Paris: OECD/IEA.
- IEA (2020a), *Energy Technology Perspectives 2020*, IEA, Paris. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>. Acesso em: 14 de set. 2020.

IEA (2020b), Key World Energy Statistics 2020, IEA, Paris. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2020>>. Acesso em: 14 de set. 2020.

IEA (2020), Introduction to the water-energy nexus, IEA, Paris <https://www.iea.org/articles/introduction-to-the-water-energy-nexus>

INAG, I., & ecológicos em Portugal, C. (2002). Instituto da Água. Direcção de Serviços de Planeamento, Ministério das Cidades, Ordenamento do Território e Ambiente, Lisboa.

INEGI - Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial (2011). Parques eólicos em Portugal. Porto: INEGI.

INEGI e APREN (2019). Parques eólicos em Portugal. Disponível em: <<https://www.apren.pt/contents/documents/portugal-parques-eolicos-2018.pdf>>. Acesso em: 10 de set. 2020.

INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (2017). Atlas brasileiro de energia solar / Enio Bueno Pereira; Fernando Ramos Martins; André Rodrigues Gonçalves; Rodrigo Santos Costa; Francisco J. Lopes de Lima; Ricardo Rüter; Samuel Luna de Abreu; Gerson Máximo Tiepolo; Silvia Vitorino Pereira; Jefferson Gonçalves de Souza -- 2.ed. -- São José dos Campos. Disponível: <<http://urlib.net/rep/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>>. Acesso em: 03 out. 2020.

Instituto de Meteorologia, I. P., (2010). Atlas Climatológico de Portugal Continental 1971-2000: Cartografia da temperatura do ar e da precipitação.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change (2007). Mudança do Clima 2007 Mitigação da Mudança do Clima. Sumário para os Formuladores de Políticas: 4º. Relatório de Avaliação do IPCC, GT III.

Itaipú Binacional (2020). Comparações. Disponível em: <<https://www.itaipu.gov.br/energia/comparacoes>>. Acesso em: 06 de set. 2020.

Kallioras, A.; Pliakas, F.; Diamantis, I. (2006): "The legislative framework and policy for the water resources management of transboundary rivers in Europe: the case of Nestos/Mesta River, between Greece and Bulgaria", Environmental Science & Policy, vol. 9. n.º.3, 291-301.

Kayano, M. T., & Andreoli, R. V. (2004). Decadal variability of northern northeast Brazil rainfall and its relation to tropical sea surface temperature and global sea level pressure anomalies. Journal of Geophysical Research: Oceans, 109 (C11).

Kayano, M. T., & Capistrano, V. B. (2013). How the Atlantic multidecadal oscillation (AMO) modifies the ENSO influence on the South American rainfall. Int. J. Climatol. doi: 10.1002/joc.3674.

Kelman, J. (2004). A Lei das Águas. Revista Rio Águas, (1).

Kerr, Richard A. (2000). A North Atlantic climate pacemaker for the centuries. Science. 288.5473: 1984-1985.

Keyhani, A.; Ghasemi-Varnamkhasi, M.; Khanali, M.; Abbaszadeh, R. (2010). An assessment of wind energy potential as a power generation source in the capital of Iran, Tehran. Energy, v. 35, n. 1, p. 188-201.

Knight, J.R., Allan, R.J., Folland, C.K., Vellinga, M., and Mann, M.E. (2005). A signature of persistent natural thermohaline circulation cycles in observed climate, Geophys. Res. Lett., 32, L20708. doi:10.1029/2005GL024233.

Kriegler, E. et al (2017). Fossil-fueled development (SSP5): an energy and resource intensive scenario for the 21st century, *Global Environ. Change*, 42, 297–315.

Latif, M., Barnett, T.P., 1994. Causes of decadal climate variability over the North Pacific and North America. *Science*, v. 266, n. 5185, p. 634-637.

Lerner, G. L. S.; Carpio, L. G. T. (2006). Estudo de impactos na geração hidroelétrica ao longo do Rio São Francisco devido à transposição de suas águas utilizando modelo matemático de fluxos em Rede Acquanet . 2006. Dissertação (Mestrado)—Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Lima, M. I. P., Santo, F. E., Cunha, S., & Silva, Á. (2013). Tendências nos extremos de precipitação em Portugal Continental em 1941-2012. *Riscos Naturais Antrópicos e Mistos-Homenagem ao Professor Doutor Fernando Rebelo*, Departamento de Geografia, Faculdade de Letras, Universidade de Coimbra, Coimbra, Portugal, 325-337.

Lopes, A. (2009) – “O sobreaquecimento das cidades. Causas e medidas para a mitigação da ilha de calor de Lisboa”, *Territorium*, 15 pp. 39-52.

Lopes, J. E. G.; Santos, R. C. P. (2020). Capacidade de reservatórios. São Paulo: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Lucci, E. A.; Branco, A. L.; Mendonça, C. (2005). *Geografia Geral e do Brasil – ensino médio*. São Paulo: Saraiva.

Lutdens Frederick, K.; Tarbuck, Edward J. (2001). *The Atmosphere*.

Lyra, G.B., Oliveira-Júnior, J.F., Gois, G., Cunha-Zeri, G., & Zeri, M. (2017). Rainfall variability over Alagoas under the influences of SST anomalies. *Meteorology and Atmospheric Physics*, 129(2), 157-171.

Machado, C. J. S. (2003). Mudanças conceituais na administração pública do meio ambiente. *Ciência e Cultura*, v. 55, n. 4, p. 24-26.

Madera, R.D.Q. (2013). Modelagem da Função de Produção de uma Usina Hidrelétrica com base nas características individuais das Unidades Geradoras. 132 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

Magalhães, H.O. (2007). *Análise de sinais para engenheiros: Uma abordagem via Wavelet*. 1. ed., Rio de Janeiro: Brasport. 268p.

Mantua, N.J., Hare, S.R., Zhang, Y., Wallace, J.M., & Francis, R.C. (1997). A Pacific interdecadal climate oscillation with impacts on salmon production. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 78(6), 1069-1080.

Marcos Junior, A. D.; Silveira, C. S.; Vasconcelos Júnior, F. C.; Guimarães, S. O., da Costa, J. M. F. (2018). Classificação Climática de Thornthwaite para o Brasil com Base em Cenários de Mudanças Climáticas do IPCC-AR5. *Revista Brasileira de Meteorologia*, 33(4):647-664. DOI: [10.1590/0102-7786334007](https://doi.org/10.1590/0102-7786334007).

Marcuzzo, F. F. N. (2017). Bacias hidrográficas e regiões hidrográficas do Brasil: cálculo de áreas, diferenças e considerações. CPRM/SGB - Serviço Geológico do Brasil - Porto Alegre/RS.

Marengo, J. A. (2004). Interdecadal and long term-variations of rainfall in the Amazon basin. *Theor. Appl. Climatol.*, 78, 79–96.

Marengo, J. A. et al. (2007). Eventos extremos em cenários regionalizados de clima no Brasil e América do Sul para o Século XXI: Projeções de clima futuro usando três modelos regionais. Relatório 5, Ministério do Meio Ambiente (MMA), Secretaria de Biodiversidade e Florestas (SBF), Diretoria de Conservação da

Biodiversidade (DCBio). Mudanças Climáticas Globais e Efeitos sobre a Biodiversidade – Subprojeto: Caracterização do clima atual e definição das alterações climáticas para o território brasileiro ao longo do século XXI. Brasília.

Marengo, J. A. (2008). Água e mudanças climáticas. *Estudos avançados*, 22(63), 83-96.

Marengo, J. A. (2010). Vulnerabilidade, impactos e adaptação à mudança do clima no semi-árido do Brasil. *Parcerias estratégicas*, 13.27: 149-176.

Marengo, J.A., Chou, S.C., Kay, G., Alves, L.M., Pesquero, J.F., Soares, W.R., ... & Chagas, D.J., (2012). Development of regional future climate change scenarios in South America using the Eta CPTec/HadCM3 climate change projections: climatology and regional analyses for the Amazon, São Francisco and the Paraná River basins. *Climate Dynamics*, 38(9-10), 1829-1848.

Marengo, J. A. (2014). O futuro clima do Brasil. *Revista USP*, 103: 25-32.

Marengo, J. A., Torres, R. R., & Alves, L. M. (2017). Drought in Northeast Brazil—past, present, and future. *Theoretical and Applied Climatology*, 129(3-4), 1189-1200.

Martins, E.S., C.A. Coelho, R. Haarsma, F.E. Otto, A.D. King, G. Jan van Oldenborgh, S. Kew, S. Philip, F.C. Vasconcelos Júnior, and H. Cullen (2018). A Multimethod Attribution Analysis of the Prolonged Northeast Brazil Hydrometeorological Drought (2012–16). *Bull. Amer. Meteor. Soc.*, 99, S65–S69, <https://doi.org/10.1175/BAMS-D-17-0102.1>

Masters, G.M. (2004). *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. John Wiley and Sons, ISBN 0471280607, USA.

Mees, A. (2016). Qualidade de Água em Reservatórios. Unidade 1: Reservatórios. Disponível em: <https://capacitacao.ead.unesp.br/dspace/bitstream/ana/74/2/Unidade_1.pdf>. Acesso em: Ago. 2020.

