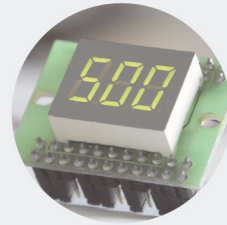




## **Agregação de Produção Renovável no Âmbito da Produção em Regime de Mercado em Portugal**

**JÉSSICA LISANDRA CHAVES**

junho de 2019



# **Agregação de Produção Renovável no Âmbito da Produção em Regime de Mercado em Portugal**

**JÉSSICA LISANDRA CHAVES**

Junho de 2019

# Agregação de Produção Renovável no Âmbito da Produção em Regime de Mercado em Portugal

Jessica Lisandra Chaves

Licenciada em Engenharia de Computação e Instrumentação Médica



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

**2019**



Documento submetido ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica,  
Relatório elaborado para satisfação dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -  
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia.

Candidato: Jessica Lisandra Chaves, [1111532@sep.ipp.pt](mailto:1111532@sep.ipp.pt)



Instituição: ISEP

Orientador Institucional: Professor Manuel de Azevedo, [mpa@isep.ipp.pt](mailto:mpa@isep.ipp.pt)

Professor no departamento de física no Instituto Superior de Engenharia do Porto.

**S'mples**  
energia

Empresa: Energia Simples

Coorientação: Engenheiro João Brito, [joao.brito@energiasimples.pt](mailto:joao.brito@energiasimples.pt)

Diretor comercial da empresa Energia Simples

**isep** Instituto Superior de  
**Engenharia** do Porto

Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

**2019**



*“Loucura é fazer a mesma coisa e esperar um resultado diferente” – Albert Einstein*



## *Agradecimentos*

Surge o momento de agradecer a todos quanto me apoiaram na realização deste trabalho, sendo que o farei sem querer estabelecer nenhuma ordem em especial.

Assim, agradeço *mui* respeitosamente:

- Ao Doutor Manuel Azevedo, Professor no Departamento de Física e orientador, a minha gratidão pela orientação e estímulo na elaboração deste trabalho, nomeadamente, pela valia de suas sugestões e ensinamentos.
- Engenheiro João Brito, Diretor Comercial na Energia Simples, muito obrigada pela excelente forma como coordenou o estágio.
- À equipa da Energia Simples que me orientou ao longo destes meses, pelo constante apoio, dedicação e preocupação.
- Em termos pessoais, agradeço em particular aos meus colegas, Engenheiro Nuno Falcão e Engenheiro Frederico Ferreira, que foram sempre uma fonte de apoio incansável, contribuindo de forma significativa para o alcance da minha formação académica.
- Ao meu namorado, Ricardo Ribeiro, por me ajudar a nunca desistir dos meus objetivos.
- Ao Mário Carvalho, Mestre em Medicina Legal e pai, a minha eterna gratidão pela paciência e inteira disponibilidade prestada nos momentos de maior dificuldade. Tornando-se uma grande inspiração para o desenvolvimento deste trabalho.
- Agradeço à minha mãe, Arlete Carvalho, que esteve sempre presente, dando todo o apoio e carinho que sempre precisei.
- E ao meu querido irmão, Gustavo Carvalho, que me ajudou a ultrapassar os momentos mais difíceis com a sua inocência.

Sem eles a conclusão desta etapa da minha vida não seria possível, pelo que é a eles que dedico este trabalho.



## *Resumo*

As relações comerciais presentes no mercado elétrico português têm sofrido várias transformações, verificando-se um afastamento ao longo dos anos da intervenção do Estado Português. A adesão de Portugal à Comunidade Económica Europeia (CEE), em 1985, possibilitou a criação de medidas que permitiram a livre concorrência dos intervenientes da produção e comercialização de energia elétrica, consubstanciando a abertura do setor, produzindo eletricidade de forma distribuída a qualquer cidadão ou empresa. (1)

Atualmente, verifica-se a completa liberalização do setor, sendo possível, independentemente da potência contratada, que qualquer cliente escolha o seu fornecedor de energia. Assim, à semelhança de outros países europeus, foi criada uma figura de mercado no desígnio de facilitar as relações comerciais entre produtor e comercializador (*vulgo* agente de negociação).

Este agente de negociação, aquando em ambiente de mercado, é conhecido como agente agregador, que minimiza custos ao comercializador e maximiza os proveitos dos produtores. O agregador terá de conhecer o perfil energético e o risco associado a cada produtor, calculando a previsão resultante da sua negociação de venda no mercado ibérico.

Dito isto, a presente dissertação tem como desígnio o desenvolvimento de um sistema capaz de auxiliar a previsão da produção de energia através de fontes renováveis, cuja aplicação seja útil para a redução de desvios energéticos.

### *Palavras-Chave*

MIBEL, OMIE, Previsão de Produção Renovável, Agente Agregador, Agregação de Energia Renovável.

## *Abstract*

Commercial relations in the Portuguese electricity market have been subject to multiple changes, as a result of the Portuguese State's intervention since 1975. With the adhesion of Portugal to the European Economic Community (EEC) in 1985, it led to the adoption of measures which would allow free competition of the parties involved in the production and commercialization of electricity, allowing the opening of the sector, to produce distributed electricity to any citizen or company.

Nowadays, the sector is completely liberated, being possible, regardless of the hired power, any customer to choose its energy supplier. Thus, like other European countries, a market figure was created with the objective of facilitating the commercial relations between producer and marketer (commonly known as the trading agent).

This trading agent in a market environment is known as an aggregating agent, which minimizes costs to the marketer and maximizes the profits of the producers. The aggregator will have to know the energy profile and the risk associated with each producer, calculating its forecast that results in its negotiation of the sale in the Iberian market.

The present dissertation intends to develop a system capable of assisting the prediction of the production of energy through renewable sources, the application of which can be useful for the reduction of energy losses.

### *Keywords*

MIBEL, OMIE, Renewable Production Forecasting, Aggregating Agent, Renewable Energy Aggregation.

## Índice

<b>AGRADECIMENTOS</b> .....	<b>VII</b>
<b>RESUMO</b> .....	<b>IX</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>X</b>
<b>ÍNDICE</b> .....	<b>XI</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>XIII</b>
<b>ÍNDICE DE GRÁFICOS</b> .....	<b>XV</b>
<b>ÍNDICE DE TABELAS</b> .....	<b>XVII</b>
<b>ACRÓNIMOS</b> .....	<b>XIX</b>
<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1.CONTEXTUALIZAÇÃO.....	2
1.2.OBJETIVOS .....	2
1.3.ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO .....	3
<b>2. SETOR ENERGÉTICO</b> .....	<b>5</b>
2.1.PRIMÓRDIOS DA ELETRICIDADE .....	6
2.2.EVOLUÇÃO DO SETOR ENERGÉTICO EM PORTUGAL.....	6
2.3.ATIVIDADE DO SETOR .....	12
<b>3. MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA IBÉRICO</b> .....	<b>15</b>
3.1.MERCADO IBÉRICO .....	16
3.2.FUNIONAMENTO DO OMIE .....	19
3.3.REGULAMENTOS: PORTUGAL E ESPANHA .....	23
<b>4. PRODUÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL EM PORTUGAL</b> .....	<b>27</b>
4.1.ENERGIAS RENOVÁVEIS.....	28
4.2.ENQUADRAMENTO NORMATIVO .....	28
4.3.EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL.....	32
<b>5. PROCEDIMENTOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA</b> .....	<b>37</b>
5.1.AGENTE DE MERCADO.....	38

