



**INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA**  
**Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação**



## **Riscos e Incerteza das Fontes Renováveis na Produção de Energia Elétrica**

**DIOGO JOSÉ DA SILVA GOMES FERNANDES**  
(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em  
Engenharia Eletrotécnica – ramo de Energia

Orientadores:

Prof.<sup>a</sup> Cristina Inês Camus  
Assist. Eduardo Adelino Mateus Nunes Eusébio

Júri:

Presidente: Prof. Jorge Alberto Mendes de Sousa

Vogais:

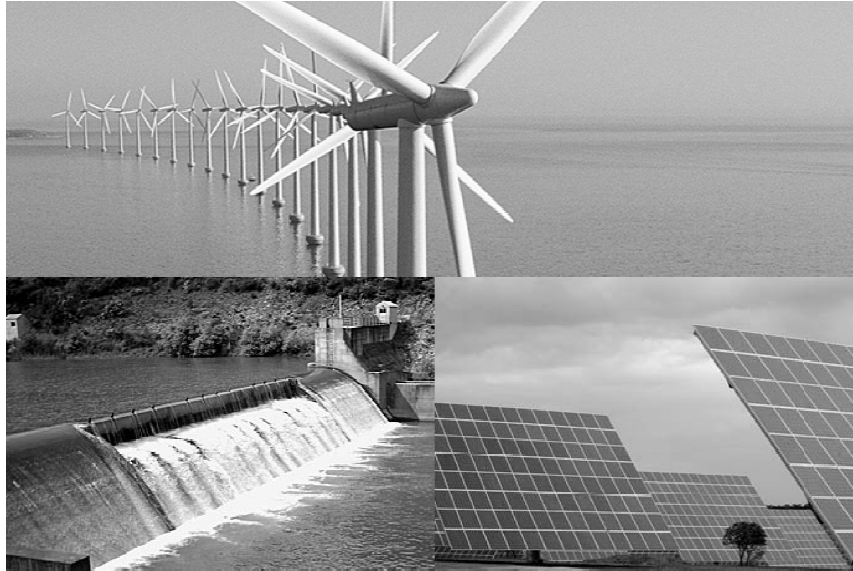
Prof.<sup>a</sup> Cristina Inês Camus  
Assist. Eduardo Adelino Mateus Nunes Eusébio  
Prof. Victor Manuel Fernandes Mendes

**Dezembro de 2013**





**INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA**  
**Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação**



## **Riscos e Incerteza das Fontes Renováveis na Produção de Energia Elétrica**

**DIOGO JOSÉ DA SILVA GOMES FERNANDES**  
(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em  
Engenharia Eletrotécnica – ramo de Energia

Orientadores:

Prof.<sup>a</sup> Cristina Inês Camus  
Assist. Eduardo Adelino Mateus Nunes Eusébio

Júri:

Presidente: Prof. Jorge Alberto Mendes de Sousa

Vogais:

Prof.<sup>a</sup> Cristina Inês Camus  
Assist. Eduardo Adelino Mateus Nunes Eusébio  
Prof. Victor Manuel Fernandes Mendes



**Dissertação realizada sob orientação de:**

**Doutora Cristina Inês Camus**

Professora Adjunta da Área Departamental  
de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação

**Mestre Eduardo Adelino Eusébio**

Equiparado a Assistente 2º Triénio da Área Departamental  
de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação









## Resumo

As empresas produtoras de energia elétrica de origem renovável deparam-se com um ambiente composto por inúmeras incertezas e riscos. Nesta dissertação elaborou-se uma análise de risco relativo às Fontes de Energia Renovável (FER), compondo vários cenários de incerteza, para que os agentes económicos possam decidir sobre um maior investimento num determinado portfólio mais diversificado. Foi efetuado a agregação de diferentes tipos de FER, onde foi possível medir e avaliar algumas dessas incertezas futuras, fornecendo assim aos decisores das empresas de FER indicadores sobre como executar um investimento numa determinada tecnologia renovável.

Nesta dissertação foi elaborado um estudo através da criação de um portfólio de FER que representa a aplicação mais eficiente da energia produzida, pelo que foi, posteriormente, efetuada a agregação de um portfólio de produção renovável (eólico, fotovoltaico e hídrica), com o objetivo de minimizar o desvio entre a energia efetivamente produzida por FER e o consumo, diminuindo o risco associado a estas fontes renováveis.

Perante os resultados obtidos, procurou-se então compor combinações possíveis de implantação de FER em Portugal Continental visando a otimização da relação entre o retorno e risco. Através do processo de formação de carteiras foi possível diluir o risco envolvido na aplicação destas mesmas tecnologias e, ainda assim, obter maior retorno.

Os resultados alcançados revelam que, precisamente, o uso de otimização da relação risco *versus* retorno pode causar o efeito diversificação da carteira de fontes renováveis em Portugal Continental, podendo assim o investidor apostar não apenas em certas tecnologias como têm sido efetuadas até este preciso momento mas, sim apostar em outras fontes renováveis em regime de pouco amadurecimento, que é o caso da energia solar fotovoltaica.

**Palavra-chave:** Fontes Renováveis; Teoria do Portfólio; Risco e Incerteza;



## **Abstract**

Companies producing electricity from renewable sources are faced with an environment composed of innumerable uncertainties and risks. In this dissertation it was elaborated an risk analysis of the renewable sources, composing various scenarios of uncertainty, so that an economic agent can decide on further investment in a particular and more diversified portfolio. It is noted that the aggregation was made of different types of renewable energy, where it was possible to measure and evaluate some of these future uncertainties, thus providing to decision makers of renewable sources companies indicators on how to run an investment in a particular renewable technology.

In this thesis a study was undertaken, by creating a portfolio of renewable energy that is more efficient in the implementation of the energy produced, so it was subsequently performed the aggregation of a portfolio of renewable generation (wind, photovoltaic and hydro), with the objective to minimize the deviation between the energy generated by renewable and the consumption, reducing the risk associated with these renewable sources.

Given the results, it was necessary to compose possible combinations in deployment of renewable sources in Portugal in order to optimize the relationship between the return and risk. Through the process of formation of portfolios it was possible to dilute the risk involved in applying these same technologies and still achieve higher returns.

The results achieved show that, precisely, that the use of optimizing the risk versus return can cause the effect of the diversification in the renewable portfolio, so the economic agent may not invest only in certain technologies such as have been made until this very moment but rather put money on other renewable sources under little maturity, which is the case of solar photovoltaics.

**Keywords:** Renewable Sources; Portfolio Theory; Risk and Uncertainty.



## **Agradecimentos**

Quero agradecer em primeiro lugar à minha orientadora, a Professora Cristina Camus pelo seu otimismo, sugestão do tema, constante orientação didática e académica sem a qual o desenvolvimento do estudo de um assunto tão vasto como a análise de risco perde o foco (interesse) com muita facilidade.

Ao meu orientador, o Professor Eduardo Eusébio quero agradecer pelo esclarecimento de dúvidas, tendo mostrado sempre uma enorme disponibilidade para me receber, pela confiança depositada e o enorme apoio dado para a conclusão desta dissertação.

De seguida gostaria de dedicar este trabalho e o incentivo dado ao longo destes anos aos meus pais, tia, irmã e avó, e agradecer pela ajuda incondicional, pelo amor e formação que deles recebi.

Um agradecimento ao centro de informações da Rede Elétrica Nacional (REN), por ter facultado dados de produção de energia eólica, fotovoltaica e mini-hídrica. Também de realçar o agradecimento ao engenheiro Luís Moreira da Eletricidade de Portugal (EDP) pela informação prestada sobre potência instalada de centrais fio de água.

Em último, mas não menos importante, quero agradecer aos meus colegas do mestrado em Engenharia Eletrotécnica no Ramo de Energia, em especial a Ricardo Soares e Pedro Alves, pela ajuda prestada para elaboração deste trabalho.



# Índice de Conteúdos

Capítulo 1 .....	1
1. Introdução .....	3
1.1. Enquadramento .....	3
1.2. Motivação .....	4
1.3. Objeto .....	4
1.4. Objetivo/Hipóteses de Estudo .....	5
1.5. Estrutura do Documento .....	6
1.6. Notação .....	6
Capítulo 2 .....	7
2. Estado de Arte .....	9
2.1. Panorama Energético em Portugal .....	9
2.1.1. Potência Instalada de FER .....	11
2.1.2. Produção de Energia Elétrica a partir de FER .....	14
2.1.3. Consumo de Energia Elétrica a partir de FER em Portugal .....	16
2.1.4. Futuro das FER .....	23
2.2. Caracterização das Tecnologias de FER .....	29
2.2.1. Energia Mini-Hídrica .....	29
2.2.2. Energia PRE Eólica .....	32
2.2.3. Energia Solar Fotovoltaica .....	36
2.3. Variabilidade e Intermitência das FER .....	38
2.4. Impacto das FER em Portugal .....	44
2.4.1. Impacto Macroeconómico das FER .....	45
2.4.2. Impacto Ambiental das FER .....	46
2.4.3. Impacto das FER na Dependência Energética .....	47
Capítulo 3 .....	49

3.	Análise de Risco.....	51
3.1.	Introdução .....	51
3.2.	Medidas de Tendência Central e Dispersão .....	52
3.2.1.	Retorno Esperado (ativo e carteira).....	52
3.2.2.	Desvio Padrão.....	53
3.2.3.	Variância .....	53
3.2.4.	Covariância.....	54
3.2.5.	Coefficiente de Correlação .....	54
3.3.	Teoria de Carteiras de Harry Markowitz .....	55
3.3.1.	Diversificação.....	58
3.3.2.	Fronteira Eficiente e MVP .....	60
3.3.3.	Curvas de Indiferença .....	61
3.3.4.	Carteira Ótima .....	63
	Capítulo 4.....	65
4.	Metodologia.....	67
4.1.	Modelos Utilizados para Um Ativo.....	71
4.1.1.	Retorno Esperado e Risco .....	72
4.1.2.	Coefficiente de Variação .....	73
4.1.3.	Covariância.....	74
4.1.4.	Coefficiente de Correlação .....	75
4.1.5.	Fator de Carga .....	76
4.2.	Modelos Utilizados para Carteira com Três Ativos .....	77
4.2.1.	Participação dos Ativos na Carteira.....	77
4.2.2.	Retorno Esperado e Risco .....	78
4.2.3.	Carteira Atual (ponto Q) .....	79
4.2.4.	Carteira de Mínima Variância (ponto MVP) .....	80
4.2.5.	Carteira Ótima .....	83



4.2.6. Nova Potência Instalada.....	87
Capítulo 5.....	89
5. Casos de estudo.....	91
5.1. Cenário Húmido (Ano 2010).....	92
5.1.1 Hídrica.....	92
5.1.2 PRE Eólico.....	93
5.1.3 PRE Fotovoltaica.....	94
5.1.4 Energia Renovável Total.....	95
5.1.5 Fator de Carga de FER.....	97
5.1.6 Portfólio de FER.....	98
5.1.7 Adequação ao Diagrama de Carga.....	106
5.2. Cenário Seco (Ano 2012).....	109
5.2.1 Hídrica.....	109
5.2.2 PRE Eólico.....	110
5.2.3 PRE Fotovoltaica.....	111
5.2.4 Energia Renovável Total.....	111
5.2.5 Fator de Carga de FER.....	112
5.2.6 Portfólio de FER.....	113
5.2.7 Adequação ao Diagrama de Carga.....	120
Capítulo 6.....	125
6.1 Conclusões.....	127
6.2 Trabalhos Futuros.....	129
Referências Bibliográficas.....	131
Apêndices.....	1
Apêndice 1 – Cenário Húmido.....	3
Apêndice 2 – Cenário Seco.....	17
Apêndice 3 – Programação Linear.....	31

3.1 – Média Horária.....	31
3.2 – Carteira MVP no Período 08h:00 – 18h:00 .....	32
3.3 – Carteira MVP para o Período 00h:00 – 08h:00 e entre as 18h:00 – 24h:00 .....	33
3.4 – Exemplo Carteira Ótima +5% $E_{Renovável}$ no Período 08h:00 – 18h:00.....	34
3.5 – Exemplo Carteira Ótima +5% $E_{Renovável}$ no Período 00h:00 – 08h:00 e entre as 18h:00 – 24h:00.....	36

## Índice de Tabelas

Tabela 2.1 – Evolução da potência instalada de FER entre 2004 e 2012 em Portugal (MW)	13
Tabela 2.2 – Evolução da energia anual entregue à rede por PRE em Portugal (GWh)	15
Tabela 2.3 – Evolução do consumo por tecnologia no período 2010 – 2012 em Portugal (GWh)	21
Tabela 2.4 – Evolução da percentagem de FER no consumo bruto de energia elétrica entre EM da UE no período 2004 – 2009	22
Tabela 2.5 – Diretiva Comunitária referente às metas e objetivos da UE para o horizonte 2020	23
Tabela 2.6 – Objetivos nacionais relativo à quota de FER para o horizonte 2020	24
Tabela 2.7 – Objetivos nacionais segundo ENE 2020 relativo à quota de FER	25
Tabela 2.8 – Previsão do Governo Português relativo às quotas setoriais e globais da energia proveniente de FER para o horizonte 2010, 2015 e 2020	28
Tabela 2.9 – Classificação das centrais mini-hídricas quanto à potência	30
Tabela 2.10 – Classificação das centrais mini-hídricas quanto à altura de queda	31
Tabela 3.1 – Descrição da covariância entre variáveis	54
Tabela 4.1 – Matriz de covariância dos retornos esperados para três ativos (hídrica, eólica e fotovoltaica)	74
Tabela 4.2 – Matriz de coeficiente de correlação entre os retornos esperados dos três ativos (hídrica, eólica e fotovoltaica)	76
Tabela 5.1 – Resumo dos resultados obtidos para o retorno esperado e desvio padrão no ano de 2010	96
Tabela 5.2 – Matriz de variâncias – covariâncias para a hora 13 no ano 2010	99
Tabela 5.3 – Matriz de variâncias – covariâncias para a hora 18 no ano 2010	99
Tabela 5.4 – Matriz de coeficientes de correlação para a hora 13 no ano 2010	99
Tabela 5.5 – Matriz de coeficientes de correlação para a hora 18 no ano 2010	99
Tabela 5.6 – Resultados obtidos da hora 13 para as diferentes carteiras no ano de 2010	104
Tabela 5.7 – Resultados obtidos da hora 18 para as diferentes carteiras no ano de 2010	104

Tabela 5.8 – Resultados obtidos para a energia e potência de cada ativo para as várias carteiras no período entre as 08h:00 e as 18h:00 referente ao ano de 2010	105
Tabela 5.9 – Resumo dos resultados obtidos para o retorno esperado e desvio padrão no ano de 2012	112
Tabela 5.10 – Matriz de variâncias – covariâncias para a hora 13 no ano 2012	114
Tabela 5.11 – Matriz de variâncias – covariâncias para a hora 18 no ano 2012	114
Tabela 5.12 – Matriz de coeficientes de correlação para a hora 13 no ano 2012	114
Tabela 5.13 – Matriz de coeficientes de correlação para a hora 18 no ano 2012	114
Tabela 5.14 – Resultados obtidos da hora 13 para as diferentes carteiras no ano de 2012	119
Tabela 5.15 – Resultados obtidos da hora 18 para as diferentes carteiras no ano de 2012	119
Tabela 5.16 – Resultados obtidos para a energia e potência de cada ativo para as várias carteiras no período entre as 08h:00 e as 18h:00 referente ao ano de 2012	119

# Índice de Figuras

Figura 2.1 – Evolução da produção de eletricidade por recurso em Portugal (Adaptado [8]).	9
Figura 2.2 – Repartição da produção elétrica no período 2011 – 2012 em Portugal [9].	10
Figura 2.3 – Evolução da potência instalada em Portugal no período entre 2003 e 2012 [9].	12
Figura 2.4 – Evolução da energia produzida a partir de PRE em Portugal [17].	14
Figura 2.5 – Evolução do consumo final de energia final por setor consumidor em Portugal [19].	16
Figura 2.6 – Consumo final de energia por setores em 2008 e 2009 em Portugal [20].	17
Figura 2.7 – Consumo das fontes de energia para cada setor de atividade em 1973 e 2009 [21].	18
Figura 2.8 – Evolução da satisfação do consumo de energia elétrica por tecnologia no período 2003–2012 em Portugal (TWh) [9].	20
Figura 2.9 – Percentagem de fontes renováveis no consumo bruto de energia elétrica nos estados membros da UE-27 em 2009 [25].	22
Figura 2.10 – Estratégia Nacional para a Energia proposta pelo Governo Português [26].	24
Figura 2.11 – Vagas de desenvolvimento da política das renováveis em Portugal [26].	25
Figura 2.12 – Evolução expectável do sistema electroprodutor em Portugal no período 2009 – 2020 [28].	27
Figura 2.13 – Produção de energia elétrica em Portugal no período 1999 – 2020 [29].	27
Figura 2.14 – Tecnologias de produção de energia elétrica por fonte.	29
Figura 2.15 – Recursos hídricos inventariados, potencial disponível em Portugal [13].	32
Figura 2.16 – Evolução dos aerogeradores desde 1985 até 2005 [36].	33
Figura 2.17 – Evolução da capacidade geradora eólica acumulada em Portugal (MW) [39].	35

Figura 2.18 – Exemplo genérico de uma célula fotovoltaica [41].....	36
Figura 2.19 – Mapa de radiação solar em Portugal comparada com a Europa [44].....	38
Figura 2.20 – Índice de produtividade eólica no horizonte 2003–2012 em Portugal [9].....	40
Figura 2.21 – Índice de produtividade hidroelétrica no horizonte 2003 – 2012 em Portugal [9].....	42
Figura 2.22 – Percentagem da dependência energética de Portugal no período 2000 – 2009 [55].....	47
Figura 3.1 – Coeficiente de correlação em diferentes situações [57].	55
Figura 3.2 – Redução do risco pela diversificação [67].....	59
Figura 3.3 – Efeito da diversificação do risco, carteira com múltiplos ativos [68].....	61
Figura 3.4 – Plano risco <i>versus</i> retorno com curvas de indiferença [58].....	62
Figura 3.5 – Markowitz, risco <i>versus</i> retorno segundo a carteira ótima [70] [66].	64
Figura 4.1 – Etapas da metodologia proposta para a presente dissertação. ....	68
Figura 4.2 – Exemplo de uma carteira ótima para a situação de +5% $E_{Renovável}$ . ....	85
Figura 5.1 – Potência instalada e potência entregue à rede pelas centrais de fio de água e PRE hidráulico no ano de 2010 em média horária. ....	93
Figura 5.2 – Potência instalada e potência entregue à rede por PRE eólico no ano de 2010 em intervalo de tempo horário. ....	94
Figura 5.3 – Potência instalada e potência entregue à rede por PRE fotovoltaica no ano de 2010 em intervalo de tempo horário. ....	95
Figura 5.4 – Potência média horária entregue à rede por hídrica, PRE Eólico e PRE fotovoltaica no ano de 2010. ....	96
Figura 5.5 – Diagrama de fator de carga de hídrica, PRE eólico e PRE fotovoltaica no ano 2010 em intervalo de tempo horário.....	97
Figura 5.6 – Portfólios de FER correspondente à hora 8 no ano de 2010. ....	100
Figura 5.7 – Portfólios de FER correspondente à hora 9 no ano de 2010. ....	101
Figura 5.8 – Portfólios de FER correspondente à hora 10 no ano de 2010.....	101
Figura 5.9 – Portfólios de FER correspondente à hora 11 no ano de 2010.....	101
Figura 5.10 – Portfólios de FER correspondente à hora 12 no ano de 2010.....	102
Figura 5.11 – Portfólios de FER correspondente à hora 13 no ano de 2010.....	102
Figura 5.12 – Portfólios de FER correspondente à hora 14 no ano de 2010.....	102
Figura 5.13 – Portfólios de FER correspondente à hora 15 no ano de 2010.....	103
Figura 5.14 – Portfólios de FER correspondente à hora 16 no ano de 2010.....	103

Figura 5.15 – Portfólios de FER correspondente à hora 17 no ano de 2010.....	103
Figura 5.16 – Portfólios de FER correspondente à hora 18 no ano de 2010.....	104
Figura 5.17 – Diagrama de carga do consumo e produção de energia para a carteira +5% de energia renovável em cenário húmido.....	106
Figura 5.18 – Diagrama de carga do consumo e produção de energia para a carteira +10% de energia renovável em cenário húmido.....	107
Figura 5.19 - Diagrama de carga do consumo e produção de energia para a carteira +15% de energia renovável em cenário húmido. ....	107
Figura 5.20 – Diagrama de carga do consumo e produção de energia para a carteira +20% de energia renovável em cenário húmido.....	107
Figura 5.21 – Potência instalada e potência entregue à rede pelas centrais de fio de água e PRE hidráulico no ano de 2012 em média horária. ....	109
Figura 5.22 – Potência instalada e potência entregue à rede por PRE eólico no ano de 2012 em intervalo de tempo horário. ....	110
Figura 5.23 – Potência instalada e potência entregue à rede por PRE fotovoltaica no ano de 2012 em intervalo de tempo horário. ....	111
Figura 5.24 – Potência média horária entregue à rede por Hídrica, PRE Eólico e PRE fotovoltaica no ano de 2012. ....	112
Figura 5.25 – Diagrama de fator de carga de hídrica, PRE eólico e PRE fotovoltaica no ano 2012 em intervalo de tempo horário. ....	113
Figura 5.26 – Portfólios de FER correspondente à hora 8 no ano de 2012.....	115
Figura 5.27 – Portfólios de FER correspondente à hora 9 no ano de 2012.....	115
Figura 5.28 – Portfólios de FER correspondente à hora 10 no ano de 2012.....	116
Figura 5.29 – Portfólios de FER correspondente à hora 11 no ano de 2012.....	116
Figura 5.30 – Portfólios de FER correspondente à hora 12 no ano de 2012.....	116
Figura 5.31 – Portfólios de FER correspondente à hora 13 no ano de 2012.....	117
Figura 5.32 – Portfólios de FER correspondente à hora 14 no ano de 2012.....	117
Figura 5.33 – Portfólios de FER correspondente à hora 15 no ano de 2012.....	117
Figura 5.34 – Portfólios de FER correspondente à hora 16 no ano de 2012.....	118
Figura 5.35 – Portfólios de FER correspondente à hora 17 no ano de 2012.....	118
Figura 5.36 – Portfólios de FER correspondente à hora 18 no ano de 2012.....	118
Figura 5.37 – Diagrama de carga com consumo e as três FER analisadas para +5% de energia renovável em cenário seco.....	121

Figura 5.38 – Diagrama de carga com consumo e as três FER analisadas para +10% de energia renovável em cenário seco. ....	121
Figura 5.39 – Diagrama de carga com consumo e as três FER analisadas para +15% de energia renovável em cenário seco. ....	121
Figura 5.40 – Diagrama de carga com consumo e as três FER analisadas para +20% de energia renovável em cenário seco. ....	122



## Lista de Acrónimos

A&A	Aquecimento e Arrefecimento
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
CAPM	<i>Capital Asset Pricing Model</i>
CCGT	<i>Combined Cycle Gas Turbine</i>
CE	Comunidade Europeia
CM	Carteira de Mercado
CMH	Centrais Mini-hídricas
CML	<i>Capital Market Line</i>
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
CV	Coefficiente de Variação
DC	<i>Direct Current</i>
EDP	Eletricidade de Portugal
EM	Estados-Membros
ENE	Estratégia Nacional para a Energia
FC	Fator de Carga
FER	Fontes de Energia Renováveis
GEE	Gases com Efeito de Estufa
IPE	Índice de Produtibilidade Eólica
IPH	Índice de Produtibilidade Hidroelétrica
MTP	Moderna Teoria de Portfólio
MVP	<i>Minimum Variance Portfolio</i>
PIB	Produto Interno Bruto
PNAER	Plano Nacional de Ações para as Energias Renováveis
PNBEPH	Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário
PV	Painéis Fotovoltaicos
REN	Rede Elétrica Nacional
RNT	Rede Nacional de Transporte
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
SEN	Sistema Elétrico Nacional

TCMA	Taxa de Crescimento Média Anual
UE	União Europeia
UE-15	União Europeia a 15 Estados Membros
UE-27	União Europeia a 27 Estados Membros
UNIPEDA	União Internacional dos Produtores e Distribuidores de Energia Elétrica
VaR	<i>Value at Risk</i>

Símbolo	Nome	Grandeza
J	Joule	Energia
W	Watt	Potência
s	Segundo	Tempo
h	Hora	Tempo
d	Dia	Tempo
a	Ano	Tempo
Wh	Watt-hora	Energia
tep	Tonelada equivalente de petróleo	Energia
bbbl	Barril	Petróleo
rad	Radiano	Ângulo
m	Metro	Comprimento
m <sup>2</sup>	Metro quadrado	Área
m <sup>3</sup>	Metro cúbico	Volume
°C	Grau celsius	Temperatura
g	Gramma	Massa
€	Euro	Unidade monetária
\$	Dólar	Unidade monetária
k	Quilo	1000
M	Mega	1 000 000
G	Giga	1 000 000 000
T	Tera	10 <sup>12</sup>



## Lista de Símbolos

Símbolo	Unidade	Definição
$i$		Ativo $i$
$N$		Tamanho da amostra
$p_s$		Probabilidade de ocorrência associada ao ativo $i$
$E(r_{i,s})$	MWh	Retorno esperado do ativo $i$
$E(r_j)$	MWh	Retorno esperado do ativo $j$
$E(r_p)$	MWh	Retorno esperado para a carteira de ativos
$\sigma_i$	MWh	Desvio padrão do retorno esperado para o ativo $i$
$\sigma_j$	MWh	Desvio padrão do retorno esperado para o ativo $j$
$\sigma_i^2$		Variância do retorno esperado para o ativo $i$
$CV$	%	Coefficiente de variação
$\sigma_{i,j}$	MWh <sup>2</sup>	Covariância entre os retornos dos ativos $i$ e $j$
$r_{i,s}$	MWh	Retorno observado associado ao ativo $i$
$r_j$	MWh	Retorno observado associado ao ativo $j$
$r_T$	MWh	Soma do retorno observado para $n$ ativos na carteira
$\rho_{i,j}$		Coefficiente de correlação linear entre os retornos dos ativos $i$ e $j$
$FC_i$	%	Fator de carga para cada ativo
$P_{inst\ i}$	MW	Potência instalada de cada ativo
$w_i$		Peso ou participação do ativo $i$ na carteira
$w_j$		Peso ou participação do ativo $j$ na carteira
$n$		Número de ativos que compõem a carteira
$\sigma_p^2$		Variância da carteira
$\sigma_p$	MWh	Desvio padrão da carteira
$w_H$		Peso ou participação do ativo hídrico na carteira
$w_E$		Peso ou participação do ativo PRE eólico na carteira
$w_F$		Peso ou participação do ativo PRE fotovoltaica na carteira
$\sigma_H^2$		Variância do ativo hídrico
$\sigma_E^2$		Variância do ativo PRE eólico
$\sigma_F^2$		Variância do ativo PRE fotovoltaica
$\sigma_{H,E}$	MWh <sup>2</sup>	Covariância entre os retornos dos ativos hídrico e PRE eólico
$\sigma_{H,F}$	MWh <sup>2</sup>	Covariância entre os retornos dos ativos hídrico e PRE fotovoltaica
$\sigma_{E,F}$	MWh <sup>2</sup>	Covariância entre os retornos dos ativos PRE eólico e PRE fotovoltaica
$E_T$	MWh	Retorno total esperado
$\Delta E_{+5\% E_T}$		Varição em +5% do retorno total esperado

$\Delta E_{+10\% E_T}$		Varição em +10% do retorno total esperado
$\Delta E_{+15\% E_T}$		Varição em +15% do retorno total esperado
$\Delta E_{+20\% E_T}$		Varição em +20% do retorno total esperado
$E'_{+5\% E_T}$	MWh	Retorno total esperado com +5% de retorno total esperado
$E'_{+10\% E_T}$	MWh	Retorno total esperado com +10% de retorno total esperado
$E'_{+15\% E_T}$	MWh	Retorno total esperado com +15% de retorno total esperado
$E'_{+20\% E_T}$	MWh	Retorno total esperado com +20% de retorno total esperado
$E_{i+5\%}$	MWh	Nova energia esperada de cada um dos ativos para carteira com +5% de retorno total
$E_{i+10\%}$	MWh	Nova energia esperada de cada um dos ativos para carteira com +10% de retorno total
$E_{i+15\%}$	MWh	Nova energia esperada de cada um dos ativos para carteira com +15% de retorno total
$E_{i+20\%}$	MWh	Nova energia esperada de cada um dos ativos para carteira com +20% de retorno total
$P_{i+5\%}$	MW	Nova potência instalada esperada de cada um dos ativos para carteira com +5% de retorno total
$P_{i+10\%}$	MW	Nova potência instalada esperada de cada um dos ativos para carteira com +10% de retorno total
$P_{i+15\%}$	MW	Nova potência instalada esperada de cada um dos ativos para carteira com +15% de retorno total
$P_{i+20\%}$	MW	Nova potência instalada esperada de cada um dos ativos para carteira com +20% de retorno total

---

# Capítulo 1

---

## Introdução

*Neste capítulo apresenta-se o enquadramento do tema em questão, a motivação em relação ao tema selecionado, o objeto de estudo para a realização do trabalho e uma breve descrição do objetivo principal da dissertação. É, ainda, apresentada a estrutura do texto e a notação adotada na dissertação.*





# **1. Introdução**

O setor das energias renováveis em Portugal tornou-se nos últimos dez anos um dos segmentos que mais evoluiu, isto acontece não só devido à introdução e desenvolvimento de novas tecnologias, mas também devido às preocupações com as mudanças climáticas e às questões relacionadas com a segurança energética [2] [3]. Desta forma, ao longo dos anos a energia renovável passou a ser uma das principais soluções para substituir as fontes de combustíveis fósseis [4]. A produção de eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis e a sua integração no sistema elétrico tem vindo a crescer a um ritmo alucinante nos anos recentes. Não existem quaisquer dúvidas quanto aos benefícios de produzir energia elétrica a partir de fontes renováveis, principalmente num país que não possui reservas de combustíveis fósseis, apesar de tudo isso tem uma grande desvantagem e que é o seu carácter intermitente, sobretudo na energia eólica e mini-hídrica (fio de água), sendo este um fator de risco que reduz o interesse na possível utilização desses recursos [1].

Em consequência, o sistema elétrico nacional terá de possuir obrigatoriamente a capacidade de produção adicional para cobrir esse risco, dando indicações sobre a necessidade de reforçar o sistema (reserva girante), com efeito obriga à existência de grupos térmicos que acompanhem a evolução do consumo, mantendo o indispensável equilíbrio entre este e a produção. Por isso, é importante encontrar soluções para mitigar esses novos desafios que se colocam à gestão do sistema elétrico português.

## **1.1. Enquadramento**

O setor das energias renováveis em Portugal assume atualmente um papel bastante relevante no panorama energético, do qual resulta uma contribuição importante para a criação de valor e, por consequência, para a geração de emprego. As fontes renováveis (hídrica e eólica) asseguraram em 2012 cerca de 37% da energia elétrica consumida em Portugal, representando assim um papel indispensável no Sistema Elétrico Nacional (SEN) [7].

Deste modo e devido ao desenvolvimento registado pelo setor das energias renováveis em Portugal, em consequência da forte aposta do estado português na produção de eletricidade a partir de FER, especialmente na energia eólica e fotovoltaica devido aos fortes incentivos oferecidos às empresas produtoras, ainda existe grande margem para o aumento do volume de produção de energia elétrica renovável, sobretudo com a

instalação de um maior número de centrais fotovoltaicas e mini-hídricas, havendo assim um possível aumento de potência instalada no sistema elétrico nacional no horizonte futuro. Com a introdução de FER no sistema elétrico nacional existe uma preocupação real devido à sua intermitência poder afetar o sistema elétrico e ao facto de haver uma enorme variabilidade quanto às condições meteorológicas, isto porque as centrais térmicas têm eventualmente que produzir energia elétrica para colmatar a perda de um ou mais geradores eólicos, hídricos e centros fotovoltaicos.

## **1.2. Motivação**

A razão pela qual despertou o interesse na realização desta dissertação, reside no facto de existir uma necessidade de criação de modelos de análise de risco de FER. Deste modo, essencialmente, a minha motivação é realizar um trabalho na temática do estudo do risco e incerteza de produção de energia elétrica com origem renovável.

Ao contrário de países com mercados de FER mais desenvolvidos, em Portugal ainda não existem métodos para gerir e analisar riscos referentes à integração das FER em ambiente de mercado. A crescente evolução do uso de energias renováveis colocou em foco o facto de estas poderem ser inesgotáveis à escala humana, quando comparadas com os combustíveis fósseis.

Deste modo, a integração em grande escala de FER intermitentes consiste num dos principais problemas para o sistema elétrico existente, assim e dada a forte dependência dos recursos renováveis nas condições meteorológicas, torna-se importante o desenvolvimento de ferramentas que possibilitem a gestão de risco com uma boa precisão. Têm sido realizados ao longo destes últimos anos diversos trabalhos sobre a teoria do portfólio com o objetivo de fornecer ferramentas para a gestão do risco e rentabilidade em mercados de energia elétrica e no mercado de ações, mais concretamente apresentam modelos de gestão financeira de risco na avaliação de contratos no mercado elétrico usando o conceito de fronteira eficiente visando maximizar a relação entre retorno e minimizando simultaneamente o risco.

## **1.3. Objeto**

Para definir qual o objeto de estudo, irá ser formulado em primeiro lugar o problema, que será o principal foco para efetuar este trabalho. Nesta dissertação será desenvolvido um conjunto de ferramentas de apoio à decisão de investimento em carteiras de ativos

de produção elétrica de acordo com o conceito de fronteira eficiente, ou seja, será empregue a teoria de portfólio de *Harry Markowitz*, através do critério da média-variância, pretendendo identificar a aplicação de FER mais eficiente, aquela que maximize a relação entre retorno e o risco. Neste trabalho são considerados os seguintes ativos: as centrais eólicas, fotovoltaicas e as hídricas de fio de água. Assim, o foco da minha investigação, segue várias etapas de objetivos que a seguir se descrevem:

- Caracterização das diferentes variáveis de incerteza à atividade dos ativos de produção considerados;
- Qual o risco e retorno (potência de geração esperada) associada a uma determinada carteira de FER;
- Qual a classificação possível entre as diversas possibilidades para a introdução de um maior volume de FER no sistema elétrico;
- Estabelecimento da fronteira eficiente dos ativos considerados, ou seja, traçar fronteira de portfólio de FER ótimos;

#### **1.4. Objetivo/Hipóteses de Estudo**

Nesta dissertação irá ser elaborado um estudo através da criação de um portfólio de FER que representa a aplicação mais eficiente da energia produzida, pelo que irá ser efetuada a agregação de um portfólio de produção renovável (PRE eólico, PRE fotovoltaica e hídrica), com o objetivo não só de minimizar a incerteza, ou seja, minimizar o desvio entre a energia efetivamente produzida e a instalada, mas também diminuir o risco associado a estas fontes renováveis.

A teoria de *Harry Markowitz* será abordada neste trabalho visando a investigação das carteiras formadas através de uma maior diversificação entre os ativos dessas. Esta teoria pode ser utilizada como importante ferramenta para a composição de carteiras que otimizem a melhor relação entre o retorno e o risco que se está disposto a correr. Sendo assim, este trabalho passa por elaborar um simulador de portfólios em que os métodos utilizados incorporam a análise das incertezas associadas aos valores de energia de cada fonte renovável, determinando-se para cada ativo a potência de geração esperada e o risco associado. Procurar-se-á, então, compor combinações possíveis de implantação de FER em Portugal Continental visando a otimização da relação entre retorno e risco. As ferramentas computacionais utilizadas na presente dissertação serão: *Matlab*, *Microsoft Office Excell* e *Gams*.

## **1.5. Estrutura do Documento**

Este estudo foi realizado tendo em vista os novos desafios que o setor elétrico português enfrenta atualmente. Assim, a presente dissertação encontra-se dividida em seis capítulos distintos. O capítulo atual aborda o enquadramento, motivação existente pela temática de FER, objeto, objetivo/hipóteses de estudo e notação.

No capítulo 2 será apresentado o estado de arte, efetuando-se uma abordagem ao comportamento da oferta e procura de FER em Portugal nos últimos anos e no futuro próximo, examinam-se as principais características de FER utilizadas, analisando-se a variabilidade/intermitência das FER e por fim é descrito como as FER se integram no sistema elétrico nacional e o seu impacto no mesmo.

No capítulo 3 apresenta-se uma abordagem sobre os fundamentos da análise de risco, centrando-se a mesma sobretudo na teoria de carteiras de *Harry Markowitz*, interpretando como os decisores ou agentes devem selecionar títulos de carteira de FER de modo a maximizar o desempenho do portfólio.

O capítulo 4 centra-se na metodologia utilizada nesta dissertação descrevendo os conceitos referentes à teoria de portfólio, sendo apresentados os modelos matemáticos aplicados ao sistema de FER.

O capítulo 5 centra-se na análise nos casos de estudo, onde é realizada a análise dos principais resultados obtidos neste trabalho.

Por fim, no capítulo 6 é realizada uma breve conclusão sobre a temática desenvolvida, apresentando-se possíveis desenvolvimentos de trabalhos futuros, observações das possíveis limitações e principais benefícios da teoria carteiras de *Harry Markowitz* no âmbito de sistemas de energia.

## **1.6. Notação**

As figuras, tabelas e equações são apresentadas com referência ao capítulo em que estão inseridas e são numeradas de forma sequencial no respetivo capítulo. As referências bibliográficas são numeradas de forma sequencial. A identificação de expressões é apresentada entre parêntesis curvos ( ), a identificação de referências bibliográficas é apresentada entre parêntesis retos [ ]. Expressões em língua estrangeira são apresentadas em formato itálico. A simbologia utilizada no decorrer do texto segue o apresentado previamente na lista de acrónimos e símbolos.

---

## Capítulo 2

---

### Estado de Arte

*Neste capítulo apresenta-se o estado de arte, efetuando-se uma abordagem em relação à oferta e procura de FER em Portugal Continental, descrevem-se as principais tecnologias de FER a utilizar na dissertação, analisa-se a intermitência das fontes renováveis e, por fim, uma breve descrição do impacto das energias renováveis no sistema elétrico nacional.*



## 2. Estado de Arte

### 2.1. Panorama Energético em Portugal

No que respeita às FER Portugal tem um grande potencial que pode ser explorado, não só devido à da perspectiva de reduzir a dependência energética devido aos combustíveis fósseis, mas também diminuir a pegada ambiental causada por esses mesmos recursos fósseis.

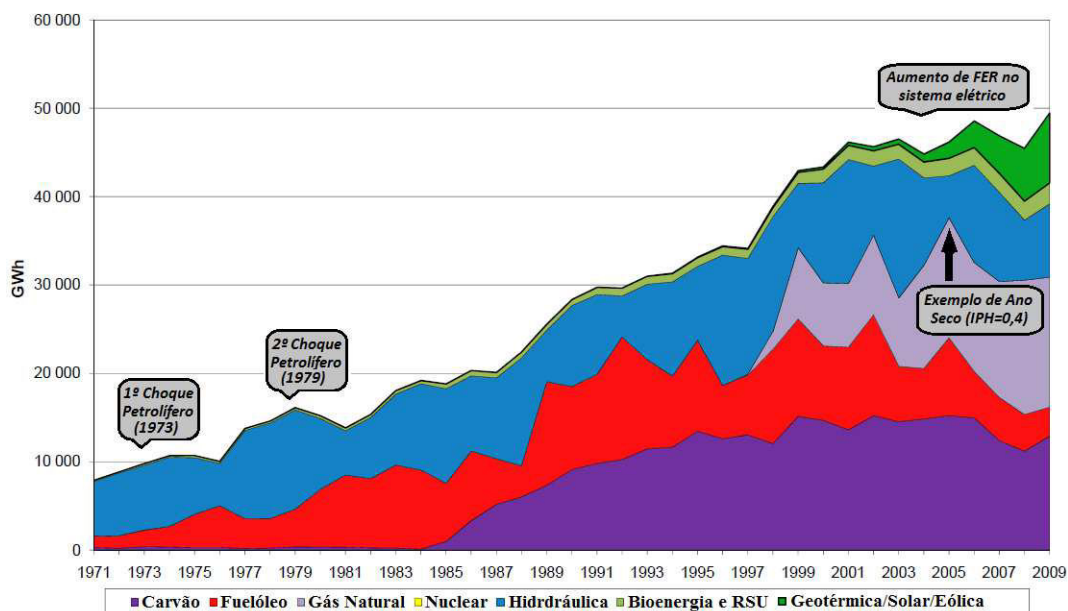


Figura 2.1 – Evolução da produção de eletricidade por recurso em Portugal (Adaptado [8]).

No setor elétrico nacional esta dependência energética com o exterior como se verifica mantém-se elevada. A Figura 2.1 ilustra a evolução da repartição da produção de energia elétrica ao longo dos últimos 38 anos. De notar que a partir dos anos 80 houve uma aposta enorme na participação de carvão, contrastando por outro lado com a produção baseada em fuelóleo que apresenta uma tendência sustentada de diminuição devido não só ao seu investimento ser inviável quando comparando com outras tecnologias térmicas, mas também devido ao enorme peso que contribui para o aumento dos Gases com Efeito de Estufa (GEE).

De realçar na Figura 2.1 um aspeto relevante, o da grande variabilidade da produção hidroelétrica, muito dependente das condições climáticas, verificando-se ainda a estabilização da produção de energia elétrica com base no carvão. De notar também, que a produção de energia elétrica com base no gás natural teve um aumento

significativo a partir de 1998. Esta tendência deverá manter-se no curto/médio prazo, não só devido ao preço do gás natural ainda ser baixo quando comparado com o preço do petróleo, mas também devido ao rendimento das centrais de *Combined Cycle Gas Turbine* (CCGT) ser muito superior ao das centrais térmicas a carvão. De salientar o início, principalmente a partir de 2003, da produção de energia elétrica de origem eólica e de origem fotovoltaica.

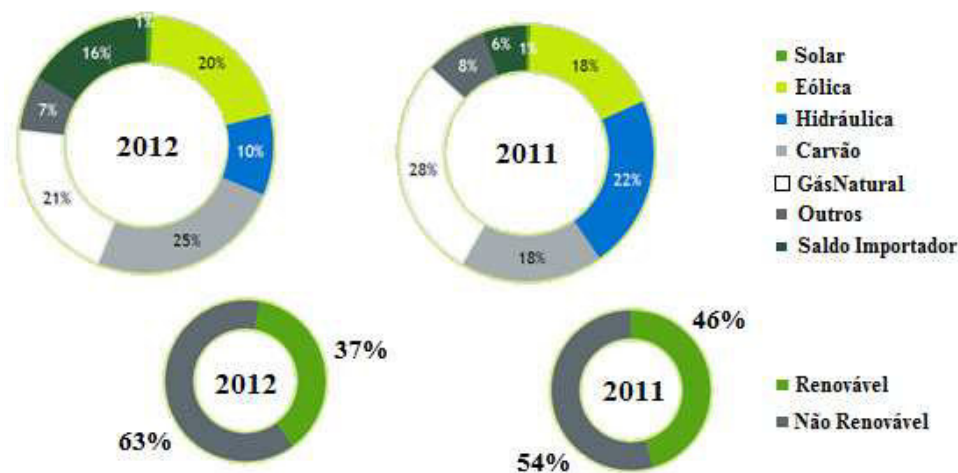


Figura 2.2 – Repartição da produção elétrica no período 2011 – 2012 em Portugal [9].

Na Figura 2.2 pode verificar-se a diminuição da produção renovável em que se situou em 2012 nos 37%. Já na produção de origem não renovável pode verificar-se um aumento em 2012 para os 63%. Este resultado é consequência direta da menor produção da grande hídrica. Contudo, aplicando a correção da hidraulicidade, que retira o efeito da variabilidade entre anos secos e húmidos, em 2012 a percentagem de renováveis na produção de energia elétrica passa para 52%, o que representa um aumento face aos 46% registados em 2011 [10]. De salientar ainda, não só a diminuição da produção de energia com base no gás natural que se situou em 2012 nos 21%, mas também a enorme diminuição na componente hídrica, que se situou apenas em 10% no ano de 2012, motivada pelas condições climáticas, dado que o ano 2012 foi um ano muito seco motivando um aumento da participação do carvão (25% em 2012) e do saldo importador (16% em 2012).

Embora exista a capacidade para produzir em Portugal toda a energia consumida, o saldo das trocas de energia elétrica com outros países europeus foi sobretudo motivado por razões de preços de mercado, onde houve um aumento da participação do saldo importador na energia elétrica total consumida em Portugal de cerca de 16%. Assim verifica-se a elevada dependência energética de Portugal para satisfazer o consumo de



energia elétrica. Urge, assim, a aposta nas FER, permitindo diminuir a dependência energética mas, para que isso aconteça é necessário maior investimento em tecnologias menos maduras, tais como, fotovoltaica e até mesmo mini-hídrica. No entanto a produção a partir de FER não permite a extinção na totalidade da importação de combustíveis fósseis, devido ao facto dos recursos renováveis serem limitados.

Apesar da imensa disponibilidade de recursos renováveis em Portugal a produção de energia elétrica por intermédio de FER continua a não ser competitiva quando comparando com centrais de tecnologia mais madura, tal como CCGT, devido ao seu custo ser superior [11]. O carácter intermitente de alguns recursos renováveis, mais concretamente hídricos e eólicos introduzem um maior obstáculo à decisão de investimento.

No entanto, Portugal Continental apresenta um excelente potencial em termos de rede hidrográfica, possuindo ainda uma elevada radiação média anual e contendo um bom potencial em termos de eolicidade. Existe, assim, a possibilidade de aproveitar ainda mais estes recursos para produzir energia elétrica [12]. Neste trabalho irá, ser também, caracterizado de forma breve o SEN com recurso a FER, sendo que existem várias opções de tecnologia, mas apenas se aborda as fontes renováveis que apresentam maior intermitência no sistema elétrico, tais como, as produções hídrica, PRE eólica, PRE fotovoltaica.

### **2.1.1. Potência Instalada de FER**

A diversificação de fontes de energia elétrica é fundamental para diminuir a dependência da volatilidade dos mercados responsáveis por transações de produtos petrolíferos e a instabilidade em alguns países fornecedores de combustíveis fósseis. Mas, mais relevante ainda é a redução da dependência energética face ao exterior, aumentando a capacidade de produção endógena [13]. Este aumento de produção de eletricidade por FER só é possível com centrais hidroelétricas ou eólicas, uma vez que as outras possibilidades estão ainda em desenvolvimento tecnológico e apresentam um custo muito superior havendo assim falta de competitividade em comparação às referidas anteriormente, logo faz com que não permita que a sua quota tenha significado a curto prazo, mais concretamente de tecnologia como a energia solar fotovoltaica [13]. Apresentar-se-á uma breve caracterização da potência instalada em Portugal Continental. O sistema elétrico em Portugal tem vindo a aumentar a um ritmo constante, quer através

de produção eólica, quer por produção hídrica. A potência hídrica instalada foi superior à térmica até 1985, invertendo-se as posições a partir dessa mesma data. Desde 1992 verificou-se uma estagnação na introdução de FER no sistema elétrico até ao ano de 2003 e a partir desse mesmo ano começou a aumentar a potência instalada por parte de FER no sistema elétrico [14].

A Figura 2.3 ilustra a evolução no período 2003-2012 da potência instalada em Portugal Continental. Observa-se um crescimento acentuado a partir de 2003, da capacidade instalada de Produção em Regime Especial (PRE), sobretudo devido a um grande investimento na produção eólica. Verifica-se ainda o aumento progressivo da capacidade instalada de centrais a CCGT durante esse mesmo período.

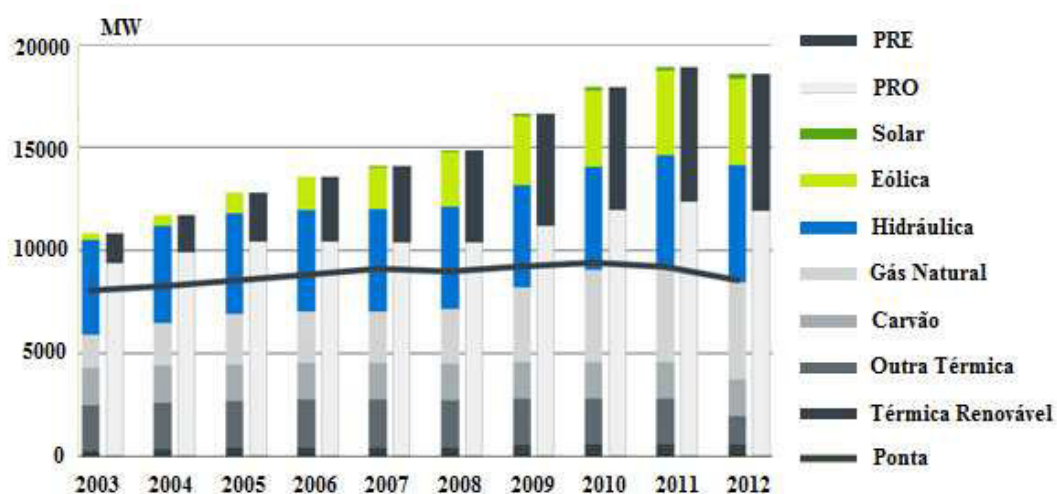


Figura 2.3 – Evolução da potência instalada em Portugal no período entre 2003 e 2012 [9].

A potência total instalada em Portugal no final de 2012 foi de 18546 MW. A potência instalada em centrais de Produção em Regime Ordinário (PRO) totalizou 11935 MW e em centrais PRE a potência instalada foi de 6611 MW. De realçar na Figura 2.3 o crescimento da potência instalada das PRE e o aumento ligeiro da potência instalada por parte de PRO até ao final de 2011, verificando-se no ano de 2012 uma diminuição dessa mesma capacidade instalada [9]. No período entre janeiro a outubro de 2012 a produção dos parques eólicos em Portugal Continental com capacidade instalada estabilizou, situando-se nas 2164 horas, que corresponde a uma diminuição de 3% relativamente ao registado no mesmo período de 2011 (2230 horas) [15].

Na Tabela 2.1 encontra-se representada a constituição e evolução anual do parque electroprodutor renovável, com a repartição da potência instalada de FER para o período 2004-2012. O total de capacidade instalada para a produção de energia elétrica

a partir de FER atingiu 10759 MW no final de outubro de 2012 [15]. Em fins de 2012, excluindo a contribuição da grande hídrica, o recurso PRE eólico é aquele que apresenta maior potência instalada, 4410 MW, verificando-se uma elevada Taxa de Crescimento Média Anual (TCMA) na ordem dos 34.6% durante o período analisado.

Tabela 2.1 – Evolução da potência instalada de FER entre 2004 e 2012 em Portugal (MW) [15]

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Out. 2012 <sup>1</sup>	TCMA <sup>2</sup>
Hídrica Total	4561	4752	4784	4787	4792	4821	4837	5280	5539	2.1%
Grande Hídrica (>30 MW)	4043	4234	4234	4234	4234	4234	4234	4662	4916	2.1%
PCH (>10 MW e <=30 MW)	251	232	263	263	263	263	263	265	265	0.8%
PCH (<=10 MW)	267	286	287	290	295	324	340	353	358	4.1%
Eólica	537	1047	1681	2446	3037	3519	3863	4301	4410	34.6%
Offshore								2	2	
Biomassa (c/ Cogeração)	357	357	357	357	357	359	360	367	367	0.4%
Biomassa (s/ Cogeração)	12	12	24	24	24	101	106	105	105	36.3%
RSU	88	88	88	88	88	88	88	88	88	0.0%
Biogás	7	8.2	8.2	12.4	12.4	20	28	40.2	56.9	28.4%
Fotovoltaica	2.7	2.9	3.4	14.5	58.5	104.1	122.9	155.3	193.2	78.4%
Microprodução								60.4	75.7	
Total Energias Renováveis	5564	6267	6945	7729	8369	9011	9405	10336	10759	9.2%

De notar o pequeno aumento da capacidade instalada em Centrais Mini-hídricas (CMH), verificando-se uma ligeira taxa de crescimento anual, totalizando 4.9%, este facto deve-se ao pouco licenciamento existente das mesmas e à escassa entrada em funcionamento de novas CMH, totalizando no final do ano de 2012 o valor de 417 MW.

De entre as três tecnologias em estudo, neste trabalho, a capacidade instalada da energia solar fotovoltaica é aquela que maior crescimento registou, verificando-se uma TCMA de cerca de 78.4%, somando esta anterior com a capacidade de microprodução solar fotovoltaica, perfazendo o valor final de potência instalada de 268.9 MW (fotovoltaica e microprodução). Esta capacidade instalada resulta na conclusão da construção de novos parques fotovoltaicos na zona do Baixo Alentejo, entre eles a Central Solar Fotovoltaica de Amareleja considerada até à presente data o maior parque solar do mundo.

<sup>1</sup> A potência instalada é provisória para 2011 e 2012

<sup>2</sup> TCMA – Taxa de Crescimento Médio Anual entre 2004 e 2011

Caracterizar-se-á, ainda, de uma forma abrangente a contribuição de FER para a produção de energia elétrica em Portugal e será, também, apresentado o seu desenvolvimento nos últimos anos, onde se evidenciarão os problemas envoltos na crescente contribuição da energia proveniente das FER no sistema elétrico Português.

### 2.1.2. Produção de Energia Elétrica a partir de FER

A potência instalada é um bom índice na introdução das FER mas, devido à variabilidade associada aos recursos que lhe dão origem, não devemos olhar para a potência instalada, mas sim para a energia anualmente produzida, uma vez que aquilo que se consome é energia.

Entre 2005 e 2008 a produção nacional de eletricidade com base em FER cresceu em média 9% por ano. No ano de 2008, a produção das energias renováveis em Portugal foi 28% superior face à produção registada em 2005, passando de cerca de 14637 GWh para 18647 GWh, o que correspondeu a uma TCMA de 9% [16]. A produção de energia elétrica a partir de FER no período entre o mês de janeiro a outubro de 2012, registou uma quebra de cerca de 16% quando comparada com igual período de 2011 (de 18.0 TWh para 15.1 TWh). Esta diminuição de produção de energia a partir de fontes renováveis deve-se fundamentalmente à componente hídrica, a qual decresceu 50% em igual período de 2011. No mesmo período a produção eólica subiu 14% e a produção fotovoltaica 30% [15].

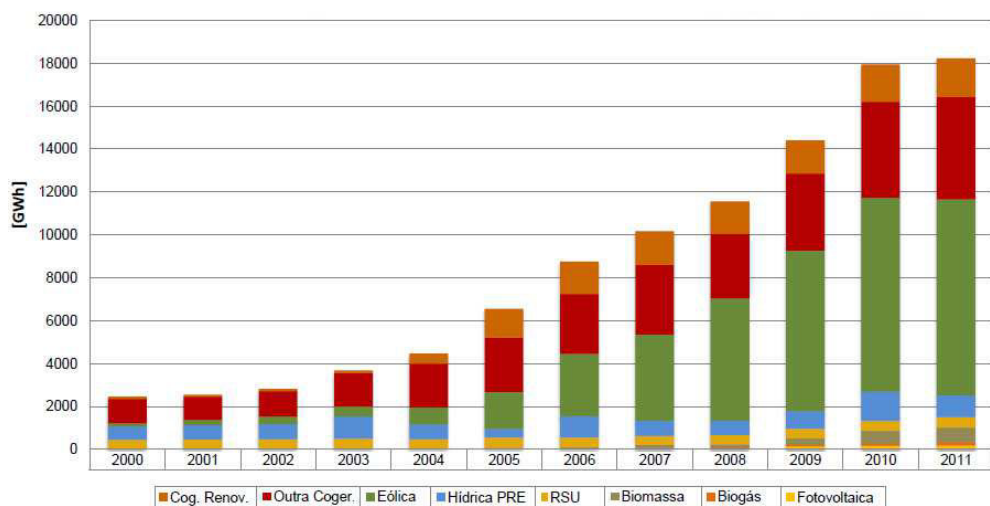


Figura 2.4 – Evolução da energia produzida a partir de PRE em Portugal [17].

Na Figura 2.4 visualiza-se a evolução da incorporação da componente proveniente de FER na energia produzida no SEN no período entre 2000-2012. Esta figura ilustra a evolução da energia anual produzida por tecnologia no período referido anteriormente.