Melo, J. C. (1999). O fenômeno El Niño e as secas no Nordeste do Brasil. *Raízes: Revista de Ciências Sociais e Econômicas*, (20), 13-21.

Mendonça, F.; Danni-Oliveira, I. M. (2007). *Climatologia: noções básicas e climas do Brasil*. São Paulo: Oficina de Texto, 206 p.

MEP (2019). Mais próximos! Portugal e Brasil assinam acordo histórico para facilitar a mobilidade. Disponível em: <<https://moraremportugal.com/mais-proximos-portugal-e-brasil-assinam-acordo-historico-para-facilitar-a-mobilidade/>>. Acesso em: 07 out. 2020.

Mercedes, S. S. P., Rico, J. A., & de Ysasa Pozzo, L. (2015). Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro. *Revista USP*, (104), 13-36.

MI - Ministério da Integração Nacional (2004). Relatório de Impacto sobre o Meio Ambiente do Projeto de integração do rio São Francisco com bacias hidrográficas do nordeste setentrional, Brasília. Disponível em: <<http://www.integracao.gov.br/saofrancisco/rima/download.asp>>. Acesso em: 30 out. 2017.

Moraes, M. E. B. D., & Lorandi, R. (2016). *Métodos e técnicas de pesquisa em bacias hidrográficas*. Editus.

MONTIBELLER FILHO, G. (1999). IDSA: um método de avaliação do desenvolvimento socioeconômico e ambiental. *Florianópolis:(sn)*, (2).

Moura, A.D., Shukla, J. (1981). On the dynamics of the droughts in northeast Brazil: Observations, theory and numerical experiments with a general circulation model. *Journal of the Atmospheric Science*, v.38, n.12, p.2653-2673.

Muller, Arnaldo Carlos (1995). Hidrelétricas, meio ambiente e desenvolvimento / Arnaldo Carlos Muller. — São Paulo : Makron Books.

Negrão, O. B. M. (2008). Movimentos da terra e clima. *Ciências em Foco*, 1.1.

NOBRE, C. A. (2001). Mudanças climáticas globais: possíveis impactos nos ecossistemas do país. *Parcerias estratégicas*, v. 6, n. 12, p. 239–258.

Novello, V.F., Cruz, F.W., Karmann, I., Burns, S.J., Stríkis, N.M, Vuille, M., ... & Barreto, E.A. (2012). Variabilidade climática multidecadal no Nordeste do Brasil nos últimos 3000 anos, com base em registros de isótopos de espeleotemas. *Cartas de Pesquisa Geofísica*, 39 (23).

Oliveira, N. C. C. D. (2018). A grande aceleração e a construção de barragens hidrelétricas no Brasil. *Varia Historia*, 34(65), 315-346.

O'Neill, B. C.; Tebaldi, C.; Van Vuuren, D. P.; Eyring, V.; Friedlingstein, P.; Hurtt, G.; Knutti, R.; Kriegler, E.; Lamarque, J.-F.; Lowe, J.; Meehl, G. A.; Moss, R.; Riahi, K.; & Sanderson, B. M. (2016). The Scenario Model Intercomparison Project (ScenarioMIP) for CMIP6. *Geoscientific Model Development*, 9(9), 3461-3482. <https://doi.org/10.5194/gmd-9-3461-2016>.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico (2017). O que é o SIN - Sistema Interligado Nacional. Disponível em: <http://apps05.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx>. Acesso em: Dez. 2017.

PBMC – Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas. Base Científica das Mudanças Climáticas (2014a). Contribuição do Grupo de Trabalho 1 do Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas ao Primeiro Relatório de Avaliação Nacional sobre Mudanças Climáticas. Organização de T. Ambrizzi & M. Araujo. Rio de Janeiro, Coppe/Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014a.

PBMC – Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas (2014b). Impactos, Vulnerabilidades e Adaptação às Mudanças Climáticas. Contribuição do Grupo de Trabalho 2 do Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas ao Primeiro Relatório da Avaliação Nacional sobre Mudanças Climáticas. Organização de E. D. Assad & A. R. Magalhães. Rio de Janeiro, Coppe/Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Peixoto Filho, A. C.; Bondarovsky, S. H. (2000). Água, bem econômico e de domínio público. *Revista CEJ*, v. 4, n. 12, p. 13-16.

Pereira, D.S.P.; Johnsson, R.M.F. (2005). Descentralização da gestão dos recursos hídricos em bacias nacionais no Brasil. *Revista de gestión del agua de América Latina*, 2(1), 53-72.

Pezzi, L.P.; Cavalcanti, I.F.A. (2001). The relative importance of ENSO and tropical Atlantic sea surface temperature anomalies for seasonal precipitation over South America: a numerical study. *Climate Dynamics*. 17. 205-212. <https://doi.org/10.1007/s003820000104>.

Pinto, M. E. (2013). Notação de risco Apenas uma questão de ordenação multivariada? Dissertação para a obtenção de Grau de Mestre em Matemática e Aplicações - Técnico Lisboa, 84p.

Pires, V., Marques, J., Nunes, L. F., Cota, T., & Mendes, L. (2010). Clima de Portugal continental: tendências.

Pishgar-Komleh, S. H.; Keyhani, A.; Sefeedpari, P. (2015). Wind speed and power density analysis based on Weibull and Rayleigh distributions (a case study: Firouzkooch county of Iran). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 42, p. 313-322.

PORDATA - Base de Dados Portugal Contemporâneo (2020). Dados: Ambiente, Energia e Território; População. Disponível em: <<https://www.pordata.pt/Temas/Portugal>>. Acesso em: 10 de set. 2020.

- Ramina, R. H. (2014). Concepção de uma Estratégia Robusta para a Gestão dos Usos Múltiplos das Águas na Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco. CBHSF - Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco.
- Rebello, F. (2010). *Geografia física e riscos naturais*. Imprensa da Universidade de Coimbra/Coimbra University Press.
- REN - Rede Eléctrica Nacional (2002). Hidroelectricidade em Portugal: memória e desafio. Disponível em: <<https://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/PublicacoesGerais/Hidroelectricidade%20em%20Portugal%20-%20Mem%C3%B3ria%20e%20desafio.pdf>>. Acesso em: 04 out. 2020.
- Resolução da Assembleia da República n.º 66/99 de 17 de Agosto. Diário da República n.º 191/1999, Série I-A (1999). Acedido em: 24 ago. 2020. Disponível em: <<https://data.dre.pt/eli/resolassrep/66/1999/08/17/p/dre/pt/html>>.
- Riahi, K., Van Vuuren, D. P., Kriegler, E., Edmonds, J., O’neill, B. C., Fujimori, S., ... & Lutz, W. (2017). The shared socioeconomic pathways and their energy, land use, and greenhouse gas emissions implications: an overview. *Global Environmental Change*, 42, 153-168.
- Robertson, A.W., Mechoso, C.R. (2000). Interannual and interdecadal variability of the South Atlantic convergence zone. *Monthly weather review*, v. 128, n. 8, p. 2947-2957.
- Rocha, Renan Vieira, Souza Filho, Francisco de Assis de, & Silva, Samiria Maria Oliveira da. (2019). Análise da Relação entre a Precipitação Média do Reservatório Orós, Brasil - Ceará, e os índices PDO e AMO Através da Análise de Changepoints e Transformada de Ondeletas. *Revista Brasileira de Meteorologia*, 34(1), 139-149. Epub May 30, 2019. <https://doi.org/10.1590/0102-77863340034>
- Rodrigues, Á. (2008). Parques eólicos em Portugal. Wind Farms in Portugal), INEGI—Institute of Mechanical Engineering and Industrial Production, Portugal.
- Rodrigues, R.R. et al. (2011). The impacts of inter–El Niño variability on the tropical Atlantic and northeast Brazil climate. *Journal of Climate*, v. 24, n. 13, p. 3402-3422.
- Rothausen, S.G., Conway, D. (2011). Greenhouse-gas emissions from energy use in the water sector. *Nature Climate Change*, v. 1, n. 4, p. 210–219.
- Roubeyrie, L.; Celles, S. (2018). Windrose, Revision 962dbf45. Disponível em: <<https://windrose.readthedocs.io/en/latest/>>. Acesso em: 02 jul. 2020.
- Santos, E.P. et al. (2011). Eventos extremos de chuva e alterações no Regime Hidrológico da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco: Uma aplicação do índice RAI (Rainfall Anomaly Index). *Engenharia Ambiental - Espírito Santo do Pinhal*, v. 8, n. 2, p. 315-330.
- Santos, F. D.; Forbes, K. and Moita, R. (2002), (eds) *Climate Change in Portugal. Scenarios, Impacts and Adaptation Measures – SIAM Project*, Gradiva, Lisbon.
- Santos, F. D. (2004). Alterações climáticas: situação actual e cenários futuros. *GeoINova—Revista do Departamento de Geografia e Planeamento Regional*, 9, 11, 32.
- Santos, F. D. & Miranda, P. (2006). *Alterações Climáticas em Portugal - Cenários, Impactos e Medidas de Adaptação - Projecto SIAM II: Gradiva, Lisboa, Portugal*. 500 pp.
- Santos, G.B. et al. (2012). Marcação e recaptura da curimatápioa (*Prochilodus costatus*) em um afluente do rio São Francisco e avaliação da necessidade de transposição de peixes na UHE Gafanhoto. In J.M. Lopes e F.O. Silva(Org.). *Transposição de peixes*. Belo Horizonte, p.35-58.