---

5.2.PROGRAMAÇÃO E RESOLUÇÃO DE DESVIOS .....	38
5.3.CONTRATAÇÃO BILATERAL.....	41
<b>6. PREVISÃO PRODUÇÃO RENOVÁVEL .....</b>	<b>45</b>
6.1.MODELOS PREDITIVOS .....	46
6.2.MODELOS DE PREVISÃO DE PRODUÇÃO RENOVÁVEL.....	48
<b>7. AGREGAÇÃO DE ENERGIA.....</b>	<b>59</b>
7.1.AGREGAÇÃO DE ENERGIA .....	60
7.2.AGENTE AGREGADOR .....	60
7.3.MUDANÇAS EM PORTUGAL .....	65
<b>8. CASO DE ESTUDO .....</b>	<b>67</b>
8.1.EMPRESA ACOLHEDORA – ENERGIA SIMPLES .....	68
8.2.PRODUTORES DE ENERGIA RENOVÁVEL.....	72
<b>9. CONCLUSÃO.....</b>	<b>111</b>
9.1.ANÁLISE CRÍTICA .....	112
9.2.TRABALHOS A IMPLEMENTAR.....	116
<b>REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS.....</b>	<b>117</b>
<b>ANEXO A. PREVISÕES SOLARES .....</b>	<b>125</b>
<b>ANEXO B. PREVISÕES EÓLICAS .....</b>	<b>126</b>
<b>ANEXO C. MÉTODO 1 DE CORREÇÃO.....</b>	<b>130</b>
<b>ANEXO D. MÉTODO 2 DE CORREÇÃO.....</b>	<b>131</b>
<b>ANEXO E. MÉTODO 3 DE CORREÇÃO.....</b>	<b>132</b>
<b>ANEXO F. MÉTODO 4 DE CORREÇÃO .....</b>	<b>135</b>
<b>ANEXO G. MÉTODO 5 DE CORREÇÃO .....</b>	<b>140</b>
<b>ANEXO H. DISTÂNCIAS DAS ESTAÇÕES METEOROLÓGICAS PARA AS CENTRAIS.....</b>	<b>143</b>
<b>ANEXO I. CORRELAÇÃO DO COEFICIENTE DE <i>SPEARMAN</i>.....</b>	<b>144</b>

## Índice de Figuras

<b>FIGURA 1</b> – ORGANIZAÇÃO DO SETOR PORTUGUÊS.....	8
<b>FIGURA 2</b> - MARCOS HISTÓRICOS DA REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO PORTUGUÊS.....	11
<b>FIGURA 3</b> - REPRESENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO.....	12
<b>FIGURA 4</b> - MOVIMENTOS FÍSICOS DE IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO NO ANO 2018.....	13
<b>FIGURA 5</b> – ORGANIZAÇÃO DO SETOR DO MERCADO ELÉTRICO.....	16
<b>FIGURA 6</b> - DIFERENÇAS ENTRE MERCADO REGULADO E MERCADO LIVRE. ....	18
<b>FIGURA 7</b> - ESQUEMA EXEMPLIFICATIVO DA FORMAÇÃO DO PREÇO NO MERCADO DIÁRIO.....	20
<b>FIGURA 8</b> - ESQUEMA EXEMPLIFICATIVO DA FORMAÇÃO DO "MARKET SPLITTING".....	21
<b>FIGURA 9</b> – ESQUEMA EXEMPLIFICATIVO DAS SESSÕES DISPONÍVEIS NO MERCADO INTRADIÁRIO. ....	22
<b>FIGURA 10</b> – MARCOS DA EVOLUÇÃO DAS NORMATIVAS.....	29
<b>FIGURA 11</b> - EXEMPLO DE ÁRVORE DE DECISÃO.....	51
<b>FIGURA 12</b> - REPRESENTAÇÃO DAS QUATRO PARTES PRINCIPAIS DE DOIS NEURONAS BIOLÓGICOS. ....	53
<b>FIGURA 13</b> - REPRESENTAÇÃO DE UM NEURÓNIO ARTIFICIAL. ....	54
<b>FIGURA 14</b> - REPRESENTAÇÃO DE UMA REDE NEURONAL ARTIFICIAL. ....	55
<b>FIGURA 15</b> – REPRESENTAÇÃO DE UMA MATRIZ E REGRAS ASSOCIATIVAS.....	56
<b>FIGURA 16</b> – RELAÇÃO COMERCIAL DO AGREGADOR. ....	61
<b>FIGURA 17</b> - REPRESENTAÇÃO DE UM VPP. ....	63
<b>FIGURA 18</b> - EVENTOS HISTÓRICOS DA ENERGIA SIMPLES.....	68
<b>FIGURA 19</b> – SISTEMA REPRESENTATIVO DA AGREGAÇÃO DE ENERGIA. ....	72
<b>FIGURA 20</b> - AGREGADOR DE MERCADO. ....	79
<b>FIGURA 21</b> – REPRESENTAÇÃO DA TIPOLOGIA DO MÉTODO 1.....	96
<b>FIGURA 22</b> – REPRESENTAÇÃO DA TIPOLOGIA DO MÉTODO 2.....	98
<b>FIGURA 23</b> – REPRESENTAÇÃO DA TIPOLOGIA DO MÉTODO 3.....	100
<b>FIGURA 24</b> – REPRESENTAÇÃO DA TIPOLOGIA DO MÉTODO DE CORREÇÃO.....	104
<b>FIGURA 25</b> – REPRESENTAÇÃO DA TIPOLOGIA DO MÉTODO 5.....	108
<b>FIGURA 26</b> - SISTEMA REPRESENTATIVO DE VENDA DA ENERGIA AGREGADA.....	114



## *Índice de Gráficos*

<b>GRÁFICO 1</b> - PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE ORIGEM HÍDRICA E TÉRMICA (ESQ.) E CONTRIBUIÇÃO DA COMPONENTE HÍDRICA NA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM PORTUGAL.....	7
<b>GRÁFICO 2</b> - REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DA MIGRAÇÃO DOS CLIENTES PARA O MERCADO LIBERALIZADO NO ANO 2012 A 2013.....	9
<b>GRÁFICO 3</b> - REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DA MIGRAÇÃO DOS CLIENTES PARA O MERCADO LIBERALIZADO NO ANO 2017 A 2018.....	11
<b>GRÁFICO 4</b> – EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE EM PORTUGAL CONTINENTAL. (2000 A 2018). 33	
<b>GRÁFICO 5</b> - BALANÇO DA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE EM PORTUGAL CONTINENTAL (JANEIRO A DEZEMBRO DE 2018). .....	34
<b>GRÁFICO 6</b> - BALANÇO DA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE EM PORTUGAL CONTINENTAL (JANEIRO A ABRIL DE 2019).....	35
<b>GRÁFICO 7</b> – DISTRIBUIÇÃO DAS ÁREAS DE NEGÓCIO 2018.....	69
<b>GRÁFICO 8</b> – REPRESENTAÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA EM PORCENTAGEM. ....	70
<b>GRÁFICO 9</b> – REPRESENTAÇÃO DE CADA PRODUÇÃO DE ENERGIA DA COMERCIALIZADORA EM ESTUDO... 71	
<b>GRÁFICO 10</b> – PREVISÕES DO DIA D-1 PARA O DIA D, COM DESVIOS MENOS ACENTUADOS.....	74
<b>GRÁFICO 11</b> – PREVISÕES DO DIA D-1 PARA O DIA D, COM DESVIOS ACENTUADOS. ....	74
<b>GRÁFICO 12</b> – PREVISÕES DO DIA D-1 PARA O DIA D, COM OS RESPETIVOS DESVIOS.....	76
<b>GRÁFICO 13</b> – PREVISÕES DO DIA D-1 PARA O DIA D .....	77
<b>GRÁFICO 14</b> – PREVISÃO DO MÊS DE JANEIRO 2019 COM OS RESPETIVOS MARCOS.....	78
<b>GRÁFICO 15</b> – PREVISÕES DO MÊS DE JANEIRO 2019.....	78
<b>GRÁFICO 16</b> - ANÁLISE A TECNOLOGIA EÓLICA NO ANO 2018. ....	80
<b>GRÁFICO 17</b> - ANÁLISE A TECNOLOGIA SOLAR NO ANO 2018. ....	85
<b>GRÁFICO 18</b> - ANÁLISE A TECNOLOGIA MINI-HÍDRICA NO ANO 2018. ....	87
<b>GRÁFICO 19</b> - PREVISÕES AGREGADAS DO ANO 2018. ....	90
<b>GRÁFICO 20</b> – PRODUÇÃO AGREGADA DO ANO 2018.....	90
<b>GRÁFICO 21</b> – DESVIOS AGREGADOS DO ANO 2018.....	91
<b>GRÁFICO 22</b> - PREVISÃO AGREGADA DO 1.º TRIMESTRE DO ANO 2019 .....	93
<b>GRÁFICO 23</b> - PRODUÇÃO AGREGADA DO ANO 2019.....	94
<b>GRÁFICO 24</b> - DESVIOS AGREGADOS DO ANO 2019. ....	94
<b>GRÁFICO 25</b> – DESVIOS AGREGADOS: MÉTODO 1 .....	96