Verifica-se, ainda, na Figura 2.4 que o sector PRE eólico assumiu um peso cada vez mais significativo no *mix* de produção nacional de eletricidade por via de FER no período entre os anos 2000 e 2012, sendo que em outubro de 2012 foi responsável por metade da energia proveniente de fontes renováveis. A nível mundial apesar das fontes renováveis apresentarem ainda uma representação marginal, Portugal tem aumentado o seu peso relativo face ao valor registado em 2000 [16].

A Tabela 2.2, ilustra a evolução histórica do valor de energia elétrica de cada tecnologia renovável na produção total em Portugal Continental.

Tabela 2.2 – Evolução da energia anual entregue à rede por PRE em Portugal (GWh) [17]

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Cogeração Renovável</b>	104.2	89.3	104.9	128.7	462.9	1331.1	1508	1565.4	1519.4	1542.6	1733.9	1810.8
<b>Outra Cogeração</b>	1147.7	1087.1	1180.8	1549.7	2051.9	2539.5	2806.3	3252.3	3010.8	3590.4	4480.4	4767.9
<b>Eólica</b>	152.8	237.6	337.3	465.7	782.7	1728.2	2891.9	4017.9	5690.8	7480.1	9031.9	9128.1
<b>Hídrica PRE</b>	601.7	675.4	707.6	1038.7	694.9	393.3	991.8	697.3	658.6	816.2	1374.1	1016.8
<b>RSU</b>	446.7	442.2	448.4	456.3	412.7	471.5	460.3	425.3	441.4	457.6	454.3	485.6
<b>Biomassa</b>	6.9	20.7	39.4	43.1	54.0	59.7	71.3	148.6	146.2	304.9	611.9	687.8
<b>Biogás</b>	0.1	0.1	0.1	0.1	9.0	25.3	23.8	46.6	59.1	70.6	92.2	152
<b>Fotovoltaica</b>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	20.4	33.4	139.5	166.6	187.1

Constata-se por exemplo que a energia solar fotovoltaica tem ainda um peso insignificante, podendo conjuntamente com as CMH desenvolver-se esse grande potencial num futuro próximo.

Verifica-se que a produção de energia eólica passou de 152.8 GWh em 2000 para cerca de 9128 GWh em 2011. O menor valor de eletricidade produzida a partir de FER ocorreu em 2005 devido à forte seca existente nesse ano. Houve um aumento significativo na contribuição de FER para a produção de energia elétrica em 2010, causado por um acréscimo de precipitação, o que aumentou a produção de energia hidroelétrica. Um problema técnico significativo, ao contrário do que sucede com as tecnologias tradicionais, para um dado valor de potência instalada de uma central de FER não é possível controlar a energia por esta produzida [18]. Como se analisará ao

longo desta dissertação esta característica particular das FER para as demais tecnologias de produção de eletricidade tem implicações técnicas e económicas para a gestão e planeamento de uma rede elétrica que não podem ser negligenciadas [18].

### 2.1.3. Consumo de Energia Elétrica a partir de FER em Portugal

Uma das formas utilizadas para avaliar o estado do desenvolvimento económico de um país é pelo seu consumo de energia. Assim sendo, o consumo de energia torna-se um dos indicadores de desenvolvimento atingido por um determinado país. A análise da evolução e do consumo das diferentes formas de energia em Portugal só é possível tendo uma referência em comum, para tal, recorrer-se-á à unidade Mtep, uma vez que o petróleo é a energia primária mais relevante no balanço energético nacional e os consumos de energia primária são geralmente avaliados nessa mesma unidade como se constata na Figura 2.5.

A procura de energia em Portugal tem vindo a apresentar uma TCMA superior ao Produto Interno Bruto (PIB), sendo este um dado importante a reter, pois este facto só é observado em economias em fase de desenvolvimento. A taxa média de crescimento do consumo de energia no período 1990-2003 totalizou 3.5%, sendo superior à TCMA na União Europeia (UE15), que se situou em cerca de 1%. A responsabilidade por essa elevada taxa de crescimento deveu-se ao aumento, sobretudo, do setor dos transportes, do setor residencial e o dos serviços [14].

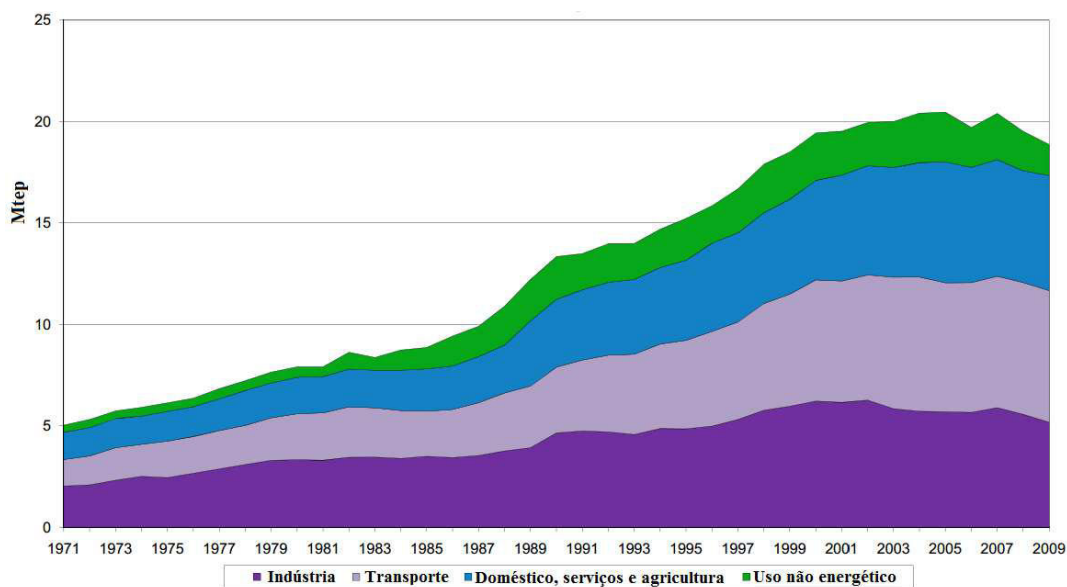


Figura 2.5 – Evolução do consumo final de energia final por setor consumidor em Portugal [19].

O balanço energético permite dar uma perceção dos recursos energéticos existentes no país e da sua aplicação, no sentido de verificar se existe ou não autonomia quanto à produção interna dos recursos necessários para fazer face ao consumo. Assim, para além dos recursos existentes relativos a cada uma das fontes de energia utilizadas, identifica se os mesmos provêm de produção doméstica ou de importação [20].

Da análise do balanço energético relativo ao ano de 2009, como é possível constatar na Figura 2.6, verifica-se a clara dependência externa de Portugal em termos energéticos, dado que 82.6% da energia disponível (produção doméstica e importações) foi importada. O petróleo, o gás natural e o carvão foram os principais tipos de energia que contribuíram para essa dependência externa, dado que não existe produção nacional deste tipo de fontes de energia, que no conjunto representavam 60.8% do consumo final de energia elétrica em 2009 [20].

Apesar do elevado grau de dependência externa é, contudo, de assinalar uma quebra de 2.0% face ao ano de 2008, em que 84.6% da energia foi importada. As importações globais de energia elétrica registaram um decréscimo de 4.0% em 2009, por compensação do aumento de 11.4% na produção doméstica. Na produção nacional destacam-se, em 2009, os acréscimos na produção de energia elétrica (aumentando assim 27.5%) e nas renováveis sem hídrica (totalizou mais 5.8%) [20].

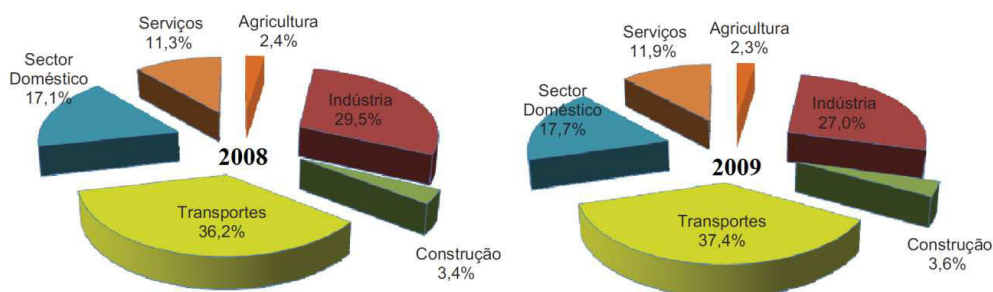


Figura 2.6 – Consumo final de energia por setores em 2008 e 2009 em Portugal [20].

Ao setor dos transportes correspondeu a maior parcela em termos do consumo final, tendo-se verificado um aumento de 1.2% face a 2008. O setor doméstico é o terceiro maior consumidor de energia depois dos sectores dos transportes com cerca de 37.4% e da indústria que totalizou 30.6%. O setor das indústrias registou uma quebra de 10.8% face a 2008, correspondendo à maior quebra verificada tanto em termos relativos como absolutos, diminuindo, assim, em 2.5% o seu peso no consumo final de energia. No setor da agricultura registou-se uma quebra de 6.1% no consumo final de energia,

enquanto nos setores de serviços e no da construção verificaram-se acréscimos no consumo, respetivamente de 1.9% e de 3.9%.

No seguimento da evolução do consumo final de energia pelos principais sectores de atividade será estudado para os mesmos a estratificação das principais fontes de energia. Desta forma, poderá ser feita uma análise mais aprofundada dos consumos de energia no que respeita à diversificação do consumo nos anos 1973 (passado) e em 2009 (atualidade), enquadrando as alternativas energéticas, isto é, a produção de energia a partir de FER, de modo a compreender o contributo destas na sociedade.

Através da Figura 2.7 pode verificar-se comparativamente o consumo de energia para cada setor de atividade nos anos de 1973 e 2009.

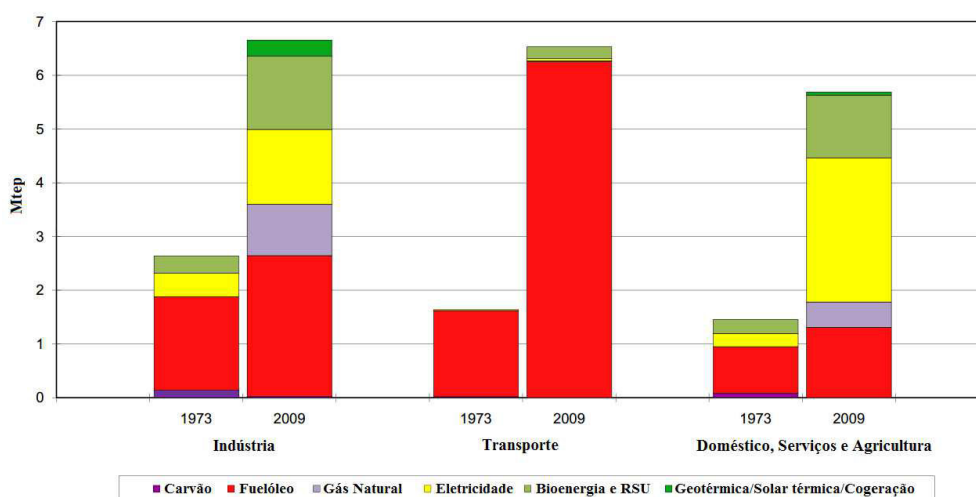


Figura 2.7 – Consumo das fontes de energia para cada setor de atividade em 1973 e 2009 [21].

Ao longo deste período, apesar do aumento do consumo de petróleo, optou-se por outras fontes de energia como é o caso do gás natural. Esta, mesmo sendo uma energia dependente da cotação do petróleo tem um custo de aquisição bastante inferior. Devido ao aumento do custo das matérias-primas derivadas do petróleo e aos problemas ambientais privilegiaram-se as energias renováveis. Desta forma, obteve-se, nestes últimos anos, alguma independência exterior e ao mesmo tempo energia mais “limpa”. A par disso, o consumo de carvão diminuiu e apesar de ser uma das energias com menor custo de aquisição é, acima de tudo, uma das mais poluentes. De destacar o já referido crescimento do gás natural, cuja introdução em Portugal se registou em 1998, tendo vindo a atingir taxas de penetração muito consideráveis na produção de energia elétrica, no sector residencial e na indústria.



No que toca às políticas de gestão da procura (conservação e utilização racional de energia) os setores mais ineficientes são o doméstico e o sector dos transportes, porque aí o mercado falha na afetação eficiente dos recursos. Já no sector industrial e nos bens transacionáveis a grande concorrência no mercado força as empresas a serem mais eficientes no uso dos recursos energéticos, caso contrário estarão mais propícias à abertura de falência [22].

Tal como verificado anteriormente, o consumo final de energia depende maioritariamente de combustíveis de origem fóssil, que invariavelmente representaram cerca de metade do consumo de energia elétrica final no ano de 2012. Os recursos não renováveis, ou seja, derivados do petróleo são os mais utilizados maioritariamente nos setores indicados, pois a utilização dos recursos renováveis é, por vezes, mais cara, menos rentável e, muitas vezes, de difícil acesso.

Em 2012 o consumo de energia elétrica totalizou 49.1 TWh, contraindo 2.9% face ao ano anterior, ou 3.6% com correção dos efeitos de temperatura e o número de dias úteis. Perante o consumo máximo anual, ocorrido em 2010, verifica-se uma quebra de 6%, já a potência máxima atingiu 8554 MW, cerca de 850 MW abaixo do máximo histórico registado também em 2010 [9]. Não fora o crescimento da importação de energia elétrica, e poder-se-ia verificar que se está no bom caminho para progressivamente fazer a comutação das fontes de combustíveis fósseis para fontes renováveis no consumo final de energia elétrica. Tudo isso só foi possível dada a diminuição verificada no crescimento do consumo em 2012 e o aumento sustentado da contribuição das fontes renováveis integradas em PRE.

Analisando a evolução da satisfação do consumo de energia elétrica no período 2003 – 2012, apresentado na Figura 2.8, verifica-se um aumento progressivo do consumo, atingindo o seu ponto máximo no ano 2010, sendo que o aumento do consumo verificado até esse mesmo ano foi essencialmente satisfeito com o aumento de PRE e da importação, uma vez que o aumento verificado nas centrais CCGT compensou, em grosso modo, a diminuição da produção verificada nas centrais a fuelóleo.

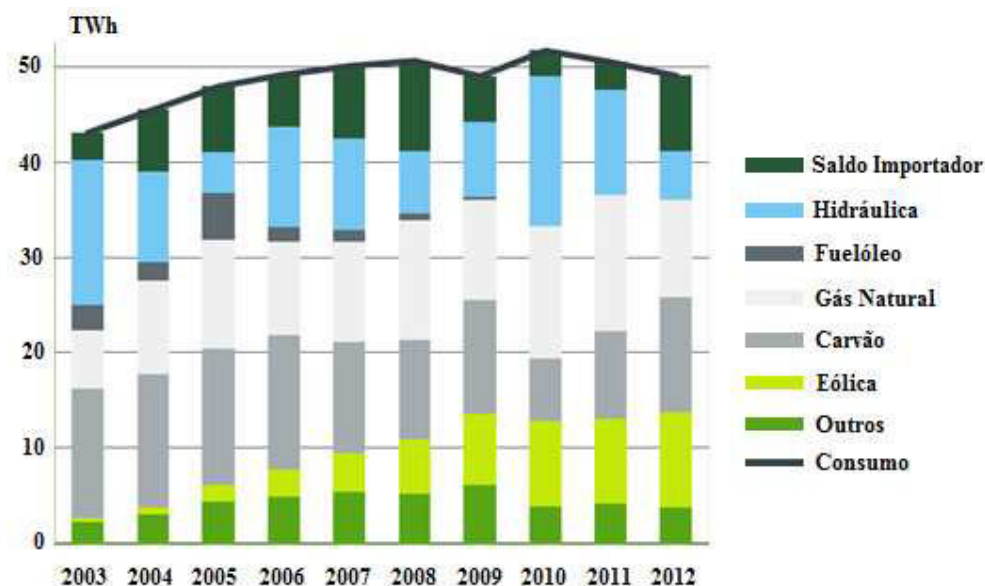


Figura 2.8 – Evolução da satisfação do consumo de energia elétrica por tecnologia no período 2003–2012 em Portugal (TWh) [9].

De referir o ligeiro abrandamento no crescimento do consumo até ao ano de 2012. A produção de origem renovável abasteceu 37% do consumo, com a eólica a atingir a quota mais elevada de sempre, 20%, a hídrica 11% e outras renováveis 6%. As centrais térmicas a carvão e de CCGT abasteceram respetivamente, 25% e 11% do consumo [9]. O mercado de energia elétrica em Portugal no período entre 1999 e 2006 caracterizou-se por uma franca expansão, tendo-se observado, segundo dados da REN, uma TCMA do consumo em cerca de 3.7%. O consumo de energia elétrica registou uma quebra entre 2008 e 2009 em cerca de 0.8%, dando continuidade à viragem de tendência que se assistiu em 2008 de uma diminuição em 1.0%. Esta diminuição está relacionada com as alterações nos hábitos de consumo, conducentes a uma maior eficiência energética, mas também à crise económica que se fez sentir em 2008 e mais fortemente em 2009 [20]. Esta redução foi maioritariamente impulsionada pelos grandes clientes, especialmente o sector industrial. De facto, foi na indústria que se registou a maior quebra, cerca de 7.1%, a que não será indiferente o decréscimo de 6.7% do número de empresas existentes nas indústrias transformadoras.

Observa-se na Tabela 2.3 a evolução do consumo por tipo de tecnologia de produção de energia elétrica e a percentagem de variação entre o ano corrente e ano anterior tendo por base o período 2010-2012 em Portugal.

Tabela 2.3 – Evolução do consumo por tecnologia no período 2010 – 2012 em Portugal (GWh) [9] [23]

	2010 [GWh]	Varição entre 2010 – 2011 [%]	2011 [GWh]	Varição entre 2011 – 2012 [%]	2012 [GWh]
<b>Produção Total</b>	50087	-3	48424	-12	42553
<b>Produção Renovável</b>	27363	-16	23104	-20	18401
<b>Hídrica</b>	15835	-29	11239	-52	5403
<b>Mini-hídrica</b>	1377	-26	1019	-39	623
<b>Eólica</b>	9024	0	9003	+11	10012
<b>Térmica</b>	2299	+12	2600	+1	2630
<b>Cogeração</b>	1336	+10	1502	-1	1488
<b>Solar</b>	204	+29	262	+36	357
<b>Produção Não Renovável</b>	22313	+11	24733	-7	23107
<b>Carvão</b>	6553	+39	9128	+33	12136
<b>Gás Natural</b>	14410	0	14345	-29	10214
<b>Outros</b>	1351	-6	1260	-40	757
<b>Consumo Total<sup>3</sup></b>	52198	-3,2	50499	-2,9	49060
<b>PRO</b>	32169	-6	30243	-22	23601
<b>PRE</b>	17918	+2	18181	+4	18952

É evidente o aumento da PRE que provoca inevitavelmente a diminuição da PRO, afetando especialmente os produtores térmicos, bem como o saldo importador. Outro facto evidenciado na Tabela 2.3, é a diminuição da produção renovável no período 2010-2012, fruto das más condições climatéricas verificadas, levando assim a uma diminuição elevada da produção hidráulica que é compensada pelo aumento da produção por parte de centrais a carvão. Quanto ao consumo total, este apresenta um decréscimo tanto para o ano de 2011 como para o ano 2012 fruto da crise económica que Portugal está a viver.

Em 2001 foi criada a Diretiva Comunitária 2001/77/CE relativa à promoção da eletricidade produzida a partir de FER no mercado interno da eletricidade. Definiram-se metas nacionais para a percentagem do consumo de energia elétrica a partir de FER. Mas a nova diretiva relativa às energias renováveis adotada em codecisão na primavera de 2009 (Diretiva 2009/28/CE), revogou as anteriores diretivas 2001/77/CE e 2003/30/CE, estabelecendo objetivos gerais obrigatórios, assim como um objetivo nacional obrigatório em que Portugal terá de atingir uma meta de 31% para a quota

<sup>3</sup> Inclui a produção por bombagem e o saldo importador

global de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia até ao ano de 2020 [24].

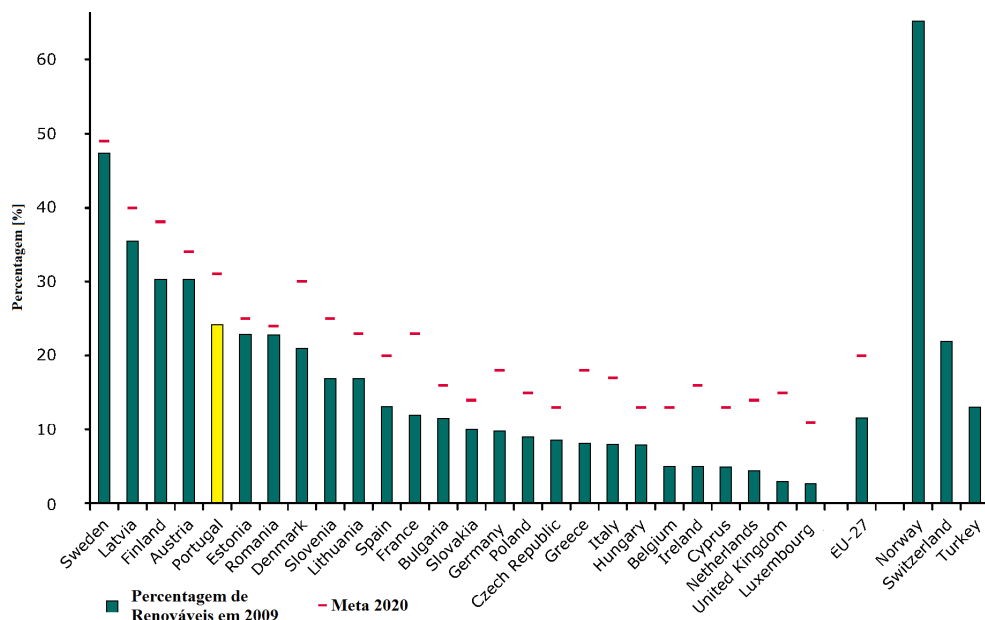


Figura 2.9 – Percentagem de fontes renováveis no consumo bruto de energia elétrica nos estados membros da UE-27 em 2009 [25].

No âmbito da União Europeia (UE), Portugal surge como um *player* relevante no sector das energias renováveis, tendo-se posicionado em 2009 como o 5º país com maior peso de fontes de energia renovável no consumo elétrico nacional.

A quota de fontes renováveis no consumo interno bruto de energia é, em Portugal, bastante superior à da média dos Estados-Membros (EM) da UE. No entanto, a razão entre o consumo anual de todas as FER e o consumo total de energia final tem vindo a diminuir.

Portugal assumiu objetivos bastante ambiciosos em 2020 a nível de incorporação de recursos endógenos renováveis no consumo final de energia elétrica. Assim sendo o setor das renováveis terá um papel essencial para o cumprimento desses mesmos objetivos, deste modo e tal como se observa na Tabela 2.4 os resultados atualmente alcançados são considerados globalmente positivos, visto no ano de 2009 se ter atingido um máximo de introdução de fontes renováveis na ordem de 24.1% a nível do consumo de energia elétrica.

Tabela 2.4 – Evolução da percentagem de FER no consumo bruto de energia elétrica entre EM da UE no período 2004-2009 [25]

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Meta 2020
UE-27	8.3%	8.3%	9.2%	10.0%	10.5%	11.7%	20.0%
Portugal	19.6%	20.0%	20.7%	21.8%	22.8%	24.1%	31.0%

Apesar da evolução positiva, as metas para Portugal em 2020 estão ainda longe de serem alcançadas. Referiu-se que a Diretiva de FER impôs a cada país o estabelecimento de um plano próprio, definindo as metas e ações a desencadear para a prossecução do objetivo de incorporação até 2020, plano este de caráter obrigatório e com penalizações associadas ao incumprimento, e que em Portugal se traduz no Plano Nacional de Ações para as Energias Renováveis (PNAER). Assim, no ponto seguinte irá ser abordado um pouco do futuro das FER no sistema elétrico nacional, explicando que tipo de estratégia será a melhor de modo a introduzir uma maior percentagem de fontes renováveis no SEN ou quais as estratégias já pensadas e sugeridas para o horizonte 2020.

#### 2.1.4. Futuro das FER

A perspetiva de uma maior incorporação de energias renováveis no *mix* de geração é um dos objetivos assumidos por Portugal no âmbito do pacote para a energia e clima da UE no horizonte 2020, expressa na Diretiva Comunitária 2009/28/CE (objetivos 20/20/20), e que impõe a redução a nível europeu de 20% da emissão de Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>), face aos níveis de 1990, a contribuição de um mínimo de 20% de energias renováveis na energia final (sendo a cota de 10% para o setor dos transportes), e medidas de eficiência energética que viabilizem a redução de 20% do consumo de energia.

Os principais objetivos e metas propostas pela UE, contemplados pela Diretiva Comunitária publicada em junho de 2009, estão ilustrados na Tabela 2.5.

Tabela 2.5 – Diretiva Comunitária referente às metas e objetivos da UE para o horizonte 2020 [26]

Diretiva Comunitária	Objetivo UE	Meta	Data
2009/28/CE	Aumento da quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final de energia	20%	2020
	Assegurar uma quota de renováveis nos transportes	10%	

Os objetivos da UE permitiram guiar os diferentes EM, na preparação dos seus próprios PNAER. Esta diretiva prevê a existência de mecanismos de flexibilidade para o cumprimento das quotas de renováveis no consumo de energia. Exorta, também, os EM para que tomem medidas que facilitem o acesso das FER à rede elétrica e que simplifiquem os processos de autorização, certificação e licenciamento.

Assim, a política energética nacional, tem em consideração a contribuição das FER e tem como principais objetivos os indicados na Tabela 2.6.

Tabela 2.6 – Objetivos nacionais relativo à quota de FER para o horizonte 2020 [26]

Documento	Objetivo Nacionais	Meta	Data
<b>Diretiva Comunitária referente a FER</b>	Aumento da quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final de energia	31%	2020
	Aumentar a utilização de fontes renováveis no sector dos transportes	10%	
<b>Programa do XVIII Governo Português</b>	Aumentar a quota de FER no consumo final de energia elétrica	60%	

Mediante as metas propostas pela UE, Portugal através do Programa do XVIII o Governo português definiu as suas próprias linhas estratégicas para poder atingir a meta proposta no setor da energia, estabelecendo a Estratégia Nacional para a Energia (ENE 2020), (aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º. 29/2010, de 15 de Abril de 2010, que substitui a anterior Resolução do Conselho de Ministros n.º. 169/2005, de 24 de Outubro).

A ENE 2020 encontra-se estruturada em 5 grandes eixos como se encontra ilustrado na Figura 2.10, em grande parte indica estabelecimento de metas, estratégias de desenvolvimento e promoção relativas às várias tecnologias que compõem o *mix* das renováveis para 2020. O eixo que merecerá maior atenção no âmbito desta dissertação, será o eixo indicador da aposta das FER no sistema elétrico em Portugal (cor vermelha), visto ser o principal objetivo principal do presente trabalho.



Figura 2.10 – Estratégia Nacional para a Energia proposta pelo Governo Português [26].

A base da produção renovável nacional está fundamentalmente assente na combinação da energia hídrica e da energia PRE eólica. Porém, a visão nacional para este setor passa pela diversificação da carteira de energias renováveis apostando em tecnologias que possam dar um contributo mais imediato para o sistema electroprodutor mas, também, para a investigação e desenvolvimento de tecnologias e projetos em fase de teste/demonstração que apresentem potencial de criação de valor na economia nacional, Figura 2.11.

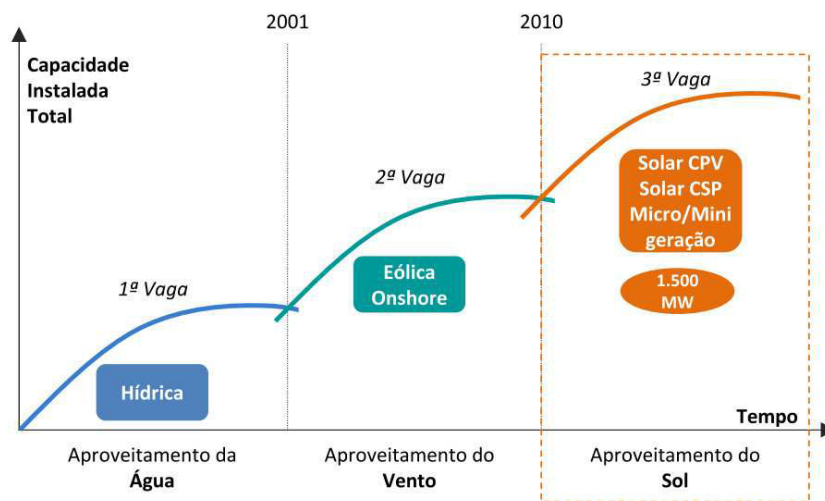


Figura 2.11 – Vagas de desenvolvimento da política das renováveis em Portugal [26].

Com vista a alcançar os objetivos propostos pela ENE 2020, o eixo 2 (aposta nas renováveis) estabelece metas para o horizonte 2020 ao nível da potência instalada de cada tecnologia, que se passa a descrever na Tabela 2.7. Pelo já exposto, espera-se que, em 2020, Portugal tenha um portfólio de energias renováveis muito diversificado e articulado com as energias fósseis, em particular o gás natural e o carvão, o que se traduzirá, para as renováveis, em maior potência instalada [27].

Tabela 2.7 – Objetivos nacionais segundo ENE 2020 relativo à quota de FER [27]

Estratégia Nacional de Energia 2020 (ENE 2020)	
Hídrica	Aumento da potência total hídrica até 8600 MW associada ao aumento da capacidade de bombagem
CMH	Promoção da instalação de 250 MW
Eólica	Aumentar a potência instalada para 8500 MW
Solar	Instalação de 1500 MW até 2020, de acordo com a evolução das tecnologias, prosseguindo com a aposta no solar térmico, assim como a modernização dos programas de microgeração

No que se refere à mini-hídrica o objetivo de pleno aproveitamento do potencial identificado de 250 MW, poderá ser conseguido no quadro de um plano estratégico de análise e licenciamento a definir [27]. A estratégia prevê que até 2020 possam ser instalados, também por concurso, outros 3000 MW de potência eólica, sendo que a atribuição desta potência dependerá de um conjunto de fatores, designadamente, da viabilidade técnica e dos custos das tecnologias eólicas *offshore*, assim como dos impactos ambientais associados aos diferentes tipos de tecnologia [27].

Após as fortes apostas na energia hídrica e PRE eólica, a energia solar posiciona-se como a tecnologia com maior potencial de desenvolvimento em Portugal durante a próxima década [27]. A sua complementaridade com as restantes tecnologias renováveis, pelo facto de ser gerada nas horas de maior consumo, leva à fixação de um objetivo de 1500 MW de potência instalada em 2020 [27].

Os pilares de qualquer política energética residem na segurança de abastecimento, na sua sustentabilidade e na sua competitividade económica. A ENE 2020 apresenta-se como uma estratégia extremamente ambiciosa já que se compromete com estes pilares. O incremento de potência instalada em tecnologia eólica é extraordinariamente elevado dado o curto período de tempo que esta estratégia considera [18]. Daí que a sustentabilidade técnica do sistema é garantida através do aumento da potência hídrica de forma a viabilizar o crescimento da potência eólica [27].

A evolução expectável do parque electroprodutor em Portugal, no período 2009-2020, encontra-se ilustrada na Figura 2.12, sendo que esta evolução do parque electroprodutor no curto/médio prazo teve em conta a informação disponibilizada pelos produtores no que respeita aos reforços de potência dos aproveitamentos existentes. Assim, até 2020 admitiu-se a concretização do Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), que contempla um conjunto de dez novos aproveitamentos hidroelétricos [28].

No cenário de Referência (efetuado pela REN) de evolução dos consumos, a capacidade prevista do sistema electroprodutor, revela-se suficiente para assegurar a cobertura dos consumos em termos de energia e potência. No entanto, em termos de flexibilidade de operação será necessário haver meios adicionais de mobilização rápida, de modo a que o sistema electroprodutor disponha de níveis adequados de reserva operacional nos períodos de ponta [28].



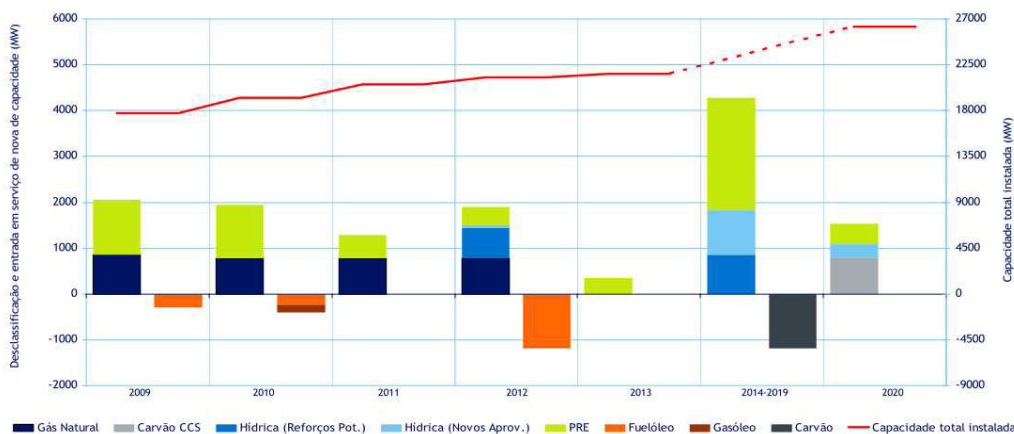


Figura 2.12 – Evolução expectável do sistema electroprodutor em Portugal no período 2009 – 2020 [28].

A Figura 2.13 ilustra, que a produção total da eólica *onshore* e eventualmente a PRE eólica *offshore* irá ultrapassar a produção da grande hídrica, representando a tecnologia com maior contribuição para a produção de energia elétrica (mas caso se agrupe a grande hídrica e as CMH, então é a hídrica total que ganha maior peso). O total das tecnologias de produção de eletricidade renovável, à exceção de PRE eólica e da grande hídrica, irão ultrapassar a térmica clássica por volta de 2018 com a entrada em operação da maioria das centrais a biomassa florestal [29].

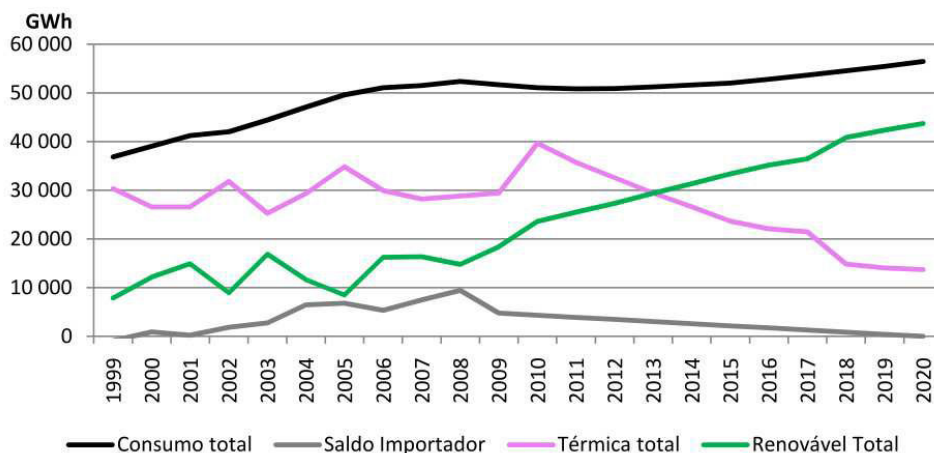


Figura 2.13 – Produção de energia elétrica em Portugal no período 1999 – 2020 [29].

É essencial que seja feito um planeamento estratégico global para o SEN na próxima década, e que esse resulte numa política clara e firme que preveja a gestão das consequências associadas, nomeadamente no que diz respeito à capacidade excedente de produção que se prevê para o horizonte 2020 [29]. Caso entrem em operação todas as centrais CCGT previstas, a capacidade instalada de centrais térmicas em 2020 excederá as necessidades previstas mesmo tendo em consideração o papel importante deste tipo de centrais na gestão do sistema elétrico nacional.

A maior penetração de renováveis na produção de eletricidade coloca ainda outras questões nomeadamente as de saber como será feita a transição da energia eólica para condições de mercado e quais os impactos que os 82% de eletricidade renovável irão provocar no saldo exportador português [29].

Esse exemplo óbvio enumerado anteriormente é fundamental, pois terá de ser efetuado uma gestão e planeamento em relação às centrais térmicas. Estas centrais têm um papel importante no sistema elétrico, sobretudo devido a estas poderem controlar a produção eólica intermitente e variável. Além disso, no horizonte futuro deverá existir uma maior capacidade de armazenamento por parte da bombagem hídrica, assim como uma maior produção renovável térmica a partir de biomassa e de cogeração, que poderão eventualmente substituir em certa parte as centrais térmicas clássicas no papel de manutenção da tensão e da frequência elétrica na rede.

Ao comparar os valores obtidos em relação ao consumo de energia elétrica pelo Governo Português com as previsões da Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN), conclui-se que existe uma diferença substancial para a quota de FER. Tendo em conta que a produção da energia elétrica renovável prevista pela APREN e pelo Governo não é muito diferente, esta discrepância explica-se porque a previsão do consumo de energia elétrica da APREN é muito menor que a do Governo e portanto o peso das FER aumenta proporcionalmente. A influência destes dois sectores resulta num acréscimo de 3.8% na meta global Tabela 2.8.

Tabela 2.8 – Previsão do Governo Português relativo às quotas setoriais e globais da energia proveniente de FER para o horizonte 2010, 2015 e 2020 [29]

	2010	2015	2020
A&A	30.0%	30.2%	29.9%
Eletricidade	41.1%	53.4%	58.1%
Transportes	10.0%	10.0%	10.0%
Quota Global de FER	25.5%	29.4%	31.0%

Em termos globais conclui-se que a meta nacional de 31% de incorporação de FER no consumo total de energia final em Portugal poderá ser ultrapassada, chegando a 34.8% em 2020. A quota de FER na eletricidade será, de longe, a mais elevada, atingindo os 82% em 2020. A elevada percentagem de eletricidade renovável compensa a quota de FER nos transportes que, apesar de ser superior à exigida pela Comissão Europeia (10%), é muito inferior ao objetivo global de 31%.

## 2.2. Caracterização das Tecnologias de FER

Atualmente existem seis fontes de energias renováveis: hídrica, eólica, solar, oceânica, biológica e geotérmica. Na Figura 2.14 encontram-se apenas enumeradas as tecnologias referente à energia solar, hídrica e eólica. Dado o objetivo deste trabalho serão analisadas em pormenor a energia eólica *onshore*, solar fotovoltaico e mini-hídrica.

A escolha das tecnologias abaixo selecionadas deve-se ao facto de serem as tecnologias com maior perspetiva na utilização futura, por serem consideradas tecnologias já desenvolvidas e em estado de grande maturidade em Portugal (caso da hídrica e eólica *onshore*), por ser a tecnologia mais promissora em termos de progressão na potência instalada no horizonte futuro (caso do solar fotovoltaico) e, sobretudo, por estas apresentarem grande variabilidade na produção de energia elétrica, provocando por vezes graves problemas para o sistema elétrico.

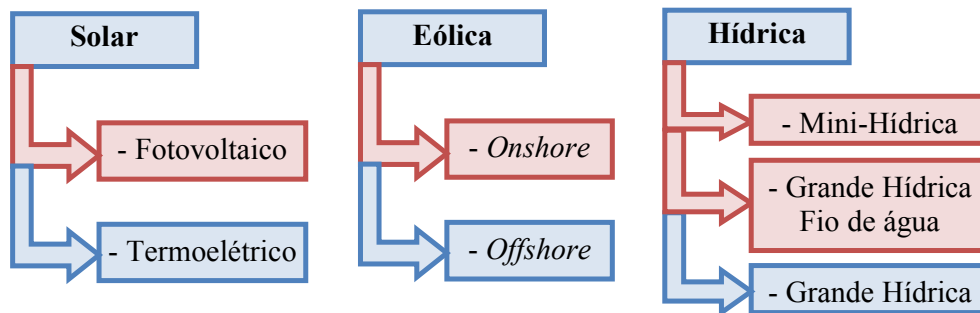


Figura 2.14 – Tecnologias de produção de energia elétrica por fonte.

Deste modo, foca-se nos pontos seguintes as tecnologias mini-hídricas, eólica *onshore* e solar fotovoltaica no contexto nacional: a sua importância, definição do conceito que mais se utiliza em Portugal, as suas vantagens, desvantagens/inconvenientes e uma breve perspetiva histórica de cada uma delas.

### 2.2.1. Energia Mini-Hídrica

Entre os finais do século XIX e os princípios do século XX instalaram-se muitas centrais hidroelétricas em Portugal com pequenas e grandes potências, justamente o domínio de potências que hoje levaria a classificá-las como pequenas centrais hidroelétricas, ou, na linguagem corrente, CMH [30].

Foi como fonte de produção descentralizada que se desenvolveu as CMH, entregando à rede elétrica a maior parcela de energia que era possível extrair da água. Uma das razões para isso, prendeu-se com o facto de estas constituírem fontes de energia regular [30]. De referir ainda, que a energia produzida em CMH pode ser introduzida no sistema

elétrico ou ser utilizada de forma isolada para fornecer energia elétrica a uma pequena povoação ou a um complexo industrial.

O Decreto-Lei n.º 189/88 de 27 de maio legisla o início da atividade de produção independente de energia elétrica a pessoas singulares ou coletivas públicas ou privadas, com o limite de 10 MW de potência instalada. Desde essa data até ao ano 1994 foram licenciados 120 empreendimentos de utilização de água para produção de energia [30]. Se tiver em conta as antigas concessões o total de aproveitamento mini-hídrico no ano de 2005 situou-se em 98 centrais que correspondem a 286 MW de potência instalada.

Por definição, uma central mini-hídrica é uma instalação produtora de energia elétrica a partir de energia hídrica até uma potência instalada de 10 MW. Este limite é geralmente usado como fronteira de separação entre as pequenas e as grandes centrais hidroelétricas. As primeiras, devido ao seu impacto ambiental diminuto, são consideradas centrais renováveis; as segundas, embora usem um recurso renovável, produzem efeitos não desprezáveis sobre o meio ambiente [30]. Desde 1988, a legislação que tem sido publicada continua a dinamizar o seu desenvolvimento e até o alargamento do conceito de PCH ou CMH aos pequenos aproveitamentos hidroelétricos com potências instaladas entre os 10 MW e os 30 MW<sup>4</sup> [13].

Apresentam-se de seguida algumas das vantagens que constituem as centrais mini-hídricas [31]:

- Tecnologia com elevada eficiência (70% a 90%);
- Elevado fator de capacidade ( $P/P_{m\acute{a}x}$ ), mais de 50% o que é elevado comparado com a solar (10%) e eólica (30%);
- É uma tecnologia muito robusta e madura à mais de 40 anos;
- Como é baseada essencialmente em aproveitamentos de fio de água os seus impactos ambientais não são muito significativos.

Para as CMH, a União Internacional dos Produtores e Distribuidores de Energia Elétrica (UNIPED) recomenda a classificação em função da potência instalada, tal como se verifica na Tabela 2.9.

Tabela 2.9 – Classificação das centrais mini-hídricas quanto à potência [30]

Designação	$P_i$ (MW)
Pequena central hidroelétrica	$\leq 10$
Mini central hidroelétrica	$\leq 2$
Micro central hidroelétrica	$\leq 0,5$

<sup>4</sup> Decreto-lei n.º. 85/2002, de 6 de Abril

Para a produção de hidroeletricidade recorre-se à combinação otimizada de uma determinada altura de queda e do caudal disponível, verificando-se que quanto maior for a queda aproveitável menor poderá ser o caudal utilizado. No que diz respeito à altura de queda, a classificação habitual para as CMH é a ilustrada na Tabela 2.10.

Tabela 2.10 – Classificação das centrais mini-hídricas quanto à altura de queda [30]

Designação	H <sub>b</sub> (m)
Queda baixa	2–20
Queda média	20–150
Queda alta	≥ 150

Outra classificação diz respeito à existência ou não de capacidade de armazenamento. As centrais a fio de água não têm capacidade de regularizar o caudal, pelo que o caudal utilizável é o caudal instantâneo do rio. Ao contrário, as centrais com regularização, possuem uma albufeira que lhes permite adaptar o caudal afluente. As CMH são, regra geral, centrais a fio de água [32]. Em Portugal o potencial de aproveitamento de energia mini-hídrica está distribuído um pouco por todo o território nacional, embora exista uma maior concentração no Norte e no Centro do país.

Verifica-se que, desde 1994, a taxa de execução de novos aproveitamentos tem sido extremamente baixa. Como principais causas para esta situação têm sido apontadas as dificuldades de obtenção de novos licenciamentos onde intervêm diferentes entidades sem coordenação, a falta de critérios objetivos para a emissão de pareceres das diversas entidades e as restrições ambientais e também a dificuldade inerente da ligação à rede elétrica por insuficiência da mesma. Apesar de esta tecnologia estar comprovada e Portugal ter um potencial interessante, o potencial de aproveitamento de energia da Mini-Hídrica e Micro-Hídrica não tem ainda a expressão que merece.

No entanto, as potencialidades dos recursos hídricos do país não estão de forma nenhuma esgotadas, existindo numerosos aproveitamentos com viabilidade técnica e económica. Os aproveitamentos hidroelétricos a integrar no futuro possuem uma relação energia/potência inferior à do parque hídrico em exploração, demonstrando uma vocação nítida para a utilização mais concentrada em períodos de maior consumo [13].

Por exemplo, sendo os aproveitamentos existentes na cascata do Douro nacional do tipo fio de água (CMH), isto é, praticamente sem capacidade de regularização, a produção de eletricidade nestes escalões está totalmente dependente da exploração dos aproveitamentos espanhóis existentes a montante, não só no troço principal como nos

seus afluentes. À medida que os anos vão passando, devido ao aumento gradual dos consumos de água na bacia espanhola do rio Douro, o interesse estratégico desta reserva tem vindo a tornar-se mais evidente [13].

Assim, a criação de capacidade de armazenamento na bacia portuguesa do Douro representa para o sistema electroprodutor uma mais-valia significativa e insubstituível. Pela sua importância no conjunto do potencial hidroelétrico ainda por explorar (com um peso superior a 50%) merece especial relevo o conjunto da bacia do Douro e dos seus afluentes. Ilustrado na Figura 2.15, verifica-se que ainda existem 18% de potencial de CMH disponíveis em Portugal que poderão ainda ser explorados, aumentando assim a potência instalada destas centrais.

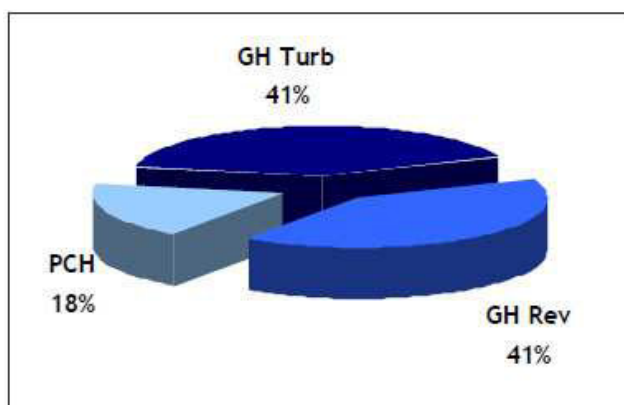


Figura 2.15 – Recursos hídricos inventariados, potencial disponível em Portugal [13].

### 2.2.2. Energia PRE Eólica

A energia proveniente de PRE eólica pode ser considerada uma das mais promissoras fontes naturais de energia, principalmente porque é renovável, ou seja, não se esgota e está amplamente distribuída globalmente [33].

Existem duas tecnologias que permitem realizar este tipo de aproveitamento: *onshore* e *offshore* [34]. A principal diferença entre estas duas tecnologias reside no local onde se encontram implementadas. Na tecnologia *onshore* os parques eólicos encontram-se localizados em terra enquanto na tecnologia *offshore*, estes encontram-se localizados no mar, em zonas próximas do litoral.

Os parques eólicos *offshore* existentes, estão localizados essencialmente no norte da Europa e correspondem aproximadamente a apenas 1% da capacidade instalada mundial [35]. Em relação a Portugal só existem parques eólicos *onshore*, sendo este o motivo pelo qual apenas se caracteriza a tecnologia *onshore* no presente trabalho.

Existem dois tipos de aerogeradores para a geração de energia elétrica, os rotores de eixo vertical e os rotores de eixo horizontal. Os rotores de eixo horizontal são os mais comuns e são os utilizados em Portugal. São movidos por forças aerodinâmicas chamadas de forças de sustentação (*lift*) e forças de arrasto (*drag*) [36]. A Figura 2.16 ilustra o impressionante desenvolvimento do tamanho e da potência de aerogeradores desde 1985.

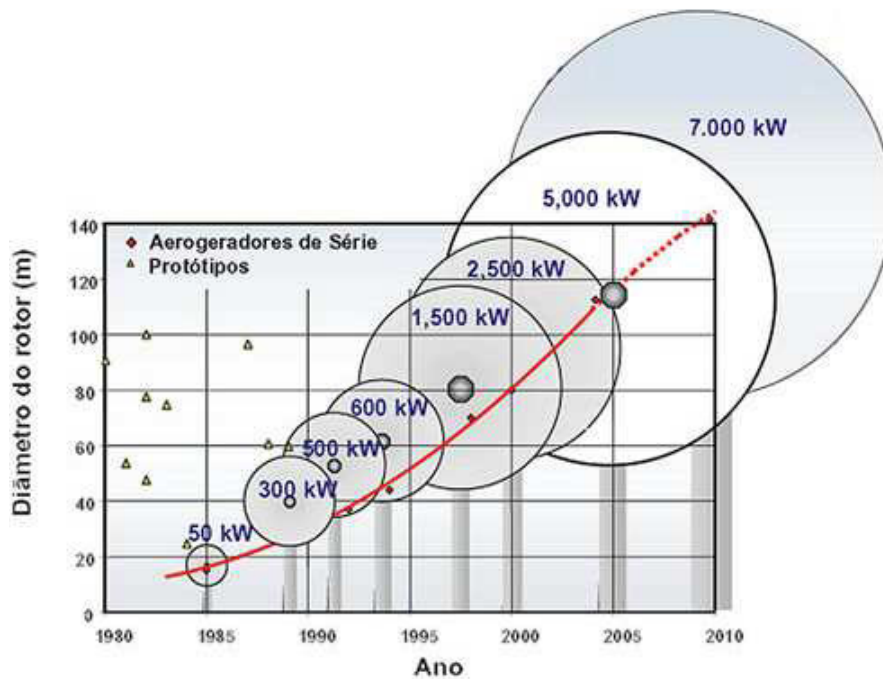


Figura 2.16 – Evolução dos aerogeradores desde 1985 até 2005 [36].

Todos os aerogeradores, independentemente da sua dimensão e tecnologia, são constituídos pelos seguintes componentes: o rotor, o gerador elétrico, um sistema de controlo da velocidade e a torre [34]. Os fatores que influenciam a localização e a distância entre as turbinas são: a variação do vento com a altura ao solo (rugosidade), a variabilidade do vento, a turbulência, a presença de obstáculos e os efeitos de esteira, parque e túnel [37]. A disponibilidade e a velocidade do vento são determinantes para a valia económica de um projeto de produção de energia elétrica a partir deste recurso renovável. Em regra um sistema de produção eólica necessita de uma velocidade média anual do vento de 15 km/h ou seja 4.2 m/s. Outro aspeto importante é a altura da torre que suporta a turbina eólica porque a turbulência do vento é maior junto ao solo do que em altitude. Se a altura da torre aumentar de 10 para 50 metros a quantidade de energia fornecida pelo vento duplica, sendo que também irá depender do local onde esta estará colocada [34].

## **Vantagens e Incidentes Relativos à Energia Eólica**

Vantagens da energia eólica relativo à produção de eletricidade [33]:

- A energia eólica produz energia elétrica a um custo conhecido que não depende das variações futuras do preço do petróleo;
- É uma fonte de energia descentralizada que cria atividade económica e empregos em zonas rurais;
- O funcionamento de uma turbina eólica não produz emissões poluentes e permite a continuidade de atividades (por exemplo agrícolas) no terreno envolvente;
- É a fonte com o menor impacto ambiental, nomeadamente em termos de emissões de GEE, ou seja, é uma fonte de energia limpa;
- Um parque eólico é uma instalação completamente reversível, ao contrário das centrais térmicas e das centrais hídricas. No fim de vida de um parque eólico o local pode ser restaurado e recuperado para o seu estado inicial.

No que respeita aos incidentes provocados pela produção de energia eólica, com respetivos impactos na rede elétrica, destacam-se [38]:

- Até ao ano 2007 registou-se uma perda máxima de energia eólica na ordem dos 400 MW, valor idêntico a um grupo térmico;
- O aumento da potência eólica instalada em Portugal leva a maior perdas de geração, pelo que vão mobilizar mais reserva rápida;
- Constata-se que os curto-circuitos com origem nos parques eólicos provocam cavas de tensão na rede e, estes levam a uma perda de geração.

Um exemplo claro de abrandamento na introdução de eólica é a Espanha. A produção eólica máxima em Espanha está a ser limitada pela perda generalizada da eólica devido a incidentes (cavas de tensão e frequência) na rede [38].

Face às situações de incidentes enumeradas anteriormente o comportamento da geração eólica em Portugal não está a ser tido em conta, podendo a sua introdução no sistema elétrico provocar graves problemas.

As maiores barreiras ao desenvolvimento da energia eólica em Portugal no ano de 2005 eram sobretudo as ligações à rede, uma vez que os locais com maior potencial se encontravam em locais remotos, o impacto ambiental e os procedimentos burocráticos,



ou seja, as certificações administrativas de um projeto de energia eólica são complexos e lentos [37]. Atualmente, a ligação à rede continua a ser um problema. No entanto houve uma melhoria existente referente às questões do licenciamento e construção dos respetivos parques eólicos.

Desde 2002 que a implementação de um enquadramento legislativo específico e estável para fontes de energia renováveis tem permitido um crescimento muito rápido da energia eólica, atingindo mais de 4300 MW instalados em 2011, ou seja, o necessário para produzir cerca de 18% da eletricidade consumida em Portugal. Nos dias de hoje Portugal é o 2º maior país da UE com maior nível de penetração da energia eólica, a seguir à Dinamarca [39].

Na Figura 2.17 está ilustrada a evolução da produção da energia eólica em Portugal ao longo da última década. Pode-se observar que a partir de 2004 a quantidade de energia eólica produzida se assemelha a uma curva logarítmica, com um crescimento acentuado nos últimos anos.

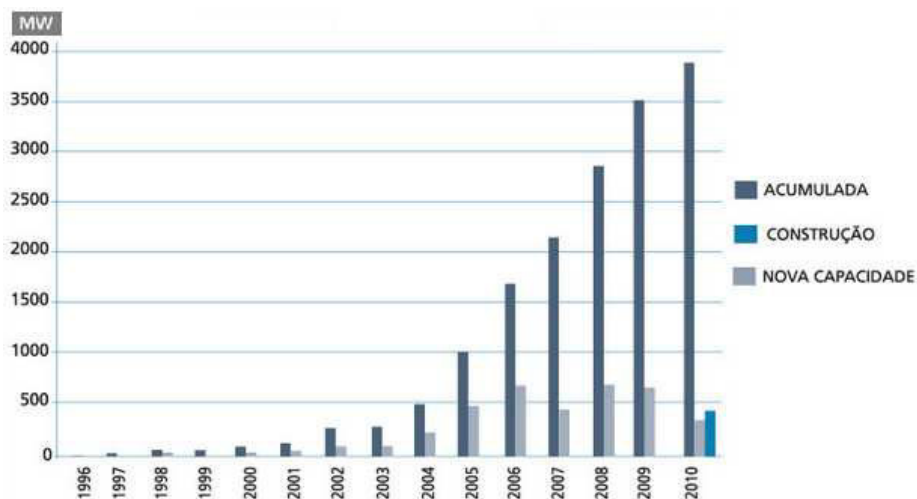


Figura 2.17 – Evolução da capacidade geradora eólica acumulada em Portugal (MW) [39].