Santos, J. F.; Pulido-Calvo, I.; Portela, M. M. (2010). Spatial and temporal variability of droughts in Portugal. *Water Resources Research*, 46.3.

Santos, N.A., Siqueira, A.H.B., Melo, M.L.D. (2016). Precipitação sobre a América do Sul e suas relações com a Oscilação Multidecadal do Atlântico e a Oscilação do Atlântico Norte. ISSN: 1980-055x. *Revista Brasileira de Climatologia*, Campina Grande, PB, Ano 12 – Vol. 18.

Scanlon, B.R., Duncan, I., Reedy, R.C. (2013). Drought and the water–energy nexus in Texas. *Environmental Research Letters*, v. 8, n. 4, p. 045033.

Scipython. Two-dimensional interpolation with `scipy.interpolate.griddata`. Disponível em: <<https://scipython.com/book/chapter-8-scipy/examples/two-dimensional-interpolation-with-scipyinterpolategriddata/>>. Acesso em: 15 de ago. 2020.

SENE, E.; Moreira, J. C. (2010). Geografia geral do Brasil, volume 1: espaço geográfico e globalização: ensino médio. São Paulo: Scipione.

Silva, D.F., Galvêncio, J.D., Nóbrega, R.S. (2011). Influência da variabilidade climática e da associação de fenômenos climáticos sobre sub-bacias do rio São Francisco. *Revista Brasileira de Ciências Ambientais*, v. 19, p. 46-56.

Silva, Djane Fonseca (2013a). Influência Interdecadal (ODP e OMA) nas Cotas do Rio São Francisco. *Revista Brasileira de Geografia Física*, v.06, n.06, 1529-1538.

Silva, F.S. (2013b). Ondas Atmosféricas Equatorialmente Confinadas e Eventos de Seca na Região Nordeste do Brasil. 2013. 59 p. Dissertação (Mestrado Acadêmico em Ciências) - Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas da Universidade de São Paulo - USP, São Paulo.

Silveira, C.S., Souza Filho, F.D.A., Costa, A.A., Cabral, S.L. (2013). Avaliação de desempenho dos modelos do CMIP5 quanto à representação dos padrões de variação da precipitação no século XX sobre a região nordeste do Brasil, Amazônia e bacia da prata e análise das projeções para o cenário RCP8.5. *Revista Brasileira de Meteorologia*, 28(3), 317-330.

Silveira, C.S., Alexandre, A.M.B., Souza Filho, F.A., Vasconcelos Junior, F.C. and Cabral, S.L. (2017). Monthly streamflow forecast for National Interconnected System (NIS) using Periodic Auto-regressive Endogenous Models (PAR) and Exogenous (PARX) with climate information. *RBRH*, 22, e30. <https://dx.doi.org/10.1590/2318-0331.011715186>.

Silveira, C.S.; Vasconcelos Junior, F.C.; Souza Filho, F.A.; Guimarães, S. O.; Marcos Junior, A. D.; dos Reis, G. N. L.; Porto, V. C. (2019). Performance evaluation of AR5-CMIP5 models for the representation of seasonal and multi-annual variability of precipitation in Brazilian hydropower sector basins under RCP8. 5 scenario. *Hydrological Sciences Journal*, 64(11):1279-1296. DOI: [10.1080/02626667.2019.1612521](https://doi.org/10.1080/02626667.2019.1612521).

Simões, T., & Estanqueiro, A. (2000). EOLOS–Base de dados do potencial energético do vento em Portugal. CD-ROM), INETI, Agosto.

Smit, B., & Wandel, J. (2006). Adaptation, adaptive capacity and vulnerability. *Global environmental change*, 16(3), 282-292.

SNIRH - Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos (2009). Governo Federal de Portugal. Ministério do Ambiente, do Ordenamento do Território e do Desenvolvimento Regional. Disponível em: <<https://snirh.apambiente.pt/snirh/>>. Acesso em: ago/2020.

SNIRH - Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos (2020a). Água em Portugal. Governo Federal de Portugal. Ministério do Ambiente, do Ordenamento do Território e do Desenvolvimento Regional. Disponível em:

<https://snirh.apambiente.pt/junior/trabalhos_escolas/flavioferreiracinfaes/Ana_Rita_Diogo/Agua%20em%20Portugal.htm>. Acesso em: ago/2020.

SNIRH - Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos (2020b). Dados de Base das Estações da Rede Meteorológica. Ministério do Ambiente, do Ordenamento do Território e do Desenvolvimento Regional. Disponível em: <<https://snirh.apambiente.pt/index.php?idMain=2&idItem=1&objCover=920123704&objSite=920685506>>. Acesso em: ago/2020.

Steffen, W. et al. (2004). *Global change and the earth system: a planet under pressure*. New York: Springer.

Strahler, A. N. (1952). Hypsometric (area-altitude) analysis of erosional topography. *Geological Society of America Bulletin*, 63(11), 1117-1142.

Strahler, A. N. (1957). Quantitative analysis of watershed geomorphology. *Eos, Transactions American Geophysical Union*, 38(6), 913-920.

Swart, N. C. et al. (2019). The Canadian Earth System Model version 5 (CanESM5 . 0 . 3). v. 5, p. 4823–4873.

Torrence, C., Compo, G.P. (1998). A practical guide to wavelet analysis. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 79 (1): 61-78.

Trewartha, G. T. (1961). *The earth's problem climates* (No. 551.59 T817). University of Wisconsin Press.

Tucci, C. E., & Mendes, C. A. (2006). *Avaliação ambiental integrada de bacia hidrográfica*. Ministério do Meio Ambiente, Brasil, Governo Federal.

UNESCO (2003). *Água para todos, água para la vida*. Paris, 36 p.

UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change. El Acuerdo de París. Disponível em: <<https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/el-acuerdo-de-paris>>. Acesso em: 10 set. 2020.

Van Vliet, M.T., Wiberg, D., Leduc, S., & Riahi, K. (2016). Power-generation system vulnerability and adaptation to changes in climate and water resources. *Nature Climate Change*, 6(4), 375-380.

Varejão-Silva, M. A. (2000). *Meteorologia e climatologia*. Brasília: INMET.

Venegas, S.A., Mysak, L.A., Straub, D.N. (1997). Atmosphere–ocean coupled variability in the South Atlantic. *Journal of Climate*, v. 10, n. 11, p. 2904-2920.

Veríssimo, C. F. S. (2010). *Conflitos emergentes na gestão da água*. Dissertação de Mestrado. Departamento de Ciências e Engenharia do Ambiente, Faculdade de Ciências e Tecnologia. Universidade Nova de Lisboa. 134p.

Vieira, A. D. R. (2006). *Cadernos de Educação Ambiental Água para a Vida, Água para Todos: Livro das Águas*. Brasília: WWF-Brasil. 72p. ISBN 85-86440-18-3.

Vieira, R.; Neto, J.; Silva, Á. (2008). *RADIAÇÃO SOLAR GLOBAL ANUAL PORTUGAL CONTINENTAL*. 10.13140/RG.2.2.31629.18402.

Vilani, M.T., Sanches, L. (2013). Análise de Fourier e Wavelets aplicada à temperatura do ar em diferentes tipologias de ocupação. *Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental*, v.17, n.12, p.1340–1346.

WWAP - UNITED NATIONS WORLD WATER ASSESSMENT PROGRAMME (2015). The United Nations World Water Development Report 2015: water for a sustainable world. Paris: UNESCO.

Wenzel, G. M. (2007). PROJETO AERODINÂMICO DE PÁS DE TURBINAS EÓLICAS DE EIXO HORIZONTAL. PUC-RS. Porto Alegre, p. 76.

WOB BEN Windpower (2020). Apresentação da empresa. Disponível em:<<http://www.wobben.com.br/empresa/wobben/apresentacao-da-empresa/>>. Acesso em: 07 out. 2020.

Zhang, Y., Wallace, J.M., Battisti, D. (1997). ENSO-like interdecadal variability: 1900-93, Journal of Climate, v.10, p.1004-1020.

Zhou, Jiayu; Lau, K.M. (1998). Does a monsoon climate exist over South America?. Journal of climate, v. 11, n. 5, p. 1020-1040.

Zucco, E., & Costa, F. D. S. (2013). Recursos hídricos compartilhados: as relações Luso-Espanholas no primeiro ciclo de planeamento.