---

<b>GRÁFICO 26</b> – DESVIOS AGREGADOS: MÉTODO 2.....	99
<b>GRÁFICO 27</b> – DESVIOS AGREGADOS 2018: MÉTODO 3.....	101
<b>GRÁFICO 28</b> – DESVIOS AGREGADOS 2019: MÉTODO 3.....	102
<b>GRÁFICO 29</b> – DESVIOS AGREGADOS 2018: MÉTODO 4.....	104
<b>GRÁFICO 30</b> – DESVIOS AGREGADOS: MÉTODO 4.....	106
<b>GRÁFICO 31</b> – DESVIOS AGREGADO: MÉTODO 5. ....	109
<b>GRÁFICO 32</b> - PRODUÇÃO DA MINI-HÍDRICA I NO MÊS DE MARÇO 2019.....	112
<b>GRÁFICO 33</b> - PRECIPITAÇÃO EM VILA REAL NO MÊS DE MARÇO 2019.....	113
<b>GRÁFICO 34</b> – PRODUÇÃO MH I EM 4 DIAS CONSECUTIVOS. ....	115

## *Índice de Tabelas*

TABELA 1 – MODELOS DE PREVISÃO NA EUROPA:.....	48
TABELA 2 – EXEMPLO DE TREINO DA ÁRVORE DE DECISÃO PARA PRODUÇÃO HÍDRICA. ....	50
TABELA 3 – TOTAL DA POTÊNCIA EM RELAÇÃO AO NÚMERO DE CLIENTES. ....	70
TABELA 4 – DISTRIBUIÇÃO DA ENERGIA RENOVÁVEL NO ANO 2018. [KISENSE] .....	71
TABELA 5 – ESPECIFICAÇÕES CONTRATUAIS DO PRODUTOR SOLAR: .....	73
TABELA 6 – ESPECIFICAÇÕES CONTRATUAIS DO PRODUTOR EÓLICO:.....	75
TABELA 7 – ESPECIFICAÇÕES CONTRATUAIS DO PRODUTOR HÍDRICO: .....	76
TABELA 8 - ESPECIFICAÇÕES CONTRATUAIS DO PRODUTOR HÍDRICO:.....	77
TABELA 9 – ESPECIFICAÇÕES CONTRATUAIS DO PRODUTOR HÍDRICO: .....	78
TABELA 10 – DEMOSTRAÇÃO DE RESULTADOS PROVEITO DO MERCADO ORGANIZADO .....	81
TABELA 11 – DEMOSTRAÇÃO DE RESULTADO CUSTO DOS DESVIOS E A RESPECTIVA PERCENTAGEM: .....	82
TABELA 12 – DEMOSTRAÇÃO DE RESULTADOS PARA ANÁLISE ANUAL EÓLICA, CALCULAR O FEE DE GESTÃO: .....	82
TABELA 13 – DEMOSTRAÇÃO DE RESULTADOS PARA ANÁLISE ANUAL EÓLICA, CALCULAR O VALOR BASE: .	83
TABELA 14 - DEMOSTRAÇÃO DE RESULTADOS PROVEITO DO MERCADO ORGANIZADO .....	85
TABELA 15 - DEMOSTRAÇÃO DE RESULTADO CUSTO DOS DESVIOS E A RESPECTIVA PERCENTAGEM:.....	86
TABELA 16 - DEMOSTRAÇÃO DE RESULTADOS PARA ANÁLISE ANUAL SOLAR, CALCULAR O FEE DE GESTÃO: .....	86
TABELA 17 - DEMOSTRAÇÃO DE RESULTADOS PARA ANÁLISE ANUAL SOLAR, CALCULAR O VALOR BASE ....	87
TABELA 18 - DEMOSTRAÇÃO DE RESULTADOS PROVEITO DO MERCADO ORGANIZADO .....	88
TABELA 19 - DEMOSTRAÇÃO DE RESULTADO CUSTO DOS DESVIOS E A RESPECTIVA PERCENTAGEM:.....	88
TABELA 20 - DEMOSTRAÇÃO DE RESULTADOS PARA ANÁLISE ANUAL MINI-HÍDRICA, CALCULAR O FEE DE GESTÃO: .....	89
TABELA 21 -DEMOSTRAÇÃO DE RESULTADOS PARA ANÁLISE ANUAL MINI-HÍDRICA, CALCULAR O VALOR BASE .....	89
TABELA 22 – DESVIOS DO ANO 2018.....	92
TABELA 23 – DESVIOS DO ANO 2019:.....	95
TABELA 24 – REPRESENTAÇÃO DOS DESVIOS DE 2019 UTILIZANDO O MÉTODO 1: .....	97
TABELA 25 – REPRESENTAÇÃO DOS DESVIOS DE 2019 UTILIZANDO O MÉTODO 2: .....	99
TABELA 26 – REPRESENTAÇÃO DOS DESVIOS DE 2018 UTILIZANDO O MÉTODO 3: .....	101

---

TABELA 27 – REPRESENTAÇÃO DOS DESVIOS DE 2019 UTILIZANDO O MÉTODO 3:.....	103
TABELA 28 – REPRESENTAÇÃO DOS DESVIOS UTILIZANDO O MÉTODO 4: .....	105
TABELA 29 - REPRESENTAÇÃO DOS DESVIOS UTILIZANDO O MÉTODO 4:.....	107
TABELA 30 - REPRESENTAÇÃO DOS DESVIOS DE DEZEMBRO DE 2018 UTILIZANDO O MÉTODO 5:.....	109
TABELA 31 - VALORES DOS DESVIOS AGREGADOS UTILIZADOS PELO COMERCIALIZADOR: .....	115
TABELA 32 -VALORES DOS DESVIOS AGREGADOS UTILIZANDO O MÉTODO 3. ....	115

## *Acrónimos*

CA	–	Corrente Alternada
BTN	–	Baixa Tensão Normal
CEO	–	Chief Executive Officer/ Diretor Executivo
CNE	–	Comissão Nacional de Energia
CNMC	–	Comissão Nacional de Mercado e Concorrência
CNMV	–	Comissão Nacional do Mercado de Valores
CMVM	–	Comissão do Mercado de Valores Mobiliários
CPE	–	Companhia Portuguesa de Eletricidade
CUR	–	Comercializadora de Último Recurso
CC	–	Corrente Contínua
DL	–	Decreto-Lei
Dia D	–	Dia de negociação no mercado organizado (OMEI)
Dia D-1	–	Dia anterior à negociação no mercado organizado (OMIE)
EEC	–	European Economic Community
EDP	–	Eletricidade de Portugal
EDRP	–	EDP Renovável
ERSE	–	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