A energia eólica é, portanto, um recurso nacional fiável e que gera cinco vezes mais emprego por euro investido do que as tecnologias associadas ao carvão ou ao nuclear [34]. Um indicador das vantagens económicas da energia eólica é o valor do retorno económico que irá ser analisado no ponto 2.4.1, correspondendo ao seu desenvolvimento e incluindo os custos do trabalho, os custos de matérias-primas para o fabrico, transportes, exportações e o valor da eletricidade produzida.

### 2.2.3. Energia Solar Fotovoltaica

A energia proveniente do sol pode ser convertida em energia útil através de uma variedade de tecnologias que se dividem em duas categorias, térmica e fotovoltaica. As tecnologias solares térmicas convertem a energia solar em calor que pode ser diretamente utilizado para aquecimento de águas ou convertido em energia mecânica e, posteriormente, em energia elétrica através do uso de turbinas a vapor. Já as tecnologias fotovoltaicas convertem a radiação solar diretamente em energia elétrica através do efeito fotovoltaico. Neste estudo dar-se-á mais relevância à tecnologia solar fotovoltaica, visto ser a tecnologia com maior escala em Portugal e responsável pela energia elétrica produzida através radiação solar.

Após um forte investimento em energia eólica e hídrica, nos últimos anos tem-se assistido a uma crescente aposta na energia solar, nomeadamente na fotovoltaica. O sistema solar fotovoltaico é um sistema que aproveita a energia solar convertendo diretamente a potência associada à radiação solar em potência elétrica *Direct Current* (DC) através do efeito fotovoltaico.

Como se pode verificar na Figura 2.18, quando a luz solar atinge a célula fotovoltaica, os fotões são absorvidos pelos eletrões fornecendo energia suficiente para quebrar as ligações dos eletrões. Os eletrões libertados são conduzidos através do campo elétrico para a camada n. As lacunas assim criadas seguem na direção contrária, ou seja, para a camada do tipo p. Ao ligar-se a camada n à camada do tipo p com um condutor completar-se-á um circuito elétrico, permitindo que os eletrões fluam para a camada p, criando uma corrente elétrica. Este fluxo de eletrões manter-se-á enquanto a luz incidir na célula. A intensidade da corrente elétrica variará da mesma forma que a luz solar incidente varia [40].

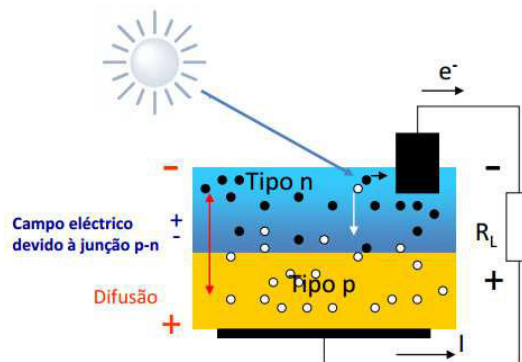


Figura 2.18 – Exemplo genérico de uma célula fotovoltaica [41]

As células fotovoltaicas podem ser compostas por silício monocristalino, silício policristalino ou silício amorfo. Dadas as características do silício monocristalino, cristal único, esta tecnologia permite obter células com maiores eficiências, no entanto, o seu processo de fabrico é mais caro. As células policristalinas são mais baratas, mas atingem eficiências mais baixas quando comparadas com a tecnologia anterior. No caso do silício amorfo, o cristal não tem uma forma regular, sendo o fabrico de células ainda mais barato, mas com a desvantagem de se obter eficiências ainda mais baixas [42].

Vantagens da energia solar fotovoltaica relativo à produção de eletricidade [41]:

- Melhores hipóteses de desenvolvimento da tecnologia;
- Não existe emissões de CO<sub>2</sub>, nem ruído;
- Podem ser expansíveis a qualquer altura;
- O gerador fotovoltaico não tem elementos amovíveis.

Ao contrário de outras tecnologias, os sistemas fotovoltaicos raramente operam em condições nominais de funcionamento. Os principais fatores que influenciam as características elétricas de um painel são a radiação incidente e a temperatura das células [43].

A radiação solar é o elemento chave para a produção de energia elétrica assente em tecnologias fotovoltaicas. Será assim de esperar que as localizações preferenciais para as centrais corresponderam aos locais com maiores índices de radiação solar incidente. A exploração industrial desta tecnologia é realizada através da implementação no solo de um elevado número de módulos Painéis Fotovoltaicos (PV), sendo que para serem bem-sucedidos estes necessitam de grandes áreas e uma excelente exposição solar.

A Figura 2.19 indica Portugal como sendo um dos países da Europa com maior potencialidade de aproveitamento de energia solar, sendo a média anual de exposição solar de 8h/dia, recebendo uma incidência solar de 1 kW/m<sup>2</sup>. Quanto ao número médio anual de horas de sol, este varia entre 1800 e 3000 horas [44].

Portugal, à exceção do Chipre, tem a melhor insolação anual de toda a Europa, com valores 70% superiores aos verificados na Alemanha. Esta diferença leva a que o custo da eletricidade produzida em condições idênticas seja 40% menor em Portugal. Este aspeto constitui uma enorme vantagem deve ser capitalizado e rentabilizado [45].

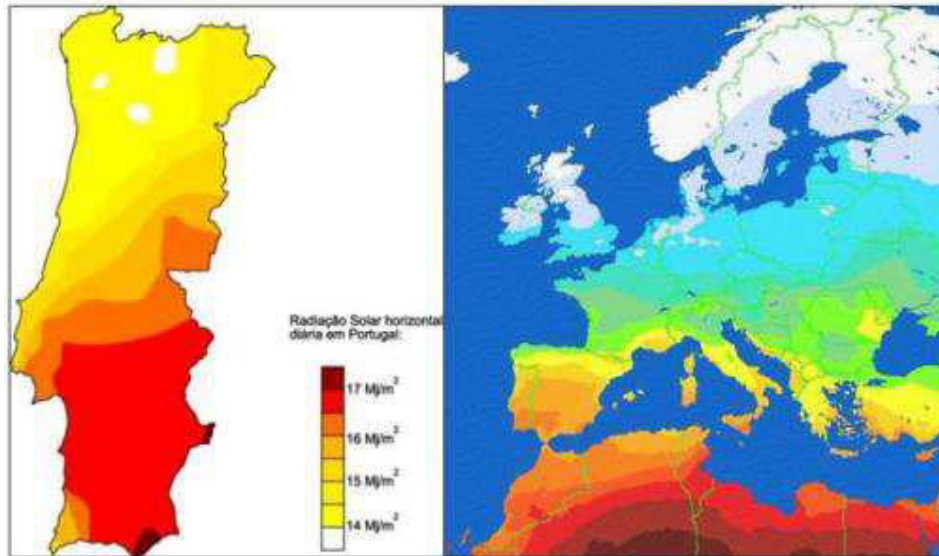


Figura 2.19 – Mapa de radiação solar em Portugal comparada com a Europa [44].

Os PV são comercialmente viáveis para a produção de energia elétrica em pequenas instalações. A sua utilização é particularmente vantajosa em regiões remotas de difícil acesso a redes de transmissão de energia em grande escala. Deste modo, a energia solar fotovoltaica tem sido a opção mais económica em muitas aplicações de pequena potência em locais afastados da rede. Contudo, o elevado preço destes sistemas têm sido uma barreira à sua disseminação em outras aplicações, nomeadamente, em áreas urbanas servidas pela rede de distribuição elétrica. Atualmente essa tendência tem vindo a ser contrariada devido ao decréscimo dos custos dos módulos fotovoltaicos.

### 2.3. Variabilidade e Intermitência das FER

Do ponto de vista do planeamento e operação do sistema elétrico a integração de uma quantidade cada vez maior de FER tornou-se um problema complexo, principalmente devido à volatilidade associada a alguns dos recursos renováveis. Assim, a variabilidade de potência exibida por muitas FER representa um grande desafio para manter um abastecimento seguro de energia elétrica. Mas este grande desafio imposto ao SEN tem solução mas com um elevado custo associado. Por outro lado, a variabilidade do recurso renovável obriga a que exista investimento em tecnologias que permitem uma rápida entrada em rede, na ordem de minutos (reserva girante) como centrais CCGT, de modo a poder assegurar o abastecimento de energia elétrica quando existam quebras imprevistas na energia produzida a partir de FER [28]. Tal leva a que num parque electroprodutor em que exista uma elevada capacidade instalada de FER, a capacidade

instalada total seja muito superior às necessidades do sistema em termos de energia equivalente produzida [18].

O vento é volátil, não sopra em permanência e, por isso, o limite da energia eólica depende do país, nomeadamente da sua extensão. O mesmo acontece com outra fonte intermitente, a PRE fotovoltaica.

De fato existem vários problemas que podem surgir sobretudo de geradores eólicos e turbinas hídricas e que podem afetar o sistema elétrico [46]:

- As variações de tensão podem surgir nos consumidores das redes de distribuição (Assim, por um lado, regular a tensão torna-se um problema, devido às variações de carga e à variação da velocidade do vento);
- O funcionamento dos geradores eólicos origina problemas, os quais afetam a qualidade da onda de tensão, perturbações essas tais como, harmónicas, flutuações de tensão e variações de frequências.

As principais questões relacionadas sobre a relação entre a variabilidade das FER e as fontes de alimentação da rede ocorrem quando uma pequena variabilidade aleatória local toma lugar a uma longa variabilidade de recursos por períodos de tempo mais longos, sendo de realçar ainda que a procura de energia elétrica está também continuamente em mudança, ou seja, a variar aleatoriamente ao longo do tempo.

### **Variabilidade da Energia Eólica**

Veja-se o caso da tecnologia PRE eólica: este recurso apresenta variabilidade relativamente à sua disponibilidade uma vez que não é constante nem é possível de armazená-lo, ao contrário do que acontece, por exemplo, com os recursos hídricos [28]. Assim, o produtor eólico não consegue determinar com precisão a quantidade de energia que vai produzir. A energia que este entrega à rede não é constante, apresentando no caso eólico uma elevada variabilidade para pequenos períodos horários.

No entanto, em termos de energia anual produzida a variabilidade anual é reduzida, registando-se uma produção proporcional à capacidade instalada [47].

O maior inconveniente associado à produção de energia elétrica em grande escala através da geração eólica é sim a intermitência causada devido à variabilidade e imprevisibilidade das condições climáticas. Este inconveniente pode ser mitigado utilizando centrais flexíveis como as centrais CCGT, para compensar os momentos em

que o recurso eólico é reduzido. Mas para assegurar a utilização otimizada do recurso eólico em grandes quantidades, três fatores poderão ter um papel relevante [33]:

- Sistemas de gestão em tempo real dos parques eólicos para trabalharem eficazmente com as outras fontes disponíveis;
- Modelos de previsão mais precisos e fiáveis de modo a antecipar os regimes de ventos nas horas e nos dias seguintes;
- Sistemas de armazenamento de energia de modo a poder guardar o eventual excesso de energia eólica produzida.

A variação da velocidade do vento influencia inevitavelmente a potência elétrica produzida por geradores eólicos como foi referido anteriormente. A Figura 2.20 seguinte ilustra como o recurso eólico pode ter um impacto no sistema elétrico.

O Índice de Produtibilidade Eólica (IPE) é um indicador que permite quantificar o desvio do valor total de energia produzida por via eólica num determinado período em relação à que se produziria se ocorresse um regime eólico médio [48]. O IPE relativo ao ano de 2003 apresentou um valor próximo do valor médio, com um coeficiente anual de 1.00. O exemplo de um ano ventoso foi o caso do período 2008-2010 e o ano 2012.

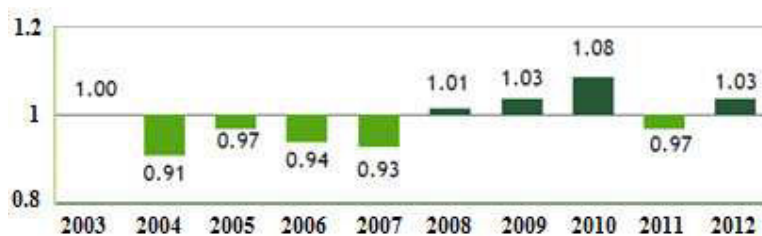


Figura 2.20 – Índice de produtibilidade eólica no horizonte 2003–2012 em Portugal [9]

A velocidade e a direção do vento estão constantemente a variar no tempo. Analisando a Figura 2.20 verifica-se que o vento nunca é estacionário.

Ao contrário do recurso hídrico, o PRE eólico apresenta uma significativa variabilidade de dia para dia, ainda que anualmente se verifique uma certa estabilidade. A eólica não pode ser considerada como a solução da produção de energia elétrica, mas como parte da mesma, devendo ser complementada com soluções térmicas, quer para a base do diagrama de carga, quer para eventuais falhas por carência de recurso reconhecendo-se, que o espaço para novas térmicas é limitado.

As centrais térmicas a carvão e a gás natural, concebidas para trabalharem muitas horas, fazendo a base do diagrama de carga, estão cada vez mais a trabalhar apenas como apoio às eólicas. Quer isto dizer que para suportar uma energia já de si muito mais cara do que dispõem os outros países, tem que se triplicar os investimentos, porque se precisa também de ter barragens, para quando ocorre vento a mais, e de ter centrais térmicas, para quando ocorre vento a menos, o que acontece em 70% do tempo [49].

### **Variabilidade da energia hídrica**

O recurso hídrico apresenta uma variabilidade relativa à disponibilidade do recurso mas, a entrega de energia é constante e perfeitamente controlável. A maior ou menor produção de energia a partir do recurso hídrico está dependente da hidraulicidade, ou seja, da quantidade de água disponível nas albufeiras dos centros produtores hídricos que varia consoante a pluviosidade [47].

Adicionalmente, a introdução de nova capacidade em aproveitamentos hidroelétricos representará um contributo muito importante para a manutenção dos atuais níveis de garantia de abastecimento do sistema elétrico, pois pelas suas características próprias as centrais hidroelétricas asseguram facilmente o ajuste fino entre a produção e o consumo aceitando as variações constantes de carga a que são sujeitas [13].

Em relação às CMH, o caudal que passa por uma secção de um rio é uma variável aleatória, com repartição não uniforme ao longo do ano. Assim, os estudos hidrológicos só poderão fornecer probabilidades de ocorrência dos caudais afluentes a uma determinada secção do curso de água (geralmente, valores médios diários), ao longo do ano, ou seja, é um recurso facilmente previsível, daí que possui taxas de variação e intermitência suaves, pequenas variações de dia para dia. Estas ao contrário das grandes hídricas têm um recurso facilmente previsível.

Em períodos chuvosos ( $IPH > 1$ ), as centrais hidroelétricas e, em particular, as centrais de fio de água, podem também operar continuamente, de modo a minimizar o risco de descarga nas barragens, fazendo nesta situação a base do diagrama conjuntamente com as centrais térmicas mais económicas e com PRE. Em Portugal Continental os meses de maior precipitação ocorrem em média nos meses de Outono e Inverno. Em consequência, existe uma grande variabilidade anual na quantidade de água armazenada nos reservatórios das centrais hidroelétrica.

O Índice de Produtibilidade Hidroelétrica (IPH) é um indicador que permite quantificar o desvio do valor total de energia produzida por via hídrica num determinado período em relação à que se produziria se ocorresse um regime hidrológico médio [48].

Pode verificar-se na Figura 2.21 que os anos em que se verificou  $IPH > 1$  foi em 2003 e 2010. Já no horizonte 2004-2009, este foi considerado como um período com anos anormalmente secos ( $IPH < 1$ ), existindo nesse período condições hidrológicas extremamente desfavoráveis.

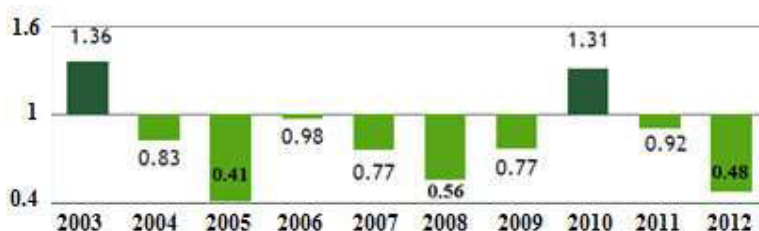


Figura 2.21 – Índice de produtividade hidroelétrica no horizonte 2003 – 2012 em Portugal [9].

### Variabilidade da energia fotovoltaica

A intermitência coloca problemas à integração desta energia na rede, sendo que os problemas de integração na rede que exploramos anteriormente para a energia eólica aplicam-se da mesma forma para a energia solar fotovoltaica. No entanto, a capacidade instalada e a energia produzida por esta tecnologia no SEN não são de todo comparáveis com a dimensão que a tecnologia eólica apresenta. Por outro lado, a previsão da disponibilidade deste recurso é mais precisa do que o recurso eólico, já que os meios de previsão que atualmente existem são bastantes mais evoluídos tecnologicamente para este recurso, sendo que a sua variabilidade está reduzida às horas em que existe sol [50]. O sol é uma fonte de energia intermitente, consequentemente o aproveitamento energético desta fonte também o é. Para a produção de energia elétrica a partir de PV é apenas necessária incidência de radiação solar, se bem que a quantidade de energia produzida depende da intensidade de radiação [50].

O aproveitamento da energia solar para a produção de eletricidade está reservada ao horário diurno, em condições favoráveis especialmente em centros urbanos quando a procura de energia elétrica é maior, devido a cargas tais como aparelhos de Aquecimento e Arrefecimento (A&A), a geração PRE fotovoltaica coincide com o pico de procura e pode, assim, contribuir para uma oferta efetiva de eletricidade.

A produção PRE fotovoltaica apresenta, assim, um efeito estável quanto à intermitência e influência nos recursos solares, o que lhe permite possuir um menor grau de incerteza,



apresentando como únicas desvantagens, o seu baixo rendimento e o seu custo elevadíssimo. De referir ainda, que atualmente, a intermitência não é um problema grave para a energia solar, dado que esta fonte representa uma pequena parcela da produção de energia total, mas no futuro o aumento da penetração de centrais solares no SEN é suscetível de introduzir novos problemas técnicos, tais como cavas de tensão, podendo degradar a qualidade da energia elétrica.

### **Solução para Intermitência e Variabilidade**

Em termos futuros está prevista a implementação de um conjunto de medidas diversas quer do lado da procura, quer do lado da oferta que podem contribuir para evitar limitações à produção renovável nos períodos de vazio. Medidas como a introdução de veículos elétricos na rede elétrica e introdução de barragens com capacidade de bombagem. Para além dessas medidas, apresentam-se de seguida formas para minimizar ou até mesmo mitigar os efeitos relativos à intermitência, cavas de tensão e variabilidade das FER na geração de eletricidade em Portugal.

O recurso eólico é aquele que se encontra disponível fora das horas de consumo (período noturno) e não é possível armazená-lo. Apesar da elevada aposta na energia eólica é necessário efetuar em conjunto de investimentos em centrais hídricas com capacidade de bombagem [28]. Esse mecanismo permite utilizar a energia proveniente destes recursos para armazenagem de água, de forma a poder utilizá-la para a produção de energia em períodos de grande consumo. O recurso a outras formas de armazenamento de energia, como é o caso de baterias ou até mesmo de pilhas de hidrogénio, é ainda bastante dispendioso relativamente ao referido sistema de bombagem [51]. Daí que o aumento da potência instalada da energia hídrica previsto pela ENE 2020 serve em grande parte para acompanhar o elevado incremento da potência instalada de energia eólica.

Dado os problemas enunciados anteriormente, é necessário a realização deste tipo de investimentos por parte dos produtores eólicos, pois estes são os meios mais eficazes para garantir um *back-up*, na medida em que possibilitam uma resposta rápida às variações de frequência, o uso das horas de vazio para aumentar o armazenamento necessário para as horas de pico do consumo e fazer face às cavas de tensão [52].

Uma boa previsão é também uma medida fundamental para se ultrapassar este problema da intermitência, uma vez que permite fazer a ponte da produção a partir de FER com a produção das centrais convencionais e a previsão do consumo, possibilitando uma

menor necessidade de recorrer à reserva girante, baixando assim o custo da integração das energias renováveis no sistema.

Enquanto as novas barragens não estão ativas, as centrais térmicas têm e terão um papel fundamental na gestão do sistema elétrico nacional, mais ainda com uma maior penetração de eólica, permitindo assim controlar a sua produção intermitente e variável.

## **2.4. Impacto das FER em Portugal**

Salienta-se uma vez mais que o setor de energias renováveis é um setor de relevo no país, contribuindo para o cumprimento de objetivos estabelecidos no âmbito das políticas energética e ambiental, para o crescimento do PIB nacional e para a criação de emprego, servindo como garantia mínima para a segurança de abastecimento, particularmente quando os produtores de petróleo se localizam numa zona politicamente instável.

Nos últimos anos, o setor nacional das FER registou níveis de crescimento consideráveis, estimando-se que estes se mantenham nos próximos anos. O facto de se utilizar um recurso renovável para a produção da energia já apresentada por si só é uma vantagem. Porém, a construção de empreendimentos de grande dimensão, como por exemplo as barragens, pode resultar em alguns impactos negativos no meio ambiente e no ecossistema fluvial. Porém, para potências iguais ou inferiores a 10 MW é possível definir uma exploração como mini-hídrica que ao invés do exposto anteriormente tem menores impactos ambientais [33].

Apesar de todas as funcionalidades e vantagens que a hidroeletricidade representa para o sistema electroprodutor, não se deve esquecer os impactos ambientais e socioculturais positivos e negativos que estão associados à construção e exploração dos aproveitamentos hidroelétricos [13]. Os promotores dos aproveitamentos hidroelétricos têm vindo a demonstrar uma grande disponibilidade/vontade para mitigar e compensar os aspetos negativos, para que eles sejam construídos e explorados com total respeito pela sociedade e pelo ambiente.

### **2.4.1. Impacto Macroeconómico das FER**

Globalmente a aposta nacional nas energias renováveis tem-se revelado uma aposta positiva que pode ser avaliada através dos impactos na economia portuguesa observados nos últimos anos, e que se esperam observar nos próximos anos. Em 2009 este setor representava 0.8% do PIB nacional, prevendo-se um aumento para 1.3% em 2020, o que significa que o setor das energias renováveis poderá gerar um valor acrescentado bruto de cerca de 2900 milhões de euros [52]. Deste modo, a contribuição direta do setor das energias renováveis para o PIB nacional em 2008 foi de 1100 milhões de euros, estimando-se que em 2015 atinja o valor de 2220 milhões de euros, equivalente a um crescimento de aproximadamente 100% no período 2008-2015 [16].

De acordo com a análise efetuada, estima-se que em 2008 o setor das energias renováveis tenha representado cerca de 36100 empregos, dos quais cerca de 2400 correspondem a empregos diretos e cerca de 33700 a empregos indiretos. Até 2015 estima-se que o número de empregos relacionados, direta e indiretamente com o setor de energias renováveis aumente para mais de 60000 [16]. Em termos de emprego gerado pelo sector das energias renováveis para o horizonte 2020, permitirá criar 100000 novos empregos, diretos e indiretos, o que representa uma TCMA de 11.2% [52].

Quanto aos impactos socioeconómicos da hidroeletricidade, estes apresentam um conjunto alargado de benefícios sociais relacionados com a utilização das albufeiras e que potenciam o uso sustentável da água. Na realidade, após a sua criação, qualquer aproveitamento hidroelétrico assume algumas das utilizações dos aproveitamentos designados como de fins múltiplos [13]. Desde a criação de melhores condições para a captação de água para abastecimento urbano, agricultura e indústria, a possibilidade de regularização e amortecimento de cheias, da ajuda ao combate de incêndios florestais, de oportunidades de melhoria para a navegação, com fins lúdicos ou comerciais, e para o turismo [13].

Inevitavelmente a construção de uma infraestrutura hídrica de grandes proporções tem associado um conjunto de aspetos sociais que derivam principalmente da deslocação de pessoas e da transformação do uso das terras inundadas [13].

A natureza descentralizada das energias renováveis permitirá uma distribuição territorial mais equilibrada dos investimentos em FER, contribuindo para um maior desenvolvimento regional e local, através da aposta na energia eólica *offshore* e solar.

## **2.4.2. Impacto Ambiental das FER**

É certo que a energia está associada ao conforto e à qualidade de vida. No entanto, o seu consumo em excesso começa a ser questionado, já que pode representar elevados danos para o meio ambiente. Este consumo exagerado pode ter repercussões locais e regionais, assim como pode ter impactos ao nível do ambiente global, tal como as emissões de GEE oriundos dos combustíveis fósseis [53].

O setor das energias renováveis representa assim um posicionamento relevante na redução de emissões de GEE. Em 2008, o setor permitiu evitar cerca de 9 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>, tendo sido evitados custos financeiros superiores a 190 milhões de euros. Em 2015 estima-se que este montante ascenda a cerca de 430 milhões de euros, correspondendo a uma poupança acumulada de cerca de 1700 milhões de euros entre 2008 e 2015 [16].

De acordo com a dimensão atual dos níveis de produção elétrica, as energias hídrica e eólica são as principais fontes de energia responsáveis por evitar emissões de gases nocivos para a atmosfera, correspondendo conjuntamente em 2008 a 90% do total de gases evitados. Em 2015 é expectável que esta preponderância decresça para 85% devido ao desenvolvimento esperado nomeadamente para a energia solar fotovoltaica [16].

Para além da preocupação relativa à emissão de GEE para a atmosfera, também existe a preocupação de caráter ambiental relativo à construção de projetos hídricos. Os aproveitamentos hidroelétricos estão sujeitos a estudos de impacto ambiental bastante rigorosos, muitas das vezes praticamente incompatíveis com os prazos de construção destes empreendimentos e as necessidades de acompanhar a evolução do parque electroprodutor [13].

Já a energia eólica não é poluente, mas a construção e utilização dos parques eólicos acarretam alguns impactos ambientais. Desta forma, como principal impacto é o paisagístico, muitas vezes os lugares escolhidos para a implantação dos parques eólicos localizam-se em serras ou no litoral, onde existe maior vento [54]. A localização dos parques é frequentemente situada em áreas protegidas, o que vem agravar as opiniões negativas, pois a instalação requer a abertura de caminhos em locais até aí inacessíveis, podendo provocar sérias perturbações em zonas ecologicamente sensíveis. Quanto ao

ruído provocado pelo movimento das hélices, embora menor à medida que a tecnologia evolui, pode causar perturbações na fauna.

### 2.4.3. Impacto das FER na Dependência Energética

A situação energética de Portugal caracteriza-se por uma forte dependência energética, dado que não possui recursos energéticos próprios, nomeadamente aqueles que asseguram as necessidades energéticas, como petróleo, gás natural e carvão. Esta escassez proporciona uma elevada dependência energética, tal como se verifica na Figura 2.22.

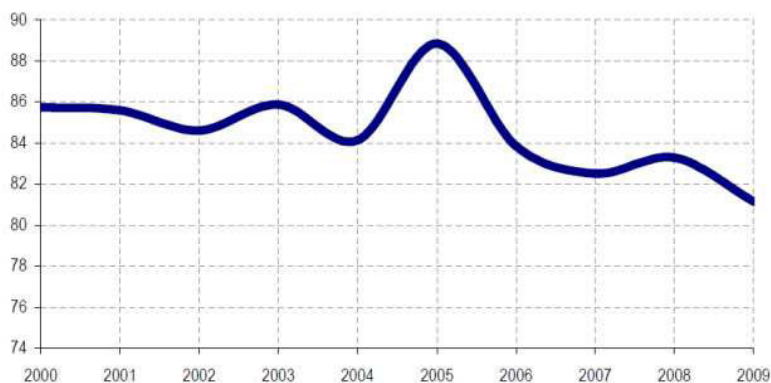


Figura 2.22 – Percentagem da dependência energética de Portugal no período 2000 – 2009 [55].

Pode-se observar, no entanto, que o valor no ano de 2009 ainda é bastante elevado, onde cerca de 81% da energia consumida em Portugal foi importada [55]. Esta situação leva a uma forte pressão sobre a balança de pagamentos, a uma enorme dependência económica relativamente ao exterior e a uma economia dependente das flutuações de preço nos produtos energéticos dos mercados internacionais.

Desta forma, a introdução de FER no sistema elétrico permite a redução da dependência energética do país através da redução das importações de energia e de combustíveis fósseis. A produção de energia renovável tem contribuído para aumentar os níveis de autossuficiência nacional, tendo em 2008 evitado custos na ordem dos 1270 milhões de euros, valor que em 2015 se estime que atinja os 1900 milhões de euros, evidenciando a acentuada redução de importações de combustíveis fósseis proveniente destas fontes de energia [16]. O impacto na balança energética para o horizonte 2020 com o incremento de FER esperado no sistema elétrico, poderá significar uma poupança na ordem dos 2000 a 2300 milhões de euros (em que um barril de *brent* = 80 \$/bbl), o que equivale a uma diminuição nas importações de produtos energéticos de 7900 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural no sector elétrico e 14 milhões de barris de petróleo, fora do setor elétrico. O

esforço global no investimento das energias renováveis e eficiência energética permitirá reduzir o valor da dependência energética dos 81% registados em 2009 para valores próximos dos 74% em 2020 [52].

---

## Capítulo 3

---

# Análise de Risco

*Neste capítulo apresentam-se os fundamentos teóricos sobre a análise de risco, centrando-se a mesma na teoria de carteiras de Harry Markowitz. É, ainda, realizada uma breve interpretação sobre como os decisores devem selecionar títulos de FER com o intuito de maximizar o desempenho do portfólio e simultaneamente reduzir o risco.*





## 3. Análise de Risco

### 3.1. Introdução

Os riscos estão normalmente associados a perdas financeiras ou incertezas quanto ao retorno de investimento, ou seja, quanto maior for a possibilidade de perda maior o risco. Por outro lado, a situação de risco pode estar associada a grandes oportunidades de negócio. Decisões técnicas e financeiras que dependem de previsões futuras estão intrinsecamente sujeitas a incertezas, tornando as consequências e resultados destas decisões também incertas [56]. De realçar que o risco existe quando o decisor pode estimar objetivamente as probabilidades dos acontecimentos, enquanto a incerteza existe quando não é possível fazer aquelas estimativas, tendo de se recorrer a probabilidades subjetivas.

A definição de risco tem assim a ver com a dupla dimensão incerteza/indesejabilidade que podemos associar a um dado resultado de um determinado acontecimento. Salienta-se o facto do grau de indesejabilidade de um acontecimento variar de pessoa para pessoa, pelo que se terá de ter em consideração o perfil de risco de cada agente económico.

O planeamento de um sistema elétrico significa tomar decisões de investimento, o que significa os investidores serem confrontados com a incerteza de imprevisíveis resultados económicos. Neste sentido pode ser utilizada a teoria da carteira para gerir riscos e maximizar o retorno da carteira. A elaboração da teoria de portfólio de *Harry Markowitz* passou a ser muito usada no setor financeiro, mais concretamente no mercado de ações para a atribuição de carteiras de investimento. É, neste sentido, que se desenvolve este trabalho a partir da teoria de portfólio de seleção da carteira de *Harry Markowitz*, em que, posteriormente, irá ser efetuada uma abordagem para analisar o desempenho de três FER, mais concretamente a PRE eólico, a PRE fotovoltaica e a hídrica a fio de água, sendo que dentro desta última existem as CMH e as centrais hidráulicas.

Existem muitos modelos de risco *versus* retorno aceites de forma generalizada na área financeira e todos compartilham de alguns conceitos comuns quanto ao risco. A análise de risco também tem recebido muita atenção nos últimos anos, existindo muitos trabalhos relativos à rentabilidade de geração *versus* risco [56]. No entanto, nenhum desses trabalhos apresenta uma ferramenta de análise de risco que possibilite determinar

qual a percentagem ótima de FER que permita satisfazer a maior quantidade da procura, ou seja, a maximização dos resultados em função de um determinado nível de risco, devido à intermitência e variabilidade das mesmas.

Assim nos pontos seguintes serão abordados assuntos e conceitos utilizados como fundamentação teórica para o desenvolvimento do trabalho. Além disso, será efetuado um estudo teórico sobre a moderna teoria de portfólio de *Harry Markowitz*, onde será feita uma breve revisão dos conceitos teóricos relacionados com a composição de carteiras de investimento e de alguns conceitos teóricos de estatística envolvidos no modelo, tais como média, que representa o retorno; desvio-padrão que define o risco; variância; correlação e covariância.

## **3.2. Medidas de Tendência Central e Dispersão**

Boa parte da contextualização evolutiva e principalmente da prática usada no mercado financeiro é atribuída ao uso de instrumentos estatísticos para uma melhor avaliação dos ativos e dos riscos inerentes ao processo de tomada de decisões. Os instrumentos estatísticos possibilitam assim, que os observadores tomem melhores decisões, caso haja uma incerteza no futuro. Para calcular o risco deve-se adotar uma medida de dispersão. As medidas de dispersão são instrumentos matemáticos que indicam como os valores de um conjunto se dispersam em relação ao seu ponto médio [57].

### **3.2.1. Retorno Esperado (ativo e carteira)**

Numa análise histórica dos retornos de um ativo observa-se que estes quase nunca apresentam os mesmos rendimentos, ou seja, os valores variam no tempo. Assim, o retorno de um ativo é uma variável aleatória, isto é, não se pode prever com certeza seu valor futuro, portanto, caso se conheça a função de probabilidade do retorno do ativo (dessa variável aleatória) pode-se calcular o seu valor esperado. Desta forma, pode-se definir o retorno esperado do ativo como sendo a média aritmética dos vários retornos obtidos num determinado período [57].

O retorno de qualquer ativo é formado por dois componentes. Em primeiro lugar, o retorno normal ou esperado do ativo é aquela parte da taxa de retorno que é esperada, de acordo com as informações que os investidores possuem a respeito do ativo. A segunda parte é o retorno incerto, proveniente de acontecimentos inesperados, como por exemplo, o caso da variabilidade das fontes renováveis [58].

De realçar que o retorno esperado por uma carteira com mais de um ativo é calculado pela média ponderada do retorno de cada ativo em relação ao retorno total da carteira. Pode-se verificar que o retorno esperado da carteira é uma média ponderada dos retornos esperados dos títulos individuais e que a soma dos pesos é igual a um [58].

### **3.2.2. Desvio Padrão**

O desvio padrão ( $\sigma$ ) é utilizado como medida de risco dos ativos, pois ele avalia o grau de variabilidade dos valores em torno da média. O desvio padrão é utilizado em finanças como medida de risco quando as decisões são tomadas a partir das médias, ou seja, quando uma decisão é tomada porque a média esperada do retorno é satisfatória o risco envolvido é o desvio padrão dessa série de retornos. Assim, quanto maior for o desvio padrão, maior é o risco [59].

O desvio padrão é o indicador estatístico mais comum do risco de uma ação, pois ele mede a dispersão em torno do valor esperado, sendo que para o qual este é o retorno mais provável de um ativo. Uma abordagem comum é ver o risco como sendo determinado pela variabilidade em ambos os lados do valor esperado, pois quanto maior for essa variabilidade, menos confiança se consegue ter nos resultados associados aos investimentos de um ativo [60]. A forma mais comum de se medir o risco de um ativo é calcular os desvios padrões dos retornos em relação a um retorno médio ou esperado.

### **3.2.3. Variância**

A variância ( $\sigma^2$ ) retrata uma medida de dispersão e é calculada através da soma dos quadrados dos desvios de cada retorno observado com o retorno esperado ou o desvio padrão ( $\sigma$ ). Este mede o grau de dispersão absoluta dos valores em redor da média.

Portanto, define-se o risco como sendo o desvio-padrão das variações de retorno de um ativo, quanto maior for o valor deste último, maior será o risco [57].

A abordagem comum consiste em considerar o risco como sendo determinado pela variabilidade em qualquer lado do valor esperado, já que quanto maior for esta variabilidade menos certeza se terá de um resultado de um ativo no futuro.

### 3.2.4. Covariância

A covariância é uma medida que permite identificar como determinados valores de uma amostra se inter-relacionam. É a medida usada para avaliar como duas variáveis, como por exemplo,  $X$  e  $Y$  interagem ao mesmo tempo em relação aos seus valores médios, ou seja, refere o grau de dependência linear dessas duas variáveis [57].

A covariância é uma estatística que mede a associação do retorno entre dois ativos. Se houver relação direta entre os dois retornos, a covariância terá valor positivo e se houver relação inversa, a covariância será negativa, tal como é verificado na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Descrição da covariância entre variáveis [57]

	Designação
COV > 0	Apresentam um comportamento com a mesma tendência, um ativo acompanha o outro, ou seja, as duas variáveis tendem a oscilar na mesma direção.
COV < 0	Apresentam um comportamento inverso, um ativo acompanha o outro, porém em direções opostas.
COV = 0	Não há associação alguma entre os ativos, as duas variáveis são independentes.

A covariância é calculada para medir se as incertezas dos retornos em torno dos dois ativos tendem a reforçar ou compensar um com o outro. Quando ocorre covariância negativa ocorre a redução de risco, pois no momento em que um ativo se desvaloriza o outro tende a se valorizar. A esta situação chama-se *hedging* [57]. Ressalva-se a dificuldade de interpretação do resultado numérico da covariância, ficando esta mais centrada na tendência do seu resultado. Para esta função de análise numérica entre valores combinados usa-se o coeficiente de correlação [57].

### 3.2.5. Coeficiente de Correlação

A correlação é a covariância dividida pelo produto dos desvios padrões dos retornos de cada ativo e explica o grau de relacionamento em relação ao comportamento de duas ou mais variáveis numa amostra estatística [61]. A correlação é uma unidade de medida adimensional e que mede a tendência de dois ativos moverem-se juntos. O coeficiente de correlação varia entre -1 (correlação perfeitamente negativa) a +1 (correlação perfeitamente positiva).

Os valores de -1 indicam que os dois retornos movem-se em direções opostas, ou seja, no momento em que um ativo  $X$  se eleva espera-se que a outro ativo  $Y$  tenda a diminuir. Os valores de +1 indicam que os dois retornos movem-se na mesma direção pelo que neste caso podemos usar o raciocínio inverso ao anterior. As correlações iguais a zero

indicam que os retornos sobre os dois ativos não estão relacionados um com o outro, tal como se pode verificar na Figura 3.1 [61].

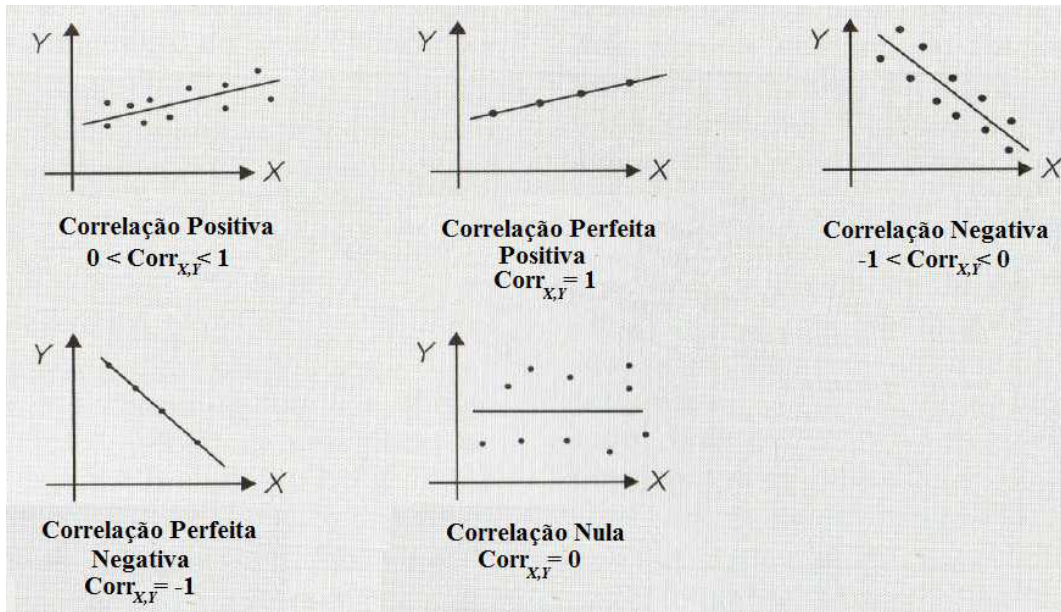


Figura 3.1 – Coeficiente de correlação em diferentes situações [57].

Os retornos de dois ativos com correlação perfeitamente positiva movimentam-se para cima e para baixo juntos e uma carteira formada por dois ativos seria exatamente tão arriscada quanto como os ativos individuais. Quando os ativos têm correlação perfeitamente negativa todo o risco pode ser diversificado [61]. Este fator é bastante importante, na medida em que o processo de decisão permite diminuir o risco por meio da diversificação dos ativos. Devemos evitar ativos com grau de correlação positiva já que convergem mais intensamente no mesmo sentido, ora positiva, ora negativamente. Um risco de carteira menor pode ser atingido com baixas correlações ou com um número grande de ativos [61].

### 3.3. Teoria de Carteiras de Harry Markowitz

A teoria da formação das carteiras analisa o comportamento do investidor que tem como principal objetivo otimizar as suas decisões de investimento. O investidor racional, ao procurar maximizar a rentabilidade (neste caso percentagem de produção de FER) e minimizar o risco, enfrenta um problema de escolha de combinação de títulos (ou carteira) que melhor se adapte aos seus objetivos. Deste modo terá que se efetuar uma melhor identificação dos títulos em que deve investir, bem como as proporções a aplicar em cada título [62].

A composição de uma carteira pode variar muito devido ao facto de existirem diferentes tipos de investidores que desejam assumir diferentes riscos e retornos. *Harry Markowitz* (1952) e *Sharpe* (1964) contribuíram muito com o processo de seleção de carteiras de investimentos. Ambos desenvolveram metodologias de avaliação e compensação do risco através da diversificação de investimentos, onde as teorias desenvolvidas por eles são ainda amplamente utilizadas nos dias hoje.

É denominada carteira de ativos um conjunto de ativos que, juntos, obtém as mesmas características, com o propósito de diversificar o investimento e de reduzir o seu risco. Assim a seleção de carteiras é o estudo de como um património pode ser investido. A seleção de carteiras é subjetiva, pois depende da função e opção de cada investidor. O procedimento (quantitativo) da escolha do investidor na carteira baseia-se fundamentalmente em dois parâmetros de medida:

- $E(r_i)$  = Retorno esperado;
- $\sigma$  = Desvio padrão do retorno (risco).

*Harry Markowitz* em 1952 foi considerado o fundador da teoria financeira, na medida em que revolucionou os meios académicos da sua época no que diz respeito à análise de carteiras de investimento, passando a ter uma maior preocupação com a relação risco *versus* retorno. Em contraposição ao pensamento dominante da época, de que a melhor situação para a alocação de recursos era a concentração dos investimentos nos ativos que ofereciam os maiores retornos esperados, *Harry Markowitz* demonstrou que seria possível obter combinações mais eficientes de alocação de recursos, com uma melhor relação retorno esperado *versus* risco incorrido. O raciocínio estabelecido por esse autor serviria tanto para ativos individuais como para portfólios [63].

A Moderna Teoria de Portfólio (MTP) de *Harry Markowitz* é uma abordagem desenvolvida para apoiar decisões sobre alocação de recursos em portfólios de ativos financeiros. O objetivo da MTP é definir, diante de um conjunto limitado de opções, que ativos devem fazer parte do portfólio e em que proporção estes ativos devem ser ponderados de forma que o retorno do portfólio seja maximizado e o risco seja minimizado.

Um dos principais conceitos na MTP é o de risco, cuja definição é dada como a variância ou o desvio padrão ( $\sigma$ ) dos valores históricos de retorno do ativo. A aplicação desta teoria exige que se construa a distribuição de probabilidades do retorno de cada ativo, seja ele físico ou virtual. A partir da distribuição de probabilidades é possível extrair o

retorno esperado e o risco, elementos indispensáveis para a aplicação na teoria de seleção de carteiras, proposta por *Harry Markowitz*. Outro elemento indispensável para a aplicação desta teoria é o conhecimento da covariância (ou da correlação) entre os retornos dos ativos, aos pares. *Harry Markowitz* considerou o risco como sendo a variância dos retornos e o retorno como a média aritmética da série histórica destes [64]. *Harry Markowitz* intuiu que as diferentes opções dos investidores e a diversificação se fundamentavam em duas noções distintas: a noção de *trade off* entre o retorno e o risco de investimentos e a noção da interação existente entre os retornos de diferentes ativos. Sugeriu, também que o retorno de um ativo deve ter duas medidas de referência: o seu valor esperado e o seu risco. O risco sugerido por *Markowitz* é medido como a dispersão do retorno, ou seja, o seu desvio padrão. Conhecendo estas medidas para cada ativo e as suas correlações como medida das suas interações, pode se apurar o valor esperado e o risco do retorno da correspondente carteira de ativos. Neste sentido parece natural que a escolha de um investidor sobre a composição de uma carteira de ativos incida na seleção de carteiras que se encontrem sobre a fronteira ótima de retorno esperado e risco de todas as combinações possíveis da carteira [65].

Trabalhar com diversificação de carteiras é o principal ponto dos negócios ditos *asset management* (gestão de ativos). As administradoras de recursos de terceiros, optam por aperfeiçoar o atendimento aos seus clientes, como aumentar o conjunto de informações disponíveis, atendimento eletrônico e, principalmente, ter mais domínio dos riscos, conforme o retorno.

Em suma, a teoria de *Harry Markowitz* sugere que para um portfólio diversificado, o retorno corresponde à média ponderada dos retornos de cada ativo. Em contradição a esta, o risco será abaixo da média ponderada da variância de cada ativo [63]. Desta forma, *Markowitz* forneceu uma fundamentação analítica para a diversificação de carteiras verificada nos mercados financeiros e estabeleceu uma metodologia de escolha racional da composição ótima de carteiras de ativos cujo valor futuro é incerto. De realçar, que foi por meio da MTP que a avaliação do risco *versus* retorno esperado de um ativo passou a ser calculada por equações estatísticas. Tornou-se, assim, mais simples relacionar risco e retorno ao analisar a média, desvio-padrão e covariância com outros ativos.

### 3.3.1. Diversificação

O risco de um ativo não pode ser visto independentemente dos ativos já detidos. A combinação de ativos pode assegurar um melhor retorno com uma redução do risco.

Um investidor racional, ao procurar maximizar a rentabilidade e minimizar o risco, prossegue naturalmente com uma estratégia de diversificação, na medida em que a diversificação contribui para a redução do risco [62].

Para efeitos de análise recorre-se à medida estatística conhecida por covariância ou ainda à correlação entre o retorno de ativos. Por exemplo, caso a covariância entre os retornos de dois ativos é positivo significa que ambos têm comportamentos semelhantes. Pelo contrário, se a covariância for negativa então os comportamentos relativos aos retornos são diferenciados. Assim quanto maior for o valor da covariância positiva tanto maior as semelhanças de comportamento do retorno e vice-versa.

Ao utilizar-se a diversificação, espera-se que o risco de cada ativo dentro de uma carteira de ativos seja reduzido. No entanto, esta redução acontecerá até um certo limite, sendo muito difícil a eliminação total do risco, o que pode ser explicado pela grande dificuldade de encontrar ativos com correlação perfeitamente negativa. Esta grande dificuldade de encontrar correlações perfeitamente negativas é que dá origem ao risco sistemático [58].

Segundo *Harry Markowitz* o processo de diversificação permite a redução do risco diversificável. Mas esta redução só ocorrerá se forem observadas as correlações dos retornos ativos de maneira a estabelecer a melhor composição possível. O investidor tem que ter consciência de que o risco da carteira só será reduzido se os títulos acrescidos tiverem relação negativa com os demais, pois, caso contrário, com a inserção de títulos com correlação positiva o risco total da carteira não irá ser reduzido [58].

Tal como se pode observar na Figura 3.2 ao acrescentarem-se mais títulos a uma carteira ( $n$  aumenta), o risco (desvio padrão) diminui. No entanto, a partir de um determinado número de títulos (em geral 25 a 30) o risco da carteira deixa de diminuir pelo aumento de títulos visto que a diversificação permite diminuir mas não eliminar o risco de uma carteira. Quando  $n$  tende para infinito, o risco da carteira é o risco de mercado, ou seja, denominado como risco sistemático [66].



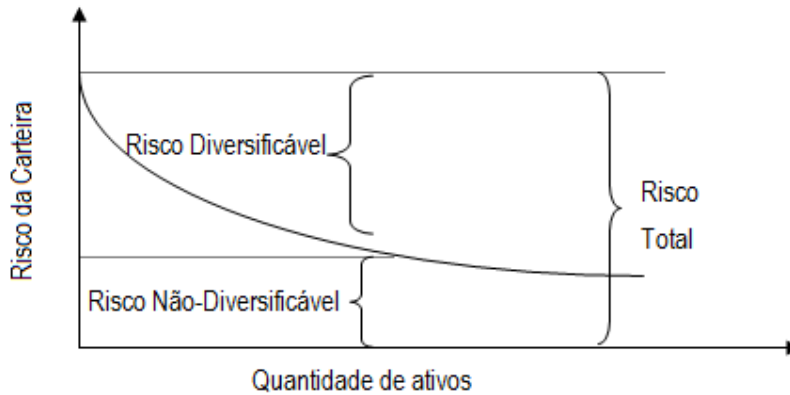


Figura 3.2 – Redução do risco pela diversificação [67].

Uma carteira completamente diversificada possui dois riscos: o sistemático (não diversificável) e o não sistemático (diversificável). E estes dois riscos compõem o risco total. Pode-se, então, dividir o risco de um título em duas componentes [58]:

- **Risco Sistemático (Não Diversificável)**

Esta componente do risco total está associado a eventos de larga escala e atingem todos os ativos financeiros, eventos de natureza política e económica (como por exemplo, o nível das taxas de juro e o preço de matérias-primas). Esta parte do risco total é muito difícil de ser evitada.

- **Risco Não Sistemático (Diversificável)**

É definido como sendo o risco do ativo em análise dado que não contamina os demais ativos da carteira. Este risco pode ser mitigado com a composição da carteira de ativos com correlação negativa entre si. Assim, alterações que prejudiquem um ativo podem favorecer o outro ativo da carteira.

Conclui-se então, que os fatores do risco não sistemático são distintos para cada um dos ativos, ou seja, por um lado, o risco não sistemático pode ser reduzido pela via da diversificação, por outro, o risco sistemático não é diminuído pela via da diversificação, daí que o risco total de uma carteira não pode ser eliminado na sua totalidade.

### 3.3.2. Fronteira Eficiente e MVP

Utilizando um número limitado de ativos é possível construir um número infinito de carteiras, fazendo variar o peso relativo de cada ativo na carteira (diversificação) [62].

*Harry Markowitz*, no seu artigo denominado de *Portfolio Selection*, apresentou os principais pontos que se tornaram a base sobre a qual se firmou a MTP. De acordo com a sua teoria, os investidores podem determinar todas as carteiras ótimas, em relação ao risco e retorno e formar uma fronteira eficiente. Fronteira essa que pode ser descrita como o melhor conjunto possível de carteiras, ou seja, todas as carteiras têm o mínimo nível de risco para um dado nível de retorno. Os investidores iriam concentrar-se apenas na seleção de uma melhor carteira na fronteira eficiente e não considerariam as demais carteiras que são consideradas inferiores [58].

A fronteira eficiente abrange, assim, todas as combinações possíveis de ativos com e sem risco em diferentes portfólios, os mais eficientes. Com a seleção e diversificação de ativos negativamente correlacionados pode-se constituir portfólios com baixo risco (carteira de mínima variância) para uma dada taxa de retorno. Ou, para um mesmo nível de risco constituir portfólios com o maior retorno possível. Esse tipo de otimização procura estabelecer uma relação eficiente entre risco e retorno segundo as preferências dos investidores [63].

Visualiza-se na Figura 3.3 que o formato da fronteira eficiente implica a existência de uma relação positiva entre o risco e o retorno e, portanto, para obter maior retorno o investidor terá necessariamente que correr maior risco. Esta situação ocorre porque o conjunto eficiente é formado pela curva que liga a carteira de mínima variância até à carteira de maior retorno [58].

O ponto de *Minimum Variance Portfolio* (MVP), representa a carteira de mínima variância, ou seja, é o portfólio que possui o menor valor de variância possível. A carteira de mínima variância é aquela cuja combinação de ativos proporciona o menor risco possível da carteira.

Um investidor consegue atingir qualquer ponto da linha representada a cor vermelha, alterando a composição da sua carteira, sendo que nenhum investidor vai querer deter um portfólio abaixo do ponto MVP [58].

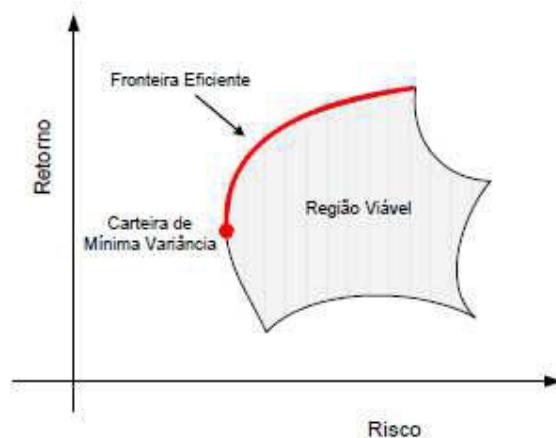


Figura 3.3 – Efeito da diversificação do risco, carteira com múltiplos ativos [68].

O efeito da diversificação é mais eficiente à medida que o coeficiente de correlação diminui. Este raciocínio pode ser estendido para uma carteira com múltiplos ativos. Neste caso, haverá uma “nuvem” de pontos formando uma região viável com todas as combinações possíveis para a carteira [Figura 3.3].

A fronteira eficiente é ilustrada na Figura 3.3 pela parte superior da linha vermelha formada por todo o conjunto de combinações de carteiras, sendo esta uma curva côncava. As carteiras que apresentam melhor retorno para um mesmo nível de risco formam a fronteira eficiente. Estes valores estão situados na parte superior da região viável a partir da carteira de mínima variância.

De realçar, ainda, que um investidor irá pretender qualquer carteira representada por pontos abaixo da fronteira eficiente, dado que para o mesmo nível de risco, a carteira situada na fronteira eficiente apresenta um nível de retorno esperado superior.

### 3.3.3. Curvas de Indiferença

Como se verificou anteriormente, na análise das decisões de investimento, o investidor vai considerar as carteiras eficientes, ou seja, o conjunto de carteiras que formam a fronteira eficiente. A vontade do investidor de tomar risco é pessoal assim cada investidor tem uma posição específica sobre o risco *versus* retorno e qual a sua exposição a eles [62].

Uma vez caracterizada a fronteira eficiente no ponto anterior a questão que se coloca agora para a determinação da carteira ótima será as preferências do investidor, assim em termos de retorno e risco estas podem ser formalizadas com base numa função de utilidade.

A função de utilidade de um investidor, expressando as suas preferências, pode ser representada na Figura 3.4 no espaço retorno esperado – risco através de um mapa de curvas de indiferença. Dentro de todas as possibilidades o investidor irá escolher o ponto que realmente maximize a sua utilidade [58].

As carteiras situadas sobre a mesma curva de indiferença possuem igual utilidade esperada, ou seja, qualquer ponto situado nas curvas de indiferença é igualmente desejado, pois apresenta o mesmo nível de satisfação. Estas curvas são simplesmente um reflexo das atitudes de um determinado investidor em relação ao risco e retorno. Cada investidor pode possuir diversas curvas de indiferença que se situam uma sobre a outra de forma a proporcionar o maior nível de satisfação. Obviamente os níveis de satisfação ou utilidade esperada serão tanto maiores quanto mais afastada estiver a curva de indiferença face ao eixo horizontal, dado que essas oferecem um maior retorno pelo mesmo risco que as curvas inferiores [58].

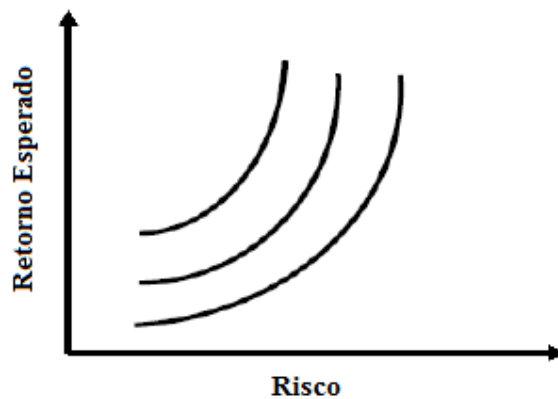


Figura 3.4 – Plano risco *versus* retorno com curvas de indiferença [58].