7. ANEXOS E APÊNDICES

7.1 ANEXOS

7.1.1 ANEXO I

7.1.2 ANEXO II

7.1.3 ANEXO III

7.1.4 ANEXO IV

7.1.5 ANEXO V

7.1.6 ANEXO VI

7.1.7 ANEXO VII

7.1.8 ANEXO VIII

7.1.9 ANEXO IV

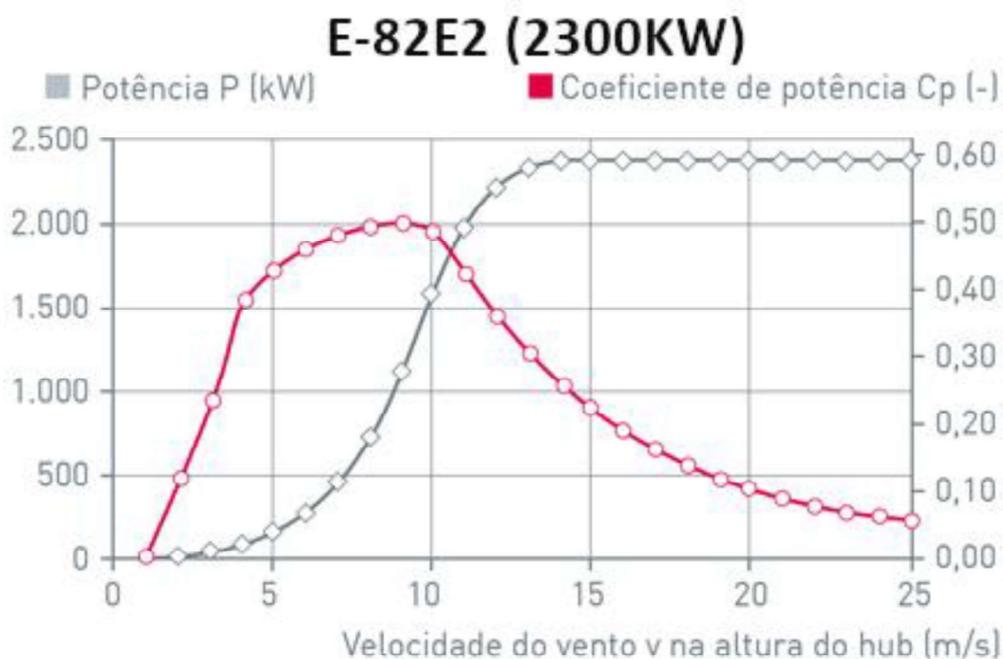
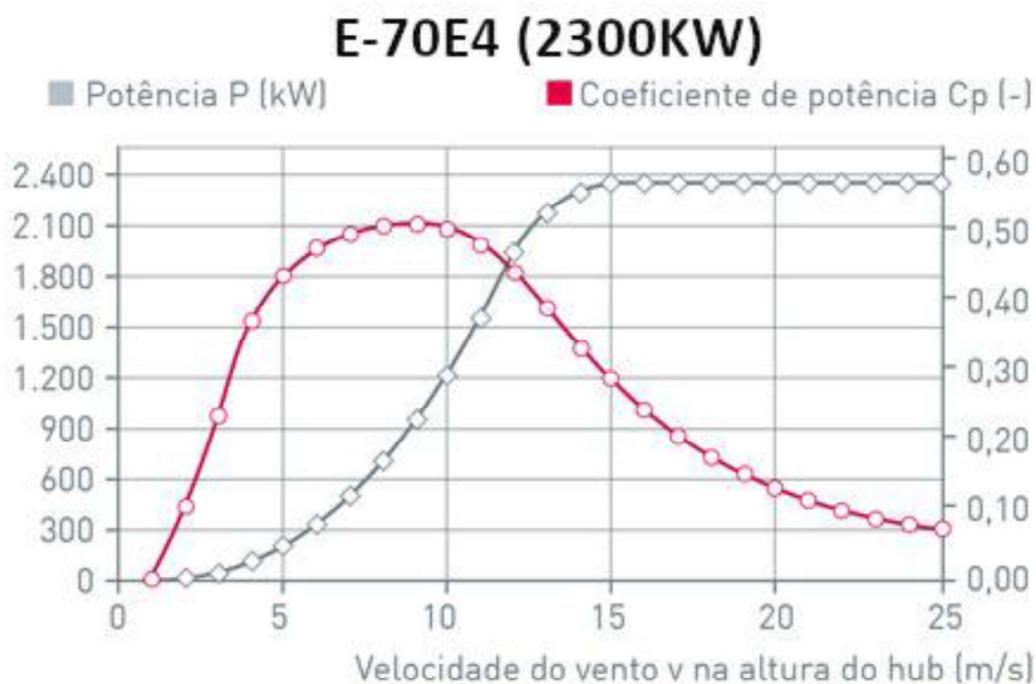
7.2 APÊNDICE

7.2.1 APÊNDICE I

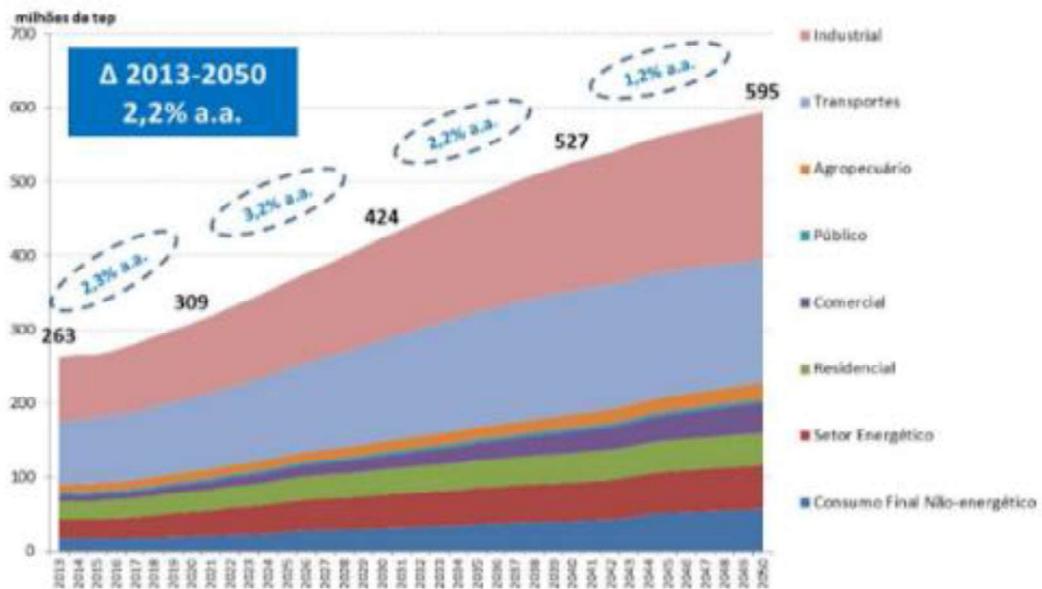
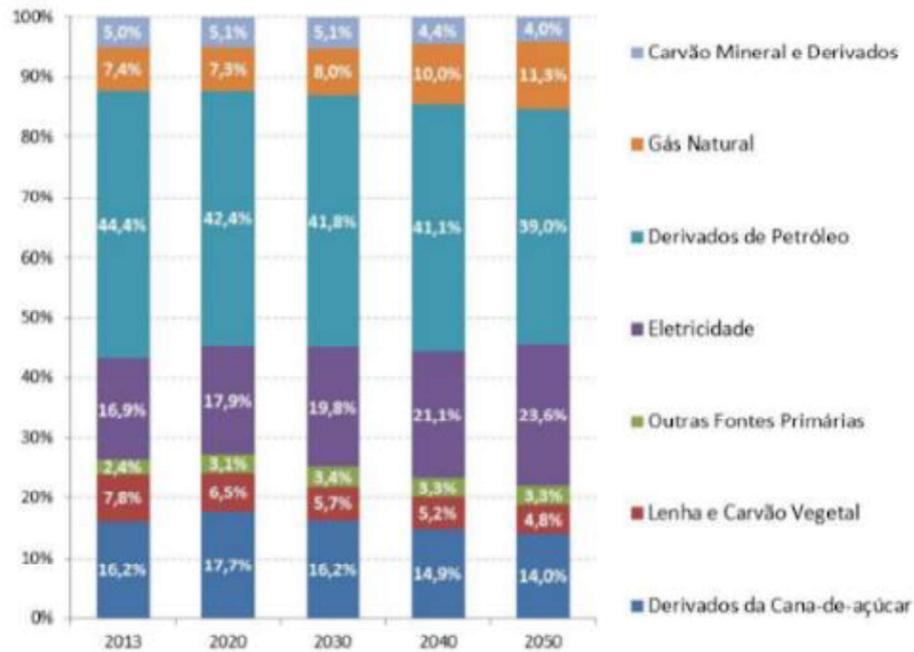
7 ANEXOS E APÊNDICES

7.1 ANEXOS

7.1.1 ANEXO I



7.1.2 ANEXO II



7.1.3 ANEXO III

Quadro 7 – Número de centrais entre as décadas de 30 e 90

Ano	1930 ⁽¹⁾	1940 ⁽¹⁾	1950 ⁽¹⁾	1960 ⁽¹⁾	1970 ⁽¹⁾	1980 ⁽¹⁾	1990 ⁽¹⁾
Total⁽¹⁾							
N.º Centrais	395	660	632	418	332	56	67
MW	150,4	280,8	345,2	1305,0	2186,3	3900	6624
GWh	260,0	460,0	941,8	3263,5	7294,2	14064	26467
Hidráulicas⁽²⁾							
N.º de Centrais	75	109	113	117	115	50	60
MW < 5	73	106	106	93	78	22	27
5 < MW < 10	2	3	7	7	7	4	4
10 < MW < 50	-	-	-	10	20	8	9
50 < MW	-	-	-	7	10	16	20
MW	36,6 (24%)	83,5 (30%)	152,8 (44%)	1086,2 (81%)	1556,3 (71%)	2268 (58%)	3009 (46%)
GWh	89,3 (34%)	176,7 (39%)	436,8 (46%)	3104,8 (95%)	5786,6 (79%)	7847 (57%)	9186 (35%)
Térmicas⁽¹⁾							
N.º de Centrais	320	551	519	301	217	6	7
MW < 5	317	544	512	288	302	-	-
5 < MW < 10	3	7	7	7	7	-	-
10 < MW < 50	-	-	-	5	6	1	-
50 < MW	-	-	-	1	2	5	7
MW	113,8 (76%)	197,3 (70%)	192,4 (56%)	246,8 (19%)	630,0 (29%)	1632 (42%)	3555 (54%)
GWh	170,7 (66%)	281,3 (61%)	504,8 (54%)	158,6 (5%)	1504,6 (21%)	6117 (43%)	17281 (65%)
Voltagem	35,3	54,0	98,3	338,9	690,8	1540	2510
Taxa anual média de crescimento		4,3%	6,3%	13,1%	7,4%	6,4%	5%

⁽¹⁾ Fonte: DGRE (números nacionais)
⁽²⁾ Fonte: EDP (números apenas do sistema explorado pela EDP)

Nas Figuras III e IV apresentam-se as evoluções das potências instaladas e das produções de energia eléctrica no período compreendido entre 1930 e 1990 e, na Figura V, a evolução da potência instalada por tipo de central durante a década de 80.