GGs	–	Gestão Global do Sistema
GWh	–	Gigaswatt-hora
IA	–	Inteligência Artificial
IPMA	–	Instituto Português do Mar e da Atmosfera
IVA	–	Imposto Sobre o Valor Acrescentado
kVA	–	Quilovoltampere
kWh	–	Quilowatt-hora
MIBEL	–	Mercado Ibérico de Eletricidade
MW	–	Megawatt
MWh	–	Megawatt-hora
NWP	–	Numerical weather prediction
OE	–	Orçamento de Estado
OMIE	–	Operador do Mercado Ibérico de Energia – Pólo Espanhol
OMIP	–	Operador do Mercado Ibérico de Energia – Pólo Português
PD	–	Produção Distribuída
PNT	–	Previsão Numérica do Tempo
PPA	–	Power Purchase Agreement
PRO	–	Produção em Regime Ordinário
PRE	–	Produção em Regime Especial

REE	–	Rede Elétrica Espanhola
RED	–	Recursos Energéticos Distribuídos
REN	–	Rede Elétrica Nacional
RNT	–	Rede Nacional de Transporte
SEE	–	Sistema Elétrico de Energia
SID	–	Sistemas de Interferência Difusa
TI	–	Tecnologia de Informação
UE	–	União Europeia
UP	–	Unidade de Produção
UPAC	–	Unidades de Produção para Autoconsumo
VPP	–	Virtual Power Player



# 1. INTRODUÇÃO

---

1.1. Contextualização	1
1.2. Objetivos	1
1.3. Organização Estrutural	2

---

*Este capítulo descreve uma introdução ao tema no qual o projeto de dissertação se baseia, e à forma como esta vem contribuir com a sua componente teórica e científica.*

## **1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO**

Como consequência do aumento da população mundial, o consumo de energia elétrica sofreu um aumento considerável, resultando num aumento da procura de energia. Tal facto implicou um efeito severo no clima mundial devido às emissões de gases do efeito de estufa.

Uma das formas de estabilizar as emissões destes gases é substituir a fonte de energia, ou seja, abandonar a dependência de combustíveis fósseis, substituindo-os por fontes de energia renovável.

Nestes termos, Portugal comprometeu-se a encerrar todas as suas centrais de carvão até 2030, fazendo com que nos próximos anos o país venha a atingir o objetivo de extrair a sua energia de fontes renováveis quase na sua totalidade. (2) (3)

Assim, e inerente ao crescimento da procura de energia renovável, devem ser tratados os problemas a nível técnico da entrada da mesma na rede elétrica. Esta situação é originada pelo facto da variabilidade dos recursos naturais e das variações sazonais na produção. Uma vez que a produção está diretamente ligada às condições meteorológicas, importará efetuar o seu estudo/análise, no sentido de possibilitar a previsão da produção adveniente.

## **1.2. OBJETIVOS**

A presente dissertação tem como principais objetivos o estudo cumulativo dos atuais regulamentos de Portugal e Espanha, dos modelos de previsão existentes e ainda apresentar modelos de contratação entre comercializador e produtor.

No entanto, atendendo à experiência adquirida no decorrer do estágio curricular realizado da sede da empresa *Energia Simples*, sita no Porto, verificou-se a necessidade do desenvolvimento de um sistema capaz de prever a produção de energia através de fontes renováveis, colmatando-se assim falhas substâncias verificadas (desvios) nos cálculos previsão da produção, efetuados em dia anteri

Neste sentido, acresce ainda um último objetivo, que será o de apresentar um sistema detentor de *ferramentas* válidas na previsão da produção.

Clarifica-se que este último objetivo não é o de desenvolver um modelo destinado a competir com os modelos de previsão comercial, mas sim investigar a credibilidade dos modelos já existentes na empresa em estudo.

### **1.3. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO**

A presente dissertação é composta por nove capítulos, sendo estes descritos de forma sucinta:

Capítulo 1 – Introdução: apresentação do tema em estudo, a motivação para a qual se realizou este estudo, os objetivos principais a atingir e a organização estrutural da tese.

Capítulo 2 – Setor Energético: estudo dos primórdios do setor elétrico de energia e a constituição da atividade do setor em Portugal.

Capítulo 3 – Mercado de Energia Elétrica Ibérico: enquadramento do mercado ibérico de energia, formação do preço de energia e dos atuais regulamentos de Portugal e Espanha.

Capítulo 4 – Produção de Energia Renovável em Portugal: enquadramento normativo e a respetiva evolução da produção renovável no nosso país.

Capítulo 5 – Procedimentos da Gestão Global do Sistema de Gestão: recolha de informação sobre os conceitos e fórmulas para o cálculo dos desvios e o seu respetivo custo.

Capítulo 6 – Previsão de Produção Renovável: estudo e análise dos vários métodos de previsão existentes e mais utilizados a nível mundial.

Capítulo 7 – Agregação de Energia: exploração do conceito “agregação” e dos vários agentes agregadores já existentes.

Capítulo 8 – Caso de Estudo: caso de estudo, apresentação da empresa em análise, com o desenvolvimento de metodologias para a correção das previsões.

Capítulo 9 – Conclusão: apresentação da conclusão, com incidência na proposta de algumas melhorias a implementar na empresa em estudo.



## 2. SETOR ENERGÉTICO

---

2.1. Primórdios da Eletricidade	4
2.2 Evolução do Setor Energético em Portugal	4
2.3. Atividade do Setor	10
2.3.1. Produção	10
2.3.2. Transporte	11
2.3.3. Comercialização	12

---

*Neste capítulo será feita uma breve introdução ao setor energético, contemplando o seu início e percurso evolutivo, contemplando ainda a sua atividade em Portugal.*

## **2.1. PRIMÓRDIOS DA ELETRICIDADE**

Em 1881, na cidade de Godalming no Reino Unido, dois eletricitistas construíram a primeira central de produção de energia elétrica do mundo. Esta central utilizava duas rodas de água para produzir uma corrente alternada (AC), abastecendo sete lâmpadas de arco voltaico de 250V e 34 lâmpadas incandescentes de 40V. (4)

Porém, o abastecimento de eletricidade era intermitente pelo que, passado cerca de um ano, o cientista americano Thomas Edison e a sua empresa “*The Edison Electric Light Company*” desenvolveram a primeira central de produção elétrica a vapor. Situada na Rua Pearl na cidade de Nova Iorque, esta central era constituída por vários geradores que abastecia, inicialmente, cerca de 3 000 lâmpadas para 59 clientes. (5)

Ferranti, com a descoberta do transformador em 1891, possibilitou variar os níveis de tensão adequados ao transporte, distribuição e utilização da energia elétrica. (6)

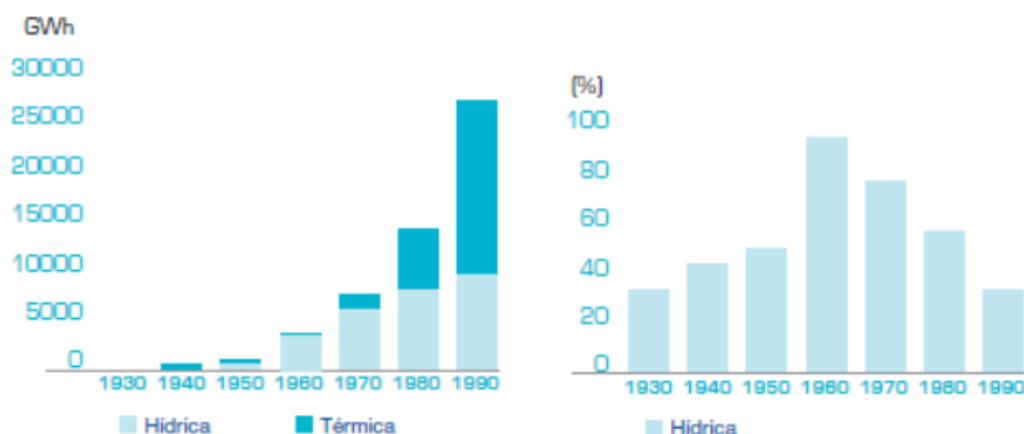
## **2.2. EVOLUÇÃO DO SETOR ENERGÉTICO EM PORTUGAL**

No princípio do século XX, Portugal era um país fortemente dependente das importações do carvão britânico. Com o decorrer das duas guerras mundiais, primeira em 1914-1918 e segunda em 1939-1945, o fornecimento de carvão estagnou e os preços da eletricidade subiram rapidamente.