Na Figura 3.4 pode-se observar as curvas de indiferença que se sobrepõem. Um dos fatores a considerar antes da seleção de um portfólio ótimo, para um determinado investidor, é o nível de risco. Este nível de risco pode ser caracterizado pela definição das denominadas curvas de indiferença, obtidas a partir da função de utilidade dos investidores. Assim, seguidamente irá ser abordado o comportamento do investidor perante o risco. Na maioria dos casos, as pessoas são avessas ao risco, pois as pessoas inclinam-se por aquela que envolve um risco menor, pelo que para um maior risco exigem, como é natural, uma maior esperança de retorno esperado.

### 3.3.4. Carteira Ótima

Anteriormente analisou-se a relação do retorno esperado e o desvio padrão do portfólio separadamente. Importa agora, caracterizar a relação entre esses dois parâmetros e o que representa a carteira ótima. De realçar que a carteira ótima deverá pertencer à fronteira eficiente e maximizar a utilidade esperada do investidor. O ponto essencial neste processo de determinação da carteira eficiente está na relação de risco entre os diversos ativos que compõem o portfólio [69].

Por exemplo, alguns investidores, considerados “agressivos”, costumam selecionar carteiras com perspectivas de oferecer altos retornos mesmo associadas a elevados riscos. Outros não, pois sendo mais conservadores, preferem incorrerem em menores riscos, aceitando menores retornos previstos [69].

A carteira ótima é a carteira cuja composição dos ativos envolvidos resulta numa melhor relação risco *versus* retorno possível. Segundo *Harry Markowitz*, “*um bom portfólio de ativos é mais que uma grande lista de boas ações e títulos de dívida. É um conjunto balanceado, que fornece ao investidor proteções e oportunidades em um conjunto amplo de situações*”. *Harry Markowitz* ainda completa dizendo que o “*objetivo da análise de portfólio é encontrar as carteiras que melhor se adequem aos objetivos do investidor*”. Assim, e segundo *Sharpe*, o investidor deverá escolher o seu portfólio ótimo, que permita oferecer o máximo retorno esperado para diferentes níveis de risco, e oferecer o mínimo de risco para diferentes níveis de retorno esperado [69].

Para a otimização de carteiras *Harry Markowitz* chegou à conclusão que deveriam ser alocados ativos com covariâncias que se anulassem, já que desta forma, o risco de ambos os ativos seria totalmente dissipado na carteira, constituindo-se uma carteira de mínima variância (ou risco) para um dado retorno esperado pelo investidor, ou seja, a combinação de títulos com menor variância dentro de todas as possíveis [63].

Tal como se verifica na Figura 3.5 (lado esquerdo), a área sombreada é denominada como região viável, representando, assim, as combinações possíveis para uma carteira composta por múltiplos ativos. Todas as combinações possíveis estão contidas nesta região limitada, de forma que nenhum ativo individual ou combinação de ativos se situa fora da área sombreada [70].

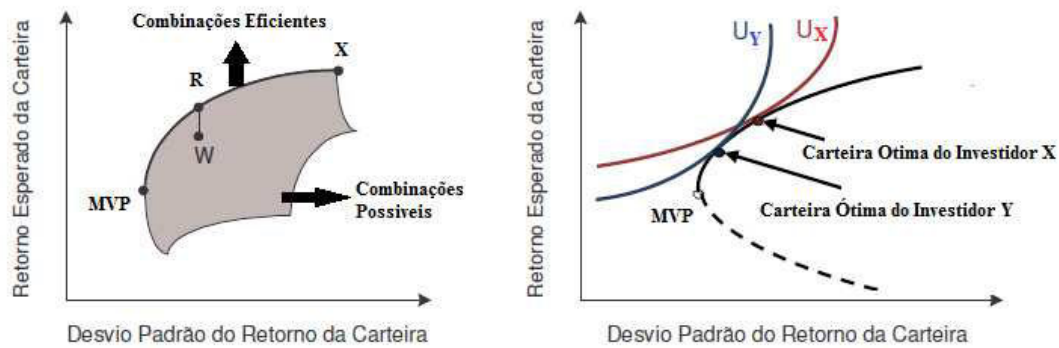


Figura 3.5 – Markowitz, risco *versus* retorno segundo a carteira ótima [70] [66].

Nesta mesma Figura 3.5 (lado direito), verifica-se que o investidor deverá escolher a carteira que se situe sobre a fronteira eficiente e simultaneamente se situe sobre a curva de indiferença mais afastada do eixo horizontal do eixo retorno-risco, ou seja, a carteira ótima será dada pelo ponto de tangência entre a fronteira eficiente e a curva de indiferença mais afastada do eixo horizontal [62]. Embora as combinações de ativos determinem uma superfície bidimensional, o conjunto eficiente, ou seja, as carteiras mais atrativas, estão situadas no limite superior da área entre o ponto MVP (carteira de mínima variância) e o ponto X [70].

Assim, partindo do modelo idealizado por *Harry Markowitz*, conseguem-se calcular várias medidas de risco e otimizar a carteira de ativos físicos ou financeiros para determinar, como por exemplo, neste caso qual é a melhor combinação de portfólio de geração renovável que permita satisfazer a maior quantidade da procura, sendo este o objetivo primordial do trabalho em questão.

---

# Capítulo 4

---

## Metodologia

*No presente capítulo é realizada a apresentação dos fundamentos matemáticos utilizados para o desenvolvimento do modelo de portfólio ótimo de FER. É, também, apresentada a metodologia adotada para a análise de risco da carteira de FER baseada na teoria de Harry Markowitz, propondo-se um processo de modelação.*





## 4. Metodologia

O presente capítulo apresenta a metodologia desenvolvida para análise de risco de carteiras de fontes renováveis baseada na teoria de portfólios de *Harry Markowitz*. Tal como já referido nos capítulos anteriores, a geração de energia elétrica a partir de FER tem um custo superior do que aquelas que utilizam tecnologias convencionais. Este paradigma, amplamente aceite por todos, implica que a utilização dessas fontes em grande escala resulta num aumento do custo da geração de energia elétrica para o comum utilizador.

A teoria financeira moderna pode ser aplicada nos empreendimentos de geração de energia elétrica, avaliando-se os investimentos com técnicas mais abrangentes, incluindo os conceitos de custos com níveis de riscos associados. Neste caso o modelo financeiro de análise de variância de portfólios, aplicado ao setor de geração de energia elétrica irá ser completamente diferente do que foi utilizado pelos demais intervenientes até este preciso momento, ou seja, o objetivo deste trabalho é o de criar um portfólio robusto que gere os maiores retornos (maior quantidade de energia renovável) e escolher a melhor estratégia que possibilite minorar a incerteza associadas às ofertas, englobando conceitos de análise de risco.

A seleção de grandes investimentos de fontes renováveis envolve uma primeira etapa de verificação dos objetos passíveis de risco tais como variabilidade de recursos naturais, uma segunda que é a análise do portfólio e a terceira que é a escolha da estratégia preferida pelo investidor.

Em última análise são analisadas várias situações possíveis associadas às suas probabilidades, sendo o retorno de um portfólio, ou de uma “carteira de FER”, medido pela provável expectativa de retorno, enquanto o risco é quantificado através do desvio padrão dos retornos, quando determinados sob condições de incerteza. Assim os portfólios eficientes são, por definição, aqueles que minimizam riscos desnecessários face aos retornos esperados ou, então, maximizam o retorno esperado para um nível de risco aceitável. Este modelo permitirá explorar o efeito da carteira diversificada de FER por forma a investir uma maior quantidade de potência em diferentes fontes renováveis ao mesmo tempo que minimiza o risco associado a estas. A metodologia proposta no presente trabalho leva em conta o diagrama apresentado na Figura 4.1.

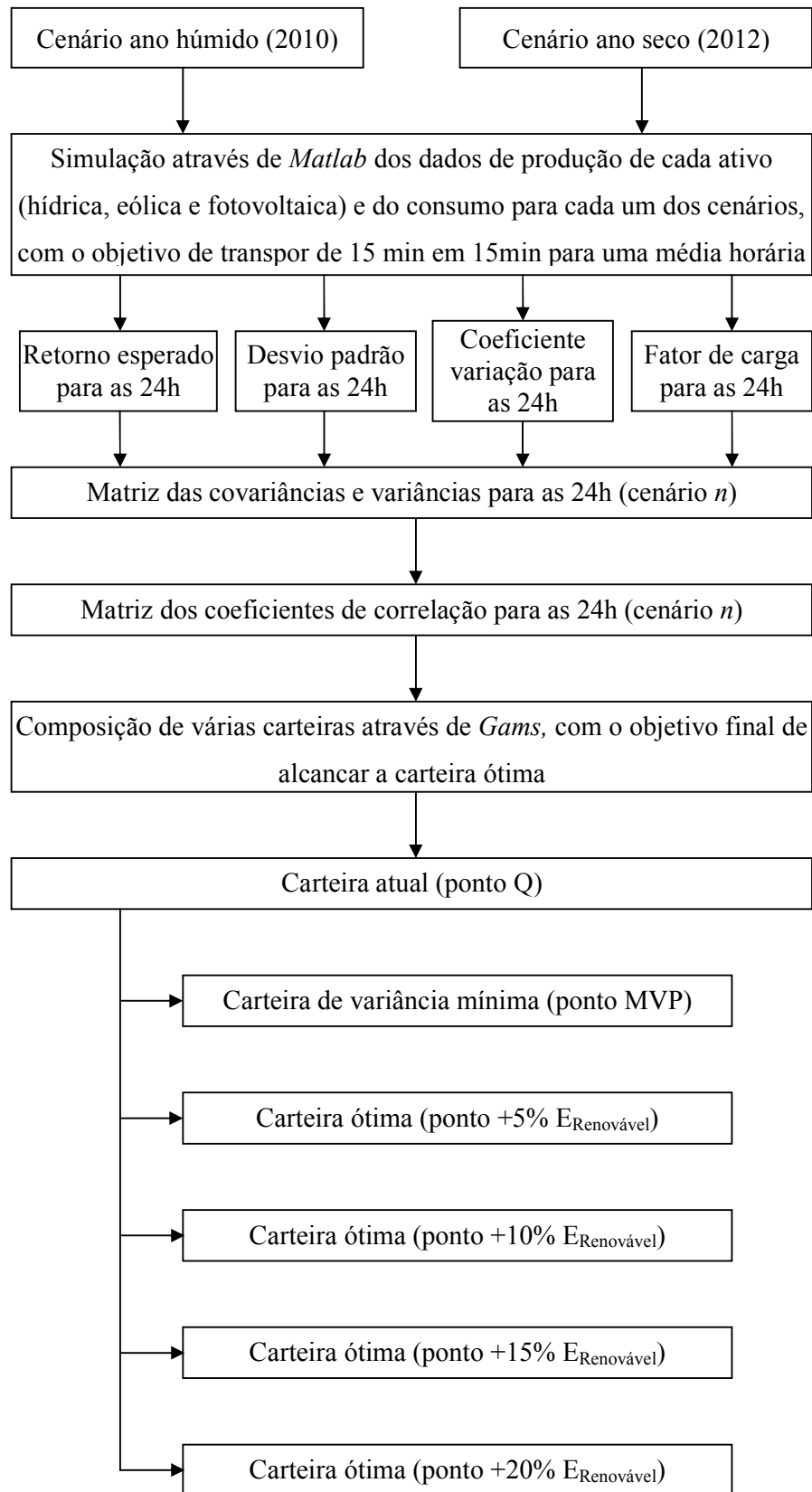


Figura 4.1 – Etapas da metodologia proposta para a presente dissertação.

A otimização de uma carteira de investimentos é um instrumento atualmente utilizado por gestores financeiros. As técnicas baseadas na teoria de portfólios podem servir de guia para se definir uma matriz de geração elétrica para o futuro.

Dentro deste contexto, uma análise da expansão do parque gerador elétrico português, aplicando os conceitos da teoria de portfólios, introduz novos conceitos para comparação das soluções propostas e as fontes renováveis que estão no limiar da competitividade, caso da hídrica e eólica, introduzem vantagens comparativas interessantes como se irá verificar de seguida.

A análise de risco tem sido vista com uma preocupação cada vez maior nos últimos anos, e de algum modo ela confunde-se com a própria teoria financeira moderna. Os modelos de risco são aplicáveis às mais diversas incertezas. Por definição, o risco decorre de eventos não controláveis e incertos. No capítulo anterior foi apresentado de forma detalhada a teoria de análise de risco, já neste capítulo serão apresentadas as respetivas fórmulas matemáticas que foram utilizadas no decorrer dos ensaios experimentais e cada etapa da metodologia proposta será apresentada nos pontos seguintes.

O período total analisado neste trabalho foram dois anos em separado, ou seja, dois cenários independentes. Desenvolvendo-se, posteriormente, desta forma a otimização de várias carteiras compostas por três ativos diferentes (hídrica, eólica e fotovoltaica). Assim os horizontes de tempo utilizados nesta dissertação, ou seja, os dois cenários utilizados foram os seguintes:

- Cenário húmido: Representa um ano propício à geração de hídrica, dado que esta tem um impacto no SEN, tal como se poderá verificar no capítulo seguinte;
- Cenário seco: Representa um ano menos propício à geração de hídrica, proporcionando uma maior geração de energia elétrica por parte de CCGT, diminuindo assim a produção total de energia renovável.

Nos casos analisados a metodologia seguida consiste em agregar diferentes séries de diferentes tipos de produção renovável, calcular indicadores que permitam caracterizar tais opções e analisar o seu comportamento. As agregações efetuadas consistem no somatório, hora a hora, das respetivas produções reais fornecidas pela REN.

Numa primeira fase será efetuada a caracterização individual da agregação a nível nacional de cada uma das fontes renováveis. Numa segunda fase analisar-se-ão diferentes cenários de portfólio que englobam diferentes frações de cada tipo de

produção renovável (eólica, hídrica e solar). Esta segunda fase será caracterizada por dois tipos de cenários (ano seco e ano húmido), sendo estes caracterizados com a seguinte agregação:

- Agregação de centrais do mesmo tipo de fonte energética, ou seja, fio de água (grande hídrica) mais PRE hidráulico (mini-hídrica), formando no final o ativo denominado de hídrica;
- Agregação combinada de diferentes tipos de fonte renovável (hídrica, fotovoltaica e eólica) com objetivo de formar uma carteira.

O procedimento realizado para a otimização das carteiras foi o seguinte:

1. Com o retorno periódico à disposição foi efetuada uma breve análise histórica dos mesmos a partir do retorno e risco (desvio padrão), proporcionando para cada um, uma média horária;
2. Na hora  $t$  (ano húmido ou ano seco) calculou-se todos os dados necessários à entrada nas equações para risco, retorno, coeficiente de variação e fator de carga para cada um dos ativos;
3. Cálculo das covariâncias e variâncias formando entre dois ativos uma matriz para as 24h do ano seco e ano húmido;
4. Cálculo dos coeficientes de correlação entre os ativos com a aplicação do modelo de *Markowitz*. Para o cálculo dos coeficientes e aplicação do modelo, analisou-se a possibilidade da utilização académica;
5. Dados os retornos esperados já calculados para os três ativos, calculou-se a participação desses mesmos ativos, gerando assim uma carteira em um ponto indefinido (ponto Q);
6. Depois da formação de uma carteira qualquer, calculou-se assim a composição da carteira de mínima de variância (ponto MVP). Sendo que entre as 08h:00 e as 18h:00 a única restrição incluída foi a seguinte,  $\sum_{i=1}^n w_i = 1$  e que significa que a soma das participações de cada ativo que compõem a carteira deve ser igual a um. Já para o período entre as 19h:00 e as 07h:00 utilizaram-se duas restrições, sendo a primeira referida no ponto 6 e a segunda a seguinte:  $w_F = 0$  e que significa a inexistência nesse período de geração fotovoltaica;

7. Para concluir obteve-se a participação de cada ativo para por fim formar a carteira ótima. Neste caso utilizaram-se quatro restrições dado que o objetivo é minimizar o risco ao mesmo tempo que se aumenta o retorno esperado (energia renovável total). Efetuou-se a composição de quatro carteiras eficientes diferentes, com o objetivo de verificar o comportamento e a tendência das mesmas, sendo estas as seguintes: +5%, +10%, +15% e +20 % da energia renovável total inicial.

Como se trata de um assunto de importância relevante a análise de risco referente à geração de energia elétrica tem sido alvo de diversos estudos e diversas metodologias têm sido propostas. Neste sentido, para a realização do modelo de análise de risco nesta trabalho usaram-se os modelos aplicados a finanças e instrumentos de mercado.

Apesar de se usarem estes fundamentos matemáticos não é o objetivo deste trabalho realizar uma explicação profunda e detalhada acerca dos mesmos. Pretende-se sim, apresentar um conjunto de bases que permitam perceber no que consistem estas técnicas de análise e para que são usadas.

#### **4.1. Modelos Utilizados para Um Ativo**

A escolha da melhor matriz de geração está baseada na teoria de análise de variância de portfólios, desenvolvida por *Harry Markowitz*, em 1952. O objetivo de *Markowitz* foi utilizar a noção de risco para compor carteiras para investidores que consideram o retorno esperado algo desejável e a variância do retorno esperado, ou seja, o risco, algo indesejável tal como foi verificado no capítulo anterior. O ponto fundamental em que ela se baseia é a de que investimentos, ou até mesmo, tecnologias para geração de energia elétrica são ativos imprevisíveis e com um certo grau de risco inerente ao negócio. Contudo, as correlações ou covariâncias entre esses ativos ou tecnologias renováveis podem ser utilizadas para tomar as carteiras mais robustas, proporcionando maiores retornos com menores níveis de risco. A relação entre risco e retorno em geral é de correlação positiva, porém através da diversificação da carteira de investimentos é possível melhorá-la obtendo resultados de baixo risco e com o retorno elevado.

Para um investidor comum um modo simples de obter redução dos riscos é a aplicação em uma carteira de ativos em que a própria diversificação do portfólio já é suficiente para, na maioria dos casos, diminuir sensivelmente o risco da aplicação.

O risco está associado às possibilidades de ocorrência de determinados resultados em relação a um valor médio esperado; é representado pela medida estatística do desvio padrão. Ao se tomarem decisões de investimento com base num resultado médio esperado o desvio padrão passa a revelar o risco da operação, ou seja, a dispersão das variáveis em relação à média. Assim no ponto seguinte apresenta-se a base matemática para o cálculo do retorno esperado e desvio padrão.

Iniciando a análise de cada um dos ativos, as duas informações iniciais para o modelo são o retorno esperado para cada cenário e o desvio padrão deste retorno, que indica o seu risco. Com estes dados é determinada a covariância e os coeficientes de correlação, entre estes conjuntos de dados para cada ativo como verificado nos seguintes pontos.

#### 4.1.1. Retorno Esperado e Risco

Numa análise histórica dos retornos de um ativo observa-se que estes quase nunca apresentam os mesmos retornos, que os valores variam no tempo. Desta forma, pode-se definir o retorno esperado do ativo como sendo a média aritmética dos vários retornos obtidos num determinado período. Assim, a estimativa do retorno esperado para o título deve ser baseada na expectativa de retornos dos dois cenários (ano seco e ano húmido) de evolução de cada ativo. Deste modo, pode ser medido segundo:

$$E(r_{i,s}) = \frac{r_{i,1} + r_{i,2} + \dots + r_{i,s}}{N} \Leftrightarrow E(r_{i,s}) = \sum_{s=1}^N p_s \cdot r_{i,s} \quad (4.1)$$

Em que:

$p_s$  – Probabilidade de ocorrência associada ao ativo  $i$ ;

$r_{i,s}$  – Retorno observado associado ao ativo  $i$  em MWh;

$E(r_{i,s})$  – Retorno esperado do ativo  $i$  em MWh;

$N$  – Tamanho da amostra.

O nível de risco associado ao investimento num determinado ativo corresponde ao grau de variabilidade do seu retorno face ao seu valor esperado, sendo medido pelo desvio padrão do retorno esperado. Assim, é de realçar que o desvio padrão tem por objetivo medir estatisticamente o grau de dispersão dos possíveis resultados em termo de valor esperado. Neste trabalho a variância é uma medida de dispersão das observações face à média, pelo que o cálculo da seguinte expressão não é obrigatório:

$$\sigma_i^2 = \sum_{s=1}^N p_s \cdot [r_{i,s} - E(r_{i,s})]^2 \quad (4.2)$$

A forma mais comum de se medir o risco de um ativo é calcular os desvios dos retornos em relação a um retorno médio ou esperado, permitindo assim calcular o desvio da amostra. Assim, esta medida estatística é a mais utilizada para medir a volatilidade, sendo que o desvio padrão é dado pela expressão:

$$\sigma_i = \sqrt{\text{Variância}} \Leftrightarrow \sigma_i = \sqrt{\sum_{s=1}^N p_s \cdot [r_{i,s} - E(r_{i,s})]^2} \quad (4.3)$$

Em que:

$\sigma_i$  – Desvio padrão do retorno esperado para o ativo  $i$  em MWh;

$\sigma_i^2$  – Variância do retorno esperado para o ativo  $i$ ;

$p_s$  – Probabilidade de ocorrência associada ao ativo  $i$ ;

$r_{i,s}$  – Retorno observado associado ao ativo  $i$  em MWh;

$E(r_{i,s})$  – Retorno esperado do ativo  $i$  em MWh;

$N$  – Tamanho da amostra.

#### 4.1.2. Coeficiente de Variação

O coeficiente de variação, geralmente expresso em porcentagem, indica a dispersão relativa, ou seja, o risco por unidade de retorno esperado. De referir que o coeficiente de variação numa carteira de ativos serve como medida de risco para cada unidade de ativo, assim quanto menor o valor de coeficiente de variação, maior é a precisão dos dados. Assim sendo, a determinação do coeficiente de variação pode ser medido segundo:

$$CV = 100 \cdot \frac{\sigma_i}{E(r_{i,s})} \quad (4.4)$$

Em que:

$CV$  – Coeficiente de variação em %;

$\sigma_i$  – Desvio padrão do retorno esperado para o ativo  $i$  em MWh;

$E(r_{i,s})$  – Retorno esperado do ativo  $i$  em MWh.

Sendo que, quanto maior o valor de Coeficiente de Variação (CV), maior o risco do investimento num determinado portfólio. A vantagem do cálculo deste coeficiente é permitir comparação de amostras com unidades diferentes. Vários estudos classificam o valor de coeficiente de variação, possuindo os seguintes intervalos.

- $CV < 15\%$   $\mapsto$  Dispersão baixa;
- $15\% < CV < 30\%$   $\mapsto$  Dispersão média;
- $CV > 30\%$   $\mapsto$  Dispersão Alta.

### 4.1.3. Covariância

Tal como referenciado no capítulo anterior, a covariância tem por objetivo identificar como determinados valores de uma amostra se inter-relacionam, ou seja, como estes dois ativos variam ao mesmo tempo em relação aos seus valores médios. Assim a covariância mede a relação existente entre o retorno de dois ativos  $i$  e  $j$  verificando desta forma a existência de simetria entre estes mesmo ativos. Sendo esta dada segundo:

$$\sigma_{i,j} = \frac{\{[r_{i,s} - E(r_{i,s})].[r_{j,s} - E(r_{j,s})]\}}{N} \quad (4.5)$$

Em que:

$\sigma_{i,j}$  – Covariância entre os retornos dos ativos  $i$  e  $j$  em MWh<sup>2</sup>;

$r_{i,s}$  – Retorno observado associado ao ativo  $i$  em MWh;

$r_{j,s}$  – Retorno observado associado ao ativo  $j$  em MWh;

$E(r_{i,s})$  – Retorno esperado do ativo  $i$  em MWh;

$E(r_{j,s})$  – Retorno esperado do ativo  $j$  em MWh;

$N$  – Tamanho da amostra.

Depois de efetuar o cálculo da covariância para os três ativos (hídrica, eólica e fotovoltaica) realiza-se a construção das 24 matrizes referentes às respetivas horas para cada cenário (ano seco e ano húmido). Com estas informações é determinada a covariância entre estes conjuntos de dados para cada ativo como verificado na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Matriz de covariância dos retornos esperados para três ativos (hídrica, eólica e fotovoltaica)

	Hora n		
	Ativo Hídrica	Ativo Eólica	Ativo Fotovoltaica
Ativo Hídrica	$\frac{\{[r_H - E(r_H)].[r_H - E(r_H)]\}}{N}$	$\frac{\{[r_H - E(r_H)].[r_E - E(r_E)]\}}{N}$	$\frac{\{[r_H - E(r_H)].[r_F - E(r_F)]\}}{N}$
Ativo Eólica	$\frac{\{[r_E - E(r_E)].[r_H - E(r_H)]\}}{N}$	$\frac{\{[r_E - E(r_E)].[r_E - E(r_E)]\}}{N}$	$\frac{\{[r_E - E(r_E)].[r_F - E(r_F)]\}}{N}$
Ativo Fotovoltaica	$\frac{\{[r_F - E(r_F)].[r_H - E(r_H)]\}}{N}$	$\frac{\{[r_F - E(r_F)].[r_E - E(r_E)]\}}{N}$	$\frac{\{[r_F - E(r_F)].[r_F - E(r_F)]\}}{N}$



As duas informações iniciais para o modelo são o retorno esperado de cada ativo e a variância deste retorno que indica o seu risco. Entretanto, o conceito de correlação, como se irá verificar de seguida, visa explicar o grau de relacionamento de dois ou mais ativos. Quando a relação é entre duas variáveis, temos a correlação simples, quando são mais de duas variáveis temos a correlação múltipla. Nota-se que os conceitos podem parecer muito similares e com pequenas diferenças, mas a covariância procura entender a relação de dois ativos ao mesmo tempo em relação aos seus valores médios, enquanto que a correlação define o grau de relacionamento entre dois ativos.

#### 4.1.4. Coeficiente de Correlação

É uma medida estatística que mede como estão associadas duas variáveis, que no caso são os retornos dos ativos que compõem o portfólio. O coeficiente de correlação linear entre os retornos dos ativos  $i$  e  $j$  é dado segundo:

$$\rho_{i,j} = \frac{\sigma_{i,j}}{\sigma_i \cdot \sigma_j}, \text{ em que varia entre } -1 \leq \rho_{i,j} = \frac{\sigma_{i,j}}{\sigma_i \cdot \sigma_j} \leq +1 \quad (4.6)$$

Em que:

$\rho_{i,j}$  – Coeficiente de correlação linear entre os retornos dos ativo  $i$  e  $j$ ;

$\sigma_{i,j}$  – Covariância entre os retornos dos ativos  $i$  e  $j$  em MWh<sup>2</sup>;

$\sigma_i$  – Desvio padrão do retorno esperado para o ativo  $i$  em MWh;

$\sigma_j$  – Desvio padrão do retorno esperado para o ativo  $j$  em MWh.

Depois do cálculo das covariâncias para as 24h de cada cenário determinam-se os coeficientes de correlação entre cada um dos ativos (hídrica, eólica e fotovoltaica) sendo que posteriormente é realizada a construção das 24 matrizes referentes às respetivas horas para cada cenário (ano seco e ano húmido). As três variáveis fundamentais para o modelo, que são a covariância entre os retornos de dois ativos e os desvios padrões dos retornos esperados para esses mesmos dois ativos. Com estas informações é determinada o coeficiente de correlação entre estes conjuntos de dados para cada ativo como mostrado na matriz abaixo.

A diversificação mostra-se mais efetiva quando os retornos desses ativos apresentam correlação negativa e, quanto maior esta, mais baixo será o risco da carteira diversificada. Para mensurar o benefício da diversificação dessa carteira, utiliza-se o coeficiente de correlação entre os pares de retornos.

Tabela 4.2 – Matriz de coeficiente de correlação entre os retornos esperados dos três ativos (hídrica, eólica e fotovoltaica)

	Hora n		
	Ativo Hídrica	Ativo Eólica	Ativo Fotovoltaica
Ativo Hídrica	$\frac{\sigma_{H,H}}{\sigma_H \cdot \sigma_H}$	$\frac{\sigma_{H,E}}{\sigma_H \cdot \sigma_E}$	$\frac{\sigma_{H,F}}{\sigma_H \cdot \sigma_F}$
Ativo Eólica	$\frac{\sigma_{E,H}}{\sigma_E \cdot \sigma_H}$	$\frac{\sigma_{E,E}}{\sigma_E \cdot \sigma_E}$	$\frac{\sigma_{E,F}}{\sigma_E \cdot \sigma_F}$
Ativo Fotovoltaica	$\frac{\sigma_{F,H}}{\sigma_F \cdot \sigma_H}$	$\frac{\sigma_{F,E}}{\sigma_F \cdot \sigma_E}$	$\frac{\sigma_{F,F}}{\sigma_F \cdot \sigma_F}$

Se o coeficiente de correlação for positivo diz-se que os ativos estão correlacionados positivamente, se for negativo estão correlacionados negativamente. Se o coeficiente de correlação for zero os ativos são independentes. De realçar que a covariância também mede a associação entre as variáveis, mas pode variar entre qualquer valor.

#### 4.1.5. Fator de Carga

Para interpretar a produção anual de energia de cada uma das fontes renováveis (hídrica, fotovoltaica e eólica) para cada hora utiliza-se o denominado fator de carga. Para a gestão de uma fonte renovável o fator de carga é um instrumento significativo, pois verifica a forma como a potência é utilizada. Neste caso específico, o fator de carga é um índice que permite verificar como a potência é utilizada de forma racional.

Define-se o fator de carga como sendo o quociente entre a potência média observada em cada hora do ano e a potência instalada que a fonte renovável teoricamente produziria se operasse constantemente. Assim, o fator de carga será expresso em percentagem e é determinado segundo:

$$FC_i = 100 \cdot \frac{r_{i,s}}{(P_{inst\ i} \cdot 8760)} \quad (4.7)$$

Em que:

$FC_i$  – Fator de carga para cada ativo em %;

$r_{i,s}$  – Retorno observado associado ao ativo  $i$  em MWh;

$P_{inst\ i}$  – Potência instalada de cada ativo em MW.

## 4.2. Modelos Utilizados para Carteira com Três Ativos

A avaliação de carteiras envolve três grandes fases de estudo: análise dos ativos, análise das carteiras e por fim a seleção da carteira. O modelo de portfólio é atualmente muito aplicado para seleção de investimentos financeiros. Mais recentemente este também foi utilizado para aperfeiçoar o custo *versus* risco de ativos relativos à energia, geração de eletricidade e gestão do meio ambiente.

Nesta fase do estudo das carteiras foram utilizados os valores determinados na primeira fase de análise dos ativos em separado. Os resultados gerados pelos portfólios indicam matrizes de geração com variância mínima baseada em dados estatísticos passados.

As soluções encontradas pelo modelo podem servir de referência para os investidores, quando houver consenso de que os valores e variações consideradas têm grande hipótese de se confirmar no futuro.

### 4.2.1. Participação dos Ativos na Carteira

De referir que não existe ganho de diversificação quando a correlação é igual a um. A variável que se deseja obter num problema de carteiras é o vetor de pesos de cada ativo (participação), dados os retornos esperados, variâncias e covariâncias para um certo nível de risco. Neste caso é simples obter os pesos (participações) dado o risco desejado para a carteira temos:

$$w_i = \frac{r_{i,s}}{r_T} \quad (4.8)$$

Em que:

$w_i$  – Peso ou participação do ativo  $i$  na carteira;

$r_{i,s}$  - Retorno observado associado ao ativo  $i$  em MWh;

$r_T = \sum_{i=1}^n r_{i,s}$  – Soma do retorno observado para  $n$  ativos na carteira em MWh.

Os valores dos diversos ativos que compõem a carteira formam o valor da mesma. Assim, cada ativo possuirá um peso na carteira, ou seja, peso do ativo  $i$  na carteira é a relação entre o valor desse mesmo ativo e o valor da soma dos  $n$  ativos que constituem a carteira. Deste modo para este trabalho como se irá utilizar três ativos (hídrica, eólica e fotovoltaica), logo existiram três participações ou pesos na carteira. De realçar que os pesos estarão sempre entre 0 e 1 (ou entre 0% e 100%) e a soma de todos os pesos será igual a 1 (ou 100%).

#### 4.2.2. Retorno Esperado e Risco

O objetivo de *Harry Markowitz* foi utilizar a noção de risco para compor carteiras para investidores que consideram o retorno esperado algo desejável e a variância do retorno algo indesejável. Assim, enquanto o retorno de uma carteira diversificada equivale à média ponderada dos retornos dos seus componentes individuais, a sua volatilidade será inferior à volatilidade média dos seus componentes individuais.

No portfólio são analisadas várias situações possíveis associadas às suas probabilidades, sendo o retorno de um portfólio de fontes renováveis ou de uma “carteira renovável” medido pela provável expectativa de retorno, enquanto o risco é quantificado através do desvio padrão dos retornos quando determinados sob condições de incerteza.

Considerando que no caso de determinação de uma carteira a partir do modelo de *Harry Markowitz*, no qual se utiliza o retorno passado para determinar o retorno esperado como referência para a alocação de ativos, deve-se realizar pequenas adaptações à fórmula utilizada para um ativo. Assim, o retorno do portfólio torna-se o retorno esperado e as participações dos ativos são denominados de pesos. Assim sendo, o retorno esperado para uma carteira de títulos é mensurado como sendo uma média ponderada de retornos dos ativos individuais dos quais é formada. Desta forma, o cálculo do retorno esperado para uma carteira de ativos é dado segundo:

$$E(r_p) = (E(r_1).w_1) + (E(r_2).w_2) + \dots + (E(r_i).w_i) \Leftrightarrow E(r_p) = \sum_{i=1}^n E(r_{i,s}).w_i \quad (4.9)$$

Em que:

$E(r_p)$  – Retorno esperado para a carteira de ativos em MWh;

$E(r_{i,s})$  – Retorno esperado para o ativo  $i$  em MWh;

$n$  – Número de ativos que compõem a carteira;

$w_i$  – Peso ou participação do ativo  $i$  na carteira, sendo  $\sum_{i=1}^n w_i = 1$ .

De realçar que o retorno esperado da carteira ou portfólio é uma média aritmética dos retornos esperados dos ativos individuais e que a soma dos pesos ou participações é igual a um.

Um aspeto relevante na teoria do portfólio é que o risco de um ativo mantido fora de uma carteira é diferente de seu risco quando incluído na carteira.

O desvio padrão ou risco da carteira,  $\sigma_p$ , é distinto da média ponderada dos desvios de cada ativo, pois é a raiz quadrada da variância da carteira. De destacar que o risco de

uma carteira depende não somente do risco de cada elemento que a compõe e de sua participação, mas também da forma como os seus componentes se relacionam entre si. Ao relacionar ativos com baixa correlação (ou covariância inversa) é possível reduzir-se o risco total da carteira.

Logo, e sabendo que a variância da carteira é dada segundo a seguinte equação:

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i \cdot w_j \cdot \sigma_{i,j} \Leftrightarrow \sigma_p^2 = \sum_{i=1}^n w_i^2 \cdot \sigma_i^2 + 2 \cdot \sum_{i=1}^n \sum_{j=i+1}^n w_i \cdot w_j \cdot \sigma_{i,j} \quad (4.10)$$

Dado que,  $\sigma_{i,j} = \sigma_{j,i}$

Em que:

$\sigma_p^2$  – Variância da carteira;

$\sigma_p$  – Desvio padrão da carteira em MWh;

$w_i$  – Peso ou participação do ativo  $i$  na carteira;

$w_j$  – Peso ou participação do ativo  $j$  na carteira;

$\sigma_i^2$  – Variância do retorno esperado para o ativo  $i$ ;

$\sigma_{ij}$  – Covariância dos retornos entre os ativos  $i$  e  $j$  em MWh<sup>2</sup>.

Quanto menor o nível de correlação entre os ativos menor o desvio padrão do retorno combinada da carteira. Então, para qualquer número de ativos com retornos não perfeitamente correlacionados, ou seja, quanto maior a diversificação, menor o risco total da carteira. À medida que se acrescenta um novo ativo à carteira são adicionadas nessas equações operações entre pares de ativos com todas as combinações de correlação e covariância entre eles possíveis.

### 4.2.3. Carteira Atual (ponto Q)

Para a obtenção da carteira de mínima variância e por fim da carteira na fronteira eficiente é necessário em primeiro lugar formar uma carteira com diversificação ingênua constituída pelos três ativos, ou seja, neste caso é importante encontrar uma carteira dentro de um conjunto de combinações possíveis, pelo que desta forma compõe-se uma carteira qualquer (ponto Q). Após o cálculo do retorno esperado de cada ativo para cada hora, tanto para o cenário seco como para o cenário húmido, o cálculo seguinte para a composição desta mesma carteira foi a participação de cada ativo expressa pela equação (4.8). Depois de calcular a participação de cada ativo, dadas as covariâncias e variâncias dos

ativos em questão (hídrica, PRE eólico e PRE fotovoltaica). Para finalizar a carteira constituída pelos três ativos, calcula-se o risco, equação 4.11 e 4.12:

$$\sigma_p^2 = (w_H^2 \cdot \sigma_H^2) + (w_E^2 \cdot \sigma_E^2) + (w_F^2 \cdot \sigma_F^2) + 2 \cdot [(w_H \cdot w_E \cdot \sigma_{H,E}) + (w_H \cdot w_F \cdot \sigma_{H,F}) + (w_E \cdot w_F \cdot \sigma_{E,F})] \quad (4.11)$$

$$\Leftrightarrow \sigma_p = \sqrt{(w_H^2 \cdot \sigma_H^2) + (w_E^2 \cdot \sigma_E^2) + (w_F^2 \cdot \sigma_F^2) + 2 \cdot [(w_H \cdot w_E \cdot \sigma_{H,E}) + (w_H \cdot w_F \cdot \sigma_{H,F}) + (w_E \cdot w_F \cdot \sigma_{E,F})]} \quad (4.12)$$

Em que:

$\sigma_p^2$  – Variância da carteira;

$\sigma_p$  – Desvio padrão da carteira em MWh;

$w_H$  – Peso ou participação do ativo hídrico na carteira;

$w_E$  – Peso ou participação do ativo PRE eólico na carteira;

$w_F$  – Peso ou participação do ativo PRE fotovoltaica na carteira;

$\sigma_H^2$  – Variância do ativo hídrico;

$\sigma_E^2$  – Variância do ativo PRE eólico;

$\sigma_F^2$  – Variância do ativo PRE fotovoltaica;

$\sigma_{H,E}$  – Covariância entre os retornos dos ativos hídrico e PRE eólico em MWh<sup>2</sup>;

$\sigma_{H,F}$  – Covariância entre os retornos dos ativos hídrico e PRE fotovoltaica em MWh<sup>2</sup>;

$\sigma_{E,F}$  – Covariância entre os retornos dos ativos PRE eólico e PRE fotovoltaica em MWh<sup>2</sup>.

#### 4.2.4. Carteira de Mínima Variância (ponto MVP)

O critério para a obtenção da carteira de mínima variância adotado foi realizar a solução matricial utilizando o *software Gams* para determinar as participações dos ativos, sendo esse mesmo resultado das diferentes participações dos ativos confirmado, posteriormente, através de *Matlab*. É, então, necessário saber qual o ponto onde o portfólio tem o menor risco possível. Dado que a representação do conjunto das carteiras de mínima variância para cada retorno esperado que é possível obter, considerando os ativos individuais disponíveis, é designada de fronteira eficiente.

O modelo de *Harry Markowitz* mostra que o retorno de uma carteira diversificada equivale à média ponderada dos retornos de seus componentes individuais e que a sua volatilidade será inferior à volatilidade média de seus componentes individuais. Esta teoria pode ser descrita como um problema de programação quadrática. Existem

algumas formas clássicas de se apresentar o modelo, sendo a forma mais tradicional apresentada a partir da equação (4.13).

Um investidor escolhe qualquer carteira situada na fronteira eficiente, dado que, para o mesmo nível de risco, a carteira situada na fronteira eficiente apresenta um nível de retorno esperado superior.

Considera-se neste trabalho a carteira composta por três ativos (hídrica, eólica e fotovoltaica) com risco e depois efetua-se a dedução da equação representativa da fronteira eficiente no espaço média-variância. Assim, para cada nível de retorno esperado  $E(r_i)$  o peso relativo de cada ativo na composição da carteira mínima da fronteira eficiente é obtida através da resolução de um problema de otimização.

Dada a função objetivo e a restrição em que a soma das participações dos ativos que compõem a carteira deve ser igual a um é necessário minimizar a variância da carteira com os três ativos para cada hora do ano. A equação será dada segundo a expressão:

$$\Leftrightarrow \min_{[w_H, w_E, w_F]} \sigma_p^2 = (w_H^2 \cdot \sigma_H^2) + (w_E^2 \cdot \sigma_E^2) + (w_F^2 \cdot \sigma_F^2) + 2 \cdot [(w_H \cdot w_E \cdot \sigma_{H,E}) + (w_H \cdot w_F \cdot \sigma_{H,F}) + (w_E \cdot w_F \cdot \sigma_{E,F})] \quad (4.13)$$

No período entre as 08h:00 e as 18h:00, a única restrição incluída foi a seguinte dada na equação (4.14). Sujeito a restrição 1: A soma das participações que compõem a carteira deve ser igual a 1, ou seja, 100%.

$$\sum_{i=1}^n w_i = 1 \Leftrightarrow w_H + w_E + w_F = 1 \quad (4.14)$$

A função de *Lagrange* e as condições de primeira ordem são dadas da seguinte forma:

$$\mathcal{L}\{w_H, w_E, w_F, \lambda\} = \sigma_p^2 + \lambda \cdot (w_H + w_E + w_F - 1) \quad (4.15)$$

$$\Leftrightarrow \mathcal{L}\{w_H, w_E, w_F, \lambda\} = (w_H^2 \cdot \sigma_H^2) + (w_E^2 \cdot \sigma_E^2) + (w_F^2 \cdot \sigma_F^2) + 2 \cdot [(w_H \cdot w_E \cdot \sigma_{H,E}) + (w_H \cdot w_F \cdot \sigma_{H,F}) + (w_E \cdot w_F \cdot \sigma_{E,F})] + \lambda \cdot (\sum_{i=1}^n w_i - 1) \quad (4.16)$$

$$\Rightarrow \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial w_H} = 2 \cdot (w_H \cdot \sigma_H^2) + 2 \cdot (w_E \cdot \sigma_{H,E}) + 2 \cdot (w_F \cdot \sigma_{H,F}) + \lambda = 0$$

$$\Rightarrow \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial w_E} = 2 \cdot (w_E \cdot \sigma_E^2) + 2 \cdot (w_H \cdot \sigma_{H,E}) + 2 \cdot (w_F \cdot \sigma_{E,F}) + \lambda = 0$$

$$\Rightarrow \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial w_F} = 2 \cdot (w_F \cdot \sigma_F^2) + 2 \cdot (w_H \cdot \sigma_{H,F}) + 2 \cdot (w_E \cdot \sigma_{E,F}) + \lambda = 0$$

$$\Rightarrow \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = w_H + w_E + w_F - 1 = 0$$

A forma simplificada das expressões que correspondem à função de *Lagrange*, são dadas do seguinte modo:

$$\begin{cases} 2 \cdot (w_H \cdot \sigma_H^2) + 2 \cdot (w_E \cdot \sigma_{H,E}) + 2 \cdot (w_F \cdot \sigma_{H,F}) + \lambda = 0 \\ 2 \cdot (w_E \cdot \sigma_E^2) + 2 \cdot (w_H \cdot \sigma_{H,E}) + 2 \cdot (w_F \cdot \sigma_{E,F}) + \lambda = 0 \\ 2 \cdot (w_F \cdot \sigma_F^2) + 2 \cdot (w_H \cdot \sigma_{H,F}) + 2 \cdot (w_E \cdot \sigma_{E,F}) + \lambda = 0 \\ w_H + w_E + w_F = 1 \end{cases} \quad (4.17)$$

Assim, pode-se entender que uma carteira é um conjunto de participações determinadas para um certo número de ativos. Nesta abordagem matricial:

- **A**: É uma matriz  $m \times n$  (mais concretamente  $4 \times 4$ ), que contém a combinação das variâncias e covariâncias dos retornos dos vários ativos;
- **C**: É a matriz com  $m \times n$  (neste caso  $4 \times 1$ ), vetor coluna contendo a participação de cada ativo isoladamente;
- **B**: É um vetor unitário em que a matriz é composta por  $m \times 1$ .

Onde “ $m$ ” representa o número de linhas e “ $n$ ” o número de colunas.

Para o estudo de caso dos três ativos, estas três matrizes A, C e B estão expostas de seguida na equação (4.23). Desta forma a notação matricial, será dada de seguida:

$$\begin{bmatrix} 2 \cdot \sigma_H^2 & 2 \cdot \sigma_{H,E} & 2 \cdot \sigma_{H,F} & 1 \\ 2 \cdot \sigma_{H,E} & 2 \cdot \sigma_E^2 & 2 \cdot \sigma_{E,F} & 1 \\ 2 \cdot \sigma_{H,F} & 2 \cdot \sigma_{E,F} & 2 \cdot \sigma_F^2 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} w_H \\ w_E \\ w_F \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

Pode-se indicar, na forma matricial, pela seguinte expressão:

$$A \cdot C = B \quad (4.19)$$

A equação das diferentes participações do portfólio resulta na necessidade da operação de multiplicação de duas matrizes correspondentes à combinação das variâncias e covariâncias dos diferentes ativos e o vetor unitário. Deste modo, resolvendo a equação matricial, tem-se:

$$C = A^{-1} \cdot B \quad (4.20)$$

Deste modo, existe a possibilidade de obter as novas diferentes participações

$(w_H, w_E, w_F)$ , para o ponto MVP nas condições  $0 \leq w_H, w_E, w_F \leq 1$ .

Já para o período entre as 00h:00 e as 08h:00 e entre as 18h:00 e as 24h:00 foi necessário adicionar uma segunda restrição à função de minimização, para além da primeira dada na equação (4.14). Assim, a segunda restrição é dada seguinte forma:

Sujeito a restrição 2: A participação fotovoltaica deverá ser igual a zero devido à inexistência de radiação solar para esse mesmo período temporal.



$$w_i = 0 \Leftrightarrow w_F = 0 \quad (4.21)$$

Para se obter a fronteira eficiente num determinado conjunto de possibilidades de ativos é necessário expressar o cálculo de cada carteira ótima dado um determinado nível de retorno esperado.

Sendo de seguida possível identificar, tendo tais premissas em relevância, os possíveis ativos de interesse dentro da relação risco versus retorno eficiente. A resultante da curva que representa a fronteira eficiente pode ser uma função linear representada por uma linha reta com uma determinada inclinação no caso de existir uma correlação negativa ou positiva perfeita entre os três ativos.

#### 4.2.5. Carteira Ótima

De todas as carteiras possíveis de compor, a mais importante em que se deve debruçar é sobre as carteiras na fronteira eficiente de retorno *versus* risco, que *Harry Markowitz* identificou como sendo uma fronteira eficiente de *Pareto*. Ou seja, neste contexto, é uma carteira que para um dado nível de risco tem maior retorno que outra, dentro do domínio de carteiras possíveis; ou então, é uma carteira que para um dado nível de retorno tem menor risco, dentro do domínio de carteiras possíveis. A fronteira ótima de *Pareto* é composta por todas as carteiras que já não podem sofrer uma melhoria.

Neste caso, após a estimação dos retornos esperados, das variâncias dos ativos individuais e das covariâncias entre pares de ativos, seguida da composição de uma carteira qualquer na região viável e da formação da carteira de mínima variância. É necessário neste momento determinar a relação entre os dois parâmetros (retorno e risco) que represente a carteira eficiente, e assim determinar a carteira ótima, representado pelo conjunto eficiente de ativos com risco. Este ponto é determinado simplesmente através das estimativas de retorno, variância, covariância e de uma condição importante, tentar aumentar a energia renovável total (retorno esperado total dos ativos) em 5%, 10%, 15% e em 20%, diminuindo em simultâneo o risco associado a este. Existem duas alternativas possíveis para a criação da fronteira eficiente:

- Opção 1: Definir o *risco* que se está disposto a assumir (em termos de variância)  
↳ Neste caso a carteira ótima será aquela que maximiza o retorno esperado sujeito a este nível de risco;

- Opção 2: Definir o *retorno total esperado*  $\mapsto$  Neste caso a carteira ótima será aquela que minimiza a variância sujeito a este retorno total esperado, sendo esta a opção utilizada para a composição das carteiras ótimas nesta dissertação.

No âmbito deste trabalho decidiu-se pela utilização da opção 2, daí ter que se definir o retorno total esperado, isto é, definiu-se um aumento da energia renovável total em 5%, 10%, 15% e 20% em comparação com o retorno esperado calculado para o ponto Q (carteira situada na região viável), sendo que o *software Gams* minimiza a função objetivo que é a variância, ou seja, o risco. Desta forma, apresenta-se de seguida as equações (4.22 a 4.24), utilizadas para definir o valor de retorno esperado para quatro situações (carteiras ótimas):

$$\Delta E_{+5\% E_T} = 5\%; \Delta E_{+10\% E_T} = 10\%; \Delta E_{+15\% E_T} = 15\%; \Delta E_{+20\% E_T} = 20\% \quad (4.22)$$

$$E_T = \sum_{i=1}^n E_i \Leftrightarrow \begin{cases} E'_{T+5\%} = \Delta E_{+5\% E_T} \cdot E_T \\ E'_{T+10\%} = \Delta E_{+10\% E_T} \cdot E_T \\ E'_{T+15\%} = \Delta E_{+15\% E_T} \cdot E_T \\ E'_{T+20\%} = \Delta E_{+20\% E_T} \cdot E_T \end{cases} \quad (4.23)$$

$$\Leftrightarrow \begin{cases} E'_{T+5\%} = 1,05 \cdot E_T \Rightarrow \text{Carteira ótima (ponto + 5\% } E_{\text{Renovável}}) \\ E'_{T+10\%} = 1,1 \cdot E_T \Rightarrow \text{Carteira ótima (ponto + 10\% } E_{\text{Renovável}}) \\ E'_{T+15\%} = 1,15 \cdot E_T \Rightarrow \text{Carteira ótima (ponto + 15\% } E_{\text{Renovável}}) \\ E'_{T+20\%} = 1,2 \cdot E_T \Rightarrow \text{Carteira ótima (ponto + 20\% } E_{\text{Renovável}}) \end{cases} \quad (4.24)$$

Em que:

$E_T$  – Retorno total esperado em MWh;

$\Delta E_{+5\% E_T}$  – Variação em +5% do retorno total esperado;

$\Delta E_{+10\% E_T}$  – Variação em +10% do retorno total esperado;

$\Delta E_{+15\% E_T}$  – Variação em +15% do retorno total esperado;

$\Delta E_{+20\% E_T}$  – Variação em +20% do retorno total esperado;

$E'_{+5\% E_T}$  – Retorno total esperado com +5% de retorno total esperado em MWh;

$E'_{+10\% E_T}$  – Retorno total esperado com +10% de retorno total esperado em MWh;

$E'_{+15\% E_T}$  – Retorno total esperado com +15% de retorno total esperado em MWh;

$E'_{+20\% E_T}$  – Retorno total esperado com +20% de retorno total esperado em MWh.

Quando as carteiras de FER são compostas por parcelas de ativos (neste caso PRE eólico, hídrica e PRE fotovoltaica), a fronteira de eficiência assume a forma de pontos como se pode verificar na Figura 4.2, que contém a representação de várias carteiras de FER. Após a identificação para as quatro situações das carteiras ótimas, dos respectivos retornos e desvios padrões (ou riscos), estes constituirão pontos no plano retorno *versus* risco, também denominado plano média-variância. De seguida é apresentada na Figura 4.2, a carteira ótima para a situação de +5% de  $E_{\text{renovável}}$ .

Visualiza-se que o formato da fronteira eficiente implica a existência de uma relação positiva entre o risco e o retorno e, portanto, para obter maior retorno, o investidor terá necessariamente que correr maior risco. Esta situação ocorre porque o conjunto eficiente é formado pela curva que liga a carteira de mínima variância (carteira MVP), ou seja, menor risco até à carteira de maior retorno (carteira ótima).

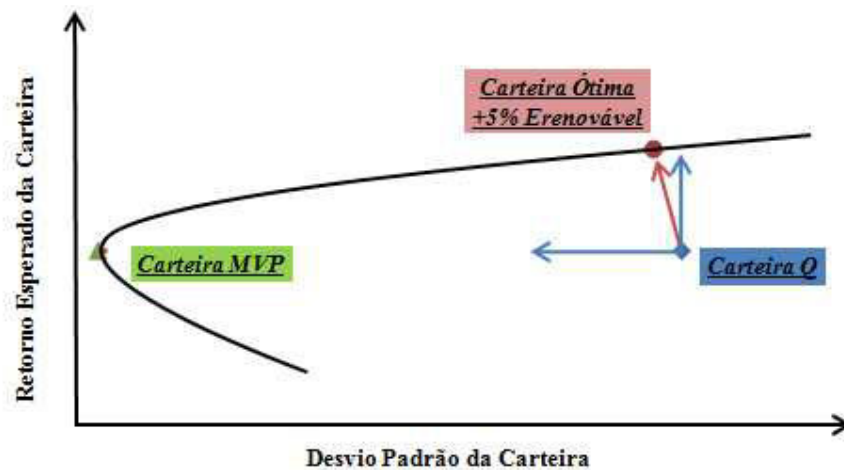


Figura 4.2 – Exemplo de uma carteira ótima para a situação de +5%  $E_{\text{renovável}}$ .

O ponto-chave neste processo de determinação da carteira eficiente está na relação de risco entre os diversos ativos que compõem o portfólio.

Estando as carteiras representadas neste plano, a análise do portfólio consiste na identificação da carteira que atenda ao critério de mínimo risco (embora na maioria das vezes esta não se constitua na melhor opção), e na determinação daquela que apresente a melhor relação entre retorno e risco.

Assim, para cada nível de retorno esperado  $E(r_i)$  o peso relativo de cada ativo na composição da carteira ótima para as quatro situações é obtida pela resolução do seguinte problema de otimização, nomeadamente a minimização da carteira dos ativos.

A carteira ótima foi calculada da mesma forma que a carteira de mínima variância (utilizando o *software Gams*). Desta forma pode ser estipulado qual será a carteira com

o melhor retorno possível, bastando apenas incluir mais três restrições na função objetivo relativas à soma da energia renovável dos três ativos, ou seja, a multiplicação da participação de cada ativo com a energia renovável total para cada uma das quatro situações (+5%, 10%, +15 e +20%) deve ser maior ou igual ao retorno observado de cada ativo. Assim, a função objetivo e as restrições são dadas de seguida:

$$\Leftrightarrow \min_{[w_H, w_E, w_F]} \sigma_p^2 = (w_H^2 \cdot \sigma_H^2) + (w_E^2 \cdot \sigma_E^2) + (w_F^2 \cdot \sigma_F^2) + 2 \cdot [(w_H \cdot w_E \cdot \sigma_{H,E}) + (w_H \cdot w_F \cdot \sigma_{H,F}) + (w_E \cdot w_F \cdot \sigma_{E,F})] \quad (4.25)$$

Sujeito a restrição 1: A soma das participações que compõem a carteira deve ser igual a 1, ou seja, 100%.

$$\sum_{i=1}^n w_i = 1 \Leftrightarrow w_H + w_E + w_F = 1 \quad (4.26)$$

Sujeito a restrição 2: A multiplicação da participação do ativo hídrico deve ser maior ou igual ao retorno observado do ativo hídrico.

$$w_i \cdot E'_{T+5\%} \geq E_i \Leftrightarrow w_H \cdot E'_{T+5\%} \geq E_H \quad (4.27)$$

Sujeito a restrição 3: A multiplicação da participação do ativo eólico deve ser maior ou igual ao retorno observado do ativo eólico.

$$w_i \cdot E'_{T+5\%} \geq E_i \Leftrightarrow w_E \cdot E'_{T+5\%} \geq E_E \quad (4.28)$$

Sujeito a restrição 4: A multiplicação da participação do ativo fotovoltaico deve ser maior ou igual ao retorno observado do ativo fotovoltaico.

$$w_i \cdot E'_{T+5\%} \geq E_i \Leftrightarrow w_F \cdot E'_{T+5\%} \geq E_F \quad (4.29)$$

Existe, assim a possibilidade de obter as novas diferentes participações  $(w_H, w_E, w_F)$ , para o ponto MVP nas condições  $0 \leq w_H, w_E, w_F \leq 1$ .