Figura III – Potência instalada

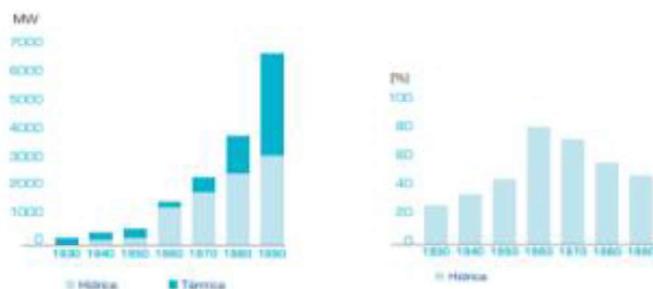


Figura IV – Produção de energia eléctrica

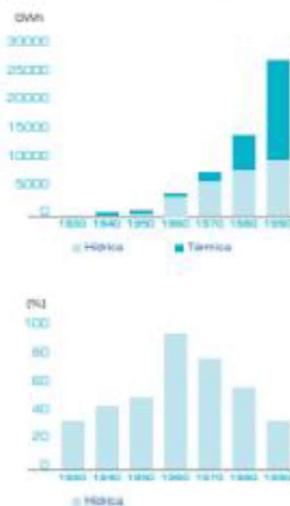
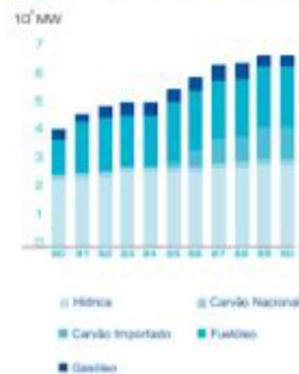


Figura V – Sistema electroprodutor da EDP: evolução da potência instalada





Quadro 7.2
Potência instalada em aproveitamentos hidroeléctricos (2007-2020)

HORIZONTES E APROVEITAMENTOS HIDROELÉCTRICOS		POTÊNCIA A INSTALAR POR APROVEITAMENTO (MW)	POTÊNCIA TOTAL INSTALADA EM 2020 (MW)
METAS DEFINIDAS PELO GOVERNO.....			7 000
SITUAÇÃO ACTUAL (FINAL DE 2006)	TOTAL INSTALADO (existentes final 2006).....		~ 4 950
	Diferença em relação às metas.....		2 050
APROVEITAMENTOS EM FASE DE IMPLEMENTAÇÃO (reforços de potência e novos aproveitamentos)	Picote II	231	~ 910
	Beimposta II	178	
	Alqueva II	260	
	Baixo Sabor	170	
	Ribeirão	70	
	TOTAL GERAL APROVEITAMENTOS EM CURSO.....		~ 5 860
Diferença em relação às metas.....		-1 140	
APROVEITAMENTOS SELECIONADOS PARA O PNBEFH	Foz Tua	234	~ 1 100
	Fridão	163	
	Padroeiros	113	
	Gouvães	112	
	Daivões	109	
	Alto Tâmega (Vidago)	90	
	Almoural	78	
	Pinhosão	77	
	Girabolhos	72	
	Alvão	48	
	TOTAL GERAL APÓS O "PNBEFH".....		

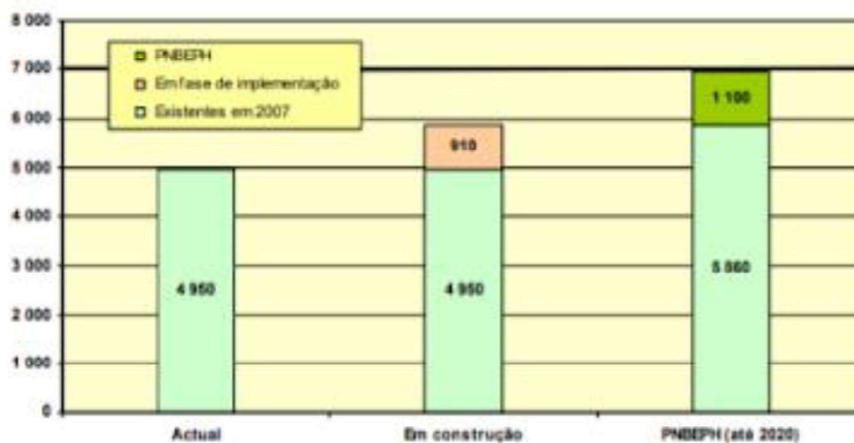


Figura 7.2
Potência total instalada em aproveitamentos hidroeléctricos (2007-2020)

7.1.4 ANEXO IV

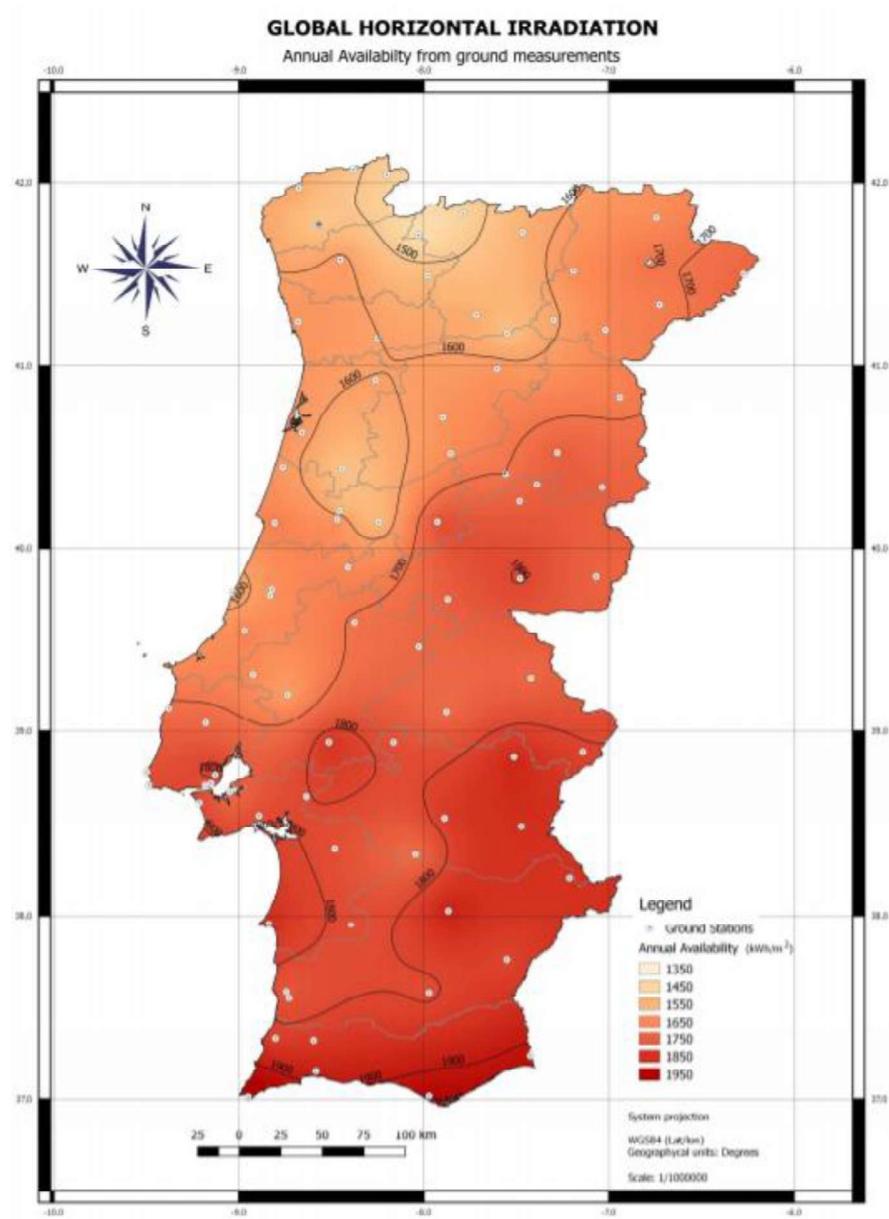


Figura 4 - Disponibilidade anual de radiação solar global (kWh/m^2).