Uma vez que o carvão português tinha menos poder calorífero, os portugueses sentiram a sua dependência com o estado britânico. Para ultrapassar esta subordinação, a solução passaria por explorar os principais rios para produção de energia elétrica, o que ficou conhecido como a “*hulha branca*”: a força dos rios. (7)

Agregação de Produção Renovável no Âmbito da Produção em Regime de Mercado em Portugal

Em 1945, no seguimento da nova Lei da Eletrificação Nacional, procedeu-se à construção das centrais hidroelétricas do Cávado (Vila Nova) e do Zêzere (Castelo do Bode), em que passados 6 anos de funcionamento, já representavam mais de 50% da produção elétrica portuguesa (veja-se no gráfico seguinte (8)). (9)



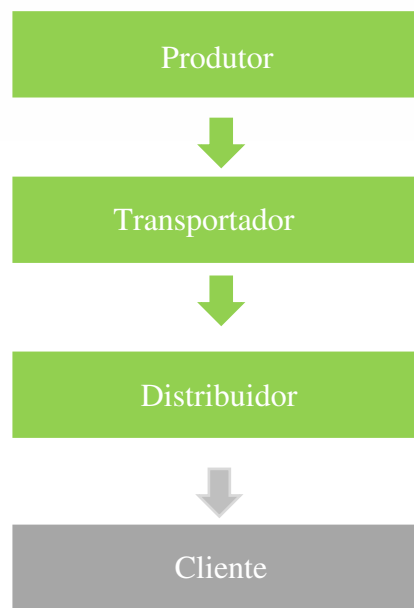
**Gráfico 1** - Produção de energia elétrica de origem hídrica e térmica (esq.) e contribuição da componente hídrica na produção de energia elétrica em Portugal.

José Ferreira Dias (1900-1966), engenheiro e professor de português, considerado como o mentor do setor elétrico, foi ministro da Economia em Portugal. Grande impulsionador da industrialização do país, tinha como objetivo intervir no transporte e distribuição da eletricidade, uma vez que só assim seria possível tirar proveito das novas fontes de energia. (10)

Assim, em 1947, nasce a Companhia Nacional de Eletricidade (CNE), precursora da Redes Energéticas Nacionais (REN), responsável pela construção e concessão da rede de transporte de eletricidade em alta tensão, ligando as centrais produtoras às redes de distribuição, que, por sua vez, levavam a energia às empresas e ao domicílio. (11)

Outro marco na história do setor energético em Portugal foi, em 1969, o facto de as companhias que tinham sido criadas depois da Lei de Eletrificação Nacional, incluindo a CNE, se fundirem na Companhia Portuguesa de Eletricidade (CPE), passando a dominar a produção e o transporte de eletricidade. (11)

A nacionalização das 14 companhias deu origem à Eletricidade de Portugal (EDP), em 1976, com o objetivo de estabelecer e explorar o serviço público de produção, transporte e distribuição de energia no território nacional, para “*promover e satisfazer as exigências do desenvolvimento social e económico de toda a população*” (Decreto-Lei nº 502/76). (7) Tornando um monopólio do setor elétrico, Figura 1 (adaptação de (11)).



**Figura 1** – Organização do setor português.

Já em 1994 surge a REN, associada à estrutura da EDP, com o objetivo da desunião das atividades do setor elétrico nacional: produção, transporte e distribuição. Formando-se assim, em 1995, a Entidade Reguladora do Setor Elétrico (ERSE), com as capacidades de elaboração de diversos regulamentos e fixação de tarifários. (11)

Na entrada do novo século, ano 2000, devido a uma nova fase de privatização da EDP, deu-se a separação da REN, ficando inteiramente responsável pelo transporte e gestão do sistema elétrico.

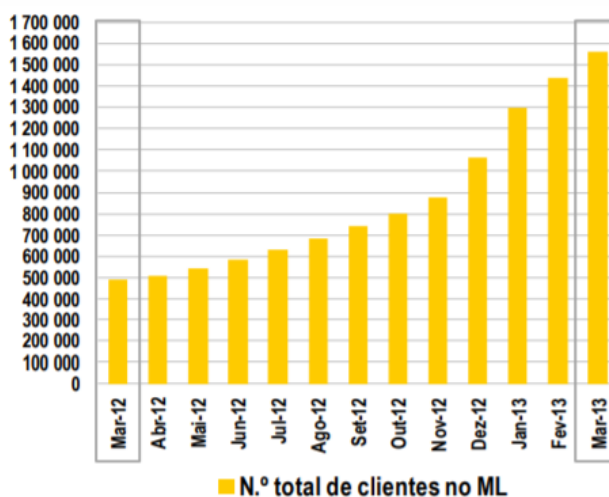
No âmbito da liberalização do mercado de eletricidade, em 2003, a REN constitui a segunda empresa subsidiária, o Operador do Mercado Ibérico de Energia – Pólo Português

(OMIP), responsável por gerir o mercado de energia elétrica a prazo em articulação com o Operador do Mercado Ibérico de Energia – Pólo Espanhol (OMIE), por sua vez responsável por gerir os mercados diários e intradiário.

Para que a fusão destes dois polos fosse permitida é criado o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), no ano 2006. (12)

Com a liberalização do mercado todos os consumidores começaram a ter a possibilidade de escolher o seu comercializador no mercado livre de energia elétrica. Apenas em 4 de setembro de 2006, com a oficialização da abertura do mercado liberalizado, é que o número de clientes aumentou, devido à abertura do setor doméstico de Baixa Tensão Normal (BTN). (12)

Até 2012 o número de clientes no mercado liberalizado manteve-se constante, verificando um aumento significativo até 2013, Gráfico 2 (13). Este aumento deveu-se à publicação do DL 75/2012 de 26 de março, Quadro 1 (14), onde se concretiza a extinção gradual das tarifas reguladoras de eletricidade para todos os clientes BTN.



**Gráfico 2** - Representação gráfica da migração dos clientes para o mercado liberalizado no ano 2012 a 2013.

Quadro 1 – Extrato dos objetivos do DL 75/2012, de 26 de março

*Artigo 1.º*

*Objeto e âmbito de aplicação*

*1 - O presente decreto-lei estabelece o regime de extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais com consumos em baixa tensão normal (BTN) e adota mecanismos de salvaguarda dos clientes finais economicamente vulneráveis, nomeadamente no que respeita ao relacionamento comercial e às tarifas e preços.*

*(...)*

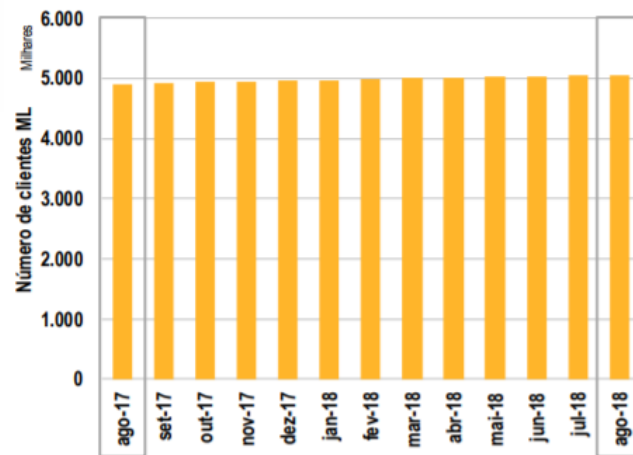
Esta dissolução de tarifas reguladas materializou-se em duas fases:

- a) Em julho de 2012: Todos os consumidores com uma potência contratada igual ou superior a 10,35kVA
- b) Em janeiro de 2013: Todos os consumidores com uma potência inferior a 10,35 kVA.