As combinações de retorno esperado versus desvio padrão para qualquer ativo individual estão dentro da fronteira eficiente porque as carteiras de ativo único não são eficientes, pelo fato de não serem diversificadas. Desta forma, serão obtidos vários pontos no quadrante da relação risco *versus* retorno, formando assim, a fronteira eficiente.

Assume-se que carteira eficiente é aquela que é passível de uma maior diversificação. À medida que o número de ativos de uma carteira aumenta, o risco dessa carteira vai diminuindo, reduzindo-se o risco total pela eliminação do risco parcial inerente a cada

ativo. É obvio que o número crescente de ativos na carteira tem um limite a partir do qual o risco de uma carteira deixa de poder ser reduzido.

Quando se escolhe entre as carteiras na fronteira eficiente, pode-se imediatamente descartar as que estão abaixo da carteira de mínima variância. Estas são dominadas pelas carteiras que se encontram na parte superior da fronteira, com riscos iguais mas retornos esperados mais altos (carteiras ineficientes). Desde modo, a verdadeira escolha é entre as carteiras na fronteira eficiente que se encontram acima da carteira de mínima variância.

#### 4.2.6. Quantificar Nova Potência Instalada

Depois de efetuar a modulação da carteira ótima, é necessário calcular a potência hipotética instalada de cada um dos ativos (hídrica, PRE eólico e PRE fotovoltaica) em cada hora do ano, para cada um dos cenários estudados.

Com o objetivo de quantificar a potência necessária a instalar em Portugal Continental, caso exista um incremento de +5%, +10%, +15% e +20% de energia renovável total, foi realizada anteriormente um estudo de carteiras ótimas, em que os resultados obtidos foram as várias participações de cada um dos ativos em uma média horária. Assim a potência instalada no sistema para cada uma das carteiras ótimas, foi obtida em função da nova energia obtida, e do fator de carga em cada hora do ano.

$$\begin{cases} E_{i+5\%} = w_i \cdot E'_{+5\% E_T} \\ E_{i+10\%} = w_i \cdot E'_{+10\% E_T} \\ E_{i+15\%} = w_i \cdot E'_{+15\% E_T} \\ E_{i+20\%} = w_i \cdot E'_{+20\% E_T} \end{cases} \quad (4.30)$$

$$\begin{cases} P_{i+5\%} = \frac{E_{i+5\%}}{FC_i} \\ P_{i+10\%} = \frac{E_{i+10\%}}{FC_i} \\ P_{i+15\%} = \frac{E_{i+15\%}}{FC_i} \\ P_{i+20\%} = \frac{E_{i+20\%}}{FC_i} \end{cases} \quad (4.31)$$

Em que:

$E_{i+5\%}$  – Nova energia esperada de cada um dos ativos para carteira com +5% de retorno total em MWh;

$E_{i+10\%}$  – Nova energia esperada de cada um dos ativos para carteira com +10% de retorno total em MWh;

$E_{i+15\%}$ – Nova energia esperada de cada um dos ativos para carteira com +15% de retorno total em MWh;

$E_{i+20\%}$ – Nova energia esperada de cada um dos ativos para carteira com +20% de retorno total em MWh;

$P_{i+5\%}$ – Nova potência instalada esperada de cada um dos ativos para carteira com +5% de retorno total em MW;

$P_{i+10\%}$ – Nova potência instalada esperada de cada um dos ativos para carteira com +10% de retorno total em MW;

$P_{i+15\%}$ – Nova potência instalada esperada de cada um dos ativos para carteira com +15% de retorno total em MW;

$P_{i+20\%}$ – Nova potência instalada esperada de cada um dos ativos para carteira com +20% de retorno total em MW.

Assim deste modo e após a quantificação da nova potência a instalar por cada ativo em Portugal Continental analisam-se de seguida os casos de estudo, ou seja, apresenta-se no capítulo seguinte os resultados obtidos e uma análise descritiva dos mesmos, tanto para o cenário húmido (ano 2010) como para o cenário seco (ano 2012).

---

## Capítulo 5

---

### Casos de Estudo

*No presente capítulo é realizada a apresentação e análise descritiva dos dados utilizados. São apresentados os diversos casos de estudo realizados e uma análise dos principais resultados obtidos neste trabalho, sendo descritas as principais ferramentas utilizadas para efetuar os modelos de análise de risco.*





## 5. Casos de estudo

No capítulo anterior procedeu-se à descrição de metodologia, fundamentos matemáticos utilizados para o desenvolvimento de uma ferramenta que permita a otimização de portfólio de FER. Neste capítulo aplicam-se os modelos descritos a um caso de estudo – o portfólio de FER em Portugal Continental.

Como referido anteriormente no subcapítulo 2.3, as FER em Portugal Continental são imprevisíveis e instáveis, devido sobretudo à sua variabilidade e intermitência. Além disso, os riscos estão normalmente associados a perdas financeiras ou incertezas quanto ao retorno de investimento, ou seja, quanto maior for a possibilidade de perda, maior o risco. Dessa forma, torna-se muito útil a análise de risco das FER, por forma tentar contrariar a sua elevada incerteza.

O principal objetivo desta dissertação consiste em estudar qual a melhor combinação de portfólio de geração de produção renovável (eólica, hídrica e solar) e qual a melhor estratégia que possibilita minorar a incerteza relativa às ofertas em mercado, englobando conceitos de análise de risco. A ferramenta desenvolvida terá grande utilidade, podendo assim ajudar empresas/investidores a uma melhor decisão sobre qual a melhor combinação de portfólio de geração renovável a investir.

O principal resultado da otimização de um portfólio de fontes de geração de energia elétrica é descobrir a fronteira eficiente a partir da situação vigente no país. A fronteira eficiente é o lugar onde estão localizados todos os portfólios de máxima eficiência. Ou seja, um aumento de potência de geração renovável pode ser conseguido aceitando-se riscos menores.

Para atingir os objetivos deste trabalho foram elaborados vários cenários para cada caso de estudo. Este capítulo incidirá sobre dois cenários: na primeira fase será efetuada a caracterização de um cenário húmido (ano 2010), sendo o cenário otimista para a produção de energia renovável; na segunda fase analisar-se-á um cenário seco (ano 2012), caracterizado pelo cenário pessimista. Por último, será composto um portfólio onde estão englobadas diferentes frações de cada tipo de produção renovável (eólica, hídrica e fotovoltaica), sendo possível saber que tipo de fonte renovável o investidor deve investir com um mínimo risco e um determinado retorno esperado (energia renovável total).

Uma vez que, para esta dissertação eram necessários dados de fontes renováveis (hídrica, eólica e fotovoltaica) de energia elétrica produzida em Portugal Continental, foram efetuadas algumas pesquisas por forma a obter os valores pretendidos. Estes valores foram gentilmente fornecidos pela empresa nacional REN, por meio de correio eletrônico, esclarecendo que estes seriam apenas para utilização e estudo no âmbito deste trabalho.

A série de dados fornecidos corresponde aos anos de 2010 e 2012 (cenário húmido e seco respetivamente). A série contém os valores de potência média em MW, sendo que os valores se encontram representados em intervalos de 15 minutos. A série de dados foi também transformada em intervalos de 60 minutos, sendo que estes valores são obtidos efetuando a média dos dados originalmente fornecidos (15 minutos), sendo que a potência média corresponderia à energia em cada hora em MWh.

Foram utilizados dados de Portugal Continental por tecnologia de FER, sem os quais era impossível efetuar a realização das simulações de portfólios de FER. Assim, passo a citar os seguintes dados de produção renovável para os anos 2010 e 2012, usados neste trabalho:

- Dados de produção de centrais de fio de água;
- Dados de produção de centrais hidráulicas;
- Dados de produção de centrais eólicas;
- Dados de produção de centrais fotovoltaicas.

## **5.1. Cenário Húmido (Ano 2010)**

### **5.1.1 Hídrica**

Nesta etapa determina-se a produção média horária da produção hídrica a fio de água no ano de 2010. Os períodos de ponta e cheia do diagrama de carga do sistema electroprodutor nacional são assegurados maioritariamente pela potência produzida pelas centrais hidroelétricas como se verifica na Figura 5.1, e pelas centrais termoelétricas.

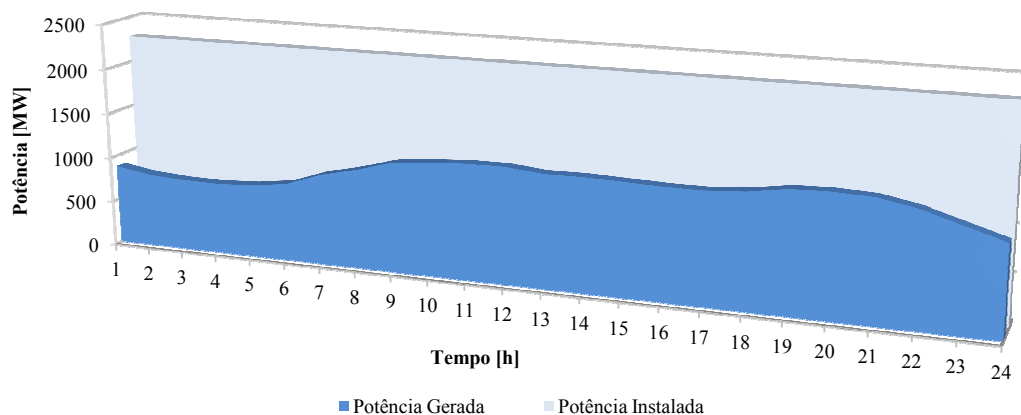


Figura 5.1 – Potência instalada e potência entregue à rede pelas centrais de fio de água e PRE hidráulico no ano de 2010 em média horária.

Para satisfazer a potência solicitada, o diagrama da potência entregue à rede pelas centrais hidroelétricas, a partir de PRE Hidráulico e fios de água para um cenário húmido (mais concretamente o ano de 2010), atingiu um pico em média de cerca de 1330.1 MW às 20h:00, relativamente a uma potência instalada de 2280.7 MW.

Os aproveitamentos hidroelétricos, tais como centrais hidráulicas e fios de água, aproveitam a energia dos caudais fluviais em regime natural, sendo utilizados esses mesmos aproveitamentos em condições mais vantajosas, isto é, durante as pontas de consumo, ou durante os períodos mais secos.

### 5.1.2 PRE Eólico

Para o mesmo comportamento médio anual o diagrama da potência entregue pelas centrais eólicas é apresentado na Figura 5.2, podendo verificar-se que devido ao carácter aleatório do vento estas centrais não se adaptam, em geral, para satisfazer o pico de consumo nas horas de cheia e ponta do diagrama de carga, distribuindo-se a sua produção ao longo do dia. Em particular no ano em análise apresentou um mínimo próximo das 13h:00.

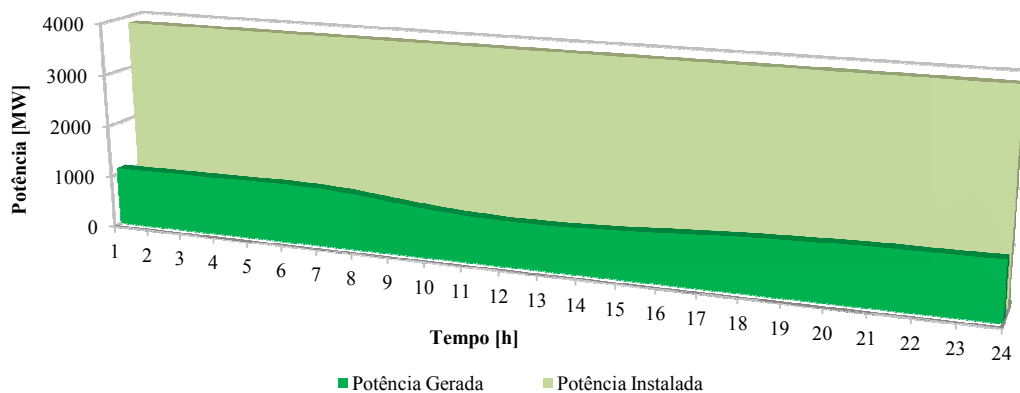


Figura 5.2 – Potência instalada e potência entregue à rede por PRE eólico no ano de 2010 em intervalo de tempo horário.

A máxima produção média eólica anual ocorreu no período das 06h:00 e das 24h:00, atingindo-se 1133.84 e 1103.31 MW respetivamente. É de notar que atualmente as centrais eólicas representam uma parte significativa do parque electroprodutor em Portugal Continental com uma potência média anual de aproximadamente 1030.17 MW, e que se assemelha aos quatro grupos da central térmica de Sines.

### 5.1.3 PRE Fotovoltaica

O mesmo modelo foi utilizado para a série de produção de fotovoltaica aplicando o mesmo período correspondente ao ano 2010. Na Figura 5.3 apresentam-se os resultados obtidos para dois tipos de potência (neste caso a potência instalada de PRE fotovoltaica a cor bege e a potência entregue à rede a cor amarela). Pelo contrário às outras duas fontes renováveis anteriores, a produção de energia elétrica por via fotovoltaica apresenta uma potência entregue quase proporcional à irradiância solar, podendo esta revestir-se de grande importância para a gestão do SEN, porque a energia produzida é quase na sua totalidade entregue à rede nas horas de ponta e cheia do diagrama de carga nacional.

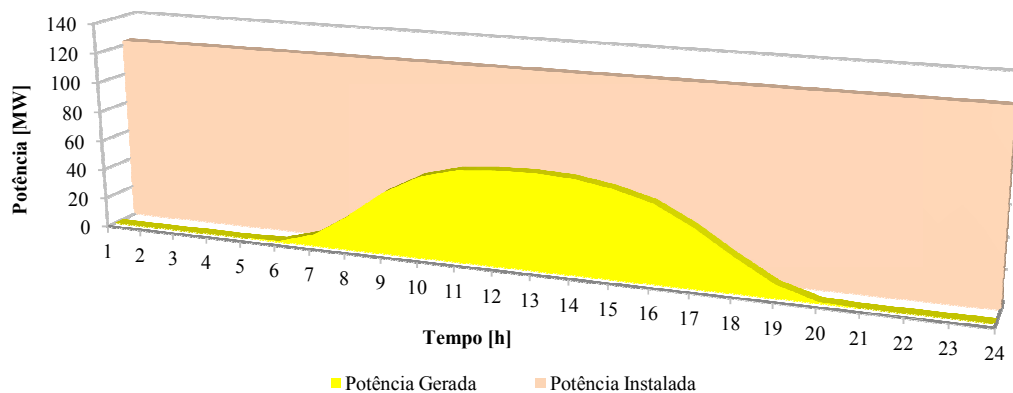


Figura 5.3 – Potência instalada e potência entregue à rede por PRE fotovoltaica no ano de 2010 em intervalo de tempo horário.

Tal como é demonstrado na Figura 5.3, o período entre as 00h:00 e as 08h:00 e entre as 19h:00 e as 24h:00 (período noturno) não existe funcionamento do sistema fotovoltaico e isto acontece devido à falta de irradiação solar. No intervalo temporal, entre as 09h:00 e até às 18h:00, verifica-se uma subida gradual da potência entregue à rede atingindo a irradiação máxima solar no período entre as 10h:00 e as 16h:00 com uma potência média de 60 MW no período respetivo.

### 5.1.4 Energia Renovável Total

Anteriormente efetuou-se o cálculo do retorno esperado (potência entregue à rede) de cada um dos ativos separadamente. De seguida, efetuou-se a análise gráfica dos resultados obtidos para as FER selecionadas (hídrica, PRE eólico e PRE fotovoltaica) e por fim compôs-se em análise gráfica o diagrama composto pelas três FER em conjunto, tal como se verifica na Figura 5.4.

As fontes de energia integradas na PRE, onde se incluem as centrais fotovoltaicas, colaboram para a produção de base, uma vez que estas centrais não são despacháveis sendo dependentes da disponibilidade do recurso solar. Já as centrais hidroelétricas, dada a sua facilidade de entrada e saída de serviço, centram a sua produção nas horas de cheia e ponta mas, em alturas de maior pluviosidade, estas centrais, especialmente as de fio de água, podem produzir energia de forma contínua, contribuindo também para a produção de base juntamente com as centrais térmicas e as centrais da PRE.

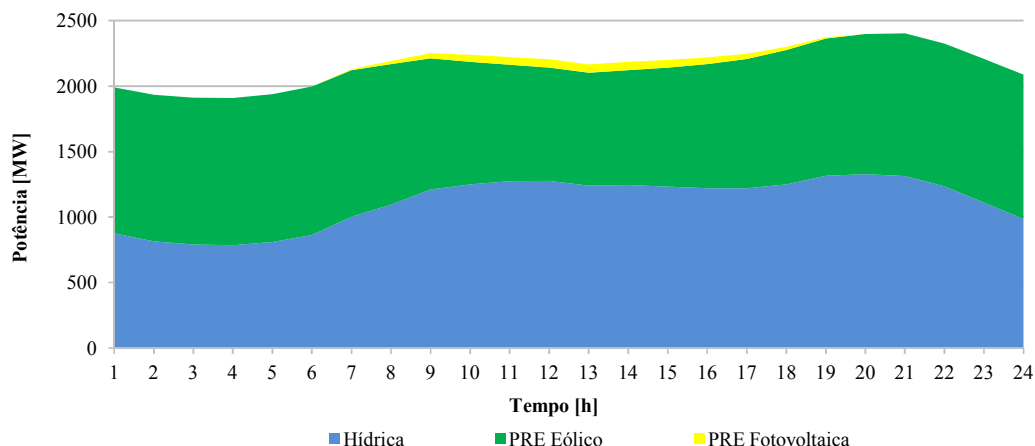


Figura 5.4 – Potência média horária entregue à rede por hídrica, PRE Eólico e PRE fotovoltaica no ano de 2010.

A hídrica composta pelas centrais de fio de água e PRE hidráulico não apresenta uma produção praticamente constante no período diário ao longo do ano. As centrais a fio de água não conseguem regularizar o caudal, ou seja, não têm a capacidade de armazenar água, apenas usam o caudal instantâneo do rio. A figura 5.4 evidencia bem a incapacidade da regularização horária da CMH, não existindo um comportamento periódico (*ON-OFF*) típico das centrais com albufeira.

Para deter os resultados obtidos na tabela 5.1, efetuou-se uma média dos valores horários (das 24 horas) referente ao ano de 2010. A hídrica apresenta um maior retorno esperado (ou seja maior potência entregue à rede) com um menor risco, em comparação com a PRE eólico. Quanto a PRE Fotovoltaica, esta apresenta um valor inferior quer em termos de retorno esperado e desvio padrão comparando com a hídrica e PRE eólico. O valor de retorno esperado e desvio padrão respectivo é reduzido em comparação com as outras duas FER, devido ao reduzido investimento efetuado nesta tecnologia nos últimos anos, Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Resumo dos resultados obtidos para o retorno esperado e desvio padrão no ano de 2010

	Retorno Esperado [MW]	Desvio Padrão [MW]	CV [%]
Hídrica	1116.16	648.38	58.09
PRE Eólico	1030.17	769.47	74.69
PRE Fotovoltaica	23.26	12.58	54.08

Como os valores de potência são diferentes para cada tecnologia de FER, resolveu-se calcular o coeficiente de variação pois é uma medida relativa de dispersão, permitindo assim uma análise mais rigorosa de cada fonte renovável.

### 5.1.5 Fator de Carga de FER

Após a determinação dos retornos horários esperados de cada um dos ativos (hídrica, PRE eólico e PRE fotovoltaica), calculou-se através da divisão pela potência instalada o valor do fator de carga. Na Figura 5.5 a linha de cor azul identifica o fator de carga da hídrica hora a hora para o ano de 2010, sendo este fator de carga o maior de entre os três analisados. A linha de cor verde representa o fator de carga de PRE eólico horário onde se verifica uma descida deste mesmo valor nas horas de maior consumo devido ao pouco recurso eólico durante esse intervalo de tempo. A linha de cor amarela identifica o fator de carga da PRE fotovoltaica, sendo que esta apresenta o seu valor máximo nas horas de maior irradiação solar.

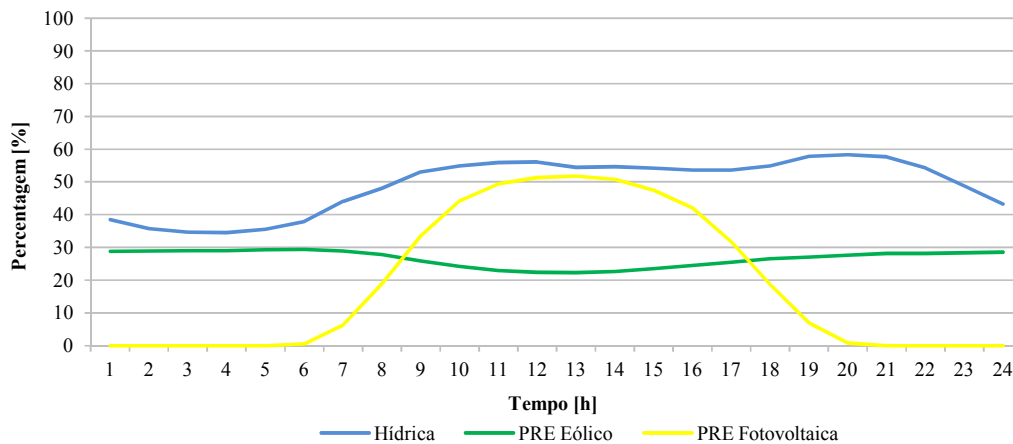


Figura 5.5 – Diagrama de fator de carga de hídrica, PRE eólico e PRE fotovoltaica no ano 2010 em intervalo de tempo horário.

Destaca-se a complementaridade entre a energia fotovoltaica e a energia eólica. A energia solar apresenta o seu pico de produção de energia elétrica no período de maior consumo das cargas. Já a energia eólica apresenta o seu pico de produção no período de menor consumo das cargas.

Para simplificar o entendimento do fator de carga, apresentado na Figura 5.5, é necessário entender esse mesmo conceito. Deste modo, existir um elevado fator de carga no sistema, significa obter uma melhor otimização dos investimentos da instalação elétrica, um aumento da vida útil da instalação elétrica, quanto maior o seu valor, mais adequado e racional está a ser o consumo de energia elétrica.

Todas as FER apresentam um valor de fator de carga como sendo menor ou igual a um, indicando assim que a produção instantânea ao longo do dia não é próxima da produção máxima. Deste modo o seu uso não está a ser o mais adequado possível.

De referir ainda, que de entre os três ativos analisados, a hídrica apresenta um maior fator de carga devido à ocorrência de maior precipitação nesse mesmo ano. Apesar de ser um cenário húmido (ano de 2010), a PRE fotovoltaica apresenta um bom valor em termos de fator de carga quando comparando com a eólica, mas só durante o período compreendido entre as 9h:00 e as 18h:00 (horas de maior irradiância solar).

### **5.1.6 Portfólio de FER**

Tendo-se já identificado para os diferentes ativos os respetivos retornos e desvios padrão (riscos), é necessário efetuar a composição das diversas carteiras para uma média horária no cenário húmido (ano 2010), sendo estas carteiras constituídas por pontos no plano retorno *versus* risco, também denominado plano de média variância.

Tal como foi dito no subcapítulo 4.3, inicialmente formou-se uma carteira com os pesos verificados de cada tecnologia ( $w_H$ ,  $w_E$ ,  $w_F$ ) na produção média de origem renovável em cada hora (denominada de ponto Q), sendo desconhecida a localização no plano de média variância desta mesma carteira. De seguida compôs-se um portfólio de mínima variância (denominado de ponto MVP), com o intuito de encontrar o menor risco possível. Ambas as carteiras no ponto Q e no ponto MVP têm o mesmo retorno esperado (energia renovável média gerada), variando-se apenas o risco de cada uma dessas carteiras. Por fim determinou-se a carteira ótima, definindo-se o retorno total esperado (energia renovável), daí a carteira ótima ser aquela que minimiza o risco sujeito a este retorno total esperado. De referir ainda a formação de quatro casos de carteiras ótimas, sendo efetuado um incremento da energia renovável total em +5%, +10%, +15% e +20% em comparação com o retorno esperado para a carteira Q.

Considerou-se apenas para efeitos de análise de resultados as carteiras de FER no período entre as 08h:00 e as 18h:00 devido à PRE fotovoltaica só funcionar neste mesmo período devido à irradiação solar. Já para efeitos de análise não se considerou as carteiras de FER para o período entre as 00h:00 e 08h:00 e no intervalo entre as 18h:00 e as 24h:00 devido à não existência de PRE fotovoltaico no fornecimento de energia elétrica, fazendo com que exista apenas a hídrica e PRE eólico no portfólio do sistema elétrico, e dado que o intuito é analisar um portfólio renovável com as três fontes renováveis (hídrica, PRE eólico e PRE fotovoltaica), daí ser essencial a existência desse mesmo ativo na análise da carteira.



As várias tabelas abaixo apresentadas, representam a composição das várias carteiras compostas pelos três ativos. A partir dos dados iniciais (retorno esperado e desvio padrão) será efetuada a otimização para se encontrar a carteira ótima com três ativos.

Foi necessário em primeiro lugar calcular as variâncias e as covariâncias entre os pares dos ativos que poderão compor a carteira Q, através da utilização das equações descritas no subcapítulo 4.2.3. Para demonstração de alguns resultados obtidos será dado dois exemplos de matrizes de variâncias – covariâncias, sendo que esses dois exemplos correspondem à altura do dia em que existe maior irradiação solar (hora 13) e menor irradiação solar (hora 18) conforme pode ser verificado nas Tabelas 5.2 e 5.3.

Tabela 5.2 – Matriz de variâncias – covariâncias para a hora 13 no ano 2010

	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Hídrica	374584.63	136705.31	-6383.07
PRE Eólico	136705.31	631580.57	-8719.58
PRE Fotovoltaica	6383.07	8719.58	590.67

Tabela 5.3 – Matriz de variâncias – covariâncias para a hora 18 no ano 2010

	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Hídrica	357674.64	55033.60	-5476.21
PRE Eólico	55033.60	576376.73	-3737.43
PRE Fotovoltaica	-5476.21	-3737.43	501.68

A partir dos dados obtidos para o retorno esperado, desvio padrão, variâncias – covariâncias, determinaram-se os coeficientes de correlação entre os pares dos ativos para essa hora 13 e hora 18, tal como é apresentado nas Tabelas 5.4 e 5.5.

Tabela 5.4 – Matriz de coeficientes de correlação para a hora 13 no ano 2010

	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Hídrica	1.00	0.28	-0.43
PRE Eólico	0.28	1.00	-0.45
PRE Fotovoltaica	-0.43	-0.45	1.00

Tabela 5.5 – Matriz de coeficientes de correlação para a hora 18 no ano 2010

	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Hídrica	1.00	0.12	-0.41
PRE Eólico	0.12	1.00	-0.22
PRE Fotovoltaica	-0.41	-0.22	1.00

Os valores apresentados na matriz de variâncias – covariâncias para ambas as horas são pouco relevantes para a análise dos resultados, pois estas fazem apenas a associação entre as variáveis, podendo variar entre qualquer valor. Importante sim é analisar os resultados obtidos para os coeficientes de correlação verificados nas Tabelas 5.4 e 5.5, em que a diversificação se mostra mais eficaz quando os retornos desses ativos apresentam correlação negativa e quanto maior esta for, mais baixo será o valor de risco da carteira diversificada. Deste modo, e analisando na Tabela 5.4 os ativos hídrica/PRE fotovoltaica, apresentam uma correlação negativa, daí possuir o menor risco possível de entre todos os pares de ativos. De referir a diminuição em cerca de duas vezes do valor de correlação entre o par de ativos PRE eólico/PRE fotovoltaica entre a hora de maior irradiação solar e a hora de menor irradiação solar.

Nas Figuras 5.6 a 5.16 seguintes, a fronteira eficiente é representada por todas as curvas a cor castanha compreendidas no intervalo entre a carteira MVP e as carteiras ótimas. O intervalo que constitui o conjunto ineficiente é o intervalo abaixo da carteira MVP. Ao comparar a carteira MVP, situada sobre a fronteira eficiente, com a carteira Q localizada dentro da área das combinações possíveis, verifica-se que o risco da carteira MVP é muito menor, apresentando ambas as carteiras o mesmo nível de retorno, mas isso implica uma composição completamente diferente da potência atual/instalada.

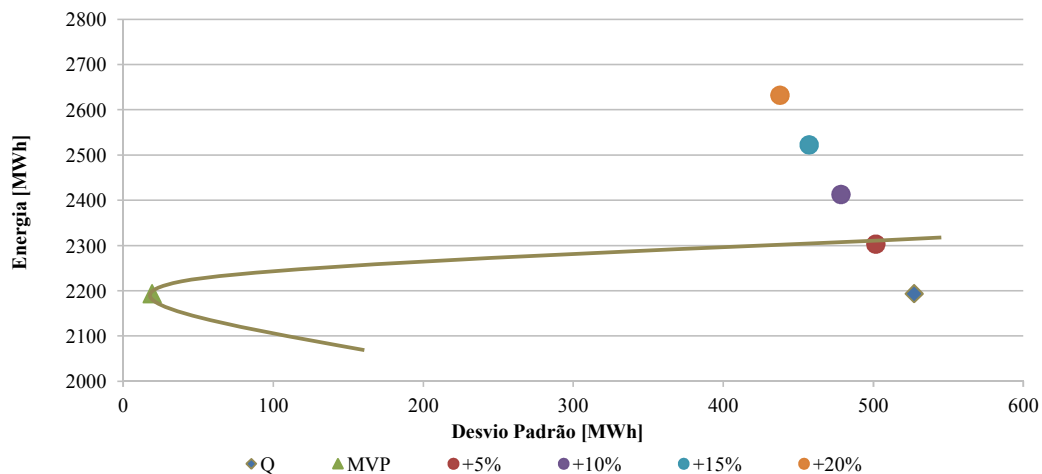


Figura 5.6 – Portfólios de FER correspondente à hora 8 no ano de 2010.

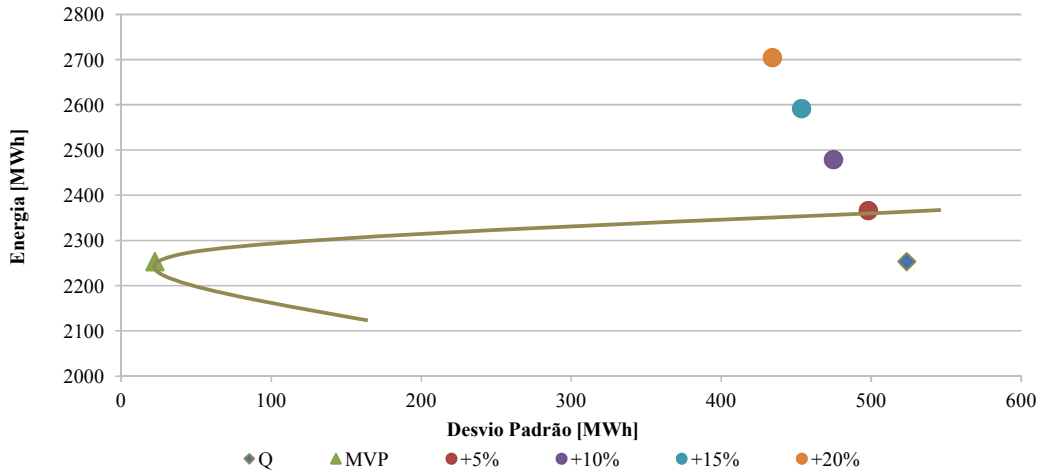


Figura 5.7 – Portfólios de FER correspondente à hora 9 no ano de 2010.

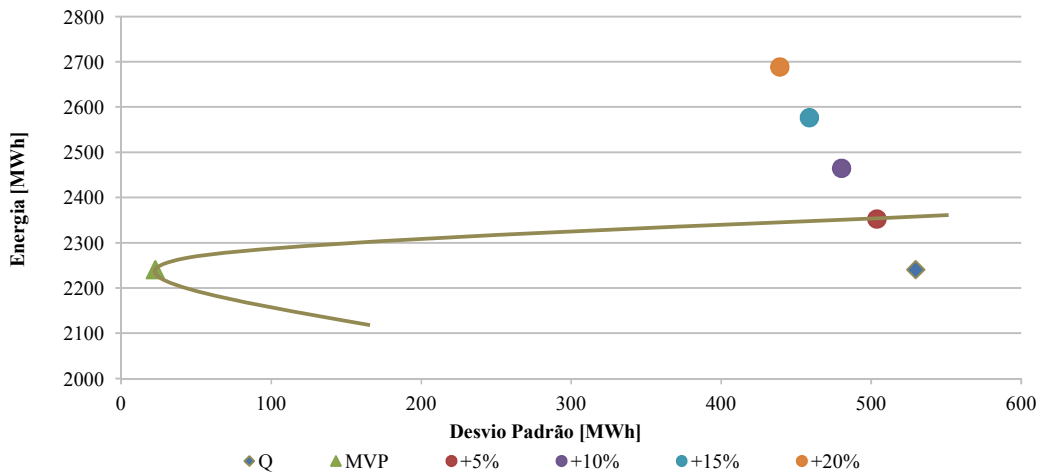


Figura 5.8 – Portfólios de FER correspondente à hora 10 no ano de 2010.

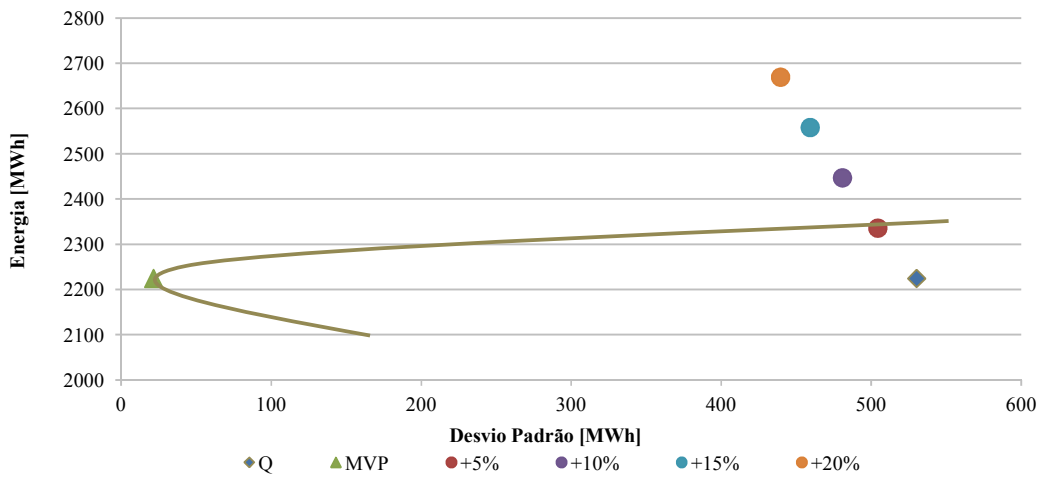


Figura 5.9 – Portfólios de FER correspondente à hora 11 no ano de 2010.

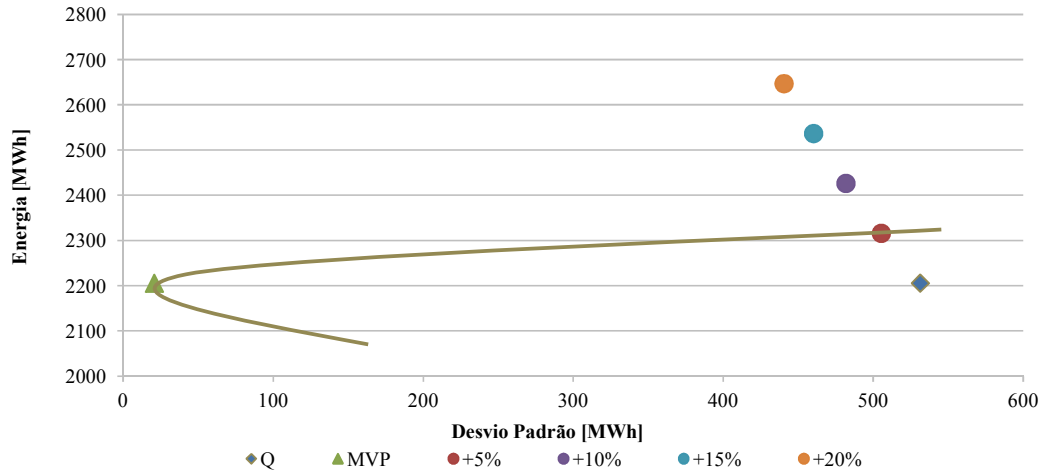


Figura 5.10 – Portfólios de FER correspondente à hora 12 no ano de 2010.

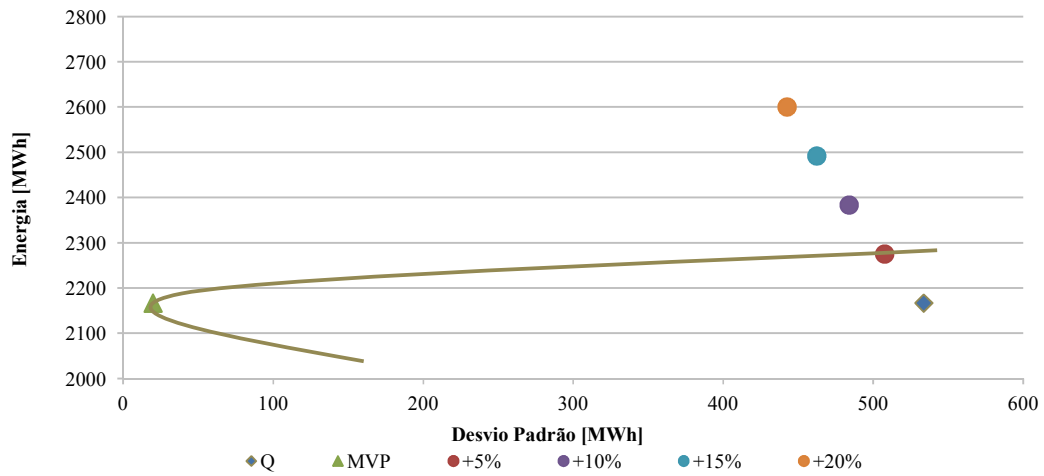


Figura 5.11 – Portfólios de FER correspondente à hora 13 no ano de 2010.

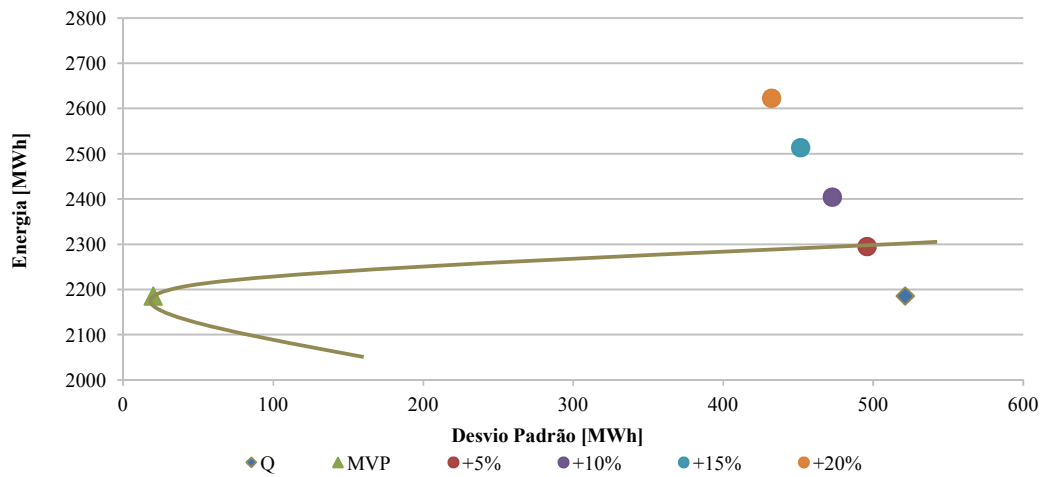


Figura 5.12 – Portfólios de FER correspondente à hora 14 no ano de 2010.

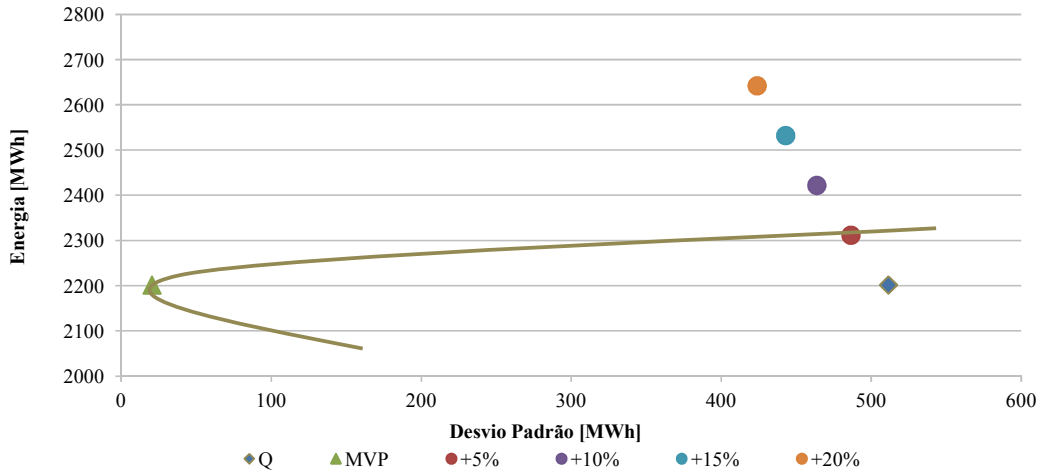


Figura 5.13 – Portfólios de FER correspondente à hora 15 no ano de 2010.

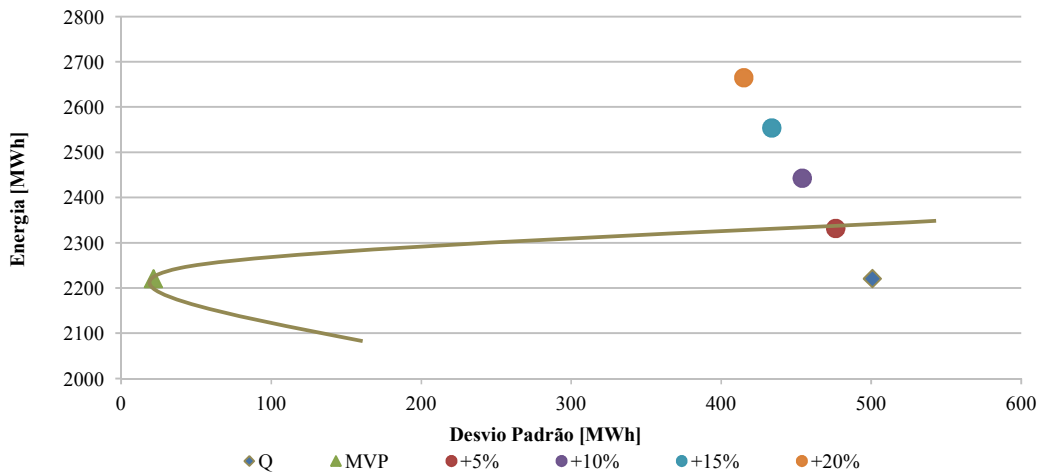


Figura 5.14 – Portfólios de FER correspondente à hora 16 no ano de 2010.

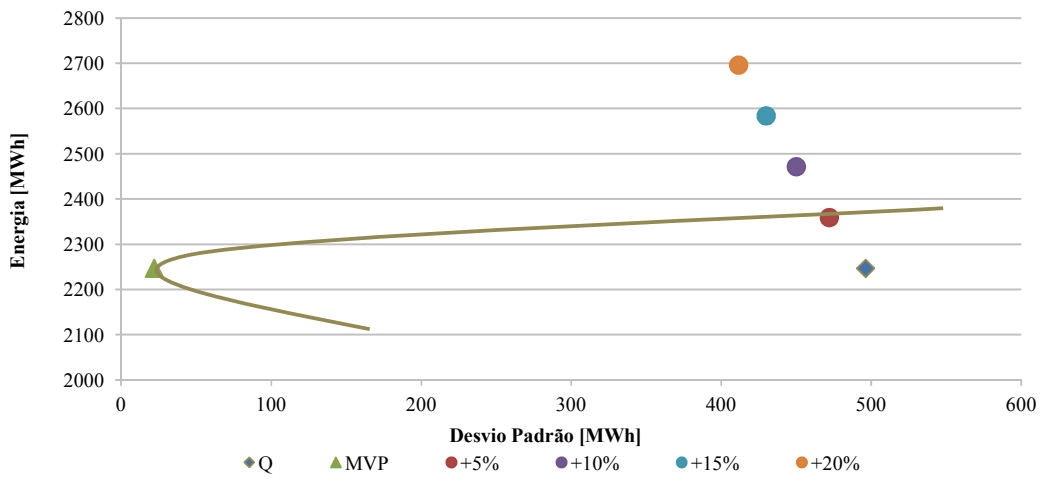


Figura 5.15 – Portfólios de FER correspondente à hora 17 no ano de 2010.

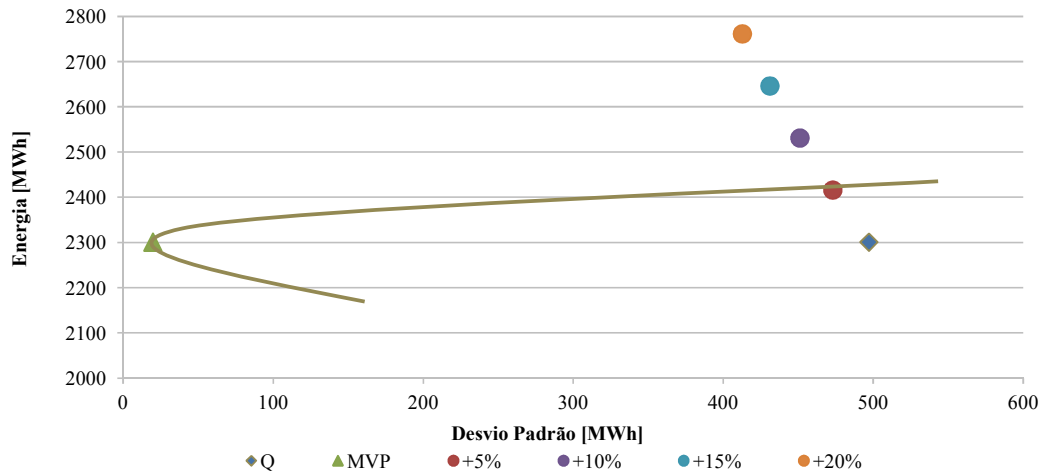


Figura 5.16 – Portfólios de FER correspondente à hora 18 no ano de 2010.

Verifica-se nas Tabelas 5.6 e 5.7 as características referentes a todas as carteiras compostas pelos três ativos (hídrica, eólico e fotovoltaica) para as horas 13 e 18, apresentando os respectivos retornos (energia renovável), desvio padrão (risco) e a participação de cada um dos ativos em cada um desses portfólios.

Tabela 5.6 – Resultados obtidos da hora 13 para as diferentes carteiras no ano de 2010

	Retorno Esperado [MWh]	Desvio Padrão [MWh]	$w_H$	$w_E$	$w_F$
Carteira Q	2167.33	533.65	0.573	0.398	0.029
Carteira MVP	2167.33	19.80	0.014	0.011	0.975
Carteira +5%	2275.69	507.60	0.545	0.379	0.076
Carteira +10%	2384.06	483.93	0.521	0.362	0.118
Carteira +15%	2492.43	462.31	0.498	0.346	0.156
Carteira +20%	2600.79	442.50	0.477	0.332	0.191

Tabela 5.7 – Resultados obtidos da hora 18 para as diferentes carteiras no ano de 2010

	Retorno Esperado [MWh]	Desvio Padrão [MWh]	$w_H$	$w_E$	$w_F$
Carteira Q	2301.30	497.13	0.544	0.446	0.010
Carteira MVP	2301.30	19.68	0.015	0.006	0.979
Carteira +5%	2416.37	473.01	0.518	0.425	0.057
Carteira +10%	2531.43	451.09	0.495	0.405	0.100
Carteira +15%	2646.50	431.08	0.473	0.388	0.139
Carteira +20%	2761.56	412.73	0.453	0.372	0.175

Observa-se que tanto para uma tabela como para a outra que os resultados obtidos relativos à participação de cada um dos ativos para a carteira ótima com o aumento do retorno esperado (energia renovável total) em 5%, em 10%, 15% e por fim em 20% , resulta na formação de uma carteira inicial (ponto Q).

De salientar para a carteira MVP o valor de risco ser mínimo em comparação com as restantes carteiras, devido à minimização efetuada sem as restrições relativas à potência já instalada, fazendo assim com que a participação do ativo PRE fotovoltaica possua um valor muito alto em comparação com os restantes ativos dessa mesma carteira.

Importante, ainda, de referir, que ao formar as carteiras ótimas para as quatro situações, verifica-se uma diminuição gradual do valor de participação de cada um dos ativos PRE eólico e hídrica, existindo por sua vez um aumento da participação de PRE fotovoltaica, resultando, assim, numa carteira de fontes renováveis mais diversificada para um determinado retorno esperado e um menor nível de risco.

Sendo a carteira Q, o portfólio original de FER para o cenário húmido (ano 2010) a potência instalada de mini-hídrica situou-se nos 2280.70 MW, a potência instalada de PRE eólico situou-se nos 3863.00 MW e, por fim, a capacidade instalada de PRE fotovoltaica foi de 122.90 MW.

Segundo o apresentado na Tabela 5.8 verifica-se que para a carteira ótima com +5%, +10%, +15% e +20% de incremento de energia renovável não ser necessário instalar mais potência eólica e mini-hídrica no sistema elétrico nacional, ou seja, ocorre uma estabilização desse mesmo valor de potência hídrica e eólica. Para se possuir um portfólio de FER diversificado em Portugal Continental é necessário aumentar a potência instalada de PRE fotovoltaica.

Tabela 5.8 – Resultados obtidos para a energia e potência de cada ativo para as várias carteiras no período entre as 08h:00 e as 18h:00 referente ao ano de 2010

	$E_H$ [MWh]	$E_E$ [MWh]	$E_F$ [MWh]	$P_H$ [MW]	$P_E$ [MW]	$P_F$ [MW]
Carteira Q	1230.43	942.66	49.12	2280.70	3863.00	122.90
Carteira MVP	31.41	24.70	2166.31	58.14	102.44	6216.99
Carteira +5%	1230.11	942.58	160.63	2280.12	3862.64	442.41
Carteira +10%	1230.70	942,55	271.85	2281.18	3862.61	761.60
Carteira +15%	1230.65	942.87	382.02	2281.13	3863.84	1077.70
Carteira +20%	1230.11	942.88	493.43	2280.09	3863.87	1397.33

É possível de constatar que quanto maior for o incremento de energia renovável em Portugal, maior terá de ser o aumento de capacidade instalada de PRE fotovoltaica no SEN.

### 5.1.7 Adequação ao Diagrama de Carga

Para a produção de base contribuem as PRE, onde se incluem os produtores eólicos e fotovoltaicos, porque a respetiva produção não está sujeita a despacho, variando em função da disponibilidade de recurso renovável utilizado, ou seja, estão dependentes do vento e do recurso solar. Já as centrais hidroelétricas que podem entrar e sair de serviço com grande velocidade concentram a sua produção nas horas de cheia e ponta do diagrama de carga, mas em períodos chuvosos tal como é este ano húmido, as centrais hidroelétricas e em particular as centrais a fio de água, podem também operar de uma forma contínua, de modo a minimizar o risco de descarga nas barragens, fazendo nesta situação a base do diagrama de carga conjuntamente com as centrais térmicas mais económicas e com as PRE. As centrais térmicas de CCGT, tanto podem ser utilizadas para satisfazer a base do diagrama, como para satisfazer o consumo nas horas de cheia e ponta.

Depois de formadas as diferentes carteiras ótimas, apresenta-se através das seguintes Figuras 5.17 a 5.20, o diagrama de carga horário da rede elétrica nacional verificado para o ano de 2010 das quatro situações de incremento de energia renovável total (+5%, +10%, +15% e +20%), com a energia entregue pelos diversos tipos de centrais para satisfazer o consumo solicitado à rede representada pela linha de cor vermelha.

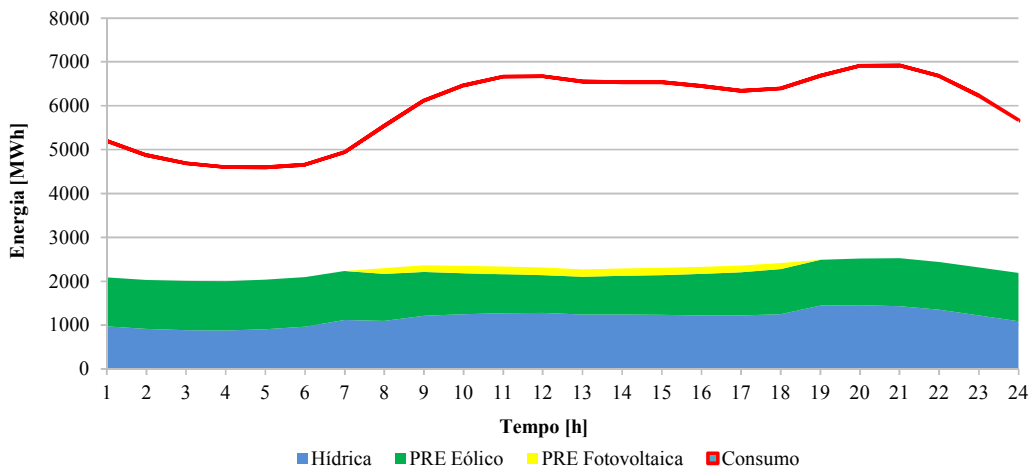


Figura 5.17 – Diagrama de carga do consumo e produção de energia para a carteira +5% de energia renovável em cenário húmido.



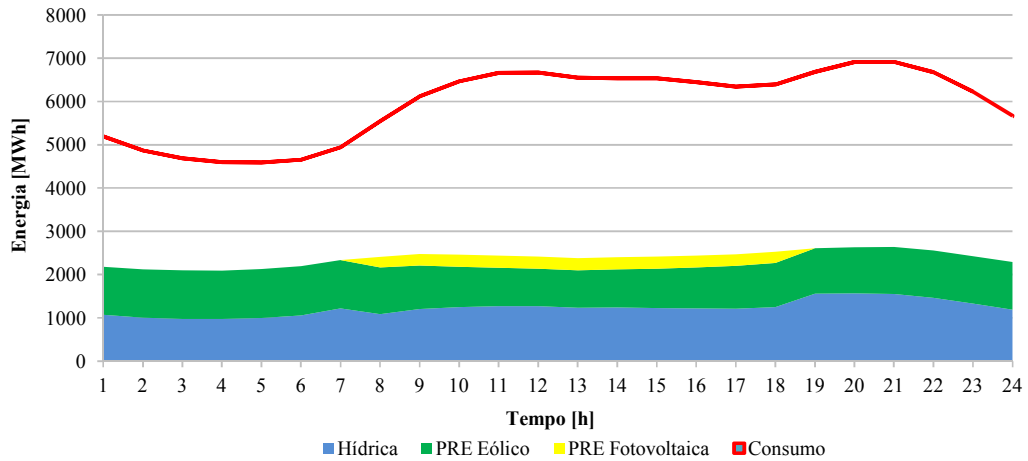


Figura 5.18 – Diagrama de carga do consumo e produção de energia para a carteira +10% de energia renovável em cenário húmido.