Potencial Hidrelétrico Brasileiro em cada Estágio por Estado (valores em MW)

Dezembro de 2018 - Fonte: Sipot Eletrobras

UF	Total Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Total Geral
AC	1.058,00	62,50	0,00	0,00	0,00	0,00	1.120,50
AL	17,20	12,63	1.165,00	0,00	0,00	1.582,25	2.777,08
AM	12.677,00	7.216,10	0,00	7,03	0,00	274,96	20.175,09
AP	360,00	1.059,70	66,00	7,50	0,00	735,15	2.228,35
BA	324,48	1.590,99	3.037,90	382,17	0,00	6.869,51	12.205,05
CE	0,00	3,45	0,00	17,57	0,00	4,00	25,02
DF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	30,00
ES	213,30	627,12	0,00	54,19	0,00	557,91	1.452,52
GO	2.066,05	4.073,30	405,00	87,09	0,00	5.794,55	12.425,99
MA	292,00	430,31	894,00	2,50	0,00	663,18	2.281,99
MG	2.489,90	7.031,21	835,10	768,43	46,75	12.763,95	23.935,34
MS	842,51	953,07	0,00	761,40	10,44	3.664,38	6.231,80
MT	5.588,00	11.131,08	75,00	304,83	764,32	3.331,62	21.194,85
PA	5.154,00	23.047,63	930,00	711,84	0,00	21.180,60	51.024,07
PB	5,50	2,10	0,00	0,00	0,00	3,52	11,12
PE	0,00	303,88	500,00	22,12	0,00	757,77	1.583,77
PI	0,00	101,00	230,00	0,00	0,00	118,65	449,65
PR	1.471,68	3.829,39	1.610,83	936,72	350,20	16.104,35	24.303,17
RJ	545,20	843,73	130,00	143,80	9,60	1.474,40	3.146,73
RN	0,00	2,15	0,00	0,00	0,00	0,00	2,15
RO	3.183,79	477,13	0,00	57,10	30,00	7.774,18	11.522,20
RR	4.262,00	1.301,30	324,00	0,00	0,00	5,00	5.892,30
RS	1.745,10	3.515,16	146,00	356,97	0,00	4.537,38	10.300,61
SC	395,72	2.065,52	146,00	443,75	153,77	4.195,91	7.400,67
SE	0,00	0,00	1.165,00	0,00	0,00	1.581,00	2.746,00
SP	770,00	942,80	2.154,00	232,58	0,00	11.089,17	15.188,55
TO	156,60	2.151,08	1.824,00	127,00	0,00	2.327,48	6.586,16
Totais	43.618,03	72.774,33	15.637,83	5.424,59	1.365,08	107.420,87	246.240,73



Potencial Hidrelétrico Brasileiro em cada Estágio por Regiões (valores em MW)

Dezembro de 2018 - Fonte: Sipot Eletrobras

Região	Total Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Total Geral
Norte	26.851,39	35.315,44	3.144,00	910,47	30,00	32.297,37	98.548,67
Nordeste	639,18	2.446,51	6.991,90	424,36	0,00	11.579,88	22.081,83
Sudeste	4.018,40	9.444,86	3.119,10	1.199,00	56,35	25.885,43	43.723,14
Centro-Oeste	8.496,56	16.157,45	480,00	1.153,32	774,76	12.820,55	39.882,64
Sul	3.612,50	9.410,07	1.902,83	1.737,44	503,97	24.837,64	42.004,45
Total Geral	43.618,03	72.774,33	15.637,83	5.424,59	1.365,08	107.420,87	246.240,73

7.1.6 ANEXO VI

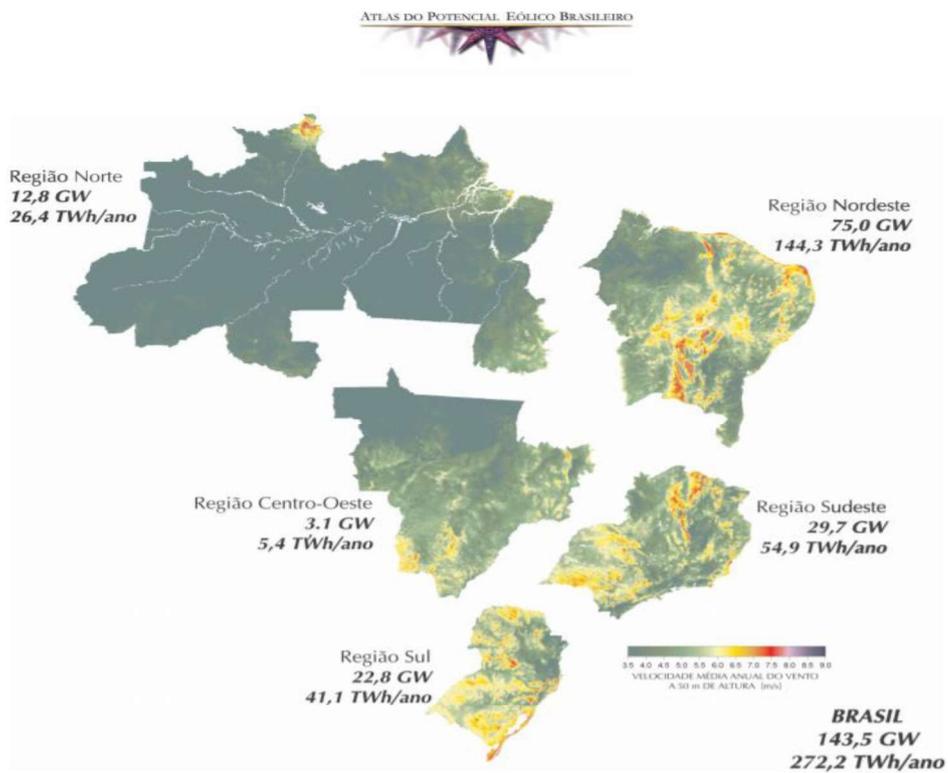
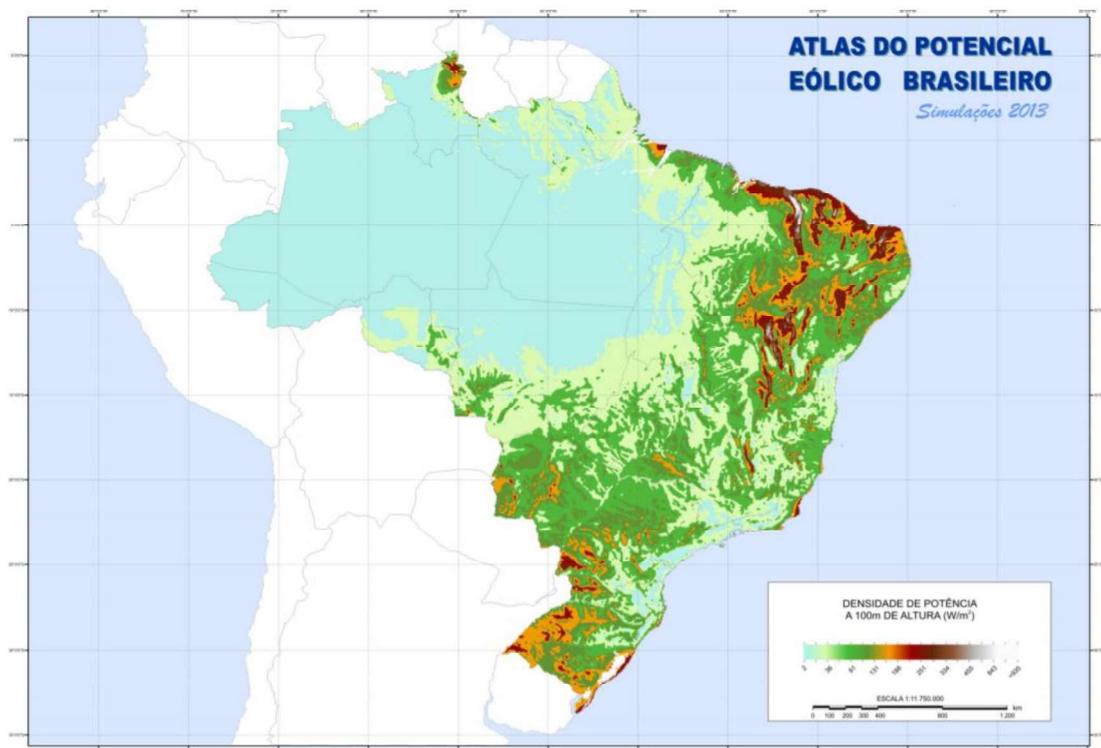
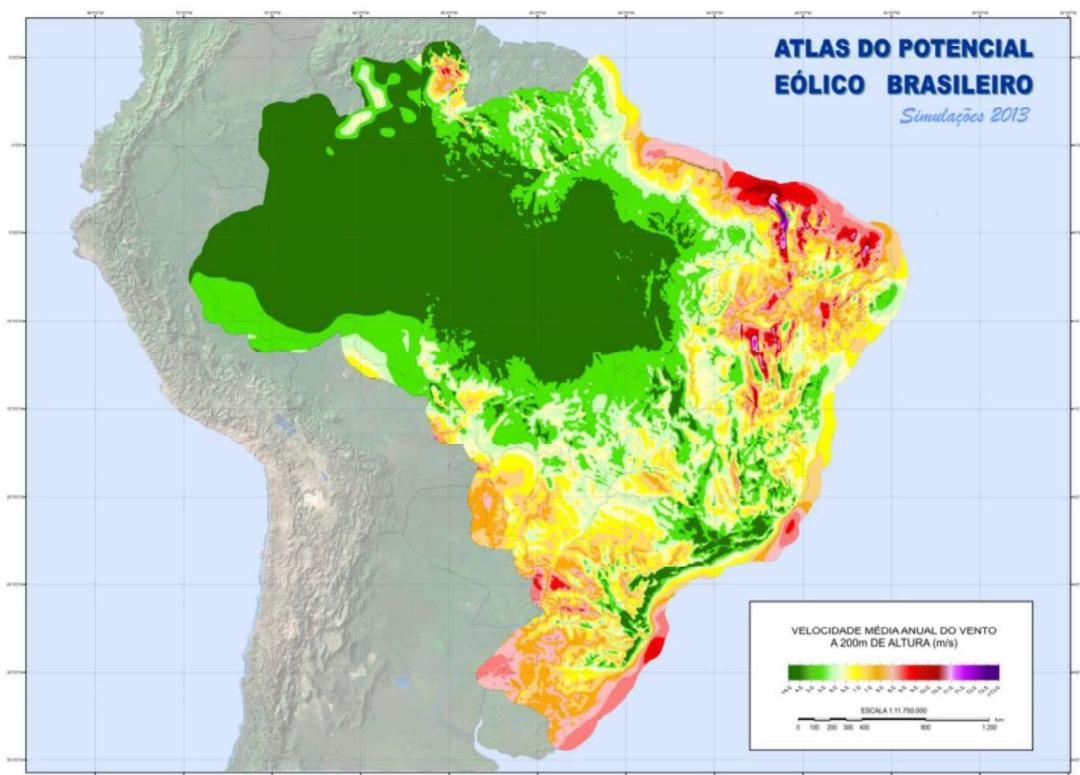
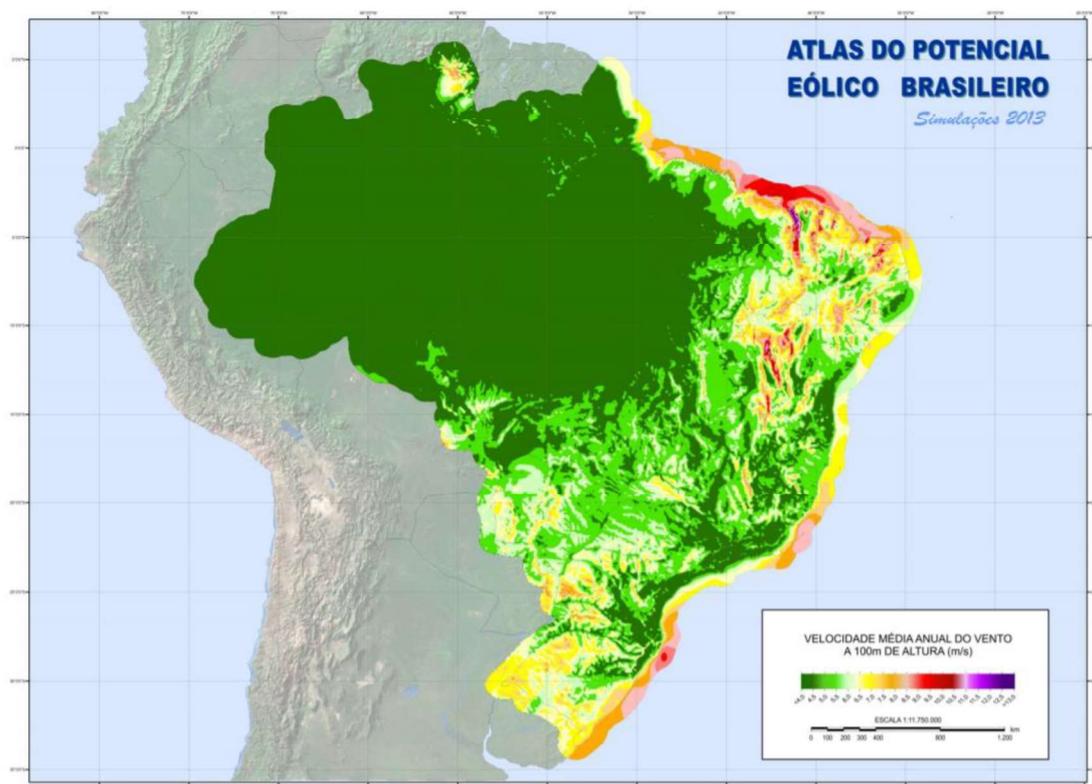