Consequentemente, todos os clientes que continuaram a ser abastecidos pelas tarifas reguladas, clientes da comercializadora EDP Serviço Universal, passam a ser afetados com tarifas exorbitantes, até escolherem um novo comercializador no mercado liberalizado, tarifa esta fixada pela ERSE.

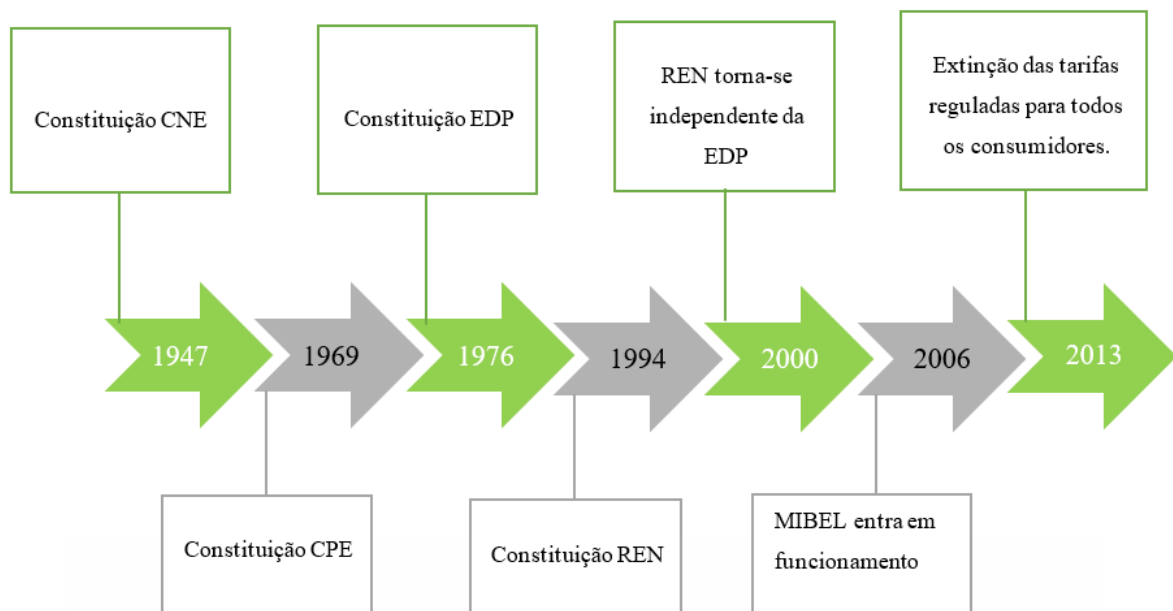
Corrido o mês de outubro de 2018, o mercado liberalizado alcançou aproximadamente 5 milhões de clientes, com um acréscimo líquido de mais de 9 mil clientes face ao mês anterior (entenda-se setembro). (15) (16)

Agregação de Produção Renovável no Âmbito da Produção em Regime de Mercado em Portugal



**Gráfico 3** - Representação gráfica da migração dos clientes para o mercado liberalizado no ano 2017 a 2018.

Na figura 2, adaptado de Franco (11), estão representados os eventos marcantes na evolução do setor elétrico a nível nacional.



**Figura 2** - Marcos históricos da reestruturação do setor elétrico português

## 2.3. ATIVIDADE DO SETOR

Como produto final a ser entregue ao consumidor, a energia elétrica, é sujeita a um percurso de diferentes etapas. Na Figura 3 (11), como é possível analisar, a cadeia de valor do setor elétrico é constituída por: produção, transporte, distribuição e por última a comercialização.

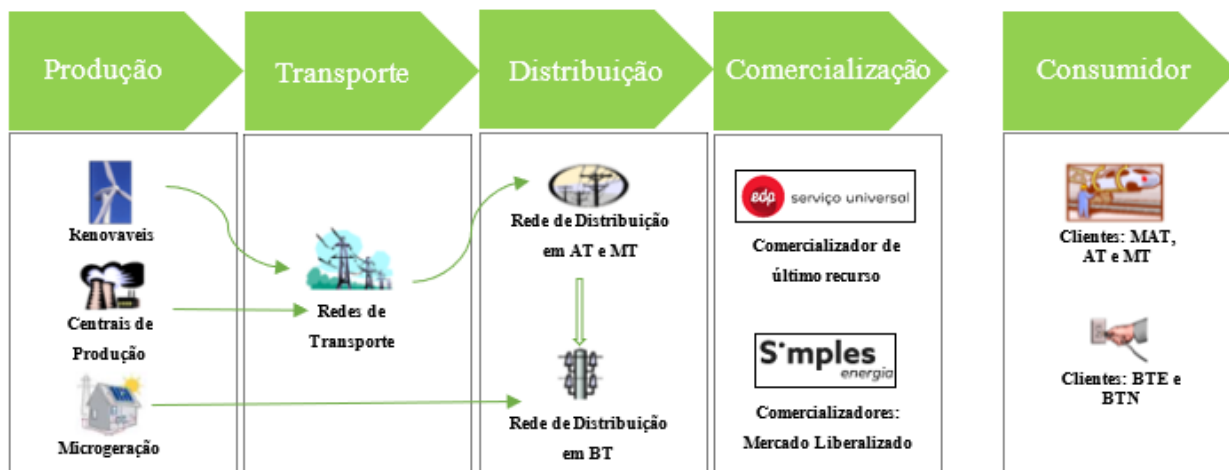


Figura 3 - Representação do setor elétrico.

### 2.3.1. PRODUÇÃO

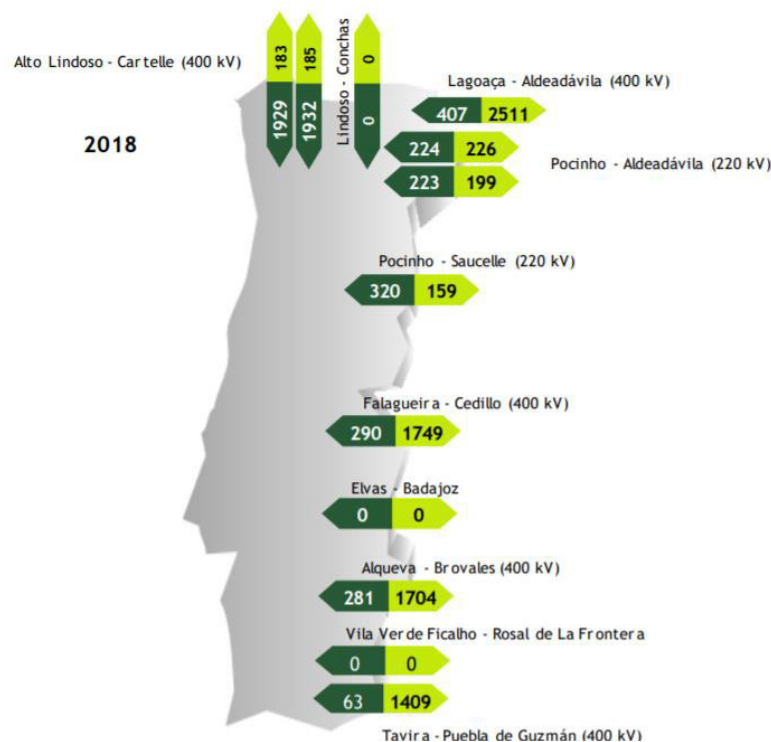
Em Portugal a produção de eletricidade divide-se em dois regimes legais (17):

- c) Produção em Regime Ordinário (PRO) – está inteiramente relacionado à produção de eletricidade com base em fontes tradicionais não renováveis, como por exemplo, carvão, gás natural, gasóleo, entre outros e em grandes centros electroprodutores hídricos. (18)
- d) Produção em Regime Especial (PRE) – relacionado à cogeração e à produção elétrica a partir da utilização de recursos endógenos renováveis.