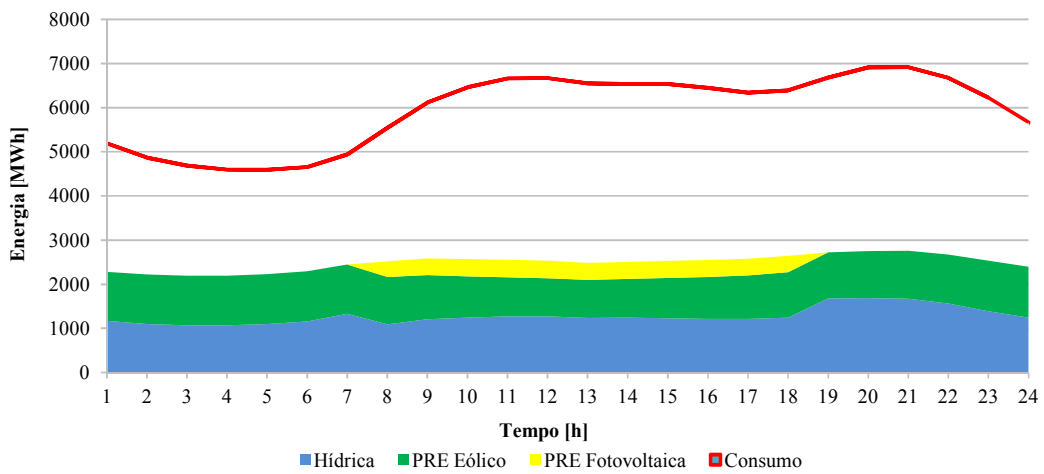


Figura 5.19 - Diagrama de carga do consumo e produção de energia para a carteira +15% de energia renovável em cenário húmido.

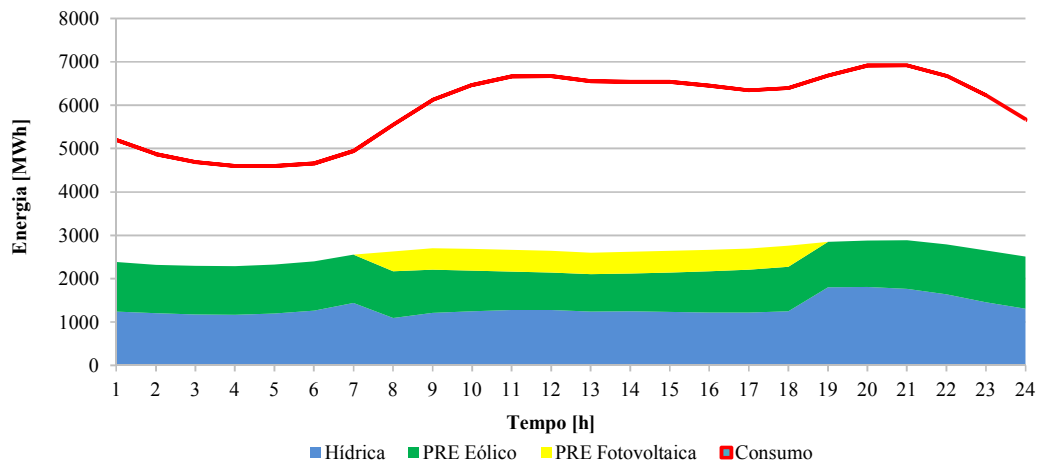


Figura 5.20 – Diagrama de carga do consumo e produção de energia para a carteira +20% de energia renovável em cenário húmido.

Tal como é possível constatar por meio dos resultados obtidos, para a carteira ótima de FER caso exista um incremento de +5% de energia renovável no sistema elétrico, terá necessariamente que haver um aumento em cerca de três vezes e meia a capacidade instalada de PRE fotovoltaica, quando comparando com a potência instalada de referência para o ano húmido (122.90 MW). Se ao invés se se quiser aumentar a energia renovável em +10% a capacidade instalada de PRE fotovoltaica terá que aumentar cerca de seis vezes em relação à capacidade de referência. Se existisse a hipótese de se aumentar a energia renovável em +15% ou em +20% a potência instalada iria aumentar respetivamente em cerca de oito vezes e meia ou onze vezes, comparando com o valor de potência de referência (ano 2010).

Por meio das Figuras apresentadas em cima verifica-se também que o diagrama de carga apresenta um menor período entre os períodos de cheia e ponta, em que as centrais térmicas teriam que funcionar, motivo este devido à maior produção de PRE fotovoltaica nas horas de maior consumo. Verifica-se que a PRE fotovoltaica colabora de um modo expressivo para o diagrama de carga, preenchendo o período onde existe maior consumo de energia elétrica, ou seja, entre as 7h:00 e as 20h:00, constatando-se por meio dos resultados obtidos que ao aumentar gradualmente a energia renovável total, é necessário aumentar em muito a potência fotovoltaica no SEN em Portugal Continental.

Assim, deste modo para que num futuro próximo a rede elétrica consiga possuir uma maior segurança no fornecimento de energia elétrica é necessário que os agentes económicos invistam na produção de energia fotovoltaica para assim incorrer em menores riscos de intermitência e variabilidade. Quanto à hídrica e PRE eólico, verifica-se nas Figuras 5.17 a 5.20, que estas permanecerão praticamente inalteráveis quanto ao fornecimento de energia elétrica não necessitando de um maior investimento por parte dos agentes económicos, tal como verificado nos pontos anteriores.

Apesar de ser uma tecnologia cara, devido ao seu pouco amadurecimento, PRE fotovoltaica trás uma melhor segurança ao sistema elétrico na medida em que estabiliza o diagrama de carga, fazendo diminuir o período de risco de fornecimento de energia entre os picos de cheia e ponta, não necessitando assim da entrada de centrais térmicas para colmatar essa falta de energia elétrica por parte das fontes renováveis

Portugal apresenta várias vantagens para investir nesta tecnologia fotovoltaica, sendo uma delas a sua localização privilegiada, a escassa potência instalada de PRE fotovoltaica introduzida no sistema elétrico, quando comparando com PRE eólico e

hídrica e caso exista este aumento de potência instalada de PRE fotovoltaica, faz com que o sistema elétrico possua uma maior diversificação relativamente ao fornecimento de energia elétrica em comparação com outras fontes de energia. Apesar de apresentar uma excelente localização para o aproveitamento do recurso solar para a produção de energia fotovoltaica a potência instalada em Portugal tem crescido de forma lenta relativamente a outros países.

A principal desvantagem ao ser introduzida uma maior quantidade de PRE fotovoltaica no SEN continua a ser o elevado custo quando comparando com as outras fontes renováveis analisadas neste mesmo trabalho, apesar de nos últimos dois anos o seu custo ter descido gradualmente.

## 5.2. Cenário Seco (Ano 2012)

### 5.2.1 Hídrica

Tal como foi efetuado para o cenário húmido (ano 2010) também para o ano seco se determina a produção média horária da produção a fio de água.

Na Figura 5.21 verifica-se que o período entre as 09h:00 e as 13h:00 e entre as 18h:00 e as 21h:00 existe um desvio mais elevado, o que significa que a hídrica aumentou a sua produção para compensar as horas de ponta e cheia do diagrama de carga. É possível identificar que no período entre as 00h:00 e as 09h:00 verifica-se a situação contrária, ou seja, o registo de um desvio mais pequeno devido ao escasso consumo existente para esse intervalo de tempo, o que provocou a redução da produção hídrica a fio de água.

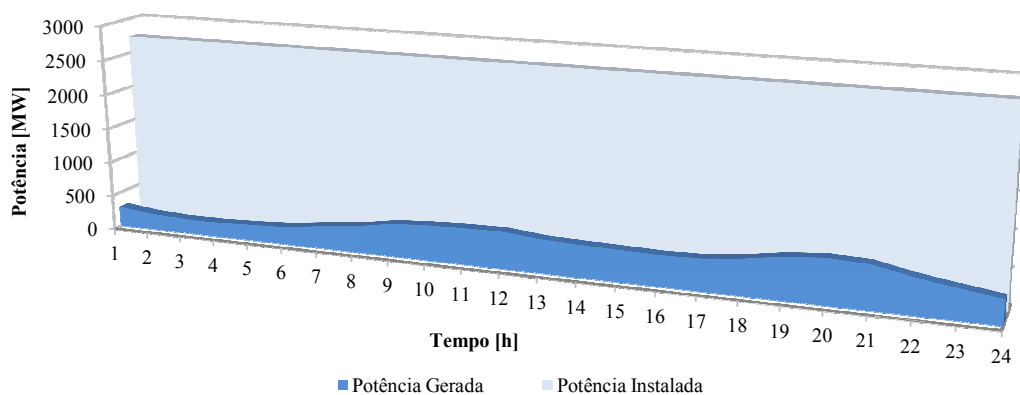


Figura 5.21 – Potência instalada e potência entregue à rede pelas centrais de fio de água e PRE hidráulico no ano de 2012 em média horária.

De referir ainda, em comparação com o cenário húmido, o aumento da potência instalada da hídrica, havendo um aumento de potência por parte das centrais de fio de água em cerca de 430 MW durante esse intervalo de tempo. Verifica-se, também em comparação com o cenário húmido, que o cenário seco apresenta uma diminuição em cerca de 63% da potência entregue à rede pelas centrais hidroelétricas (fios de água e PRE hidráulico), sobretudo devido à falta de precipitação.

### 5.2.2 PRE Eólico

Por forma a sintetizar as condições de funcionamento previstas calcularam-se a partir dos 8760 dados de entrada, as médias horárias referente ao retorno esperado e desvio padrão para o ano de 2012.

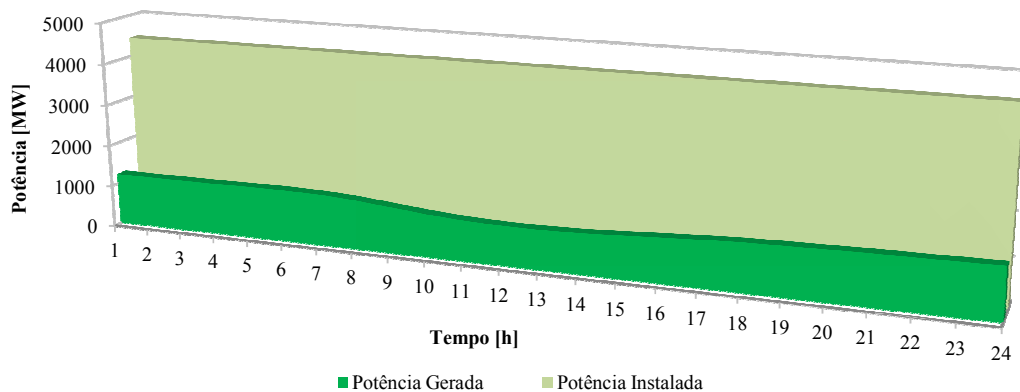


Figura 5.22 – Potência instalada e potência entregue à rede por PRE eólico no ano de 2012 em intervalo de tempo horário.

De referir o caráter praticamente inalterável da potência entregue à rede por PRE eólico no ano de 2012 em comparação com o ano de 2010, sendo que este facto só aconteceu devido a ambos os anos possuírem um IPE acima da média, ou seja, foram considerados anos ventosos. Já em relação à potência instalada verifica-se um aumento desta em cerca de 587.00 MW relativamente ao ano de 2010.

Tal como para o ano de 2010 verifica-se que estas centrais não satisfazem o pico de consumo nas horas de cheia e ponta do diagrama de carga. Pode observar-se que durante o ano a potência média diária eólica é igual a 1139.00 MW (30% do total eólico disponível), Figura 5.22.

### 5.2.3 PRE Fotovoltaica

Na Figura 5.23 é visível que a curva da potência entregue à rede se aproxima da curva da irradiação solar ao longo do dia, assim módulos fotovoltaicos apresentam um melhor rendimento, por funcionarem a uma temperatura inferior, em consequência da temperatura ambiente ser menor e da inércia térmica dos módulos, por ainda estarem em aquecimento com a irradiação solar a aumentar.

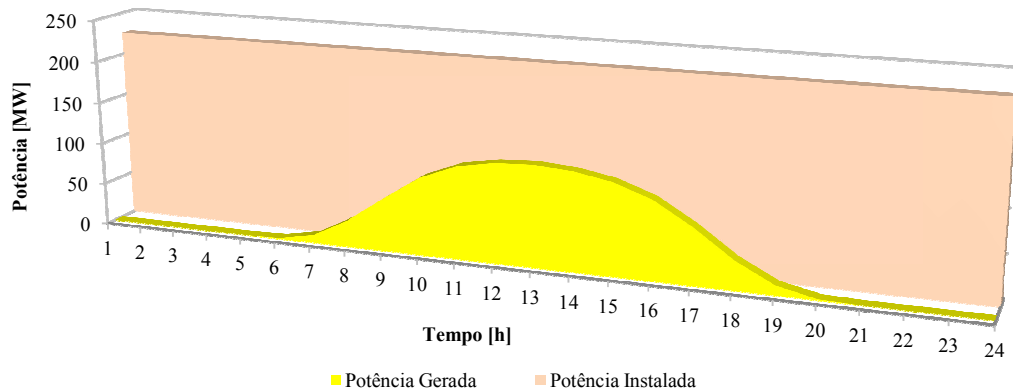


Figura 5.23 – Potência instalada e potência entregue à rede por PRE fotovoltaica no ano de 2012 em intervalo de tempo horário.

Como a energia produzida pelas centrais fotovoltaicas ocorre praticamente na sua totalidade nas horas de cheia e ponta tal como foi dito no subcapítulo 5.2.3, esta situação iria permitir uma diminuição da produção por parte das centrais hidroelétricas, refletindo-se a longo prazo num aumento do volume de água armazenada nas albufeiras, sendo uma grande vantagem para a gestão do SEN, especialmente em anos secos tal como o analisado.

### 5.2.4 Energia Renovável Total

Na Figura 5.24 constata-se o caráter seco do ano de 2012, devido à diminuição da produção de energia elétrica por parte da hídrica.

Em oposição à hídrica, a geração fotovoltaica é maior no ano de 2012, exatamente o período de maior irradiação solar, acompanhando deste modo o período de maior consumo de energia elétrica. Quanto à PRE eólica verifica-se que esta apresenta uma produção praticamente inalterável quando comparado com o cenário húmido, resultante das boas condições meteorológicas desse mesmo ano (ano favorável com um recurso eólico acima da média).

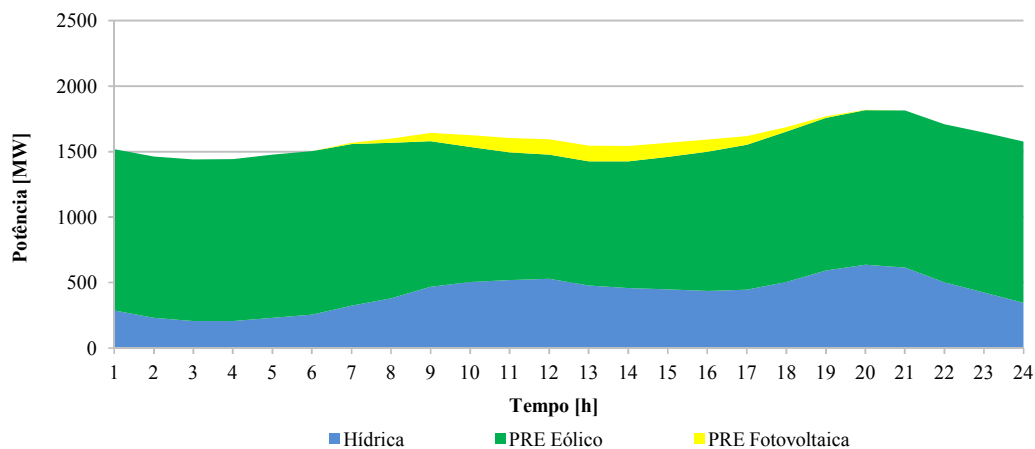


Figura 5.24 – Potência média horária entregue à rede por Hídrica, PRE Eólico e PRE fotovoltaica no ano de 2012.

Comparando os resultados obtidos na Tabela 5.9 com os resultados referentes ao cenário húmido a hídrica apresenta uma diminuição enorme do retorno esperado (ou seja maior potência entregue à rede), existindo um menor risco tal como seria de esperar. Outro facto que merece destaque são os valores de PRE fotovoltaica, sendo que esta apresenta um valor duas vezes superior em termos de retorno esperado quando comparando com o cenário húmido. Enquanto o valor de retorno esperado e desvio padrão de PRE eólico permanece inalterável quando comparado com o cenário húmido.

Tabela 5.9 – Resumo dos resultados obtidos para o retorno esperado e desvio padrão no ano de 2012

	Retorno Esperado [MW]	Desvio Padrão [MW]	CV [%]
Hídrica	419.78	299.22	71.28
PRE Eólico	1139.79	823.92	45.96
PRE Fotovoltaica	40.64	17.04	41.93

### 5.2.5 Fator de Carga de FER

Após analisar-se o fator de carga das três fontes renováveis para um cenário húmido (ano 2010), a Figura 5.25 apresenta o diagrama de fator de carga para um cenário seco. Verifica-se que o fator de carga de PRE fotovoltaica e de PRE eólico permanece inalterável comparando com o cenário húmido, apesar de a potência instalada em ambas as fontes renováveis terem aumentado no período 2010-2012. Já relativamente ao fator de carga de hídrica, esta apresenta uma descida em cerca de 33.6% relativamente ao seu valor médio entre o período 2010-2012, valor esse motivado pelo ano seco ocorrido em 2012. Comparando curvas de fator de carga das diferentes fontes renováveis, pode-se

verificar a capacidade que uma fonte fotovoltaica tem de gerar energia quando esta é mais necessária (horas de maior consumo).

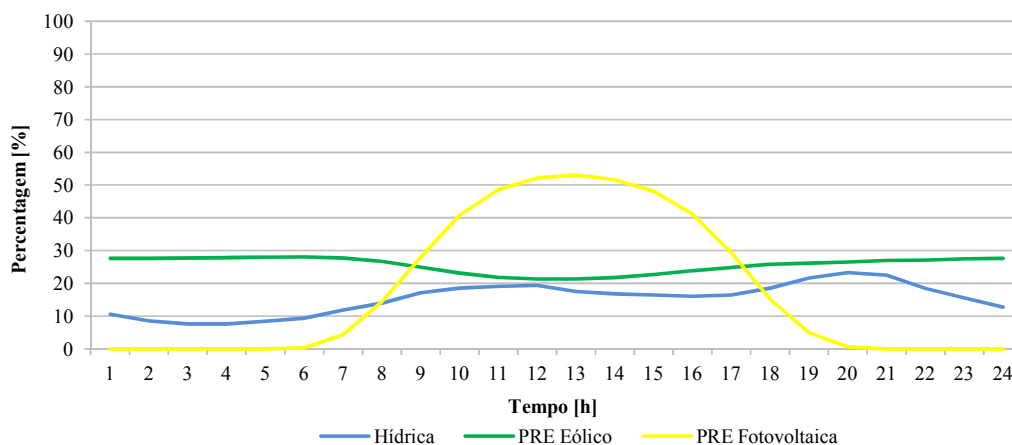


Figura 5.25 – Diagrama de fator de carga de hídrica, PRE eólico e PRE fotovoltaica no ano 2012 em intervalo de tempo horário.

Sendo assim, uma central fotovoltaica pode ser vista não apenas como uma fonte geradora de energia, mas também, e principalmente, como uma fonte que aumenta a capacidade da rede elétrica apresentando assim diversas vantagens para o SEN. Em caso de aumento da potência fotovoltaica instalada a dependência de outras fontes renováveis diminuirá, ou seja, existirá uma maior diversificação no portfólio de geração renovável em Portugal Continental.

### 5.2.6 Portfólio de FER

As Figuras 5.26 a 5.36 seguintes, representam as várias carteiras compostas para um cenário seco. Tal como foi dito no subcapítulo 5.2.6, em primeiro lugar formou-se uma carteira Q, de seguida compôs-se um portfólio de mínima variância, com o intuito de encontrar o menor risco possível, sendo que no final determinou-se a carteira ótima, definindo-se o retorno total esperado (energia renovável), daí a carteira ótima ser aquela que minimiza o risco sujeito a este retorno total esperado.

Assim como foi efetuado no portfólio de FER para o cenário húmido, também se efetuou para o cenário seco (cenário 2012) e que se apresentam alguns resultados obtidos com dois exemplos de matrizes de variâncias – covariâncias, sendo que esses dois exemplos correspondem à hora 13 e à hora 18, Tabelas 5.10 e 5.11.

Tabela 5.10 – Matriz de variâncias – covariâncias para a hora 13 no ano 2012

	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Hídrica	115793.62	36593.76	-4022.66
PRE Eólico	36593.76	667921.12	-9925.24
PRE Fotovoltaica	-4022.66	-9925.24	1266.03

Tabela 5.11 – Matriz de variâncias – covariâncias para a hora 18 no ano 2012

	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Hídrica	134193.04	18869.84	-5246.25
PRE Eólico	18869.84	673926.93	-154.06
PRE Fotovoltaica	-5246.25	-154.06	871.23

Igualmente como efetuado para o cenário húmido, seguidamente a partir dos dados obtidos do retorno esperado, desvio padrão, variâncias – covariâncias, podem-se determinar os coeficientes de correlação do ano seco entre os pares dos ativos para essa mesma hora 13 e hora 18, Tabelas 5.12 e 5.13.

Tabela 5.12 – Matriz de coeficientes de correlação para a hora 13 no ano 2012

	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Hídrica	1.00	0.13	-0.33
PRE Eólico	0.13	1.00	-0.34
PRE Fotovoltaica	-0.33	-0.34	1.00

Tabela 5.13 – Matriz de coeficientes de correlação para a hora 18 no ano 2012

	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Hídrica	1.00	0.06	-0.49
PRE Eólico	0.06	1.00	-0.01
PRE Fotovoltaica	-0.49	-0.01	1.00

De referir que os valores apresentados na matriz de covariâncias – variâncias para as horas 13 e 18 apresentam uma diminuição considerável quando comparando com o cenário húmido, isto deve-se ao facto do ano 2012 ser caracterizado por um ano seco, havendo uma diminuição considerável de potência renovável entregue à rede elétrica. Deste modo tendo em conta o valor referente ao coeficiente de correlação entre os pares de ativos hídrica/PRE eólico, este apresenta uma diminuição em cerca de duas vezes quando comparando com o cenário húmido para ambas as horas 13 e hora 18, sendo que o motivo desta redução drástica fica a dever-se à quebra de produção por parte das



centrais hídricas devido à falta de precipitação nesse ano de 2012. De sublinhar a diminuição em cerca de vinte vezes do valor de coeficiente de correlação para a hora 18 entre os pares de ativos PRE fotovoltaica/PRE eólico quando comparando com o cenário húmido. A seguir apresentam-se as Figuras 5.26 a 5.36, referentes ao período entre as 08h:00 e as 18h:00 onde estão compostas as várias carteiras ótimas, carteira de mínima variância e carteira no ponto Q, sendo por fim representado pela cor castanha a fronteira eficiente compreendida no intervalo entre a carteira MVP e as carteiras ótimas.

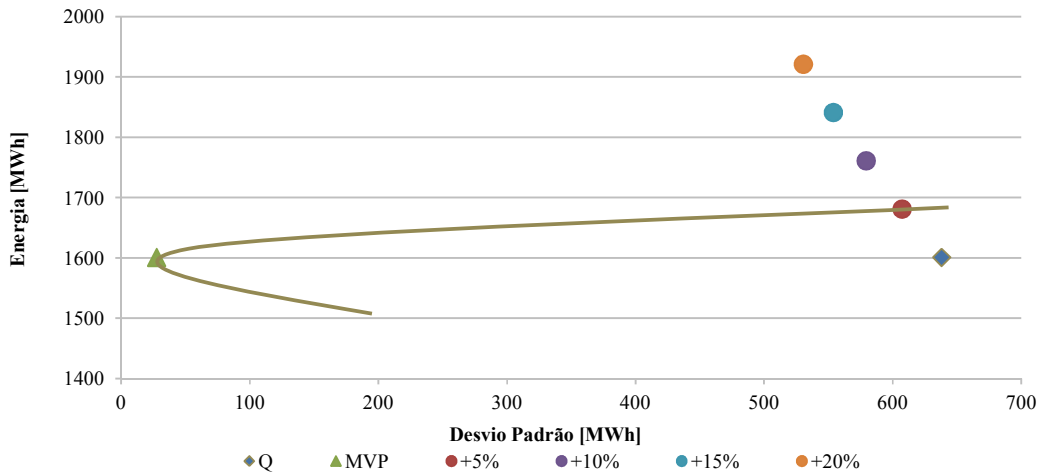


Figura 5.26 – Portfólios de FER correspondente à hora 8 no ano de 2012.

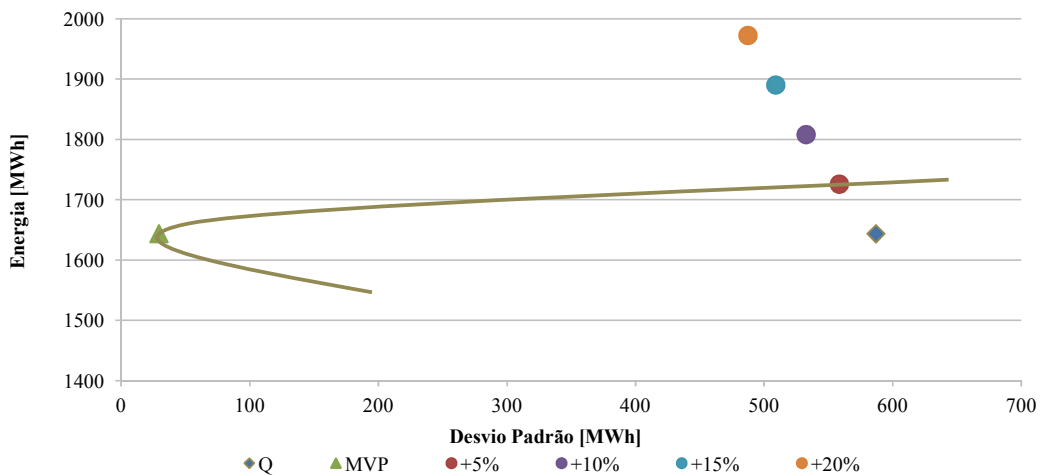


Figura 5.27 – Portfólios de FER correspondente à hora 9 no ano de 2012.

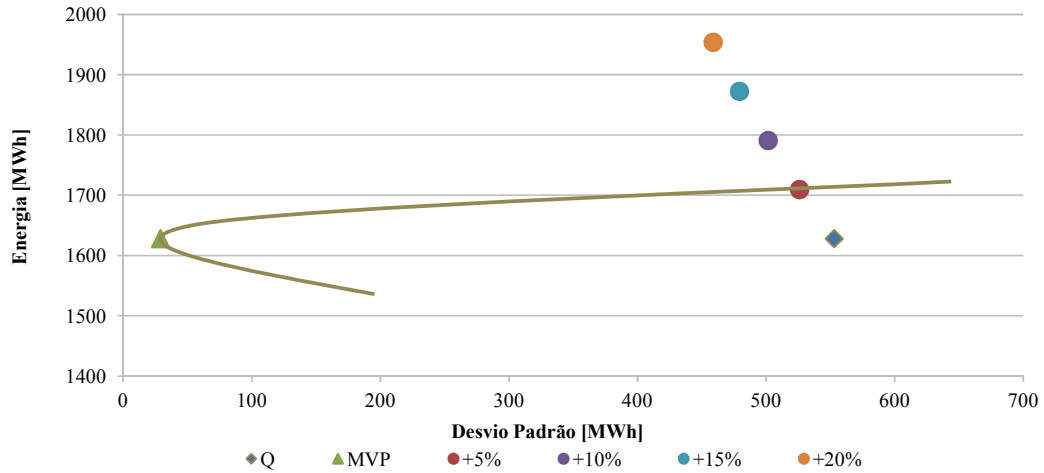


Figura 5.28 – Portfólios de FER correspondente à hora 10 no ano de 2012.

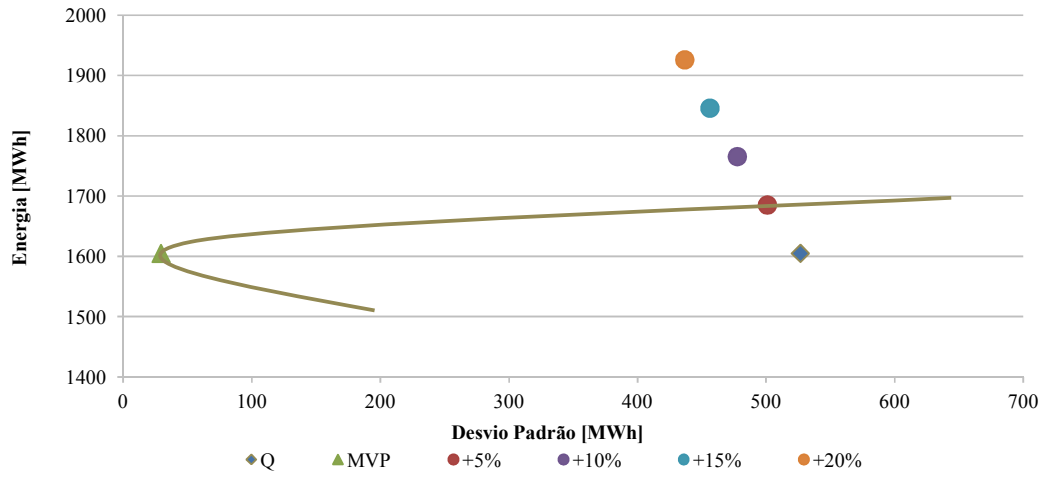


Figura 5.29 – Portfólios de FER correspondente à hora 11 no ano de 2012.

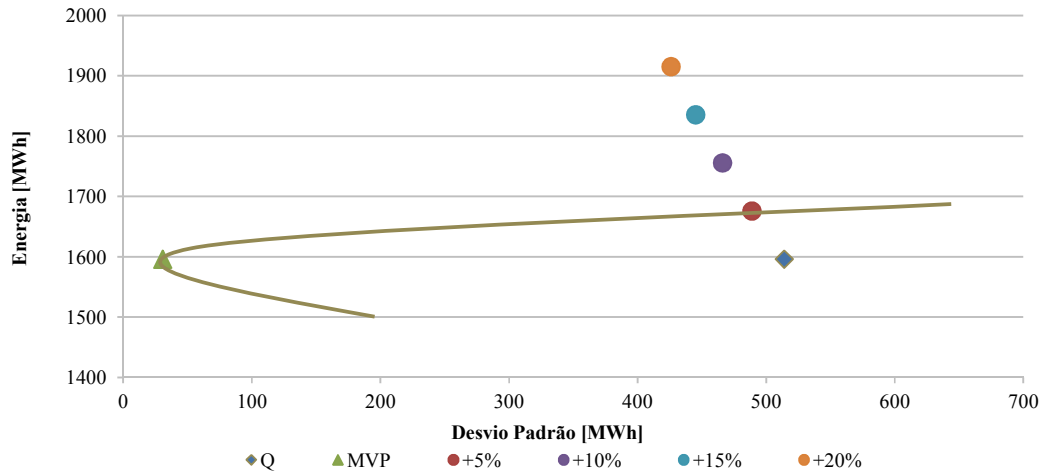


Figura 5.30 – Portfólios de FER correspondente à hora 12 no ano de 2012.

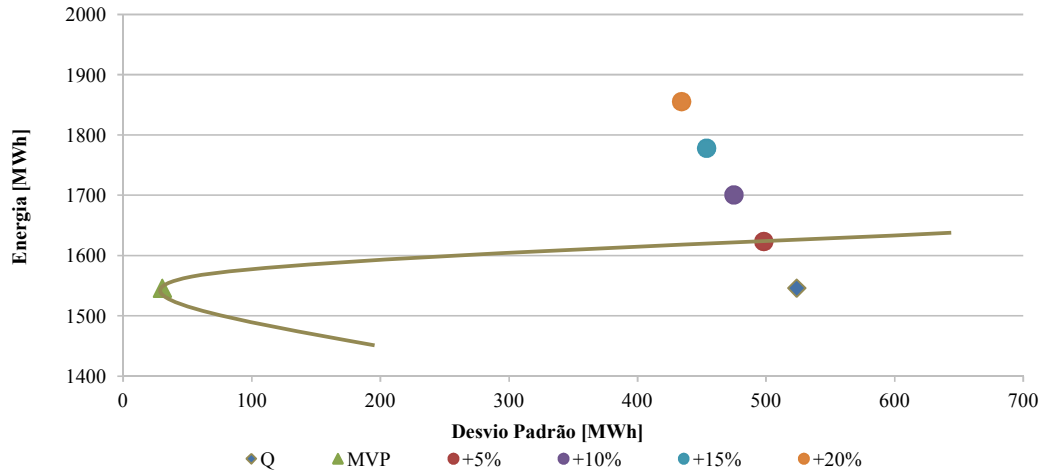


Figura 5.31 – Portfólios de FER correspondente à hora 13 no ano de 2012.

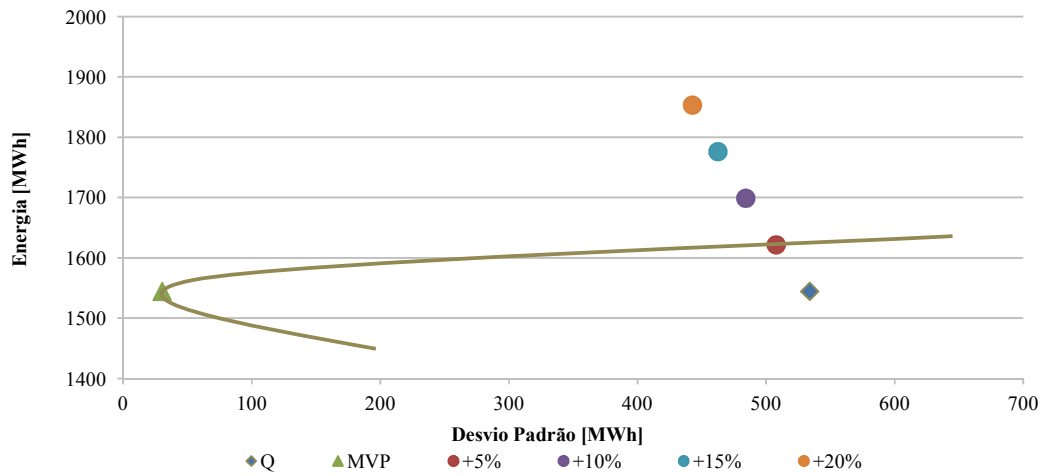


Figura 5.32 – Portfólios de FER correspondente à hora 14 no ano de 2012.

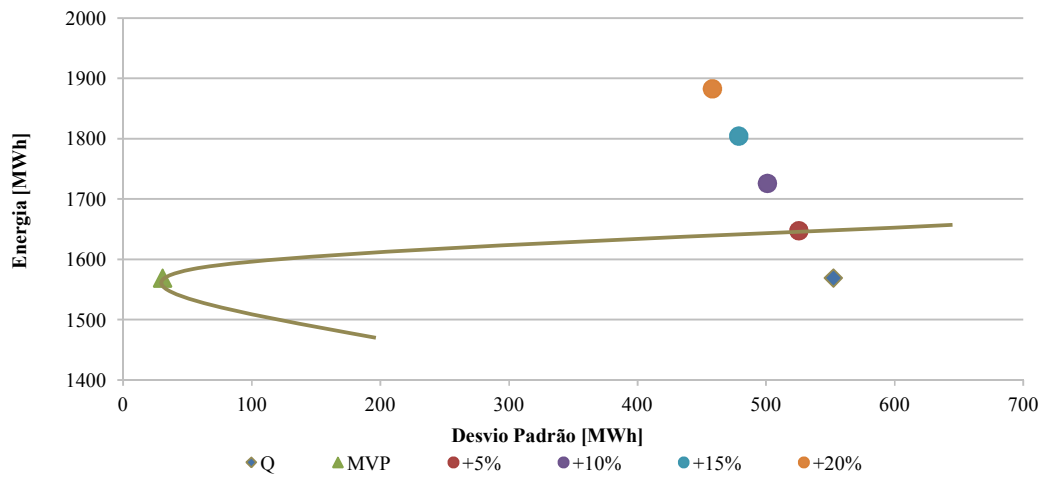


Figura 5.33 – Portfólios de FER correspondente à hora 15 no ano de 2012.

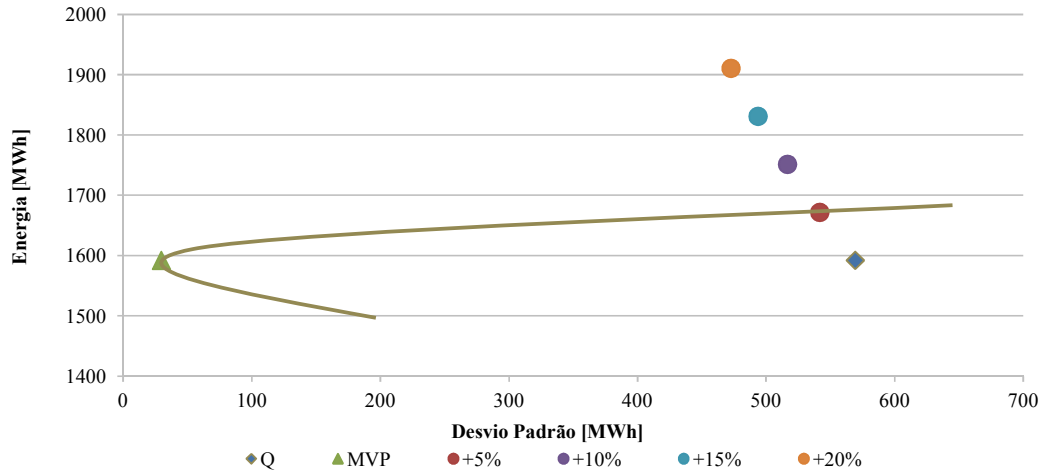


Figura 5.34 – Portfólios de FER correspondente à hora 16 no ano de 2012.

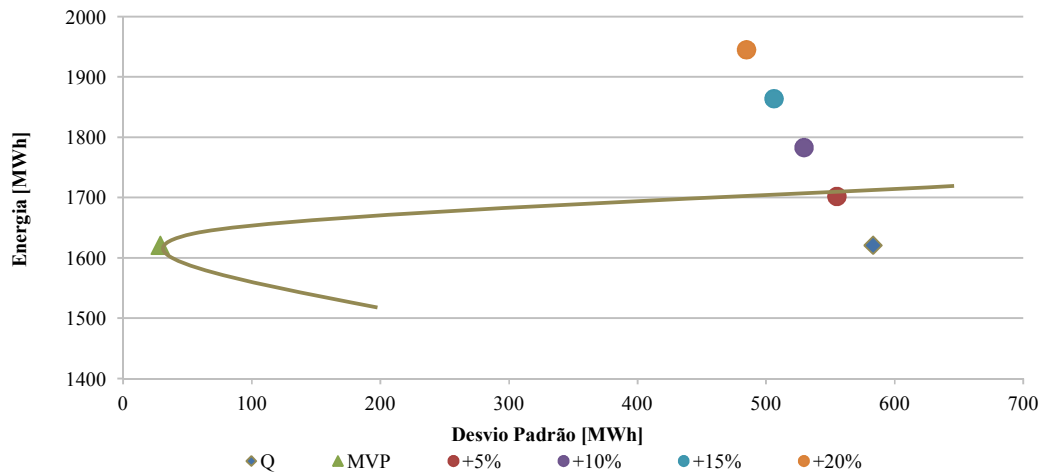


Figura 5.35 – Portfólios de FER correspondente à hora 17 no ano de 2012.

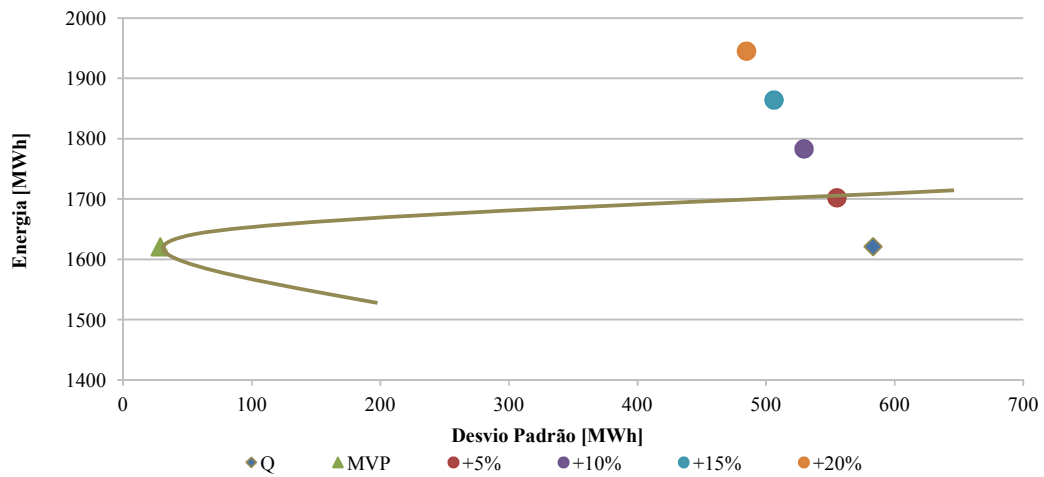


Figura 5.36 – Portfólios de FER correspondente à hora 18 no ano de 2012.

Verifica-se nas Tabelas 5.14 e 5.15, as características referentes a todas as carteiras compostas pelos três ativos (hídrica, eólico e fotovoltaica) para as horas 13 e 18.

Tabela 5.14 – Resultados obtidos da hora 13 para as diferentes carteiras no ano de 2012

	Retorno Esperado [MWh]	Desvio Padrão [MWh]	$w_H$	$w_E$	$w_F$
Carteira Q	1546.34	523.77	0.310	0.612	0.077
Carteira MVP	1546.34	30.35	0.037	0.013	0.950
Carteira +5%	1623.66	498.17	0.296	0.583	0.121
Carteira +10%	1700.97	474.91	0.282	0.557	0.161
Carteira +15%	1778.29	453.67	0.270	0.532	0.198
Carteira +20%	1855.61	434.21	0.259	0.510	0.231

Tabela 5.15 – Resultados obtidos da hora 18 para as diferentes carteiras no ano de 2012

	Retorno Esperado [MWh]	Desvio Padrão [MWh]	$w_H$	$w_E$	$w_F$
Carteira Q	1689.29	575.14	0.300	0.679	0.020
Carteira MVP	1689.29	30.10	0.042	0.000	0.958
Carteira +5%	1773.75	547.62	0.286	0.647	0.067
Carteira +10%	1858.22	522.60	0.273	0.618	0.109
Carteira +15%	1942.68	499.76	0.261	0.591	0.148
Carteira +20%	2027.15	478.63	0.250	0.566	0.184

Perante os resultados obtidos para o cenário seco, de destacar a diminuição em cerca de 40% do valor energia renovável total (retorno esperado) de todas as carteiras em comparação com o cenário húmido. Esta diminuição deve-se em grande parte à quebra de produção por parte das centrais hídricas por causa da falta do recurso hídrico nesse mesmo ano de 2012. Perante os valores de desvio padrão (risco) verificados pelas várias carteiras, estas apresentam resultados semelhantes aos obtidos para o cenário húmido em ambas as horas 13 e 18.

Tabela 5.16 – Resultados obtidos para a energia e potência de cada ativo para as várias carteiras no período entre as 08h:00 e as 18h:00 referente ao ano de 2012

	$E_H$ [MWh]	$E_E$ [MWh]	$E_F$ [MWh]	$P_H$ [MW]	$P_E$ [MW]	$P_F$ [MW]
Carteira Q	472.27	1044.57	86.57	2736.70	4450.00	225.50
Carteira MVP	64.47	15.62	1523.18	374.88	68.50	4940.37
Carteira +5%	472.28	1044.49	166.67	2736.82	4449.69	484.66
Carteira +10%	472.00	1044.65	246.78	2735.11	4450.39	743.12
Carteira +15%	472.34	1044.50	327.09	2737.07	4449.63	1003.00
Carteira +20%	472.06	1044.58	407.47	2735.38	4450.03	1263.64

A partir da Tabela 5.16, é importante referir que a potência instalada aumenta comparativamente ao cenário húmido (ano 2010) para a carteira Q, sendo esse o portfólio original de FER para o ano de 2012.

Verifica-se para a carteira ótima com +5%, +10%, +15% e +20% de incremento de energia renovável não ser necessário instalar mais potência eólica e mini-hídrica no sistema elétrico nacional. Pelo contrário para se possuir um portfólio de FER diversificado e com menor risco em Portugal Continental é necessário aumentar a potência instalada de PRE fotovoltaica tal como acontece para o cenário húmido, isto é, quer seja para um cenário húmido ou seco é necessário incrementar uma maior capacidade instalada de PRE fotovoltaica no sistema elétrico.

De realçar ainda que ao incrementar-se a energia renovável total (retorno esperado) em +5%, +10%, +15% e +20% verifica-se que os valores de potência fotovoltaica obtidos na Tabela 5.8 para o cenário seco (ano 2012) são semelhantes aos valores de potência fotovoltaica obtidos na Tabela 5.16 para o cenário húmido (ano 2010) apesar da potência instalada no ano de 2010 ser inferior quando comparada com o ano de 2012.

### **5.2.7 Adequação ao Diagrama de Carga**

Tal como foi efetuado para o cenário húmido (ano 2010), também para o ano seco irá, ser apresentado nas seguintes Figuras 5.37 a 5.40, o diagrama de carga horário da rede elétrica nacional verificado para o ano de 2012, das quatro situações de incremento de energia renovável total (+5%, +10%, +15% e +20%), com a energia entregue pelos diversos tipos de centrais para satisfazer o consumo solicitado à rede representada pela linha de cor vermelha. Ao nível das PRE's, as tecnologias eólica e fotovoltaica em conjunto contribuíram com uma produção em cerca de 1260.54 MWh para o ano seco, sendo que para o cenário húmido a contribuição dessas fontes renováveis manteve-se praticamente inalterável com um produção em cerca de 1162.51 MWh, ou seja, permaneceu inalterável a produção por parte das PRE's quer para o seco quer para o ano húmido. A grande causa para a diminuição da produção de energia elétrica a partir das FER consiste na diminuição da produção da energia hídrica. Comparando-se a produção da energia hídrica com os dois anos anteriores, constata-se que teve uma das produções mais baixas. Assim, a única diferença ocorrida no cenário seco é a produção por parte de hídrica ter decrescido para cerca de metade o seu valor quando comparando com o cenário húmido.

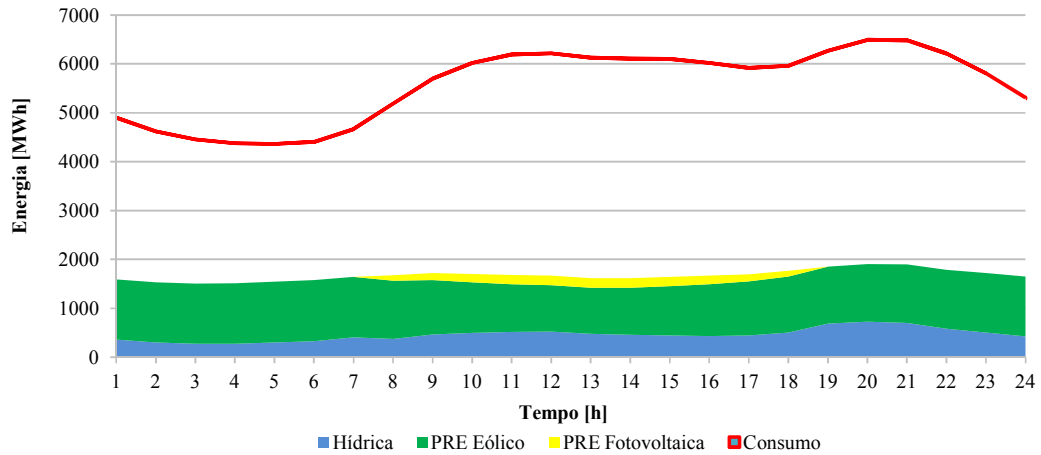


Figura 5.37 – Diagrama de carga com consumo e as três FER analisadas para +5% de energia renovável em cenário seco.

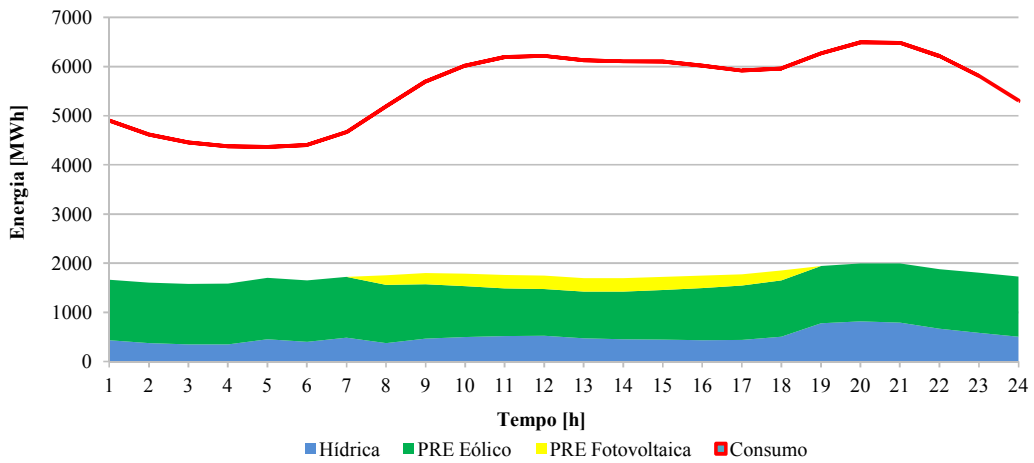


Figura 5.38 – Diagrama de carga com consumo e as três FER analisadas para +10% de energia renovável em cenário seco.

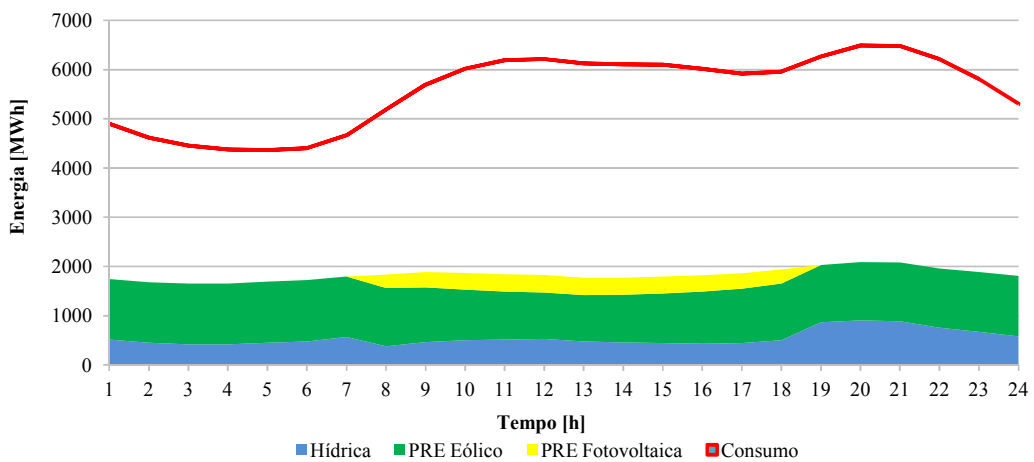


Figura 5.39 – Diagrama de carga com consumo e as três FER analisadas para +15% de energia renovável em cenário seco.

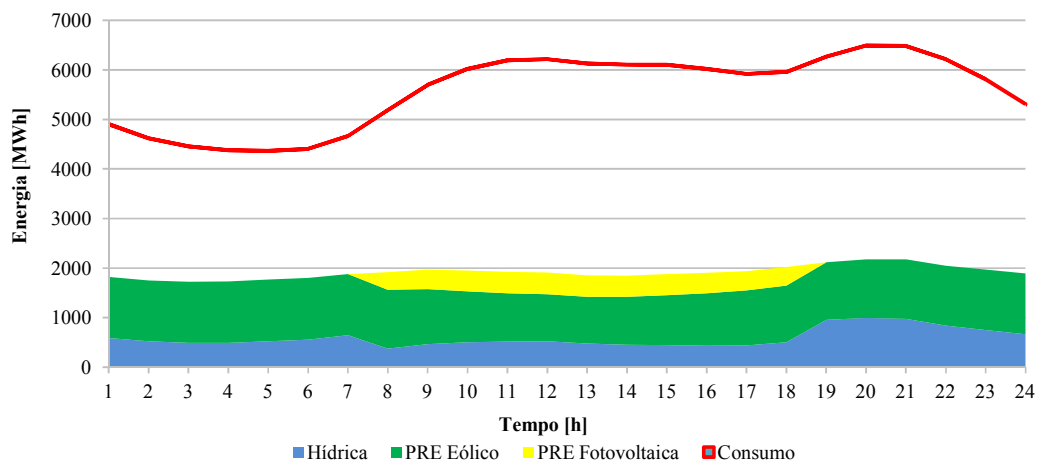


Figura 5.40 – Diagrama de carga com consumo e as três FER analisadas para +20% de energia renovável em cenário seco.

A ocorrência continuada de potências de consumo elevadas nos anos de seca pode vir a afetar a gestão do SEN, uma vez que a disponibilidade das centrais hidroelétricas nestes anos, em termos de potência e energia armazenada diminui. De realçar na figura 5.40 o diagrama de carga aferido no cenário seco para uma carteira de FER com +20% de energia renovável total no sistema elétrico em que grande parte da potência solicitada nas horas de cheia e ponta foi satisfeita com a entrada em funcionamento das centrais a carvão e gás natural. Assim, para a pior situação, seja um ano caracterizado por seca, as FER poderão ainda contribuir para um aumento de energia elétrica a fornecer à rede elétrica.

Tal como o sucedido para o cenário húmido, também neste caso existe a necessidade de se aumentar a potência instalada de PRE fotovoltaica, para que assim Portugal Continental consiga possuir um portfólio mais diversificado em termos de fontes de energia, fazendo deste modo com que se detenha uma potência ótima de fontes renováveis ao mesmo tempo que se minimiza o risco associado a essas três fontes. Após os resultados obtidos verifica-se não ser necessário o investimento em outras fontes renováveis, mais concretamente a PRE eólico e a hídrica, ou seja, manteve-se inalterável a capacidade instalada de estas duas tecnologias, aumentando apenas a potência instalada de PRE fotovoltaica à medida que se queria investir +5%, +10%, +15% ou +20% em energia renovável em Portugal.

Neste caso e tal como foi efetuado para o cenário húmido, é possível constatar os seguintes resultados:

- Aumento da energia renovável em +5%: A potência instalada de PRE fotovoltaica terá de aumentar para cerca de 484.66 MW;



- Aumento da energia renovável em +10%: A capacidade instalada de PRE fotovoltaica em Portugal deveria ser de 743.12 MW;
- Aumento da energia renovável em +15%: O valor de potência instalada de PRE fotovoltaica teria de ser na ordem dos 1003.00 MW;
- Aumento da energia renovável em +20%: Caso fosse necessário aumentar a energia renovável em +20%, a capacidade instalada de PRE fotovoltaica teria que aumentar para 1263.64 MW.

A tecnologia em, que se devia investir devia ser a fotovoltaica. Assim Portugal conseguiu diminuir a variabilidade da geração intermitente, sendo que o grande inconveniente desta decisão será o elevado investimento e o baixo rendimento de PRE fotovoltaica em comparação com as restantes tecnologias analisadas nesta dissertação.



---

## Capítulo 6

---

### Conclusões

*No presente capítulo são apresentadas as conclusões retiradas ao longo da presente dissertação. São abordadas, ainda, algumas sugestões para futuros desenvolvimentos do trabalho apresentado.*



## 6.1 Conclusões

Partindo da potência instalada atualmente em Portugal de FER e com o objetivo de diminuir a volatilidade da produção renovável foi possível constatar que se chegou a um ponto em que não existe mais espaço para o investimento numa maior potência instalada de eólica e mini-hídrica em Portugal. Ao invés, o que terá de acontecer para possuir uma maior diversificação das fontes renováveis será efetuar um enorme investimento em PRE fotovoltaica fazendo diminuir assim o risco referente a inúmeras situações, sendo estas constituídas por variabilidades de recursos naturais, por intermitência de tensão e frequência prejudiciais para o sistema elétrico.

A diversificação das fontes de energia elétrica tem como principal objetivo a diminuição do risco do suprimento de energia oferecendo uma maior segurança no abastecimento.

A aplicação da teoria do portfólio às FER permitiu calcular qual a proporção de cada tipo de tecnologia no conjunto das FER disponíveis em cada região, com o objetivo de maximizar a produção e minimizar a sua variabilidade ao combinar tecnologias negativamente correlacionadas consegue-se diminuir o risco/volatilidade da produção total.