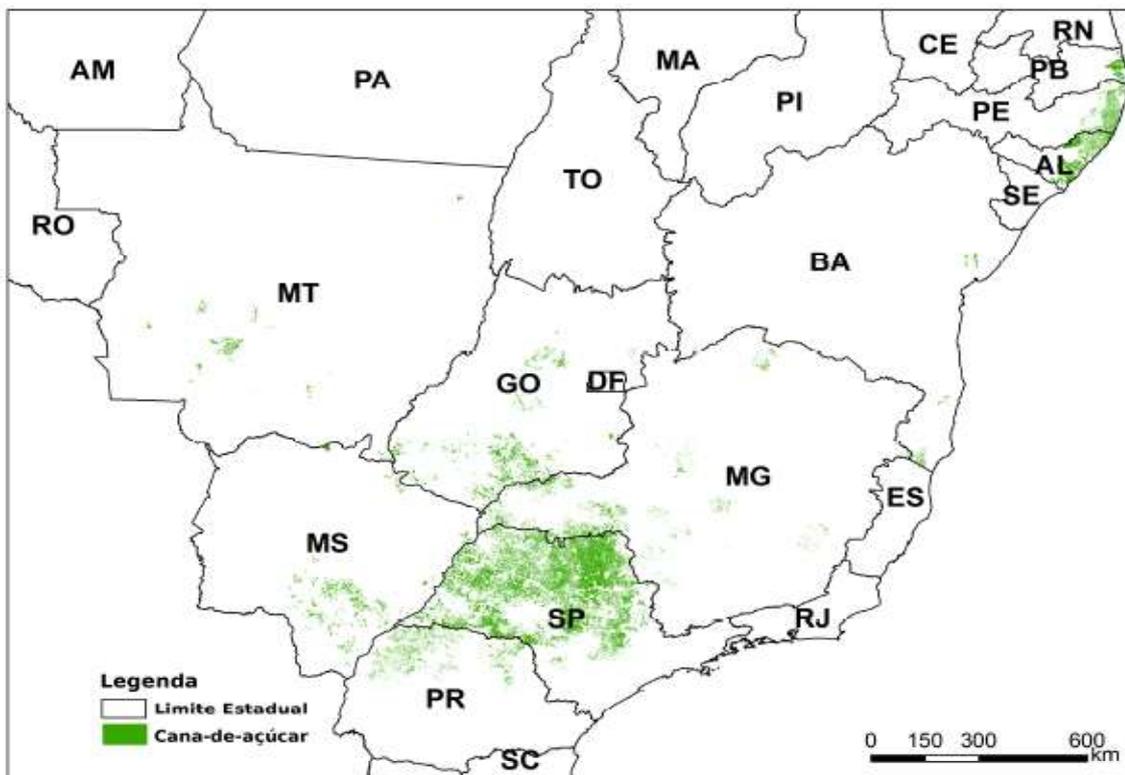
Figura 5.1 – Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s