### 2.3.2. TRANSPORTE

A Rede Nacional de Transporte (RNT) é comandada pela REN na medida de gestão do Sistema Elétrico de Energia (SEE), através de centros de controlo. A RNT liga produtores aos centros de consumo, assegurando o equilíbrio entre a procura e a oferta de energia, garantindo assim o escoamento de energia elétrica produzida nas centrais electroprodutoras até às redes de distribuição, as quais conduzem essa energia até aos consumidores finais.

A RNT encontra-se interligada com a rede espanhola em vários pontos do país, permitindo a realização de trocas de eletricidade com o país vizinho, facto extremamente útil, tanto do ponto de vista da segurança dos sistemas elétricos, como do ponto de vista do fornecimento aos consumidores de ambos os países. Veja-se na Figura 4, (19) seguinte os movimentos físicos entre os dois países no ano 2018.



**Figura 4 - Movimentos físicos de importação e exportação no ano 2018.**

A evolução da RNT é determinada pela necessidade de satisfação dos consumidores, que originam a ligação de novos centros electroprodutores e novas subestações, e ainda, pela necessidade crescente de ligação de novos produtores em regime especial.

Por questões ambientais, organização do território e na tentativa de redução dos impactos ambientais, tem-se verificado a opção de remodelar, reconstruir ou reforçar instalações existentes e, sobretudo, dotá-los de alguma inteligência (*smart grids*<sup>1</sup>).

Com a adoção das *smart grids* é possível, em tempo real e à distância, reduzir as limitações nas leituras, o estabelecimento ou corte das linhas, a alteração da potência ou oferta de fornecimento, e ainda permite conhecer e controlar os consumos de forma mais precisa. (20)

### **2.3.3. COMERCIALIZAÇÃO**

A comercialização de energia é a última atividade da cadeia do setor elétrico. Tratando-se atualmente de uma atividade livre é, no entanto, sujeita à atribuição de uma licença. Em Portugal existem mais de 20 comercializadores de energia elétrica que operam no âmbito do mercado de energia. (21)

No desígnio da proteção dos consumidores, mantém-se a existência do Comercializador de Último Recurso (CUR), cujo objetivo é garantir o fornecimento de eletricidade aos consumidores, nomeadamente os que não pretendem aderir ao regime liberalizado (neste caso, as tarifas praticadas são definidas anualmente pela ERSE).

---

<sup>1</sup> *Smart Grids* - O termo rede elétrica inteligente refere-se a um sistema de energia elétrica que se serve da tecnologia de informação para fazer com que o sistema seja mais eficiente, confiável e sustentável.

## 3. MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA IBÉRICO

---

3.1. Mercado Ibérico	14
3.1.1 Mercado Grossista	15
3.1.2. Mercado Retalhista	16
3.2. Funcionamento do OMIE	17
3.2.1 Mercado Diário	17
3.2.2. Mercado Intradiário	19
3.2.3. Mercado Intradiário Contínuo	21
3.3 Regulamentos: Portugal e Espanha	21

---

*Neste capítulo será explanado o Mercado Ibérico, o seu funcionamento e ainda os regulamentos atuais entre os países Portugal e Espanha.*

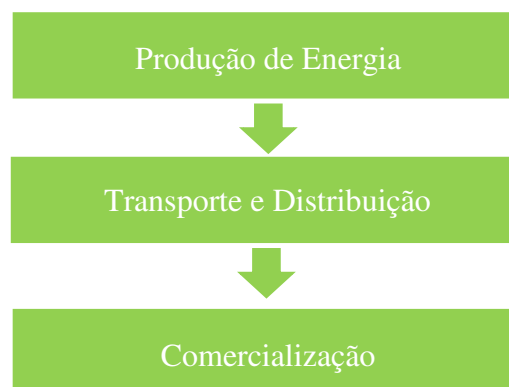
### 3.1. MERCADO IBÉRICO

Cada mercado tem um funcionamento próprio que o distingue dos restantes. No entanto, existem aspetos similares em alguns mercados elétricos, especialmente quando estão próximos geograficamente, com características muito semelhantes, essencialmente nos agentes vendedores. (22)

Como referido anteriormente, com o processo de liberalização do mercado, todos os consumidores em Portugal Continental passaram a ter opção de escolha, de forma livre, no que concerne ao seu fornecedor de energia elétrica. (23)

Com o surgimento do MIBEL, procedeu-se à harmonização de um conjunto de procedimentos, regras e condições económicas entre os governos de Portugal e Espanha. O seu principal objetivo foi procurar benefícios aos consumidores, através da incorporação dos sistemas elétricos, auxiliando ainda na organização do funcionamento do mercado com base nos princípios de transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização. (23) Outra vantagem deste mercado, passou pelo desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos países, com recurso a uma metodologia única e adaptada para toda a península ibérica, como por exemplo a definição dos preços de referência.

A organização estrutural do mercado elétrico reflete uma cadeia vertical de atividades que podem ser caracterizadas em três vertentes fundamentais:



**Figura 5** – Organização do setor do mercado elétrico.

Como aludido anteriormente, as atividades de transporte e de distribuição de energia elétrica estão assentes na existência de redes que veiculam a energia elétrica desde a produção até cada uma das instalações consumidoras, sendo consideradas monopólios naturais, em que os operadores de transporte ibéricos são a REN e a Rede Elétrica de Espanha (REE).

A produção e a comercialização de energia elétrica estão abertas à concorrência, com a justificação económica de introduzir maior eficiência na gestão e operação dos recursos. A atividade de produção de energia elétrica, em regime de mercado, está associada a um mercado grossista, no qual os produtores asseguram a colocação da energia e os agentes compradores obtêm essa mesma energia, seja para satisfazer a carteira de fornecimentos a clientes finais, seja para consumo próprio. A atividade de comercialização está associada a um mercado retalhista, em que os agentes comercializadores concorrem entre si, para assegurar o fornecimento dos clientes finais

### **3.1.1. MERCADO GROSSISTA**

O funcionamento do mercado grossista de energia elétrica assenta na existência de um conjunto de modalidades de contratação que se complementam entre si. Estas modalidades refletem as especificidades de funcionamento do sector elétrico, designadamente o facto de se tratar de um sector que funciona em regime de equilíbrio síncrono de produção e consumo e, por essa via, não ser possível a arbitragem temporal existente em outros mercados. (24)

Desta forma, o mercado grossista do MIBEL compreende atualmente:

- i) Um mercado de contratação a prazo (OMIP), em que se estabelecem compromissos a futuro de produção e de compra de energia elétrica. Este mercado pode efetuar liquidação física (entrega da energia) ou liquidação financeira (compensação dos valores monetários subjacentes à negociação).
- ii) Um mercado *spot* de contratação à vista (OMIE), com uma componente de contratação diária e uma componente de ajustes intradiário (mercados intradiário),