Deste modo, e relativamente aos resultados provenientes das carteiras ótimas verificou-se não ser necessário instalar mais potência eólica e mini-hídrica no sistema elétrico nacional. Pelo contrário, para se possuir um portfólio de FER com menor volatilidade em Portugal Continental é necessário aumentar a potência instalada de PRE fotovoltaica.

Verificou-se que quanto maior for o investimento de energia renovável em Portugal, maior terá que ser o aumento de capacidade instalada de PRE fotovoltaica no SEN, tanto para um ano seco como para um ano húmido. Apesar de esse investimento de potência fotovoltaica poder existir, a energia renovável total continua a não chegar para satisfazer o consumo tanto para um ano seco como para um ano húmido, ou seja, por meio dos resultados constata-se que a percentagem de renovável no SEN continuará a ser inferior ao consumo, independente do valor de investimento.

No que se refere à potência entregue à rede verificou-se que a produção de energia a partir das centrais hidráulicas e fios de água é superior nos anos húmidos, possuindo valores mais baixos para as estações mais quentes. Constatou-se, ainda, em comparação com o cenário húmido que o cenário seco apresenta uma diminuição em cerca de 63%

da potência entregue à rede pelas centrais hidroelétricas (fios de água e PRE hidráulico), sobretudo devido à falta de precipitação. No caso das centrais fotovoltaicas verifica-se o contrário, ou seja, a sua produção é maior no ano seco em que os valores de radiação solar são maiores. O aumento da potência instalada de centrais fotovoltaicas será assim importante para complementar a produção das restantes renováveis nas alturas do ano em que esta é menor.

Considerando as várias fontes com origem solar que podem suprir eletricidade a energia fotovoltaica é sem sombra de dúvida a mais disponível. Portugal apresenta três vantagens para investir nesta tecnologia, sendo uma delas a sua localização privilegiada, a escassa potência instalada de PRE fotovoltaica introduzida no sistema elétrico, quando comparando com PRE eólico e hídrica e caso exista este aumento de potência instalada de PRE fotovoltaica, faz com que o sistema elétrico possua uma maior diversificação relativamente ao fornecimento de energia elétrica em comparação com outras fontes de energia.

A produção de energia elétrica por via fotovoltaica, com uma potência entregue quase proporcional à irradiância solar, pode revestir-se, assim, de grande importância para a gestão do SEN, porque a energia produzida é quase na sua totalidade entregue à rede nas horas de ponta e cheia do diagrama de carga nacional.

No entanto, existem limitações técnicas e de custo que impedem a alta penetração desta mesma fonte fotovoltaica, mesmo quando existe um bom potencial para o aproveitamento do recurso solar, como é o caso de Portugal. Embora, atualmente, a intermitência não seja um problema grave, pois as fontes de energia solar representam uma pequena parcela da produção de energia total, no futuro, um aumento da penetração de grandes centrais fotovoltaicas numa rede elétrica local é suscetível de introduzir novos problemas técnicos, tais como flutuações de tensão, degradação da qualidade da energia elétrica e até mesmo problemas de estabilidade.

Desta forma, para uma integração bem-sucedida da energia com origem solar na rede elétrica, torna-se indispensável o desenvolvimento de medidas eficazes para superar estes desafios técnicos e controlar a variabilidade com diferentes níveis de penetração fotovoltaica no SEN.

Se por suposição, o valor de potência instalada em Portugal, no ano de 2014, fosse 5.5 vezes superior à existente no ano de 2012, ou seja, da ordem de 2255 MW, a extrapolação dos resultados, permite prever que a potência máxima entregue pelas centrais fotovoltaicas nesse ano poderia ter sido 10 vezes superior, ou seja, da ordem de

1196 MW. Este valor equivaleria sensivelmente à potência entregue pelas centrais hidroelétricas nesse mesmo ano de 2012. Tal situação, a longo prazo, iria conduzir a maiores quantidades de água armazenada nos reservatórios, ou seja, o que equivaleria a ter mais energia armazenada e potência disponível no SEN, permitindo por um lado, satisfazer mais eficientemente os picos de consumo do diagrama de carga e, por outro, compensar diminuições da produção nas centrais que utilizam fontes renováveis resultantes de variações de disponibilidade de recurso. As centrais fotovoltaicas podem, pois, constituir uma parcela importante na satisfação da potência solicitada à rede elétrica e pode complementar o aumento (em curso) da potência de bombagem instalada nas centrais hidroelétricas reversíveis para satisfazer os picos de consumo no diagrama de carga.

Pelas razões apontadas pode-se concluir que a nível nacional a instalação de centrais fotovoltaicas em larga escala pode complementar a produção de energia a partir das centrais hidroelétricas, nas horas de cheia e ponta, uma vez que a produção de energia elétrica por via fotovoltaica, está em geral em fase de expansão, com a diminuição de precipitação e dos recursos hídricos disponíveis, sendo maior no verão e, em geral, em anos de seca.

## **6.2 Trabalhos Futuros**

Em suma, a presente abordagem é genérica no que toca à estimação do risco e do retorno. Sugere-se, ainda, em termos de perspectiva de trabalho futuro, como alternativa podem ser considerados outros modelos de valoração bem como outros processos estocásticos no sentido de estimar o retorno e o risco dos ativos de produção de uma forma mais detalhada e mais sofisticada. Por outro lado, dado o horizonte temporal dos investimentos em ativos de produção de energia elétrica (superior a 15-20 anos), o modelo de valoração poderá também incluir outros tipos de risco como os riscos regulatório e tecnológico.

Dado o incremento de potência fotovoltaica indicado na presente dissertação, sugere-se ainda um possível estudo sobre a melhor localização ou possíveis localizações de se colocar essa mesma tecnologia em Portugal Continental. Na medida em que ao invés de um enorme investimento em grandes centrais fotovoltaicas, existe a possibilidade de se

colocar em edifícios ou em casas, aproveitando assim para descentralizar a produção e poupar recursos.

Poder-se-ia completar a análise incluindo mais fontes renováveis como por exemplo a energia das ondas e a energia Solar Termoelétrica no portfólio de FER.



**Referências**

**Bibliográficas**



## Referências Bibliográficas

- [1] M. A. Matos, “Risco e incerteza nas fontes renováveis de produção eléctrica,” *iOnline*, p. 1, 07 Agosto 2012.
- [2] P. Sadorsky, “Correlations and Volatility Spillovers Between Oil Prices and Stock Prices of Clean Energy and Technology Companies,” *Energy Economics*, 6 Março 2011.
- [3] S. Kumar, S. Managi e A. Matsuda, “Stock Prices of Clean Energy Firms, Oil and Carbon Markets: A Vector Autoregressive Analysis,” *Energy Economics*, pp. 215-226, 2011.
- [4] R. Newell e C. Fischer, “Environmental and Technology Policies for Climate Mitigation,” *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 55, pp. 142-162, 2008.
- [5] P. Sadorsky e I. Henriques, “The Effect of Oil Price Volatility on Strategic Investment,” *Energy Economics*, vol. 33, pp. 79-87, 2011.
- [6] IPCC, “Intergovernmental Panel on Climate Change: Synthesis Report,” 2001.
- [7] “ionline,” 4 Dezembro 2009. [Online]. Available: <http://www1.ionline.pt/conteudo/36089-energias-renovaveis-representam-um-terco-do-consumo-portugues>. [Acedido em 14 Fevereiro 2013].
- [8] IEA, “Internacional Energy Agency,” 2011. [Online]. Available: [http://www.iea.org/stats/pdf\\_graphs/PTELEC.pdf](http://www.iea.org/stats/pdf_graphs/PTELEC.pdf). [Acedido em 13 Fevereiro 2013].
- [9] REN, “Dados Técnicos Eletricidade,” 2012.
- [10] A. e. Quercus, “naturlink sapo,” 4 Janeiro 2013. [Online]. Available: <http://naturlink.sapo.pt/Noticias/Opiniao/content/Producao-de-electricidade-em-2012-Mais-eolica-menos-renovaveis-mais-emissoes?bl=1>. [Acedido em 14 Fevereiro 2013].
- [11] IEA, “Projected Costs of Generating Electricity,” International Energy Agency, Nuclear Energy Association, 2010.
- [12] R. J. Costa, “Energias Renováveis: um potencial desaproveitado,” *A Página da Educação*, p. 11, 2003.

- [13] REN, “Potencial Hidroeléctrico Nacional - Importância Sócio-Económica e Ambiental do seu Desenvolvimento,” Divisão Planeamento de Centros, 2006.
- [14] Á. Martins e V. Santos, “Formulação de Políticas Públicas no Horizonte 2013 Relativas ao Tema Energia,” ISEG, 2005.
- [15] DGEG, “Estatísticas Rápidas - Renováveis,” 2012.
- [16] APREN-Delloite, “Estudo do Impacto Macro Económico do Sector das Energias Renováveis em Portugal,” 2008.
- [17] ERSE, “Informação sobre Produção em Regime Especial (PRE) Portugal Continental,” 2012.
- [18] J. P. S. Paiva, *Redes de Energia Eléctrica, uma análise sistémica*, Lisboa: IST Press, 2007.
- [19] IEA, “IEA,” 2011. [Online]. Available: [http://www.iea.org/stats/pdf\\_graphs/PTTFC.pdf](http://www.iea.org/stats/pdf_graphs/PTTFC.pdf). [Acedido em 20 Fevereiro 2013].
- [20] INE, “Indústria e Energia em Portugal 2008-2009,” Instituto Nacional de Estatística, I.P., 2011.
- [21] IEA, “iea.org,” 2011. [Online]. Available: [http://www.iea.org/stats/pdf\\_graphs/PTTFC.pdf](http://www.iea.org/stats/pdf_graphs/PTTFC.pdf). [Acedido em 22 Fevereiro 2013].
- [22] L. M. Amaral, “A Situação Energética e o Caso Português,” em *O Futuro Energético em Portugal CIP, AIP, AEP, OE*, Lisboa, 2008.
- [23] REN, “Dados Técnicos,” 2011.
- [24] S. Nenova, “europarl.europa,” Janeiro 2012. [Online]. Available: [http://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/pt/FTU\\_4.13.4.pdf](http://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/pt/FTU_4.13.4.pdf). [Acedido em 22 Fevereiro 2013].
- [25] E. E. Agency, “eea.europa.eu,” 22 Março 2012. [Online]. Available: <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/share-of-renewable-energy-to-5>. [Acedido em 23 Fevereiro 2013].
- [26] L. Silva, “Estratégia Nacional para a Energia (ENE 2020),” em *6º Workshop da Plataforma do Empreendedor*, 2010.

- [27] Renewable, “Resolução do Conselho de Ministros ENE2020 — Plano Novas Energias,” 2010.
- [28] REN, “Relatório Intercalar sobre Segurança de Abastecimento ao nível da Produção de Eletricidade 2009-2020,” Lisboa, 2008.
- [29] APREN, “Roteiro Nacional das Energias Renováveis Aplicação da Diretiva 2009/28/CE,” 2010.
- [30] R. M. G. Castro, *Introdução à Energia Mini-Hídrica*, 2008.
- [31] C. Monteiro, *Mini-Hídrica*.
- [32] L. M. B. Miguel, *Dissertação em Gestão de Energia Elétrica - Mini-Hídrica*, Coimbra, 2004/2005.
- [33] AEP, “Casos de Utilização de Energias Renováveis,” Dica - Artes Gráficas, 2010.
- [34] DGEG, “dgeg.pt,” 2007. [Online]. Available: <http://www.dgeg.pt/>. [Acedido em 5 Março 2013].
- [35] EWEA, *Economics of the Wind 2009*, Energy Wind European Association, 2009.
- [36] R. Dutra, *Energia Eólica - Principios e Tecnologia*, CRESESB.
- [37] E. O. Fernandes, *A Energia em Portugal – Ponto de Situação*, Porto, 2005.
- [38] R. Pestana, *O Impacto da Energia Eólica na Gestão Técnica do SEN*, Lisboa: VII Jornadas de Engenharia Electrotécnica e Computadores do IST , 2007.
- [39] INEGI, “eneop,” 2010. [Online]. Available: [http://www.eneop.pt/subcanais\\_n1.asp?id\\_subcanal\\_n1=170&id\\_canal=110](http://www.eneop.pt/subcanais_n1.asp?id_subcanal_n1=170&id_canal=110). [Acedido em 6 Março 2013].
- [40] C. A. d. Nascimento, *Principio de Funcionamento da Célula Fotovoltaica*, 2004.
- [41] S. Project, “ispgaya,” [Online]. Available: [http://www.ispgaya.pt/eventos/2semana\\_eng/Fotovoltaico\\_Eng\\_%20Serrano.pdf](http://www.ispgaya.pt/eventos/2semana_eng/Fotovoltaico_Eng_%20Serrano.pdf). [Acedido em 8 Março 2013].
- [42] R. M. G. Castro, *Introdução à Energia Fotovoltaica*, Lisboa, 2009.
- [43] C. d. R. p. E. S. e. E. S. d. S. Brito, “Energia Solar Principios e Aplicações,” CEPEL.
- [44] I. P. d. Tomar, “Alumni - Projeto de uma Casa Auto-Sustentável,” [Online]. Available: <http://alumni.ipt.pt/~roberta/projecto.html>. [Acedido em 8 Março 2013].

- [45] R. F. M. Brandão, “Centrais Fotovoltaicas para Microprodução,” *Neutro à Terra*, vol. IV, pp. 33-39, 2009.
- [46] R. Cruz e R. Ventura, *Integração da Energia Eólica na Rede*, Coimbra, 2010.
- [47] P. Cebola e R. Pestana, *Produção Eólica: Perspetiva do Operador na Rede*, Lisboa: ISEL, 2007.
- [48] ERSE, “erse - glossário,” 2009. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/glossario/Paginas/glossario.aspx?folder=23324d4f-8a61-4074-a170-6f8373f1827e&master=ErsePrint.master>. [Acedido em 1 Março 2013].
- [49] L. M. Amaral, *Desenvolvimento Sustentável e Energias Renováveis*, Lisboa, 2011.
- [50] EREC, “Renewable Energy Technology Roadmap 20% by 2020,” 2007.
- [51] J. P. Deane, “Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 1294-1298, 2009.
- [52] R. Portuguesa, “Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis ao abrigo da Diretiva Comunitária 2009/28/CE”.
- [53] ADENE e DGEG, “Guia da Eficiência Energética,” 2010.
- [54] R. Cruz e R. Ventura, *Integração da Energia Eólica na Rede*, Coimbra.
- [55] DGEG, “Energia em Portugal - Principais Números,” 2011.
- [56] E. G. Domingues, *Análise de Risco para Otimizar Carteiras de Ativos Fixos em Geração de Energia Elétrica*, Itajubá, 2003.
- [57] M. Renner, *Teoria de Portfólio de Markowitz em Momentos de Crise*, Porto Alegre, 2010.
- [58] F. Brum, *Aplicação da Teoria de Markowitz e Índice de Sharpe em um Clube de Investimento*, Porto Alegre, 2008.
- [59] J. Lemes, *Administração Financeira: Princípios, Fundamentos e Práticas Brasileiras*, São Paulo: Atlas, 2002.
- [60] L. J. Gitman, *Princípios de Administração Financeira*, São Paulo: Harbra, 1997.
- [61] L. Sucolotti, *Avaliação de Desempenho de Carteiras: Markowitz x Índice Bovespa*, Porto Alegre, 2007.

- [62] C. Pinho e I. Soares, *Finanças - Mercados e Instrumentos*, Lisboa: Sílabo, Lda, 2007.
- [63] W. Silva, E. Pinto, G. Leite e A. Melo, *Portfólios de Mínima Variância e CAPM: Constituição de Índices Acionários de Empresas do Setor de Energia Elétrica*, 2011.
- [64] H. R. Costa, *Seleção de Portfólios de Projetos*, Mundo Project Management, 2012.
- [65] M. Zanini e F. António, *As Terias de Carteira de Markowitz e de Sharpe: Uma Aplicação no Mercado Brasileiro de Ações*, São Paulo, 2005.
- [66] C. Camus, *Gestão de Risco*, Lisboa.
- [67] C. Silva, *Seleção de Carteira pela Curva de Indiferença: O Modelo Markowitz*, São Paulo.
- [68] G. Arfux, *Gerenciamento de Riscos na Comercialização de Energia Elétrica com Uso de Instrumentos Derivativos: Uma Abordagem via Teoria de Portfólios de Markowitz*, 2004.
- [69] R. Moretti, *A Eficiência da Teoria de Administração de Portfólio de Markowitz*, Porto Alegre , 2004.
- [70] W. Pizzatto, L. Ferreira, M. Bloot, M. Bessa e R. Favoreto, *Sistema Integrado de Planeamento e Comercialização de Energia*, Espaço Energia, 2005.
- [71] C. -. C. E. d. Qualidade, “docentes.esa.ipcb,” [Online]. Available: [http://docentes.esa.ipcb.pt/tmlc/EST\\_DESC.pdf](http://docentes.esa.ipcb.pt/tmlc/EST_DESC.pdf). [Acedido em 7 Maio 2013].
- [72] A.-R. Berger, “Estudo Avaliação de Custos e Benefícios da Eletricidade de Origem Renovável,” 2011.
- [73] M. e. Sá, “As Renováveis num Quadro de Desenvolvimento,” em *Produção de Energia Elétrica a Partir de Fontes Renováveis*, Coimbra, 2010.
- [74] P. Europeu, *Diretiva 2009/28/CE relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis que altera e subsequentemente revoga as Directivas 2001/77/CE e 2003/30/CE*, 2009.
- [75] P. S. Moura e A. T. d. Almeida, “Multi-objective Optimization of a Mixed Renewable System with Demand-Side Management,” *Elsevier*, vol. 14, n.º Renewable and Sustainable Energy Reviews, p. 1464, 2010.

- [76] INE e DGEG, “Inquérito ao Consumo de Energia no Setor Doméstico 2010,” 2011.
- [77] B. Meneses, *Tese em Perspetivas dos Mercados de Energia*, Vila Real, 2009.
- [78] G. Boyle, *Renewable Electricity and the Grid - The Challenge of Variability*, London, 2007.
- [79] M. e. Sá, “Produção de Energia Elétrica a partir de Fontes Renováveis,” Coimbra, 2010.
- [80] C. A. d. Nascimento, *Principio de Funcionamento a Célula Fotovoltaica*.
- [81] C. Gonçalves Jr, E. d. O. Pamplona e J. A. Montevechi, *Seleção de Carteiras através do Modelo de Markowitz para Pequenos Investidores*, Bauru, SP: IX Simpep, 2002.
- [82] C. G. Junior, E. d. O. Pamplona e J. A. B. Montevechi, “iepg: Seleção de Carteiras através do Modelo de Markowitz para Pequenos Investidores (com uso de Planilhas Eletrónicas),” [Online]. Available: <http://www.iepg.unifei.edu.br/edson/download/Artclebersimpep2002.pdf>. [Acedido em 19 Março 2013].
- [83] P. Jorion, *Value at Risk*, 1ª Ed. Bolsa de Mercadorias & Futuros, 1998.
- [84] J. Monteiro e P. Silva, *Gestão de Risco e Rendibilidades Extremas*, Covilhã.
- [85] Araújo e Saliby, *Simulação de Monte Carlo para o Cálculo de VaR: O Uso da Amostragem Descritiva*, Rio de Janeiro, 2001.
- [86] B. V. Malleta, *Modelos Baseados em Simulação de Monte Carlo: Soluções para o Cálculo de Value at Risk*, Rio de Janeiro, 2005.
- [87] J. Duque, *ISEG - Medidas de Risco*, Lisboa, 2008.
- [88] A. Dionísio, *Medidas da Teoria da Informação Aplicadas aos Mercados Bolsistas: análise de incerteza e dependência não-linear*, 2006.
- [89] F. Silveira, *Modelo Integrado para Avaliação de Projetos de Investimento no Setor Elétrico*, Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, 2001.
- [90] F. Silva e L. Motta, *Teste do CAPM Zero-Beta no Mercado de Capitais Brasileiro*, Rio de Janeiro, 2002.
- [91] REN, “Redes Energéticas Nacionais,” [Online]. Available: [www.ren.pt](http://www.ren.pt).



- [92] J. W. Taylor, “Short-Term Electricity Demand Forecasting Using Double Seasonal Exponential Smoothing,” *Journal of Operational Research Society*, 2003.
- [93] S. A.-h. Soliman e A. M. Al-Kandari, *Electrical load forecasting : modeling and model construction*, 2010.
- [94] R. H. Ballou, *Business Logistics/Supply Chain Management*, 2004.
- [95] V. M. B. d. Almeida, “Estudo de modelos de previsão de demanda para reposição de produtos de consumo,” 2010.
- [96] B. L. Bowerman e R. T. O’Connell, *Forecasting and time series:an applied approach*, Wadsworth, 1993.
- [97] T. Y. Lin, “Estudo de modelos de previsão de demanda”.
- [98] M. R. Furtado, “Aplicação de um modelo de demanda total nos credenciados belgo pronto,” 2006.
- [99] J. W. Taylor, “Exponential Smoothing with a Damped Multiplicative Trend,” *International Journal of Forecasting* , vol. 19, 2003.
- [100] P. S. Kalekar, “Time series Forecasting using Holt-Winters Exponential Smoothing,” 2004.
- [101] R. C. Souza, M. Barros e C. C. Miranda, “Previsão horária de carga eléctrica usando Holt-Winters,” 2006.
- [102] A. L. Maia e F. d. A. Carvalho, “Holt's Exponential smoothing and neural network models for forecasting interval-value time series”.
- [103] Y. Gao, Y. Liang, S. Zhan, X. Ren e Z. Ou, “Realization of a Demand forecasting Algorithm for Retail Industry,” 2011.
- [104] J. W. Taylor, “An evolution of methods for very short-term load forecasting using minute-by-minute British data,” *International Journal of forecasting*, 2008.
- [105] A. Cruz, A. Muñoz, J. L. Zamora e R. Espínola, “The effect of wind generation and weekday on Spanish electricity spot price forecasting,” *Elsevier*, 2011.
- [106] H. L. Willis e W. G. Scott, *Distributes Power Generation*, Basel: Marcel Dekker, 2000.
- [107] REE, “Rede eléctrica de Espanha,” [Online]. Available: <http://www.ree.es>.

- [108] RTE, “Rede de Transporte de Electricidade de França,” [Online]. Available: <http://www.rte-france.com>.
- [109] DGEG, “Direcção Geral de Energia e Geologia,” [Online]. Available: <http://www.dgeg.pt/>.
- [110] R. Garber, “Análise de séries temporais,” 1995.
- [111] E. S. G. Jr., “Exponential smoothing: The state of the art- Part II,” *International Journal of Forecasting*, 2006.

# **Apêndices**



## Apêndice 1 – Cenário Húmido

		Fio de Água (Grande Hídrica)				PRE Hidráulico (Mini-Hídrica)			
		Retorno Esperado	Desvio Padrão	Coefficiente Variação	Potência Instalada	Retorno Esperado	Desvio Padrão	Coefficiente Variação	Potência Instalada
Horas no Ano	1	738.71	647.62	87.67	1940.70	138.50	114.71	82.82	340.00
	2	677.20	641.76	94.77		138.27	115.10	83.24	
	3	653.99	644.22	98.51		138.52	115.42	83.32	
	4	648.86	645.24	99.44		139.06	115.66	83.18	
	5	670.88	632.78	94.32		139.96	115.88	82.80	
	6	724.12	602.26	83.17		140.58	115.95	82.48	
	7	862.98	554.99	64.31		141.93	115.90	81.66	
	8	951.92	516.79	54.29		144.38	115.08	79.71	
	9	1045.56	504.71	48.27		165.64	112.07	67.66	
	10	1075.66	505.20	46.97		175.88	110.13	62.62	
	11	1101.17	503.71	45.74		174.50	110.73	63.46	
	12	1106.32	503.68	45.53		172.61	112.01	64.89	
	13	1070.60	515.01	48.10		170.41	114.24	67.04	
	14	1079.35	512.37	47.47		167.64	114.89	68.54	
	15	1069.33	511.57	47.84		166.19	115.24	69.34	
	16	1057.96	510.68	48.27		165.25	115.69	70.01	
	17	1056.78	510.95	48.35		165.37	115.35	69.75	
	18	1085.47	496.68	45.76		166.74	114.10	68.43	
	19	1148.74	478.58	41.66		169.82	112.63	66.32	
	20	1157.51	491.24	42.44		172.58	111.18	64.42	
	21	1142.67	511.04	44.72		171.57	112.37	65.49	
	22	1071.66	543.30	50.70		165.35	115.61	69.92	
	23	970.82	601.49	61.96		142.09	113.58	79.94	
	24	848.02	643.10	75.84		138.64	114.05	82.27	

Tabela A.1.1 – Resultados obtidos para os ativos Fio de Água (Grande Hídrica) e PRE Hidráulico (Mini-Hídrica) em um horizonte horário para o ano de 2010.

		Hídrica				PRE Eólico			
		Retorno Esperado	Desvio Padrão	Coefficiente Variação	Potência Instalada	Retorno Esperado	Desvio Padrão	Coefficiente Variação	Potência Instalada
Horas no Ano	1	877.21	748.01	85.27	2280.70	1113.61	770.88	69.22	3863.00
	2	815.47	741.49	90.93		1118.85	767.53	68.60	
	3	792.52	742.27	93.66		1121.48	771.74	68.81	
	4	787.91	742.58	94.25		1122.40	770.34	68.63	
	5	810.84	728.83	89.89		1130.28	768.26	67.97	
	6	864.70	696.51	80.55		1133.84	765.70	67.53	
	7	1004.92	648.88	64.57		1118.47	763.92	68.30	
	8	1096.3	608.79	55.53		1074.21	768.90	71.58	
	9	1211.2	597.25	49.31		1001.45	775.83	77.47	
	10	1251.54	597.34	47.73		935.32	786.33	84.07	
	11	1275.67	596.25	46.74		888.24	795.82	89.59	
	12	1278.93	599.08	46.84		864.03	797.57	92.31	
	13	1241.02	612.03	49.32		862.69	794.72	92.12	
	14	1246.99	607.42	48.71		876.56	786.62	89.74	
	15	1235.52	606.21	49.07		908.20	781.22	86.02	
	16	1223.21	605.59	49.51		946.40	774.21	81.81	
	17	1222.15	608.22	49.77		985.95	759.88	77.07	
	18	1252.20	598.06	47.76		1026.26	759.19	73.98	
	19	1318.56	580.39	44.02		1047.03	753.32	71.95	
	20	1330.10	592.03	44.51		1069.20	742.32	69.43	
	21	1314.24	612.4	46.60		1089.97	739.78	67.87	
	22	1237.02	647.25	52.32		1090.33	746.90	68.50	
	23	1112.91	700.18	62.91		1095.92	757.25	69.10	
	24	986.66	744.12	75.42		1103.31	769.16	69.71	

Tabela A.1.2 – Resultados obtidos dos ativos Hídrico e PRE Eólico em um horizonte horário para o ano de 2010.

PRE Fotovoltaica					Consumo			
	Retorno Esperado	Desvio Padrão	Coefficiente Variação	Potência Instalada		Retorno Esperado	Desvio Padrão	
Horas no Ano	1	0.00	0.00	Indefinido	122.90	1	5198.33	598.86
	2	0.00	0.00	Indefinido		2	4874.94	473.22
	3	0.00	0.00	Indefinido		3	4691.01	390.73
	4	0.00	0.00	Indefinido		4	4602.51	348.59
	5	0.00	0.00	Indefinido		5	4598.36	321.08
	6	0.7	1.56	Indefinido		6	4659.49	356.50
	7	7.81	11.15	Indefinido		7	4946.90	474.42
	8	23.26	21.74	93.46		8	5549.30	733.16
	9	41.24	26.73	64.81		9	6121.81	877.26
	10	54.22	27.11	50.00		10	6467.89	888.71
	11	60.77	26.26	43.21		11	6667.30	853.89
	12	63.03	25.29	40.12		12	6674.95	825.70
	13	63.62	24.30	38.19		13	6555.92	789.00
	14	62.38	24.52	39.30		14	6539.60	820.56
	15	58.33	25.23	43.25		15	6540.73	899.40
	16	51.68	25.96	50.23		16	6452.48	927.85
	17	38.89	25.63	65.90		17	6345.32	921.44
	18	22.84	22.40	98.06		18	6397.75	941.63
	19	8.57	11.96	Indefinido		19	6687.09	1017.91
	20	0.99	2.03	Indefinido		20	6916.41	1001.29
	21	0.00	0.00	Indefinido		21	6921.36	894.08
	22	0.00	0.00	Indefinido		22	6680.08	844.67
	23	0.00	0.00	Indefinido		23	6231.32	87492
	24	0.00	0.00	Indefinido		24	5678.14	768.92

Tabela A.1.3 – Resultados obtidos do ativo PRE Fotovoltaica e do consumo em um horizonte horário para o ano de 2010.

		Renovável Total (Hídrica & Eólica & Fotovoltaica)				Fator de Carga			
		Retorno Esperado	Desvio Padrão	Coefficiente Variação	Potência Instalada		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Horas no Ano	1	1990.83	1183.74	59.46	6266.60	1	38.46	28.83	0.00
	2	1934.32	1174.03	60.69		2	35.76	28.96	0.00
	3	1913.99	1176.49	61.47		3	34.75	29.03	0.00
	4	1910.32	1175.52	61.54		4	34.55	29.06	0.00
	5	1941.12	1160.31	59.78		5	35.55	29.26	0.00
	6	1999.24	1130.74	56.56		6	37.91	29.35	0.57
	7	2131.19	1085.55	50.94		7	44.06	28.95	6.35
	8	2193.77	1058.47	48.25		8	48.07	27.81	18.93
	9	2253.90	1079.29	47.89		9	53.11	25.92	33.56
	10	2241.08	1100.05	49.09		10	54.88	24.21	44.12
	11	2224.69	1111.67	49.97		11	55.93	22.99	49.45
	12	2205.99	1117.39	50.65		12	56.08	22.37	51.29
	13	2167.33	1118.02	51.59		13	54.41	22.33	51.77
	14	2185.93	1090.10	49.87		14	54.68	22.69	50.76
	15	2202.06	1063.88	48.31		15	54.17	23.51	47.47
	16	2221.29	1034.66	46.58		16	53.63	24.50	42.05
	17	2246.99	1015.69	45.20		17	53.59	25.52	31.65
	18	2301.30	1013.01	44.02		18	54.90	26.57	18.59
	19	2374.16	1008.00	42.46		19	57.81	27.10	6.97
	20	2400.29	1023.69	42.65		20	58.32	27.68	0.81
	21	2404.22	1039.83	43.25		21	57.62	28.22	0.00
	22	2327.35	1075.63	46.22		22	54.24	28.22	0.00
	23	2208.83	1131.59	51.23		23	48.80	28.37	0.00
	24	2089.97	1176.90	56.31		24	43.26	28.56	0.00

Tabela A.1.4 – Resultados obtidos da soma dos três ativos (Hídrica, PRE Fotovoltaica e PRE Eólico) e resultados referentes ao fator de carga de cada tecnologia em um horizonte horário para o ano de 2010.



	Hora 1				Hora 2				Hora 3		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
<b>Hídrica</b>	559522.30	123730.13	0.00	<b>Hídrica</b>	549808.16	119716.12	0.00	<b>Hídrica</b>	550966.12	118793.99	0.00
<b>PRE Eólico</b>	123730.13	594257.58	0.00	<b>PRE Eólico</b>	119716.12	589101.45	0.00	<b>PRE Eólico</b>	118793.99	595576.07	0.00
<b>PRE Fotovoltaica</b>	0.00	0.00	0.00	<b>PRE Fotovoltaica</b>	0.00	0.00	0.00	<b>PRE Fotovoltaica</b>	0.00	0.00	0.00
	Hora 4				Hora 5				Hora 6		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
<b>Hídrica</b>	551422.07	118497.16	0.00	<b>Hídrica</b>	531192.01	112449.53	0.00	<b>Hídrica</b>	485121.45	103879.62	-186.76
<b>PRE Eólico</b>	118497.16	593424.75	0.00	<b>PRE Eólico</b>	112449.53	590216.69	0.00	<b>PRE Eólico</b>	103879.62	586294.03	-148.64
<b>PRE Fotovoltaica</b>	0.00	0.00	0.00	<b>PRE Fotovoltaica</b>	0.00	0.00	0.00	<b>PRE Fotovoltaica</b>	-186.76	-148.64	2.45
	Hora 7				Hora 8				Hora 9		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
<b>Hídrica</b>	421042.28	90594.89	-1863.38	<b>Hídrica</b>	370628.17	89268.69	-4262.48	<b>Hídrica</b>	356703.44	110121.53	-6124.76
<b>PRE Eólico</b>	90594.89	583566.69	-1893.06	<b>PRE Eólico</b>	89268.69	591205.92	-5984.83	<b>PRE Eólico</b>	110121.53	601904.69	-8755.18
<b>PRE Fotovoltaica</b>	-1863.38	-1893.06	124.33	<b>PRE Fotovoltaica</b>	-4262.48	-5984.83	472.63	<b>PRE Fotovoltaica</b>	-6124.76	-8755.18	714.24
	Hora 10				Hora 11				Hora 12		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
<b>Hídrica</b>	356813.36	132659.53	-6115.04	<b>Hídrica</b>	355519.51	139196.15	-6346.07	<b>Hídrica</b>	358894.68	142009.89	-6381.51
<b>PRE Eólico</b>	132659.53	618320.48	-9428.53	<b>PRE Eólico</b>	139196.15	633328.41	-9709.03	<b>PRE Eólico</b>	142009.89	636115.87	-9178.80
<b>PRE Fotovoltaica</b>	-6115.04	-9428.53	734.83	<b>PRE Fotovoltaica</b>	-6346.07	-9709.03	689.55	<b>PRE Fotovoltaica</b>	-6381.51	-9178.80	639.67

Tabela A.1.5 – Resultados obtidos da matriz de variâncias – covariâncias em cada hora do ano 2010.

	Hora 13				Hora 14				Hora 15		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Hídrica	374584.63	136705.31	-6383.07	Hídrica	368954.42	114944.35	-6191.23	Hídrica	367488.84	91723.60	-6287.92
PRE Eólico	136705.31	631580.57	-8719.58	PRE Eólico	114944.35	618767.82	-8760.86	PRE Eólico	91723.60	610307.44	-8727.38
PRE Fotovoltaica	-6383.07	-8719.58	590.67	PRE Fotovoltaica	-6191.23	-8760.86	601.13	PRE Fotovoltaica	-6287.92	-8727.38	636.54
	Hora 16				Hora 17				Hora 18		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Hídrica	366739.23	66184.07	-6434.97	Hídrica	369926.02	54149.08	-6074.65	Hídrica	357674.64	55033.60	-5476.21
PRE Eólico	66184.07	599396.09	-7891.06	PRE Eólico	54149.08	577421.01	-6265.21	PRE Eólico	55033.60	576376.73	-3737.43
PRE Fotovoltaica	-6434.97	-7891.06	674.09	PRE Fotovoltaica	-6074.65	-6265.21	657.05	PRE Fotovoltaica	-5476.21	-3737.43	501.68
	Hora 19				Hora 20				Hora 21		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Hídrica	336848.40	59741.64	-2786.06	Hídrica	350496.19	73638.85	-341.09	Hídrica	375027.91	79477.56	0.00
PRE Eólico	59741.64	567491.76	-1160.74	PRE Eólico	73638.85	551045.73	-102.96	PRE Eólico	79477.56	547268.32	0.00
PRE Fotovoltaica	-2786.06	-1160.74	144.35	PRE Fotovoltaica	-341.09	-102.96	4.13	PRE Fotovoltaica	0.00	0.00	0.00
	Hora 22				Hora 23				Hora 24		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Hídrica	418931.81	90094.46	0.00	Hídrica	490249.42	108410.23	0.00	Hídrica	553717.28	119529.97	0.00
PRE Eólico	90094.46	557857.46	0.00	PRE Eólico	108410.23	573421.07	0.00	PRE Eólico	119529.97	591601.86	0.00
PRE Fotovoltaica	0.00	0.00	0.00	PRE Fotovoltaica	0.00	0.00	0.00	PRE Fotovoltaica	0.00	0.00	0.00

Tabela A.1.6 (continuação) – Resultados obtidos da matriz de variâncias – covariâncias em cada hora do ano 2010.

	Hora 1				Hora 2				Hora 3		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Hídrica	1.00	0.21	Indefinido	Hídrica	1.00	0.21	Indefinido	Hídrica	1.00	0.21	Indefinido
PRE Eólico	0.21	1.00	Indefinido	PRE Eólico	0.21	1.00	Indefinido	PRE Eólico	0.21	1.00	Indefinido
PRE Fotovoltaica	Indefinido	Indefinido	Indefinido	PRE Fotovoltaica	Indefinido	Indefinido	Indefinido	PRE Fotovoltaica	Indefinido	Indefinido	Indefinido
	Hora 4				Hora 5				Hora 6		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Hídrica	1.00	0.21	Indefinido	Hídrica	1.00	0.20	Indefinido	Hídrica	1.00	0.19	-0.17
PRE Eólico	0.21	1.00	Indefinido	PRE Eólico	0.20	1.00	Indefinido	PRE Eólico	0.19	1.00	-0.12
PRE Fotovoltaica	Indefinido	Indefinido	Indefinido	PRE Fotovoltaica	Indefinido	Indefinido	Indefinido	PRE Fotovoltaica	-0.17	-0.12	1.01
	Hora 7				Hora 8				Hora 9		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Hídrica	1.00	0.18	-0.26	Hídrica	1.00	0.19	-0.32	Hídrica	1.00	0.24	-0.38
PRE Eólico	0.18	1.00	-0.22	PRE Eólico	0.19	1.00	-0.36	PRE Eólico	0.24	1.00	-0.42
PRE Fotovoltaica	-0.26	-0.22	1.00	PRE Fotovoltaica	-0.32	-0.36	1.00	PRE Fotovoltaica	-0.38	-0.42	1.00
	Hora 10				Hora 11				Hora 12		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Hídrica	1.00	0.28	-0.38	Hídrica	1.00	0.29	-0.41	Hídrica	1.00	0.30	-0.42
PRE Eólico	0.28	1.00	-0.44	PRE Eólico	0.29	1.00	-0.46	PRE Eólico	0.30	1.00	-0.46
PRE Fotovoltaica	-0.38	-0.44	1.00	PRE Fotovoltaica	-0.41	-0.46	1.00	PRE Fotovoltaica	-0.42	-0.46	1.00

Tabela A.1.7 – Resultados obtidos da matriz de coeficientes de correlação em cada hora do ano 2010.

	Hora 13				Hora 14				Hora 15		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
<b>Hídrica</b>	1.00	0.28	-0.43	<b>Hídrica</b>	1.00	0.24	-0.42	<b>Hídrica</b>	1.00	0.19	-0.41
<b>PRE Eólico</b>	0.28	1.00	-0.45	<b>PRE Eólico</b>	0.24	1.00	-0.45	<b>PRE Eólico</b>	0.19	1.00	-0.44
<b>PRE Fotovoltaica</b>	-0.43	-0.45	1.00	<b>PRE Fotovoltaica</b>	-0.42	-0.45	1.00	<b>PRE Fotovoltaica</b>	-0.41	-0.44	1.00
	Hora 16				Hora 17				Hora 18		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
<b>Hídrica</b>	1.00	0.14	-0.41	<b>Hídrica</b>	1.00	0.12	-0.39	<b>Hídrica</b>	1.00	0.12	-0.41
<b>PRE Eólico</b>	0.14	1.00	-0.39	<b>PRE Eólico</b>	0.12	1.00	-0.32	<b>PRE Eólico</b>	0.12	1.00	-0.22
<b>PRE Fotovoltaica</b>	-0.41	-0.39	1.00	<b>PRE Fotovoltaica</b>	-0.39	-0.32	1.00	<b>PRE Fotovoltaica</b>	-0.41	-0.22	1.00
	Hora 19				Hora 20				Hora 21		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
<b>Hídrica</b>	1.00	0.14	-0.40	<b>Hídrica</b>	1.00	0.17	-0.28	<b>Hídrica</b>	1.00	0.18	Indefinido
<b>PRE Eólico</b>	0.14	1.00	-0.13	<b>PRE Eólico</b>	0.17	1.00	-0.07	<b>PRE Eólico</b>	0.18	1.00	Indefinido
<b>PRE Fotovoltaica</b>	-0.40	-0.13	1.01	<b>PRE Fotovoltaica</b>	-0.28	-0.07	1.00	<b>PRE Fotovoltaica</b>	Indefinido	Indefinido	Indefinido
	Hora 22				Hora 23				Hora 24		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
<b>Hídrica</b>	1.00	0.19	Indefinido	<b>Hídrica</b>	1.00	0.20	Indefinido	<b>Hídrica</b>	1.00	0.21	Indefinido
<b>PRE Eólico</b>	0.19	1.00	Indefinido	<b>PRE Eólico</b>	0.20	1.00	Indefinido	<b>PRE Eólico</b>	0.21	1.00	Indefinido
<b>PRE Fotovoltaica</b>	Indefinido	Indefinido	Indefinido	<b>PRE Fotovoltaica</b>	Indefinido	Indefinido	Indefinido	<b>PRE Fotovoltaica</b>	Indefinido	Indefinido	Indefinido

Tabela A.1.8 (continuação) – Resultados obtidos da matriz de coeficientes de correlação em cada hora do ano 2010.

Carteira Qualquer (ponto Q)											
		$E_H$	$E_E$	$E_F$	$E_{Renovável}$	$w_H$	$w_E$	$w_F$	$w_T$	$\sigma^2$	$\sigma$
Horas no Ano	1	877.21	1113.61	0.00	1990.83	0.441	0.559	0.000	1.000	355566.08	596.29
	2	815.47	1118.85	0.00	1934.32	0.422	0.578	0.000		353198.42	594.30
	3	792.52	1121.48	0.00	1913.99	0.414	0.586	0.000		356580.88	597.14
	4	787.91	1122.40	0.00	1910.32	0.412	0.588	0.000		356096.09	596.74
	5	810.84	1130.28	0.00	1941.12	0.418	0.582	0.000		347505.92	589.50
	6	864.70	1133.84	0.70	1999.24	0.433	0.567	0.000		330290.69	574.71
	7	1004.92	1118.47	7.81	2131.19	0.472	0.525	0.004		299169.01	546.96
	8	1096.30	1074.21	23.26	2193.77	0.500	0.490	0.011		277892.13	527.15
	9	1211.20	1001.45	41.24	2253.90	0.537	0.444	0.018		274164.68	523.61
	10	1251.54	935.32	54.22	2241.08	0.558	0.417	0.024		280462.52	529.59
	11	1275.67	888.24	60.77	2224.69	0.573	0.399	0.027		281184.09	530.27
	12	1278.93	864.03	63.03	2205.99	0.580	0.392	0.029		282293.87	531.31
	13	1241.02	862.69	63.62	2167.33	0.573	0.398	0.029		284778.76	533.65
	14	1246.99	876.56	62.38	2185.93	0.570	0.401	0.029		271754.17	521.30
	15	1235.52	908.20	58.33	2202.06	0.561	0.412	0.026		261575.50	511.44
	16	1223.21	946.40	51.68	2221.29	0.551	0.426	0.023		250753.06	500.75
	17	1222.15	985.95	38.89	2246.99	0.544	0.439	0.017		246246.72	496.23
	18	1252.20	1026.26	22.84	2301.30	0.544	0.446	0.010		247135.86	497.13
	19	1318.56	1047.03	8.57	2374.16	0.555	0.441	0.004		243522.89	493.48
	20	1330.10	1069.20	0.99	2400.29	0.554	0.445	0.000		253320.93	503.31
	21	1314.24	1089.97	0.00	240422	0.547	0.453	0.000		263942.92	513.75
	22	1237.02	1090.33	0.00	2327.35	0.532	0.468	0.000		285658.30	534.47
	23	1112.91	1095.92	0.00	2208.83	0.504	0.496	0.000		319817.73	565.52
	24	986.66	1103.31	0.00	2089.97	0.472	0.528	0.000		347858.66	589.80

Tabela A.1.9 – Tabela resumo da carteira qualquer (ponto Q) em cada hora do ano 2010.

Carteira de Mínima Variância (ponto MVP)													
		$w_H$	$w_E$	$w_F$	$E_{Renovável}$	$E_H$	$E_E$	$E_F$	$P_H$	$P_E$	$P_F$	$\sigma^2$	$\sigma$
Horas no Ano	1	0.519	0.481	0.000	1990.83	1033.24	957.59	0.00	2686.36	3321.76	0,00	349975.98	591.59
	2	0.522	0.478	0.000	1934.32	1009.72	924.61	0.00	2823.96	3192.34	0,00	344156.35	586.65
	3	0.525	0.475	0.000	1913.99	1004.85	909.15	0.00	2891.75	3131.61	0,00	345486.49	587.78
	4	0.523	0.477	0.000	1910.32	999.10	911.22	0.00	2891.99	3136.17	0,00	344975.06	587.35
	5	0.533	0.467	0.000	1941.12	1034.62	906.50	0.00	2910.13	3098.19	0,00	335607.22	579.32
	6	0.559	0.441	0.000	1999.24	1117.57	881.66	0.00	2947.68	3003.84	0,00	316832.84	562.88
	7	0.599	0.401	0.000	2131.19	1276.59	854.61	0.00	2897.27	2951.66	0,00	288432.31	537.06
	8	0.010	0.009	0.981	2193.77	22.16	19.74	2151.87	46.09	71.00	11368,75	366.54	19.15
	9	0.014	0.012	0.973	2253.90	32.23	27.95	2193.72	60.69	107.81	6537,38	499.57	22.35
	10	0.013	0.013	0.974	2241.08	29.13	29.13	2182.81	53.09	120.33	4947,42	513.24	22.65
	11	0.014	0.013	0.974	2224.69	31.15	28.92	2166.84	55.68	125.78	4382,24	462.63	21.51
	12	0.014	0.012	0.974	2205.99	30.88	26.47	2148.64	55.07	118.35	4189,56	427.82	20.68
	13	0.014	0.011	0.975	2167.33	30.34	23.84	2113.14	55.76	106.75	4081,90	391.99	19.80
	14	0.014	0.012	0.974	2185.93	30.60	26.23	2129.10	55.97	115.60	4194,41	39677	19.92
	15	0.015	0.012	0.973	2202.06	33.03	26.42	2142.60	60.97	112.40	4514,06	418.89	20.47
	16	0.016	0.012	0.972	2221.29	35.54	26.66	2159.09	66.27	108.80	5134,35	458.09	21.40
	17	0.016	0.010	0.974	2246.99	3595	22.47	2188.57	67.09	88.04	6915,65	481.57	21.94
	18	0.015	0.006	0.979	2301.30	34.52	13.81	2252.98	62.87	51.97	12121,19	387.30	19.68
	19	0.647	0.353	0.000	2374.16	1536.08	838.08	0.00	2656.94	3092.07	0,00	239012.91	488.89
	20	0.633	0.367	0.000	2400.29	1519.38	880.91	0.00	2605.27	3182.69	0,00	248874.42	498.87
	21	0.613	0.387	0.000	240422	1473.79	930.43	0.00	2557.56	3297.57	0,00	260599.89	510.49
	22	0.587	0.413	0.000	2327.35	1366.15	961.19	000	2518.79	3405.48	0,00	283188.11	532.15
	23	0.549	0.451	0.000	2208.83	1212.65	996.18	0.00	2485.10	3511.43	0,00	318082.72	563.99
	24	0.521	0.479	0.000	2089.97	1088.87	1001.10	0.00	2516.97	3505.12	0,00	345699.32	587.96

Tabela A.1.10 – Tabela resumo da carteira de mínima variância (ponto MVP) em cada hora do ano 2010.

Carteira na Fronteira Eficiente (ponto +5% $E_{Renovável}$ )													
		$w_H$	$w_E$	$w_F$	$E_{Renovável}$	$E_H$	$E_E$	$E_F$	$P_H$	$P_E$	$P_F$	$\sigma^2$	$\sigma$
Horas no Ano	1	0.467	0.533	0.000	2090.37	976.20	1114.17	0.00	2538.07	3864.92	0.00	352416.92	593.65
	2	0.449	0.551	0.000	2031.04	911.20	1119.10	0.00	2550.49	3863.87	0.00	348912.90	590.69
	3	0.442	0.558	0.000	2009.69	888.28	1121.41	0.00	2556.31	3862.76	0.00	351684.89	593.03
	4	0.440	0.560	0.000	2005.83	882.57	1123.27	0.00	2554.68	3865.97	0.00	351183.81	592.61
	5	0.445	0.555	0.000	2038.18	906.99	1131.19	0.00	2551.14	3866.10	0.00	342467.52	585.21
	6	0.460	0.540	0.000	2099.20	965.63	1133.57	0.00	2546.92	3862.09	0.00	325246.14	570.30
	7	0.500	0.500	0.000	2237.75	1118.88	1118.88	0.00	2539.34	3864.40	0.00	296422.83	544.45
	8	0.476	0.466	0.058	2303.46	1096.45	1073.41	133.60	2281.01	3860.13	705.84	251599.46	501.60
	9	0.512	0.423	0.065	2366.59	1211.69	1001.07	153.83	2281.63	3861.51	458.42	248024.65	498.02
	10	0.532	0.397	0.071	2353.14	1251.87	934.20	167.07	2281.30	3858.35	378.68	253725.18	503.71
	11	0.546	0.380	0.074	2335.92	1275.41	887.65	172.86	2280.23	3860.42	349.59	254361.27	504.34
	12	0.552	0.373	0.075	2316.29	1278.59	863.98	173.72	2280.10	3862.75	338.73	255390.16	505.36
	13	0.545	0.379	0.076	2275.69	1240.25	862.49	172.95	2279.30	3862.10	334.09	257660.22	507.60
	14	0.543	0.382	0.075	2295.23	1246.31	876.78	172.14	2279.45	3863.97	339.13	245854.12	495.84
	15	0.534	0.393	0.073	2312.16	1234.69	908.68	168.79	2279.17	3865.03	355.60	236611.91	486.43
	16	0.524	0.406	0.070	2332.35	1222.15	946.93	163.26	2278.73	3865.19	388.25	226817.38	476.25
	17	0.518	0.418	0.064	2359.34	1222.14	986.20	151.00	2280.68	3864.00	477.14	222807.22	472.02
	18	0.518	0.425	0.057	2416.37	1251.68	1026.96	137.73	2279.74	3865.64	741.01	223740.59	473.01
	19	0.529	0.420	0.000	2492.87	1318.73	1047.00	0.00	2500.89	3862.90	0.00	242529.82	492.47
	20	0.528	0.424	0.000	2520.30	1330.72	1068.61	0.00	2489.21	3860.85	0.00	251339.84	501.34
	21	0.521	0.432	0.000	2524.43	1315.23	1090.55	0.00	2488.30	3865.05	0.00	262117.42	511.97
	22	0.506	0.446	0.000	2443.71	1236.52	1089.90	0.00	2496.05	3861.46	0.00	284075.48	532.99
	23	0.480	0.473	0.000	2319.27	1113.25	1097.02	0.00	2504.79	3866.85	0.00	318479.14	564.34
	24	0.450	0.503	0.000	2194.47	987.51	1103.82	0.00	2521.08	3864.78	0.00	346207.31	588.39

Tabela A.1.11 – Tabela resumo da carteira na fronteira eficiente (ponto +5%  $E_{Renovável}$ ) em cada hora do ano 2010.

Carteira na Fronteira Eficiente (ponto +10% $E_{Renovável}$ )													
		$w_H$	$w_E$	$w_F$	$E_{Renovável}$	$E_H$	$E_E$	$E_F$	$P_H$	$P_E$	$P_F$	$\sigma^2$	$\sigma$
Horas no Ano	1	0.491	0.509	0.000	2189.91	1075.25	1114.66	0.00	2795.57	3866.64	0.00	350670.45	592.17
	2	0.474	0.526	0.000	2127.75	1008.56	1119.20	0.00	2820.71	3864.21	0.00	346201.17	588.39
	3	0.467	0.533	0.000	2105.39	983.22	1122.17	0.00	2829.51	3865.40	0.00	348461.79	590.31
	4	0.466	0.534	0.000	2101.35	979.23	1122.12	0.00	2834.48	3862.03	0.00	347951.95	589.87
	5	0.471	0.529	0.000	2135.23	1005.69	1129.54	0.00	2828.78	3860.46	0.00	339083.47	582.31
	6	0.484	0.516	0.000	2199.16	1064.40	1134.77	0.00	2807.41	3866.17	0.00	321581.06	567.08
	7	0.523	0.477	0.000	2344.31	1226.08	1118.24	0.00	2782.64	3862.19	0.00	321581.06	541.44
	8	0.454	0.445	0.101	2413.15	1095.57	1073.85	243.73	2279.18	3861.71	1287.66	228831.72	478.36
	9	0.489	0.404	0.108	2479.28	1212.37	1001.63	267.76	2282.90	3863.68	797.95	225401.41	474.76
	10	0.508	0.379	0.113	2465.19	1252.32	934.31	278.57	2282.12	3858.81	631.38	230582.06	480.19
	11	0.521	0.363	0.116	2447.15	1274.97	888.32	283.87	2279.44	3863.32	574.10	231147.78	480.78
	12	0.527	0.356	0.117	2426.59	1278.81	863.87	283.91	2280.49	3862.26	553.59	232103.14	481.77
	13	0.521	0.362	0.118	2384.06	1242.09	863.03	281.32	2282.68	3864.53	543.42	234185.11	483.93
	14	0.519	0.365	0.117	2404.52	1247.95	877.65	281.33	2282.45	3867.83	554.23	223434.63	472.69
	15	0.510	0.375	0.115	2422.26	1235.35	908.35	278.56	2280.39	3863.62	586.87	215006.90	463.69
	16	0.501	0.387	0.112	2443.41	1224.15	945.60	273.66	2282.46	3859.75	650.77	206101.01	453.98
	17	0.494	0.399	0.107	2471.69	1221.01	986.20	264.47	2278.59	3864.00	835.70	202517.12	450.02
	18	0.495	0.405	0.100	2531.43	1253.06	1025.23	253.14	2282.26	3859.14	1361.93	203482.32	451.09
	19	0.599	0.401	0.000	2611.58	1564.33	1047.24	0.00	2705.81	3863.78	0.00	240809.82	490.72
	20	0.595	0.405	0.000	2640.32	1570.99	1069.33	0.00	2693.76	3863.46	0.00	249957.21	499.96
	21	0.588	0.412	0.000	2644.64	1555.05	1089.59	0.00	2698.58	3861.65	0.00	261075.48	510.96
	22	0.574	0.426	0.000	2560.08	1469.49	1090.59	0.00	2709.31	3863.94	0.00	283324.69	532.28
	23	0.549	0.451	0.000	2429.71	1333.91	1095.80	0.00	2733.61	3862.57	0.00	318082.73	563.99
	24	0.520	0.480	0.000	2298.97	1195.46	1103.50	0.00	2763.35	3863.68	0.00	345699.93	587.96

Tabela A.1.12 – Tabela resumo da carteira na fronteira eficiente (ponto +10%  $E_{Renovável}$ ) em cada hora do ano 2010.