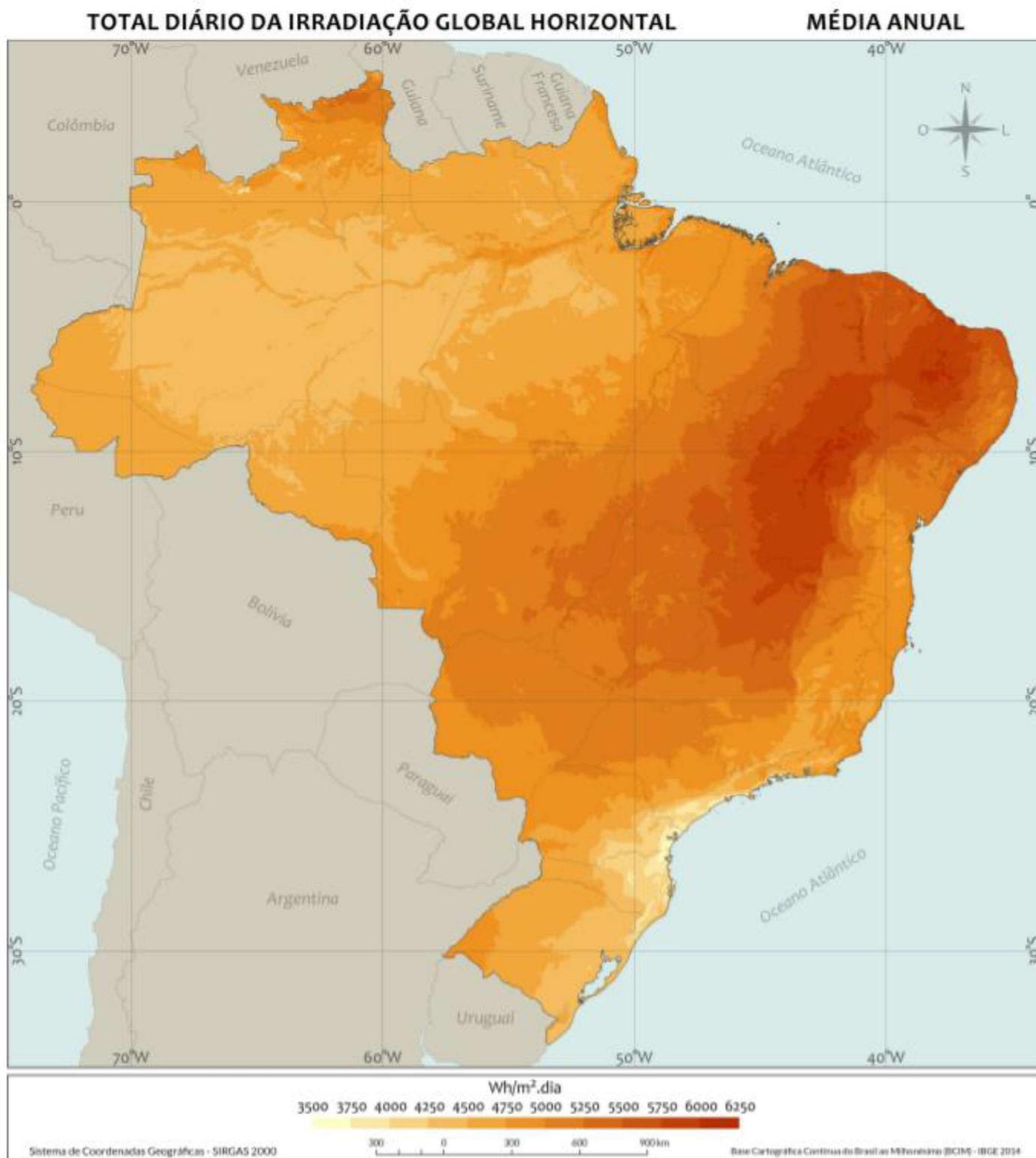


7.1.7 ANEXO VII

	2005/ 2006	2006/ 2007	2007/ 2008	2008/ 2009	2009/ 2010	2010/ 2011	2011/ 2012	2012/ 2013	2013/ 2014	2014/ 2015	2015/ 2016
Produção (em mil ton)	265.543	284.825	340.510	345.657	362.664	361.723	305.636	330.694	372.805	341.589	348.362
Produtividade (kg/ha)	84.390	86.620	89.040	89.040	87.815	83.021	69.938	74.827	81.899	72.900	74.945
Etanol Total (em mil litros)	10.355. 179,9	10.639. 251,4	13.754. 176,3	16.223. 608,0	14.918. 525,0	15.465. 605,0	12.006. 823,0	12.198. 507,7	14.384. 846,0	14.152. 974,7	13.611. 830,4



7.1.8 ANEXO VIII



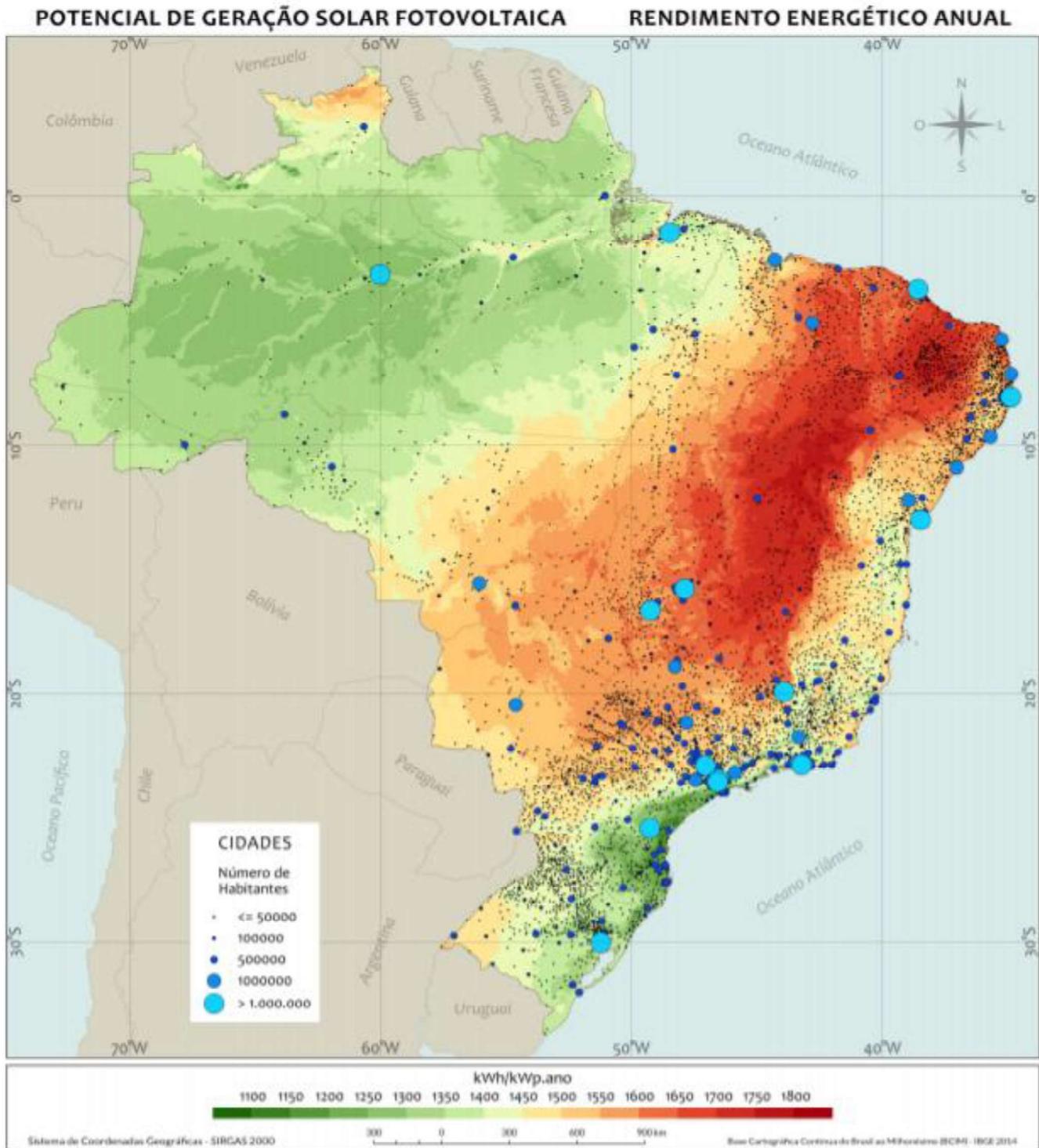


Figura 52. Mapa do potencial de geração solar fotovoltaica em termos do rendimento energético anual para todo o Brasil (medido em kWh/kWp.ano no perfil de cores), admitindo uma taxa de desempenho de 80% para geradores fotovoltaicos fixos e distribuição da população brasileira nas cidades.

7.1.9 ANEXO IX

Bacia	Total estimado (MW)	Inventariado (MW)	Viabilidade (MW)	Projeto básico (MW)	Construção (MW)	Operação (MW)	Total Geral (MW)
Amazonas	30594,79	38537,84	774	997,98	783,88	23246,43	94934,92
Tocantins	1874,6	8383,36	3258	167,19	0	13252,68	26935,83
Atlântico Norte/Nordeste	706,7	871,01	466	49,69	0	812	2905,4
São Francisco	1560,98	3649,12	6355,1	254,81	0	10785,75	22605,76
Atlântico Leste	1422,5	5759,17	440,9	881,73	27,6	5455,35	13987,25
Paraná	5085,7	9644,84	1833,83	2189,64	399,83	43635,56	62789,4
Uruguai	341,7	4058,56	292	473,02	148,4	6415,18	11728,86
Atlântico Sudeste	2031,06	1870,37	2218	410,54	5,37	3817,91	10353,25
Total	43618,03	72774,27	15637,83	5424,6	1365,08	107420,86	246240,67

Velocidade (m/s)	Batimetria (m)			
	0-20	20-50	50-100	>100
>6,0	628	641	531	9100
>6,5	522	591	467	8420
>7,0	276	421	237	5833
>7,5	129	209	159	4014
>8,0	100	147	137	2056
>8,5	62	81	87	993
>9,0	15	28	7	399
>9,5	3	2	1	11

País	Carvão (ton)	Gás natural (10 ² Nm ³)	Petróleo bruto (ton)
Angola			2476761
Arábia Saudita			1245295
Argélia		424280	1130448
Azerbaijão			1113065
Brasil			1074503
Catar		618945	
Colômbia	1958879		
Espanha	14018	255396	
EUA	615152	1227741	
Guiné Equatorial			402129
Iraque			548181
Nigéria		3069672	515866
Países Baixos		83634	
República do Congo			357049
Rússia	165665	91831	1209560
Trinidade e Tobago		113257	
Outros países			1177602

7.2 APÊNDICES

7.2.1 APÊNDICE I

Tabela

Década	Potência (MW)
1990-2000	3069
2000-2010	4945
2010-2020	7100
Projetado	10000

Tabela

	2018 (TWh)	2050 (TWh)
Eólica	12,5	22
Solar fotovoltaica	0,9	17
Hidrelétricas	13,5	17,6
Total renováveis	26,9	56,6
Total não renovável	26,9	0
Total geral	53,8	56,6