Carteira na Fronteira Eficiente (ponto +15% $E_{Renovável}$ )													
		$w_H$	$w_E$	$w_F$	$E_{Renovável}$	$E_H$	$E_E$	$E_F$	$P_H$	$P_E$	$P_F$	$\sigma^2$	$\sigma$
<b>Horas no Ano</b>	<b>1</b>	0.514	0.486	0.000	2289.45	1176.78	1112.67	0.000	3059.55	3859.74	0.00	350004.09	591.61
	<b>2</b>	0.497	0.503	0.000	2224.47	1105.56	1118.91	0.000	3092.02	3863.20	0.00	344710.32	587.12
	<b>3</b>	0.490	0.510	0.000	2201.09	1078.54	1122.56	0.000	3103.81	3866.72	0.00	346540.46	588.68
	<b>4</b>	0.489	0.511	0.000	2196.87	1074.27	1122.60	0.000	3109.58	3863.67	0.00	346026.99	588.24
	<b>5</b>	0.494	0.506	0.000	2232.29	1102.75	1129.54	0.000	3101.78	3860.46	0.00	336988.68	580.51
	<b>6</b>	0.507	0.493	0.000	2299.13	1165.66	1133.47	0.000	3074.50	3861.75	0.00	249710.74	499.71
	<b>7</b>	0.544	0.456	0.000	2450.87	1333.28	1117.60	0.000	3025.93	3859.98	0.00	290927.33	539.38
	<b>8</b>	0.435	0.426	0.140	2522.84	1097.43	1074.73	353.20	2283.06	3864.87	1866.01	208988.07	457.15
	<b>9</b>	0.467	0.386	0.146	2591.98	1210.45	1000.50	378.43	2279.30	3859.34	1127.74	205692.10	453.53
	<b>10</b>	0.486	0.363	0.151	2577.24	1252.54	935.54	389.16	2282.53	3863.90	882.05	210419.86	458.72
	<b>11</b>	0.499	0.347	0.154	2558.39	1276.64	887.76	393.99	2282.42	3860.91	796.81	210924.60	459.27
	<b>12</b>	0.504	0.341	0.155	2536.89	1278.59	865.08	393.22	2280.10	3867.68	766.72	211814.85	460.23
	<b>13</b>	0.498	0.346	0.156	2492.43	1241.23	862.38	388.82	2281.09	3861.62	751.07	213731.97	462.31
	<b>14</b>	0.496	0.349	0.155	2513.82	1246.85	877.32	389.64	2280.45	3866.38	767.61	203902.18	451.56
	<b>15</b>	0.488	0.359	0.153	2532.37	1235.79	909.12	387.45	2281.21	3866.90	816.29	196185.44	442.93
	<b>16</b>	0.479	0.370	0.151	2554.48	1223.59	945.16	385.73	2281.43	3857.94	917.26	188054.18	433.65
	<b>17</b>	0.473	0.382	0.145	2584.04	1222.25	987.10	374.69	2280.89	3867.52	1183.97	184839.13	429.93
	<b>18</b>	0.473	0.388	0.139	2646.50	1251.79	1026.84	367.86	2279.95	3865.21	1979.13	185826.64	431.08
	<b>19</b>	0.617	0.383	0.000	2730.28	1684.58	1045.70	0.000	2913.81	3858.08	0.00	239739.06	489.63
	<b>20</b>	0.613	0.387	0.000	2760.33	1692.08	1068.25	0.000	2901.40	3859.55	0.00	249184.70	499.18
	<b>21</b>	0.606	0.394	0.000	2764.85	1675.50	1089.35	0.000	2907.61	3860.79	0.00	260637.72	510.53
	<b>22</b>	0.587	0.407	0.000	2676.45	1571.07	1089.31	0.000	2896.61	3859.40	0.00	283188.08	532.15
	<b>23</b>	0.549	0.431	0.000	2540.15	1394.54	1094.81	0.000	2857.86	3859.07	0.00	318082.71	563.99
	<b>24</b>	0.521	0.459	0.000	2403.46	1252.20	1103.19	0.000	2894.52	3862.58	0.00	345699.31	587.96

Tabela A.1.13 – Tabela resumo da carteira na fronteira eficiente (ponto +15%  $E_{Renovável}$ ) em cada hora do ano 2010.

Tabela Resumo Carteira na Fronteira Eficiente (ponto +20% $E_{Renovável}$ )													
		$w_H$	$w_E$	$w_F$	$E_{Renovável}$	$E_H$	$E_E$	$E_F$	$P_H$	$P_E$	$P_F$	$\sigma^2$	$\sigma$
<b>Horas no Ano</b>	<b>1</b>	0.519	0.466	0.000	2388.99	1239.89	1113.27	0.00	3223.63	3861.81	0.00	349975.95	591.59
	<b>2</b>	0.518	0.482	0.000	2321.19	1202.37	1118.81	0.00	3362.78	3862.87	0.00	344169.73	586.66
	<b>3</b>	0.512	0.488	0.000	2296.79	1175.96	1120.83	0.00	3384.17	3860.78	0.00	345635.81	587.91
	<b>4</b>	0.510	0.490	0.000	2292.38	1169.11	1123.27	0.000	3384.12	3865.97	0.00	345122.68	587.47
	<b>5</b>	0.515	0.485	0.000	2329.35	1199.61	1129.73	0.00	3374.23	3861.12	0.00	335902.79	579.57
	<b>6</b>	0.527	0.473	0.000	2399.09	1264.32	1134.77	0.00	3334.72	3866.17	0.00	317672.25	563.62
	<b>7</b>	0.563	0.437	0.000	2557.43	1439.84	1117.60	0.00	3267.77	3859.98	0.00	289501.28	538.05
	<b>8</b>	0.416	0.408	0.176	2632.53	1095.13	1074.07	463.32	2278.27	3862.50	2447.83	191589.88	437.71
	<b>9</b>	0.448	0.370	0.182	2704.67	1211.69	1000.73	492.25	2281.63	3860.20	1466.93	188419.08	434.07
	<b>10</b>	0.465	0.348	0.187	2689.30	1250.52	935.88	502.90	2278.85	3865.29	1139.84	192749.93	439.03
	<b>11</b>	0.478	0.333	0.189	2669.62	1276.08	888.98	504.56	2281.42	3866.23	1020.42	193201.52	439.55
	<b>12</b>	0.483	0.326	0.190	2647.19	1278.59	862.98	502.97	2280.10	3858.31	980.72	194033.80	440.49
	<b>13</b>	0.477	0.332	0.191	2600.79	1240.58	863.46	496.75	2279.90	3866.47	959.56	195805.57	442.50
	<b>14</b>	0.475	0.334	0.190	2623.12	1245.98	876.12	498.39	2278.85	3861.08	981.85	186783.59	432.18
	<b>15</b>	0.468	0.344	0.189	2642.47	1236.68	909.01	499.43	2282.83	3866.43	1052.20	179691.20	423.90
	<b>16</b>	0.459	0.355	0.186	2665.54	1223.48	946.27	495.79	2281.22	3862.47	1179.00	172239.20	415.02
	<b>17</b>	0.453	0.366	0.181	2696.39	1221.46	986.88	488.05	2279.43	3866.64	1542.18	169345.19	411.52
	<b>18</b>	0.453	0.372	0.175	2761.56	1250.99	1027.30	483.27	2278.49	3866.94	2600.05	170347.48	412.73
	<b>19</b>	0.632	0.368	0.000	2848.99	1800.56	1048.43	0.00	3114.41	3868.16	0.00	239176.52	489.06
	<b>20</b>	0.629	0.371	0.000	2880.35	1811.74	1068.61	0.00	3106.57	3860.85	0.00	248887.37	498.89
	<b>21</b>	0.613	0.378	0.000	2885.06	1768.54	1090.55	0.00	3069.08	3865.05	0.00	260599.86	510.49
	<b>22</b>	0.587	0.390	0.000	2792.81	1639.38	1089.20	0.00	3022.55	3858.99	0.00	283188.08	532.15
	<b>23</b>	0.549	0.413	0.000	2650.60	1455.18	1094.70	0.00	2982.12	3858.68	0.00	318082.71	563.99
	<b>24</b>	0.521	0.440	0.000	2507.96	1306.65	1103.50	0.00	3020.37	3863.68	0.00	345699.31	587.96

Tabela A.1.14 – Tabela resumo da carteira na fronteira eficiente (ponto +20%  $E_{Renovável}$ ) em cada hora do ano 2010.

## Apêndice 2 – Cenário Seco

Fio de Água (Grande Hídrica)					PRE Hidráulico (Mini-Hídrica)				
	Retorno Esperado	Desvio Padrão	Coefficiente Variação	Potência Instalada	Retorno Esperado	Desvio Padrão	Coefficiente Variação	Potência Instalada	
Horas no Ano	1	242.12	195.57	80.77	2377.00	46.87	61.62	131.47	359.00
	2	186.26	162.50	87.24		46.54	62.43	134.14	
	3	161.82	142.92	88.32		47.07	63.37	134.63	
	4	160.34	146.83	91.57		47.98	64.49	134.41	
	5	183.05	150.51	82.22		48.78	64.94	133.13	
	6	206.28	163.12	79.08		50.38	65.68	130.37	
	7	273.92	217.62	79.45		51.22	65.51	127.90	
	8	326.83	247.15	75.62		54.25	65.62	120.96	
	9	386.86	273.62	70.73		83.71	71.23	85.09	
	10	406.45	280.29	68.96		100.43	73.84	73.52	
	11	422.99	283.28	66.97		98.46	74.68	75.85	
	12	435.82	287.11	65.88		94.76	74.71	78.84	
	13	390.34	288.26	73.85		89.60	75.16	83.88	
	14	375.67	280.61	74.70		84.47	75.75	89.68	
	15	368.17	286.17	77.73		81.86	75.71	92.49	
	16	357.43	277.03	77.51		81.00	75.34	93.01	
	17	367.02	299.66	81.65		81.38	74.33	91.34	
	18	426.00	317.83	74.61		81.42	73.33	90.06	
	19	512.00	347.85	67.94		81.72	73.88	90.41	
	20	550.00	325.84	59.24		87.26	72.69	83.30	
	21	526.22	332.49	63.18		89.56	73.09	81.61	
	22	430.21	320.93	74.60		74.75	72.01	96.33	
	23	376.50	274.45	72.90		50.49	63.43	125.63	
	24	300.33	212.94	70.90		48.13	62.50	129.86	

Tabela A.2.1 – Resultados obtidos para os ativos Fio de Água (Grande Hídrica) e PRE Hidráulico (Mini-Hídrica) em um horizonte horário para o ano de 2012.

		Hídrica				PRE Eólico			
		Retorno Esperado	Desvio Padrão	Coefficiente Variação	Potência Instalada	Retorno Esperado	Desvio Padrão	Coefficiente Variação	Potência Instalada
Horas no Ano	1	288.99	234.76	81.23	2736.00	1230.56	822.95	66.88	4450.00
	2	232.80	201.21	86.43		1231.02	820.26	66.63	
	3	208.89	182.61	87.42		1232.57	826.53	67.06	
	4	208.32	185.85	89.21		1236.32	833.28	67.40	
	5	231.83	188.00	81.09		1246.58	844.41	67.74	
	6	256.66	202.45	78.88		1249.10	848.27	67.91	
	7	325.14	261.00	80.27		1234.09	846.86	68.62	
	8	381.08	287.86	75.54		1187.38	848.08	71.42	
	9	470.57	320.49	68.11		1110.43	845.58	76.15	
	10	506.88	331.03	65.31		1029.61	839.03	81.49	
	11	521.45	333.79	64.01		974.07	829.31	85.14	
	12	530.58	336.96	63.51		947.96	821.83	86.69	
	13	479.94	340.28	70.90		946.80	817.26	86.32	
	14	460.14	331.45	72.03		968.16	818.76	84.57	
	15	450.03	335.41	74.53		1010.64	829.58	82.08	
	16	438.43	325.27	74.19		1061.07	831.21	78.34	
	17	448.40	348.79	77.79		1106.54	829.14	74.93	
	18	507.42	366.32	72.19		1147.65	820.93	71.53	
	19	593.72	391.98	66.02		1165.80	804.86	69.04	
	20	637.26	365.90	57.42		1182.00	791.55	66.97	
	21	615.78	377.37	61.28		1200.43	785.13	65.40	
	22	504.96	367.70	72.82		1205.43	793.60	65.84	
	23	426.99	313.09	73.32		1220.69	806.36	66.06	
	24	348.46	251.73	72.24		1229.97	819.28	66.61	

Tabela A.2.2 – Resultados obtidos dos ativos Hídrico e PRE Eólico em um horizonte horário para o ano de 2012.

PRE Fotovoltaica					Consumo			
	Retorno Esperado	Desvio Padrão	Coefficiente Variação	Potência Instalada		Retorno Esperado	Desvio Padrão	
Horas no Ano	1	0.00	0.00	Indefinido	225.50	1	4906.83	489.39
	2	0.00	0.00	Indefinido		2	4623.37	396.34
	3	0.00	0.00	Indefinido		3	4460.03	337.76
	4	0.00	0.00	Indefinido		4	4382.39	312.63
	5	0.00	0.00	Indefinido		5	4368.70	301.04
	6	0.88	1.96	Indefinido		6	4410.75	349.45
	7	9.80	14.17	Indefinido		7	4670.77	468.93
	8	32.57	29.48	90.51		8	5193.94	708.23
	9	62.92	33.94	53.94		9	5703.01	827.52
	10	91.85	34.20	37.23		10	6024.62	832.85
	11	109.52	34.77	31.75		11	6199.01	781.16
	12	117.52	35.78	30.45		12	6221.08	735.54
	13	119.60	35.58	29.75		13	6131.81	693.49
	14	116.47	36.05	30.95		14	6111.46	732.11
	15	108.53	35.80	32.99		15	6107.27	805.64
	16	92.85	35.27	37.99		16	6024.41	808.66
	17	66.27	34.81	52.53		17	5923.10	775.78
	18	34.22	29.52	86.27		18	5965.68	752.74
	19	11.07	15.05	Indefinido		19	6273.01	846.79
	20	1.32	2.66	Indefinido		20	6497.64	839.89
	21	0.00	0.00	Indefinido		21	6487.89	749.09
	22	0.00	0.00	Indefinido		22	6218.35	721.92
	23	0.00	0.00	Indefinido		23	5814.19	746.39
	24	0.00	0.00	Indefinido		24	5315.78	630.84

Tabela A.2.3 – Resultados obtidos do ativo PRE Fotovoltaica e do consumo em um horizonte horário para o ano de 2012.

		Renovável Total (Hídrica & Eólica & Fotovoltaica)				Fator de Carga			
		Retorno Esperado	Desvio Padrão	Coefficiente Variação	Potência Instalada		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Horas no Ano	1	1519.58	895.83	58.95	7412.20	1	10.56	27.65	0.00
	2	1463.82	889.19	60.74		2	8.51	27.66	0.00
	3	1441.46	889.95	61.74		3	7.63	27.70	0.00
	4	1444.94	896.80	62.06		4	7.61	27.78	0.00
	5	1478.40	903.69	61.13		5	8.47	28.01	0.00
	6	1506.64	910.16	60.41		6	9.38	28.07	0.39
	7	1569.03	912.43	58.15		7	11.88	27.73	4.35
	8	1601.02	909.88	56.83		8	13.92	26.68	14.44
	9	1643.92	921.48	56.05		9	17.19	24.95	27.90
	10	1628.33	928.55	57.02		10	18.52	23.14	40.73
	11	1605.05	916.69	57.11		11	19.05	21.89	48.57
	12	1596.06	913.91	57.26		12	19.39	21.30	52.12
	13	1546.34	911.19	58.93		13	17.54	21.28	53.04
	14	1544.77	907.34	58.74		14	16.81	21.76	51.65
	15	1569.20	914.68	58.29		15	16.44	22.71	48.13
	16	1592.35	910.69	57.19		16	16.02	23.84	41.18
	17	1621.20	920.64	56.79		17	16.38	24.87	29.39
	18	1689.29	914.29	54.12		18	18.54	25.79	15.18
	19	1770.60	905.35	51.13		19	21.69	26.20	4.91
	20	1820.58	867.00	47.62		20	23.29	26.56	0.59
	21	1816.21	873.45	48.09		21	22.50	26.98	0.00
	22	1710.38	897.49	52.47		22	18.45	27.09	0.00
	23	1647.67	890.63	54.05		23	15.60	27.43	0.00
	24	1578.43	884.07	56.01		24	12.73	27.64	0.00

Tabela A.2.4 – Resultados obtidos da soma dos três ativos (Hídrica, PRE Fotovoltaica e PRE Eólico) e resultados referentes ao fator de carga de cada tecnologia em um horizonte horário para o ano de 2012.

	Hora 1				Hora 2				Hora 3		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Hídrica	55111.34	35075.76	0.00	Hídrica	40484.38	38671.85	0.00	Hídrica	33346.14	37762.96	0.00
PRE Eólico	35075.76	677251.44	0.00	PRE Eólico	38671.85	672825.96	0.00	PRE Eólico	37762.96	683145.57	0.00
PRE Fotovoltaica	0.00	0.00	0.00	PRE Fotovoltaica	0.00	0.00	0.00	PRE Fotovoltaica	0.00	0.00	0.00
	Hora 4				Hora 5				Hora 6		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Hídrica	34540.98	37678.34	0.00	Hídrica	35343.44	34140.75	0.00	Hídrica	40986.25	34122.87	-3.89
PRE Eólico	37678.34	694355.14	0.00	PRE Eólico	34140.75	713024.71	0.00	PRE Eólico	34122.87	719569.81	-204.04
PRE Fotovoltaica	0.00	0.00	0.00	PRE Fotovoltaica	0.00	0.00	0.00	PRE Fotovoltaica	-3.89	-204.04	3.84
	Hora 7				Hora 8				Hora 9		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Hídrica	68119.90	25670.31	-156.66	Hídrica	82864.79	19817.25	-1506.08	Hídrica	102715.32	26769.53	-3841.29
PRE Eólico	25670.31	717171.75	-1994.41	PRE Eólico	19817.25	719246.02	-5860.31	PRE Eólico	26769.53	715005.51	-7801.24
PRE Fotovoltaica	-156.66	-1994.41	200.78	PRE Fotovoltaica	-1506.08	-5860.31	868.97	PRE Fotovoltaica	-3841.29	-7801.24	1151.80
	Hora 10				Hora 11				Hora 12		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Hídrica	109579.09	36397.62	-4460.47	Hídrica	111414.82	33722.97	-4165.26	Hídrica	113538.95	36766.46	-3683.68
PRE Eólico	36397.62	703964.19	-8187.07	PRE Eólico	33722.97	687749.36	-9579.97	PRE Eólico	36766.46	675409.62	-10578.26
PRE Fotovoltaica	-4460.47	-8187.07	1169.65	PRE Fotovoltaica	-4165.26	-9579.97	1208.84	PRE Fotovoltaica	-3683.68	-10578.26	1279.87

Tabela A.2.5 – Resultados obtidos da matriz de variâncias – covariâncias em cada hora do ano 2012.

	Hora 13				Hora 14				Hora 15		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Hídrica	115793.62	36593.76	-4022.66	Hídrica	109860.85	35132.33	-4422.08	Hídrica	112500.57	30617.95	-4260.27
PRE Eólico	36593.76	667921.12	-9925.24	PRE Eólico	35132.33	670413.00	-9865.60	PRE Eólico	30617.95	688207.64	-9030.39
PRE Fotovoltaica	-4022.66	-9925.24	1266.03	PRE Fotovoltaica	-4422.08	-9865.60	1299.54	PRE Fotovoltaica	-4260.27	-9030.39	1281.31
	Hora 16				Hora 17				Hora 18		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Hídrica	105798.16	27552.76	-4679.03	Hídrica	121651.61	28792.69	-5842.82	Hídrica	134193.04	18869.84	-5246.25
PRE Eólico	27552.76	690941.56	-7646.13	PRE Eólico	28792.69	687474.31	-4325.88	PRE Eólico	18869.84	673926.93	-154.06
PRE Fotovoltaica	-4679.03	-7646.13	1243.93	PRE Fotovoltaica	-5842.82	-4325.88	1212.07	PRE Fotovoltaica	-5246.25	-154.06	871.23
	Hora 19				Hora 20				Hora 21		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Hídrica	153644.44	10676.02	-2350.50	Hídrica	133879.97	-4169.62	-297.72	Hídrica	142406.35	2044.09	0.00
PRE Eólico	10676.02	647794.01	671.10	PRE Eólico	-4169.62	626558.59	92.80	PRE Eólico	2044.09	616425.19	0.00
PRE Fotovoltaica	-2350.50	671.10	226.62	PRE Fotovoltaica	-297.72	92.80	7.05	PRE Fotovoltaica	0.00	0.00	0.00
	Hora 22				Hora 23				Hora 24		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
Hídrica	135206.81	20241.28	0.00	Hídrica	98027.34	22490.29	0.00	Hídrica	63366.79	23498.34	0.00
PRE Eólico	20241.28	629802.86	0.00	PRE Eólico	22490.29	650212.17	0.00	PRE Eólico	23498.34	671221.86	0.00
PRE Fotovoltaica	0.00	0.00	0.00	PRE Fotovoltaica	0.00	0.00	0.00	PRE Fotovoltaica	0.00	0.00	0.00

Tabela A.2.6 (continuação) – Resultados obtidos da matriz de variâncias – covariâncias em cada hora do ano 2012.



	Hora 1				Hora 2				Hora 3		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
<b>Hídrica</b>	1.00	0.18	Indefinido	<b>Hídrica</b>	1.00	0.23	Indefinido	<b>Hídrica</b>	1.00	0.25	Indefinido
<b>PRE Eólico</b>	0.18	1.00	Indefinido	<b>PRE Eólico</b>	0.23	1.00	Indefinido	<b>PRE Eólico</b>	0.25	1.00	Indefinido
<b>PRE Fotovoltaica</b>	Indefinido	Indefinido	Indefinido	<b>PRE Fotovoltaica</b>	Indefinido	Indefinido	Indefinido	<b>PRE Fotovoltaica</b>	Indefinido	Indefinido	Indefinido
	Hora 4				Hora 5				Hora 6		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
<b>Hídrica</b>	1.00	0.24	Indefinido	<b>Hídrica</b>	1.00	0.22	Indefinido	<b>Hídrica</b>	1.00	0.20	-0.01
<b>PRE Eólico</b>	0.24	1.00	Indefinido	<b>PRE Eólico</b>	0.22	1.00	Indefinido	<b>PRE Eólico</b>	0.20	1.00	-0.12
<b>PRE Fotovoltaica</b>	Indefinido	Indefinido	Indefinido	<b>PRE Fotovoltaica</b>	Indefinido	Indefinido	Indefinido	<b>PRE Fotovoltaica</b>	-0.01	-0.12	1.00
	Hora 7				Hora 8				Hora 9		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
<b>Hídrica</b>	1.00	0.12	-0.04	<b>Hídrica</b>	1.00	0.08	-0.18	<b>Hídrica</b>	1.00	0.10	-0.35
<b>PRE Eólico</b>	0.12	1.00	-0.17	<b>PRE Eólico</b>	0.08	1.00	-0.23	<b>PRE Eólico</b>	0.10	1.00	-0.27
<b>PRE Fotovoltaica</b>	-0.04	-0.17	1.00	<b>PRE Fotovoltaica</b>	-0.18	-0.23	1.00	<b>PRE Fotovoltaica</b>	-0.35	-0.27	1.00
	Hora 10				Hora 11				Hora 12		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
<b>Hídrica</b>	1.00	0.13	-0.39	<b>Hídrica</b>	1.00	0.12	-0.36	<b>Hídrica</b>	1.00	0.13	-0.31
<b>PRE Eólico</b>	0.13	1.00	-0.29	<b>PRE Eólico</b>	0.12	1.00	-0.33	<b>PRE Eólico</b>	0.13	1.00	-0.36
<b>PRE Fotovoltaica</b>	-0.39	-0.29	1.00	<b>PRE Fotovoltaica</b>	-0.36	-0.33	1.00	<b>PRE Fotovoltaica</b>	-0.31	-0.36	1.00

Tabela A.2.7 – Resultados obtidos da matriz de coeficientes de correlação em cada hora do ano 2012.

	Hora 13				Hora 14				Hora 15		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
<b>Hídrica</b>	1.00	0.13	-0.33	<b>Hídrica</b>	1.00	0.13	-0.37	<b>Hídrica</b>	1.00	0.11	-0.35
<b>PRE Eólico</b>	0.13	1.00	-0.34	<b>PRE Eólico</b>	0.13	1.00	-0.33	<b>PRE Eólico</b>	0.11	1.00	-0.30
<b>PRE Fotovoltaica</b>	-0.33	-0.34	1.00	<b>PRE Fotovoltaica</b>	-0.37	-0.33	1.00	<b>PRE Fotovoltaica</b>	-0.35	-0.30	1.00
	Hora 16				Hora 17				Hora 18		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
<b>Hídrica</b>	1.00	0.10	-0.41	<b>Hídrica</b>	1.00	0.10	-0.48	<b>Hídrica</b>	1.00	0.06	-0.49
<b>PRE Eólico</b>	0.10	1.00	-0.26	<b>PRE Eólico</b>	0.10	1.00	-0.15	<b>PRE Eólico</b>	0.06	1.00	-0.01
<b>PRE Fotovoltaica</b>	-0.41	-0.26	1.00	<b>PRE Fotovoltaica</b>	-0.48	-0.15	1.00	<b>PRE Fotovoltaica</b>	-0.49	-0.01	1.00
	Hora 19				Hora 20				Hora 21		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
<b>Hídrica</b>	1.00	0.03	-0.40	<b>Hídrica</b>	1.00	-0.01	-0.31	<b>Hídrica</b>	1.00	0.01	Indefinido
<b>PRE Eólico</b>	0.03	1.00	0.06	<b>PRE Eólico</b>	-0.01	1.00	0.04	<b>PRE Eólico</b>	0.01	1.00	Indefinido
<b>PRE Fotovoltaica</b>	-0.40	0.06	1.00	<b>PRE Fotovoltaica</b>	-0.31	0.04	1.00	<b>PRE Fotovoltaica</b>	Indefinido	Indefinido	Indefinido
	Hora 22				Hora 23				Hora 24		
	Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica		Hídrica	PRE Eólico	PRE Fotovoltaica
<b>Hídrica</b>	1.00	0.07	Indefinido	<b>Hídrica</b>	1.00	0.09	Indefinido	<b>Hídrica</b>	1.00	0.11	Indefinido
<b>PRE Eólico</b>	0.07	1.00	Indefinido	<b>PRE Eólico</b>	0.09	1.00	Indefinido	<b>PRE Eólico</b>	0.11	1.00	Indefinido
<b>PRE Fotovoltaica</b>	Indefinido	Indefinido	Indefinido	<b>PRE Fotovoltaica</b>	Indefinido	Indefinido	Indefinido	<b>PRE Fotovoltaica</b>	Indefinido	Indefinido	Indefinido

Tabela A.2.8 (continuação) – Resultados obtidos da matriz de coeficientes de correlação em cada hora do ano 2012.

Carteira Qualquer (ponto Q)											
		$E_H$	$E_E$	$E_F$	$E_{Renovável}$	$w_H$	$w_E$	$w_F$	$w_T$	$\sigma^2$	$\sigma$
Horas no Ano	1	288.99	1230.56	0.00	1519.55	0.190	0.810	0.000	1.000	456940.22	675.97
	2	232.80	1231.02	0.00	1463.82	0.159	0.841	0.000		487204.89	698.00
	3	208.89	1232.57	0.00	1441.46	0.145	0.855	0.000		509558.80	713.83
	4	208.32	1236.32	0.00	1444.64	0.144	0.856	0.000		518557.04	720.11
	5	231.83	1246.58	0.00	1478.41	0.157	0.843	0.000		516838.15	718.91
	6	256.66	1249.10	0.88	1506.64	0.170	0.829	0.001		505415.85	710.93
	7	325.14	1234.09	9.80	1569.03	0.207	0.787	0.006		454937.35	674.49
	8	381.08	1187.38	32.57	1601.03	0.238	0.742	0.020		407098.07	638.04
	9	470.57	1110.43	62.92	1643.92	0.286	0.675	0.038		344517.25	586.96
	10	506.88	1029.61	91.85	1628.34	0.311	0.632	0.056		305665.40	552.87
	11	521.45	974.07	109.52	1605.04	0.325	0.607	0.068		277389.57	526.68
	12	530.58	947.96	117.52	1596.06	0.332	0.594	0.074		264224.50	514.03
	13	479.94	946.80	119.60	1546.34	0.310	0.612	0.077		274332.57	523.77
	14	460.14	968.16	116.47	1544.77	0.298	0.627	0.075		285058.73	533.91
	15	450.03	1010.64	108.53	1569.20	0.287	0.644	0.069		305061.21	552.32
	16	438.43	1061.07	92.85	1592.35	0.275	0.666	0.058		324174.62	569.36
	17	448.40	1106.54	66.27	1621.21	0.277	0.683	0.041		340072.26	583.16
	18	507.42	1147.65	34.22	1689.29	0.300	0.679	0.020		330785.60	575.14
	19	593.72	1165.80	11.07	1770.59	0.335	0.658	0.006		302822.36	550.29
	20	637.26	1182.00	1.32	1820.58	0.350	0.649	0.001		278610.64	527.84
	21	615.78	1200.43	0.00	1816.21	0.339	0.661	0.000		286579.10	535.33
	22	504.96	1205.43	0.00	1710.39	0.295	0.705	0.000		333029.48	577.09
	23	426.99	1220.69	0.00	1647.68	0.259	0.741	0.000		372099.50	610.00
	24	348.46	1229.97	0.00	1578.43	0.221	0.779	0.000		418743.87	647.10

Tabela A.2.9 – Tabela resumo da carteira qualquer (ponto Q) em cada hora do ano 2012.

Carteira de Mínima Variância (ponto MVP)													
		$W_H$	$W_E$	$W_F$	$E_{Renovável}$	$E_H$	$E_E$	$E_F$	$P_H$	$P_E$	$P_F$	$\sigma^2$	$\sigma$
.Horas no Ano	1	0.970	0.030	0.000	1519.55	1473.96	45.59	0.00	13958.25	164.85	0.00	54506.05	233.47
	2	0.997	0.003	0.000	1463.82	1459.43	4.39	0.00	17156.44	15.87	0.00	40480.31	201.20
	3	1.007	-0.007	0.000	1441.46	1451.55	-10.09	0.00	19016.98	-36.43	0.00	33315.99	182.53
	4	1.005	-0.005	0.000	1444.64	1451.86	-7.22	0.00	19073.13	-26.00	0.00	34525.18	185.81
	5	0.998	0.002	0.000	1478.41	1475.45	2.96	0.00	17417.39	10.56	0.00	35341.91	187.99
	6	0.990	0.010	0.000	1506.64	1491.57	15.07	0.00	15904.27	53.68	0.00	40917.97	202.28
	7	0.942	0.058	0.000	1569.03	1478.03	91.00	0.00	12440.53	328.15	0.00	65665.74	256.25
	8	0.025	0.008	0.967	1601.03	40.03	12.81	1548.20	287.44	48.00	10719.01	754.92	27.48
	9	0.041	0.010	0.949	1643.92	67.40	16.44	1560.08	391.98	65.88	5591.20	856.55	29.27
	10	0.043	0.010	0.947	1628.34	70.02	16.28	1542.04	378.04	70.38	3785.84	834.92	28.90
	11	0.039	0.013	0.948	1605.04	62.60	20.87	1521.58	328.52	95.32	3132.91	862.26	29.36
	12	0.034	0.014	0.951	1596.06	54.27	22.34	1517.85	279.90	104.89	2912.49	936.56	30.60
	13	0.037	0.013	0.950	1546.34	57.21	20.10	1469.02	326.25	94.48	2769.77	921.16	30.35
	14	0.042	0.013	0.945	1544.77	64.88	20.08	1459.81	385.88	92.30	2826.36	912.60	30.21
	15	0.041	0.012	0.947	1569.20	64.34	18.83	1486.03	391.24	82.91	3087.63	931.66	30.52
	16	0.047	0.010	0.943	1592.35	74.84	15.92	1501.59	467.16	66.78	3646.82	875.94	29.60
	17	0.051	0.005	0.944	1621.21	82.68	8.11	1530.42	504.63	32.60	5207.64	824.69	28.72
	18	0.042	0.000	0.958	1689.29	70.95	0.00	1618.34	382.66	0.00	10664.40	117782.18	343.19
	19	0.817	0.183	0.000	1770.59	1446.57	324.02	0.00	6667.85	1236.82	0.00	127445.09	356.99
	20	0.820	0.180	0.000	1820.58	1492.88	327.70	0.00	6411.12	1233.74	0.00	109092.19	330.29
	21	0.814	0.186	0.000	1816.21	1478.39	337.82	0.00	6570.40	1252.28	0.00	116304.00	341.03
	22	0.841	0.159	0.000	1710.39	1438.44	271.95	0.00	7795.81	1003.95	0.00	116962.00	342.00
	23	0.893	0.107	0.000	1647.68	1471.38	176.30	0.00	9430.48	642.70	0.00	89912.48	299.85
	24	0.942	0.058	0.000	1578.43	1486.88	91.55	0.00	11677.52	331.22	0.00	61056.17	247.10

Tabela A.2.10 – Tabela resumo da carteira de mínima variância (ponto MVP) em cada hora do ano 2012.

Carteira na Fronteira Eficiente (ponto +5% $E_{Renovável}$ )													
		$W_H$	$W_E$	$W_F$	$E_{Renovável}$	$E_H$	$E_E$	$E_F$	$P_H$	$P_E$	$P_F$	$\sigma^2$	$\sigma$
Horas no Ano	1	0.229	0.771	0.000	1595.53	365.58	1230.15	0.00	3460,06	4448,52	0.00	418110.32	646.61
	2	0.199	0.801	0.000	1537.01	305.87	1231.15	0.00	3595,62	4450,45	0.00	445534.82	667.48
	3	0.186	0.814	0.000	1513.53	281.52	1232.02	0.00	3688,20	4448,00	0.00	465627.20	682.37
	4	0.185	0.815	0.000	1516.87	280.62	1236.25	0.00	3686,52	4449,75	0.00	473801.34	688.33
	5	0.197	0.803	0.000	1552.33	305.81	1246.52	0.00	3610,01	4449,79	0.00	471981.36	687.01
	6	0.210	0.790	0.000	1581.97	332.21	1249.76	0.00	3542,31	4452,34	0.00	461759.03	679.53
	7	0.251	0.749	0.000	1647.48	413.52	1233.96	0.00	3480,58	4449,54	0.00	416355.63	645.26
	8	0.227	0.706	0.067	1681.08	381.61	1186.84	112.63	2740,47	4447,99	779.82	368826.80	607.31
	9	0.273	0.643	0.084	1726.12	471.23	1109.89	144.99	2740,54	4447,85	519.65	311916.22	558.49
	10	0.296	0.602	0.101	1709.76	506.09	1029.27	172.69	2732,42	4448,55	423.96	276660.68	525.99
	11	0.309	0.578	0.113	1685.29	520.76	974.10	190.44	2733,05	4450,13	392.11	250960.66	500.96
	12	0.317	0.566	0.118	1675.86	531.25	948.54	197.75	2740,15	4452,72	379.45	238989.92	488.87
	13	0.296	0.583	0.121	1623.66	480.60	946.59	196.46	2740,48	4449,02	370.42	248175.03	498.17
	14	0.284	0.597	0.119	1622.01	460.65	968.34	193.02	2739,74	4450,82	373.71	257888.20	507.83
	15	0.273	0.613	0.113	1647.66	449.81	1010.02	186.19	2735,37	4447,25	386.85	276072.11	525.43
	16	0.262	0.635	0.103	1671.97	438.06	1061.70	172.21	2734,36	4452,64	418.24	293466.35	541.73
	17	0.263	0.650	0.087	1702.27	447.70	1106.48	148.10	2732,41	4449,74	503.94	308048.42	555.02
	18	0.286	0.647	0.067	1773.75	507.29	1147.62	118.84	2736,02	4449,88	783.13	299883.44	547.62
	19	0.373	0.627	0.000	1859.12	693.45	1165.67	0.00	3196,40	4449,50	0.00	281088.56	530.18
	20	0.382	0.618	0.000	1911.61	730.23	1181.37	0.00	3135,98	4447,64	0.00	257083.74	507.03
	21	0.371	0.629	0.000	1907.02	707.50	1199.52	0.00	3144,35	4446,61	0.00	264746.84	514.54
	22	0.329	0.671	0.000	1795.91	590.85	1205.06	0.00	3202,22	4448,62	0.00	307288.58	554.34
	23	0.294	0.706	0.000	1730.06	508.64	1221.43	0.00	3260,01	4452,68	0.00	341542.90	584.42
	24	0.258	0.742	0.000	1657.35	427.60	1229.75	0.00	3358,22	4449,22	0.00	382886.44	618.78

Tabela A.2.11 – Tabela resumo da carteira na fronteira eficiente (ponto +5%  $E_{Renovável}$ ) em cada hora do ano 2012.

Carteira na Fronteira Eficiente (ponto +10% $E_{Renovável}$ )													
		$w_H$	$w_E$	$w_F$	$E_{Renovável}$	$E_H$	$E_E$	$E_F$	$P_H$	$P_E$	$P_F$	$\sigma^2$	$\sigma$
Horas no Ano	1	0.264	0.736	0.000	1671.51	441.28	1230.23	0.00	4178.84	4448.80	0.00	384519.51	620.10
	2	0.235	0.765	0.000	1610.20	378.40	1231.80	0.00	4448.28	4452.84	0.00	409422.98	639.86
	3	0.223	0.777	0.000	1585.61	353.59	1232.02	0.00	4632.44	4448.00	0.00	427534.59	653.86
	4	0.222	0.778	0.000	1589.10	352.78	1236.32	0.00	4634.49	4450.01	0.00	434998.02	659.54
	5	0.283	0.767	0.000	1626.25	460.23	1247.33	0.00	5432.90	4452.69	0.00	433105.35	658.11
	6	0.246	0.754	0.000	1657.30	407.70	1249.61	0.00	4347.17	4451.81	0.00	423906.06	651.08
	7	0.285	0.715	0.000	1725.93	491.89	1234.04	0.00	4140.24	4449.83	0.00	382658.02	618.59
	8	0.216	0.674	0.109	1761.13	380.40	1187.00	191.96	2731.85	4448.59	1329.07	335677.16	579.38
	9	0.260	0.614	0.126	1808.31	470.16	1110.30	227.85	2734.32	4449.49	816.59	283689.07	532.62
	10	0.283	0.575	0.142	1791.17	506.90	1029.93	254.35	2736.82	4451.36	624.44	251551.44	501.55
	11	0.295	0.552	0.153	1765.54	520.84	974.58	270.13	2733.47	4452.33	556.19	228086.56	477.58
	12	0.302	0.540	0.158	1755.67	530.21	948.06	277.40	2734.80	4450.47	532.27	217152.62	466.00
	13	0.282	0.557	0.161	1700.97	479.67	947.44	273.86	2735.19	4453.02	516.34	225536.94	474.91
	14	0.271	0.570	0.159	1699.25	460.50	968.57	270.18	2738.82	4451.89	523.10	234372.94	484.12
	15	0.261	0.585	0.154	1726.12	450.52	1009.78	265.82	2739.66	4446.21	552.32	250978.68	500.98
	16	0.250	0.606	0.144	1751.59	437.90	1061.46	252.23	2733.37	4451.64	612.57	266880.08	516.60
	17	0.251	0.620	0.128	1783.33	447.62	1105.67	228.27	2731.92	4446.48	776.73	280314.51	529.45
	18	0.273	0.618	0.109	1858.22	507.29	1148.38	202.55	2736.02	4452.83	1334.72	273108.88	522.60
	19	0.401	0.599	0.000	1947.65	781.01	1166.64	0.00	3599.98	4453.21	0.00	261986.52	511.85
	20	0.410	0.590	0.000	2002.64	821.08	1181.56	0.00	3526.12	4448.33	0.00	238730.79	488.60
	21	0.399	0.601	0.000	1997.83	797.13	1200.70	0.00	3542.69	4450.99	0.00	246207.20	496.19
	22	0.359	0.641	0.000	1881.43	675.43	1206.00	0.00	3660.60	4452.09	0.00	285304.00	534.14
	23	0.326	0.674	0.000	1812.45	590.86	1221.59	0.00	3786.98	4453.28	0.00	315283.25	561.50
	24	0.292	0.708	0.000	1736.27	506.99	1229.28	0.00	3981.76	4447.51	0.00	351931.88	593.24

Tabela A.2.12 – Tabela resumo da carteira na fronteira eficiente (ponto +10%  $E_{Renovável}$ ) em cada hora do ano 2012.

Carteira na Fronteira Eficiente (ponto +15% $E_{Renovável}$ )													
		$w_H$	$w_E$	$w_F$	$E_{Renovável}$	$E_H$	$E_E$	$E_F$	$P_H$	$P_E$	$P_F$	$\sigma^2$	$\sigma$
Horas no Ano	1	0.296	0.704	0.000	1747.48	517.25	1230.23	0.00	4898.34	4448.80	0.00	355271.19	590.05
	2	0.269	0.731	0.000	1683.39	452.83	1230.56	0.00	5323.31	4448.34	0.00	377923.55	614.75
	3	0.256	0.744	0.000	1657.68	424.37	1233.31	0.00	5559.68	4452.68	0.00	394288.07	627.92
	4	0.256	0.744	0.000	1661.34	425.30	1236.03	0.00	5587.19	4448.97	0.00	401135.68	633.35
	5	0.267	0.733	0.000	1700.17	453.95	1246.23	0.00	5358.73	4448.74	0.00	399192.61	631.82
	6	0.279	0.721	0.000	1732.64	483.41	1249.23	0.00	5154.43	4450.47	0.00	390902.27	625.22
	7	0.316	0.684	0.000	1804.38	570.19	1234.20	0.00	4799.25	4450.39	0.00	353376.88	594.46
	8	0.207	0.645	0.148	1841.18	381.13	1187.56	272.50	2737.02	4450.69	1886.63	306776.20	553.87
	9	0.249	0.587	0.164	1890.51	470.74	1109.73	310.04	2737.67	4447.19	1111.17	259089.35	509.01
	10	0.271	0.550	0.179	1872.59	507.47	1029.93	335.19	2739.90	4451.36	822.93	229672.91	479.24
	11	0.283	0.528	0.190	1845.80	522.36	974.58	350.70	2741.48	4452.33	722.09	208159.84	456.25
	12	0.289	0.516	0.194	1835.47	530.45	947.10	356.08	2736.03	4445.97	683.26	198131.84	445.12
	13	0.270	0.532	0.198	1778.29	480.14	946.05	352.10	2737.83	4446.48	663.87	205816.83	453.67
	14	0.259	0.545	0.196	1776.49	460.11	968.18	348.19	2736.52	4450.11	674.14	213888.29	462.48
	15	0.249	0.560	0.191	1804.58	449.34	1010.56	344.67	2732.51	4449.67	716.15	229115.54	478.66
	16	0.239	0.579	0.181	1831.20	437.66	1060.27	331.45	2731.88	4446.63	804.97	243712.19	493.67
	17	0.241	0.594	0.166	1864.39	449.32	1107.45	309.49	2742.30	4453.65	1053.11	256138.98	506.10
	18	0.261	0.591	0.148	1942.68	507.04	1148.13	287.52	2734.65	4451.85	1894.66	249759.06	499.76
	19	0.427	0.573	0.000	2036.18	869.45	1166.73	0.00	4007.63	4453.55	0.00	245652.53	495.63
	20	0.435	0.565	0.000	2093.67	910.75	1182.92	0.00	3911.18	4453.47	0.00	223034.49	472.27
	21	0.425	0.575	0.000	2088.64	887.67	1200.97	0.00	3945.07	4452.00	0.00	230358.85	479.96
	22	0.387	0.613	0.000	1966.95	761.21	1205.74	0.00	4125.48	4451.14	0.00	266409.11	516.15
	23	0.356	0.644	0.000	1894.83	674.56	1220.27	0.00	4323.45	4448.48	0.00	292570.54	540.90
	24	0.322	0.678	0.000	1815.19	584.49	1230.70	0.00	4590.43	4452.65	0.00	325035.68	570.12

Tabela A.2.13 – Tabela resumo da carteira na fronteira eficiente (ponto +15%  $E_{Renovável}$ ) em cada hora do ano 2012.

Carteira na Fronteira Eficiente (ponto +20% $E_{Renovável}$ )													
		$W_H$	$W_E$	$W_F$	$E_{Renovável}$	$E_H$	$E_E$	$E_F$	$P_H$	$P_E$	$P_F$	$\sigma^2$	$\sigma$
Horas no Ano	1	0.325	0.675	0.000	1823.46	592.62	1230.84	0.00	5612.08	4451.00	0.00	329652.25	574.15
	2	0.299	0.701	0.000	1756.58	525.22	1231.37	0.00	6174.25	4451.25	0.00	350283.63	591.85
	3	0.287	0.713	0.000	1729.75	496.44	1233.31	0.00	6503.92	4452.68	0.00	365098.49	604.23
	4	0.287	0.713	0.000	1733.57	497.53	1236.03	0.00	6536.10	4448.97	0.00	371409.01	609.43
	5	0.297	0.703	0.000	1774.09	526.91	1247.19	0.00	6220.00	4452.17	0.00	369433.11	607.81
	6	0.309	0.691	0.000	1807.97	558.66	1249.31	0.00	5956.87	4450.73	0.00	361954.94	601.63
	7	0.345	0.655	0.000	1882.84	649.58	1233.26	0.00	5467.49	4447.00	0.00	327782.14	572.52
	8	0.198	0.618	0.184	1921.24	380.40	1187.32	353.51	2731.85	4449.79	2447.53	281429.19	530.50
	9	0.239	0.563	0.199	1972.70	471.48	1110.63	392.57	2741.97	4450.81	1406.93	237523.14	487.36
	10	0.259	0.527	0.214	1954.01	506.09	1029.76	418.16	2732.42	4450.66	1026.61	210494.78	458.80
	11	0.271	0.506	0.224	1926.05	521.96	974.58	431.43	2739.37	4452.33	888.32	190697.28	436.69
	12	0.277	0.495	0.228	1915.27	530.53	948.06	436.68	2736.44	4450.47	837.92	181465.59	425.99
	13	0.259	0.510	0.231	1855.61	480.60	946.36	428.65	2740.48	4447.93	808.19	188536.21	434.21
	14	0.248	0.522	0.229	1853.72	459.72	967.64	424.50	2734.22	4447.63	821.89	195937.35	442.65
	15	0.239	0.537	0.224	1883.04	450.05	1011.19	421.80	2736.80	4452.43	876.40	209953.34	458.21
	16	0.229	0.555	0.215	1910.82	437.58	1060.51	410.83	2731.38	4447.63	997.75	223402.82	472.66
	17	0.230	0.569	0.201	1945.45	447.45	1106.96	391.04	2730.93	4451.70	1330.60	234939.65	484.71
	18	0.250	0.566	0.184	2027.15	506.79	1147.37	373.00	2733.29	4448.90	2457.93	229274.53	478.83
	19	0.451	0.549	0.000	2124.71	958.24	1166.46	0.00	4416.94	4452.54	0.00	231607.99	481.26
	20	0.459	0.541	0.000	2184.70	1002.78	1181.92	0.00	4306.40	4449.70	0.00	209535.68	457.75
	21	0.449	0.551	0.000	2179.45	978.57	1200.88	0.00	4349.06	4451.66	0.00	216736.10	465.55
	22	0.413	0.587	0.000	2052.47	847.67	1204.80	0.00	4594.06	4447.67	0.00	250076.57	500.08
	23	0.383	0.617	0.000	1977.22	757.27	1219.94	0.00	4853.58	4447.27	0.00	272810.05	522.31
	24	0.354	0.649	0.000	1894.12	670.52	1229.28	0.00	5266.04	4447.51	0.00	301526.83	549.11

Tabela A.2.14 – Tabela resumo da carteira na fronteira eficiente (ponto +20%  $E_{Renovável}$ ) em cada hora do ano 2012.



## Apêndice 3 – Programação Linear

### 3.1 – Média Horária

```
Horaria=[  
  
]  
  
contador=0;  
pos=0;  
  
for i=1:(length(Horaria))  
  
    contador=contador+1;  
  
    if (contador == 4)  
        pos =pos+1;  
        media(pos)=(teste(i)+teste(i-1)+teste(i-2)+teste(i-3))/contador  
        contador=0;  
  
    end  
  
end  
  
mediafinal=Horaria';
```

### 3.2 – Carteira MVP no Período 08h:00 – 18h:00

```

***** Carteira de Mínima Variância *****

*Variáveis
variable
WE variável da participação do ativo eólico
WH variável da participação do ativo hídrico
WF variável da participação do ativo fotovoltaico
Var variável da variância da carteira eficiente
;

equation
obj, con1;

*Função Objetivo
obj.. Var =e= (374580.72*sqr(WH))+(631579.88*sqr(WE))+(590.49*sqr(WF))+
((273410.616)*WH*WE)+((-12766.149)*WH*WF)+((-17439.151)*WE*WF);

*Restrição
con1.. WE+WH+WF-1 =e= 0;

model MVP /all/;
Option nlp=LGO;
solve MVP using nlp minimizing Var;
display WH.1, WE.1, WF.1, Var.1, con1.m;

***** Karush Kuhn Tucker *****

parameter KKT11,KKT12,KKT13;
parameter condicao11,condicao12;
parameter a_1_condicao_KKT_satisfeita,a_2_condicao_KKT_satisfeita;

***** KKT1 *****

KKT11=WE.1+WH.1+WF.1;
if(KKT11<=1,
    condicao11=1
);

if(condicao11=1,
    a_1_condicao_KKT_satisfeita=1;
else
    a_1_condicao_KKT_satisfeita=0;
);

***** KKT2 *****

KKT12=con1.m*(WE.1+WH.1+WF.1-1);
if(KKT12>=0,
    condicao12=1
);

if(condicao12=1,
    a_2_condicao_KKT_satisfeita=1;
else
    a_2_condicao_KKT_satisfeita=0;
);

***** KKT3 *****

KKT13=con1.m-1;

display a_1_condicao_KKT_satisfeita, WH.1, WE.1, WF.1, Var.1, con1.m;

```

### 3.3 – Carteira MVP para o Período 00h:00 – 08h:00 e entre as 18h:00 – 24h:00

```

***** Carteira Mínima de Variância *****
*Variáveis
variable
WE variável da participação do ativo eólico
WH variável da participação do ativo hidrico
WF variável da participação do ativo fotovoltaico
Var variável da variância da carteira eficiente
;
equation
obj, con1, con2:
*Função Objetivo
obj.. Var =e= (549807.42*sqr(WH))+(589102.30*sqr(WE))+(0*sqr(WF))+
(|(239432.232)*WH*WE)+(0)*WH*WF)+(0)*WE*WF);
*Restrição
con1.. WE+WH+WF-1 =e= 0;
con2.. WF =e= 0;
model MVP /all/;
Option nlp=LGO;
solve MVP using nlp minimizing Var;
display WH.1, WE.1, WF.1, Var.1, con1.m, con2.m;
***** Karush Kuhn Tucker *****
parameter KKT11, KKT21, KKT12, KKT22, KKT13, KKT23;
parameter condicao11,condicao12;
parameter a_1_condicao_KKT_satisfeita,a_2_condicao_KKT_satisfeita;
***** KKT1 *****
KKT11=WE.1+WH.1+WF.1;
KKT21=WF.1;
if(KKT11<=1 and KKT21<=0,
  condicao11=1
);
if(condicao11=1,
  a_1_condicao_KKT_satisfeita=1;
else
  a_1_condicao_KKT_satisfeita=0;
);
***** KKT2 *****
KKT12=con1.m*(WE.1+WH.1+WF.1-1);
KKT22=con2.m*(WF.1);
if(KKT12>=0 and KKT22>=0,
  condicao12=1
);
if(condicao12=1,
  a_2_condicao_KKT_satisfeita=1;
else
  a_2_condicao_KKT_satisfeita=0;
);
***** KKT3 *****
KKT13=con1.m-1;
KKT23=con2.m;
display a_1_condicao_KKT_satisfeita, WH.1, WE.1, WF.1, Var.1, con1.m, con2.m;

```

### 3.4 – Exemplo Carteira Ótima +5% $E_{Renovável}$ no Período 08h:00 – 18h:00

```
***** Carteira Ótima *****

*Variáveis
variable
WE variável da participação do ativo eólico
WH variável da participação do ativo hídrico
WF variável da participação do ativo fotovoltaico
Var variável da variância da carteira eficiente
;

Parameters
a parametro da energia renovável total
b parametro da energia hídrica
c parametro da energia eólica
d parametro da energia fotovoltaica
;

a = 1.05*1578.43;
b = 348.46;
c = 1229.97;
d = 0.00;

equation
obj, con1, con2, con3, con4;

*Função Objetivo
obj.. Var =e= (63367.99*sqr(WH))+(671219.72*sqr(WE))+(0*sqr(WF))+
((46996.67097)*WH*WE)+((0)*WH*WF)+((0)*WE*WF);

*Restrição
con1.. WE+WH+WF-1 =e= 0;
con2.. WH*a-b =g= 0;
con3.. WE*a-c =g= 0;
con4.. WF*a-d =g= 0;

model MVP /all/;
Option nlp=LGO;
solve MVP using nlp minimizing Var;
display WH.1, WE.1, WF.1, Var.1, con1.m, con2.m, con3.m, con4.m;

***** Karush Kuhn Tucker *****

parameter KKT11, KKT21, KKT31, KKT41, KKT12, KKT22, KKT32, KKT42, KKT13, KKT23,
KKT33, KKT43;

parameter condicao11,condicao12;
parameter a_1_condicao_KKT_satisfeita,a_2_condicao_KKT_satisfeita;
```

```

*****          KKT1          *****

KKT11=WE.1+WH.1+WF.1;
KKT21=WH.1*a;
KKT31=WE.1*a;
KKT41=WF.1*a;

if(KKT11<=1 and KKT21<=b and KKT31<=c and KKT41<=d, condicao11=1);

if(condicao11=1,
    a_1_condicao_KKT_satisfeita=1;
else
    a_1_condicao_KKT_satisfeita=0;
);

*****          KKT2          *****

KKT12=con1.m*(WE.1+WH.1+WF.1-1);
KKT22=con2.m*(WH.1*a-b);
KKT32=con3.m*(WE.1*a-c);
KKT42=con4.m*(WF.1*a-d);

if(KKT12>=0 and KKT22>=0 and KKT32>=0 and KKT42>=0, condicao12=1);

if(condicao12=1,
    a_2_condicao_KKT_satisfeita=1;
else
    a_2_condicao_KKT_satisfeita=0;
);

*****          KKT3          *****

KKT13=con1.m-1;
KKT23=con2.m-b;
KKT33=con3.m-c;
KKT43=con4.m-d;

display a_1_condicao_KKT_satisfeita, WH.1, WE.1, WF.1, Var.1, con1.m, con2.m,
con3.m, con4.m;

```

### 3.5 – Exemplo Carteira Ótima +5% E<sub>Renovável</sub> no Período 00h:00 – 08h:00 e entre as 18h:00 – 24h:00

```

***** Carteira Ótima *****

*Variáveis
variable
WE variável da participação do ativo eólico
WH variável da participação do ativo hídrico
WF variável da participação do ativo fotovoltaico
Var variável da variância da carteira eficiente
;

Parameters
a parametro da energia renovável total
b parametro da energia hídrica
c parametro da energia eólica
d parametro da energia fotovoltaica
;

a = 1.05*1578.43;
b = 348.46;
c = 1229.97;
d = 0.00;

equation
obj, con1, con2, con3, con4;

*Função Objetivo
obj.. Var =e= (63367.99*sqr(WH))+(671219.72*sqr(WE))+(0.00*sqr(WF)) +
((46996.67097)*WH*WE)+((0)*WH*WF)+((0)*WE*WF);

*Restrição
con1.. WE+WH+WF-1 =e= 0;
con2.. WH*a-b =g= 0;
con3.. WE*a-c =g= 0;
con4.. WF =e= 0;

model MVP /all/;
Option nlp=LGO;
solve MVP using nlp minimizing Var;
display WH.1, WE.1, WF.1, Var.1, con1.m, con2.m, con3.m, con4.m;

***** Karush Kuhn Tucker *****

parameter KKT11, KKT21, KKT31, KKT41, KKT12, KKT22, KKT32, KKT42, KKT13, KKT23,
KKT33, KKT43;
parameter condicao11,condicao12;
parameter a_1_condicao_KKT_satisfeita,a_2_condicao_KKT_satisfeita;

***** KKT1 *****

```

```

KKT11=WE.1+WH.1+WF.1;
KKT21=WH.1*a;
KKT31=WE.1*a;
KKT41=WF.1*a;

if(KKT11<=1 and KKT21<=b and KKT31<=c and KKT41<=d, condicao11=1);

if(condicao11=1,
    a_1_condicao_KKT_satisfeita=1;
else
    a_1_condicao_KKT_satisfeita=0;
);

*****          KKT2          *****

KKT12=con1.m*(WE.1+WH.1+WF.1-1);
KKT22=con2.m*(WH.1*a-b);
KKT32=con3.m*(WE.1*a-c);
KKT42=con4.m*(WF.1*a-d);

if(KKT12>=0 and KKT22>=0 and KKT32>=0 and KKT42>=0, condicao12=1);

if(condicao12=1,
    a_2_condicao_KKT_satisfeita=1;
else
    a_2_condicao_KKT_satisfeita=0;
);

*****          KKT3          *****

KKT13=con1.m-1;
KKT23=con2.m-b;
KKT33=con3.m-c;
KKT43=con4.m-d;

```