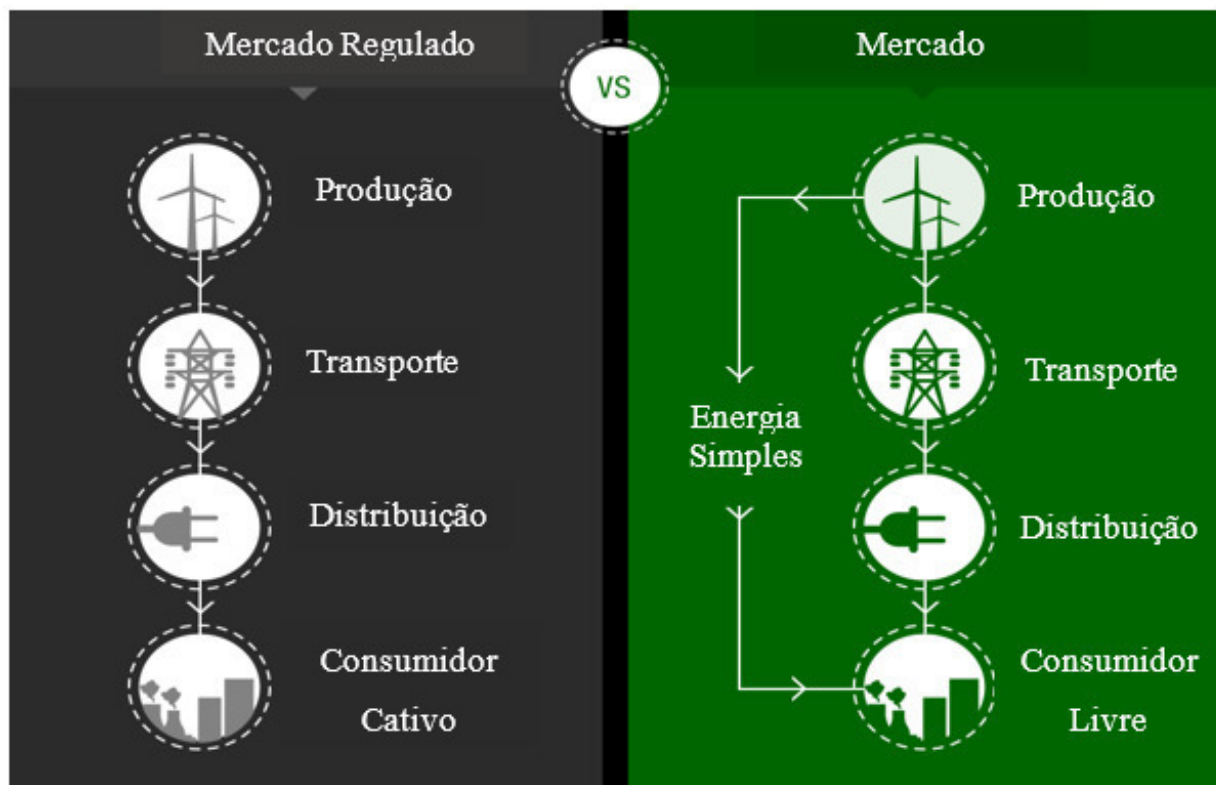
em que se estabelecem programas de venda (produção) e de compra de eletricidade para o dia seguinte ao da negociação (D-1).

### 3.1.2. MERCADO RETALHISTA

A estrutura de mercado retalhista assenta na coexistência de duas formas principais de contratação do fornecimento de energia elétrica para os consumidores finais (24):

- i) Contratação em mercado regulado, por aplicação de tarifas integrais também elas reguladas;
- ii) Contratação em mercado liberalizado, com as condições de negociação da energia a serem definidas e acordadas entre as partes e a componente do acesso às redes a ser aplicada através de preço regulado.

Na Figura 6, apresenta-se um esquema simplificado de como funcionam estes dois tipos de contratação:



**Figura 6** - Diferenças entre mercado regulado e mercado livre.

### **3.2. FUNCIONAMENTO DO OMIE**

O OMIE organiza e interliga todos os mercados, relacionando as resultantes do mercado diário e intradiário com os contratos bilaterais existentes, cumulativamente avaliando restrições técnicas e, posteriormente, eventuais desvios. O seu funcionamento consiste em, no dia D-1, organizar todas as propostas de compra e venda pelo operador de mercado, sendo os resultados posteriormente transmitidos ao operador do sistema.

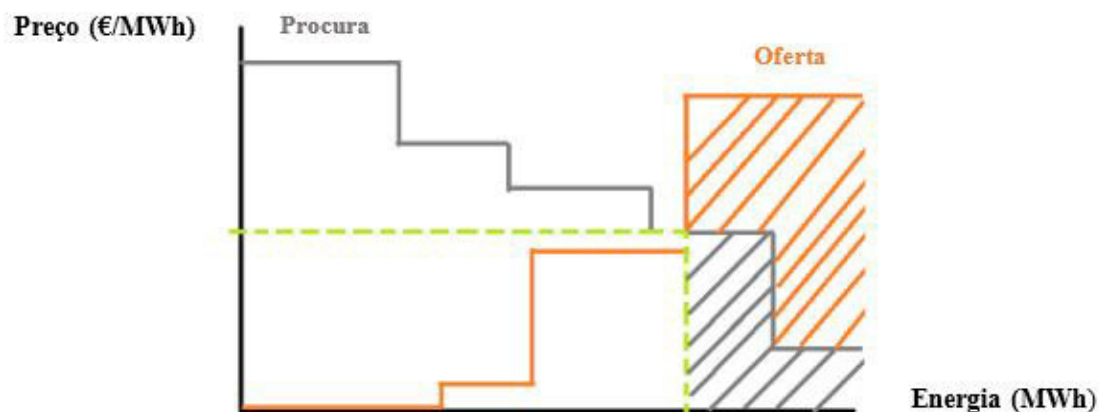
Assim, tendo em conta os valores fornecidos pelo mercado diário, bem como a avaliação dos contratos bilaterais, irá ocorrer a análise das restrições técnicas. Nesse momento, são analisados os possíveis constrangimentos nas interligações, sendo avaliada a necessidade de realizar a separação dos mercados “*market splitting*”. Posteriormente, procede-se à avaliação, também pelo operador do sistema, de possíveis situações de congestionamento nas redes de distribuição de cada país. (25)

O operador de sistema, no dia D, é também responsável pela gestão entre produção e carga, utilizando para tal as reservas que foram previamente contratadas. Existe ainda a possibilidade de, no dia D, o agente recorrer ao mercado intradiário, efetuando ajustes ao programa diário previamente definido. (23)

#### **3.2.1. MERCADO DIÁRIO**

O mercado diário está em vigor em Portugal desde 1 de julho de 2007, onde ocorre a transação de energia elétrica que irá satisfazer a procura do dia seguinte ao da negociação, através de propostas de compra e venda apresentadas pelos agentes, num esquema de cruzamento de ofertas.

Os agentes, para cada oferta de venda, apresentam a quantidade e o preço a que se dispõem comprar energia, sendo estas ofertas ordenadas de forma crescente – curva da oferta – e as ofertas de compra por ordem decrescente – curva da procura – como se pode observar na Figura 7 (26), onde o preço de mercado corresponde à interseção das duas curvas, e é o menor dos preços que garante a satisfação da procura pela oferta. Assim, o funcionamento do mercado diário em que participam os agentes portugueses, implica que todos os compradores paguem o mesmo preço e todos os vendedores recebam esse mesmo preço, no que se designa como modelo de preço marginal único.



**Figura 7** - Esquema exemplificativo da formação do preço no mercado diário.

Uma vez que o mercado diário engloba Portugal e Espanha, é necessário considerar a possibilidade de as capacidades de interligação comercial disponíveis não conseguirem comportar os fluxos definidos pelo mercado, como referido anteriormente. Neste sentido, é desenvolvido um processo designado por “*market splitting*”, ilustrado na Figura 8 (26), onde os mercados são separados, vigorando regras diferentes para os dois países. (27) (23)

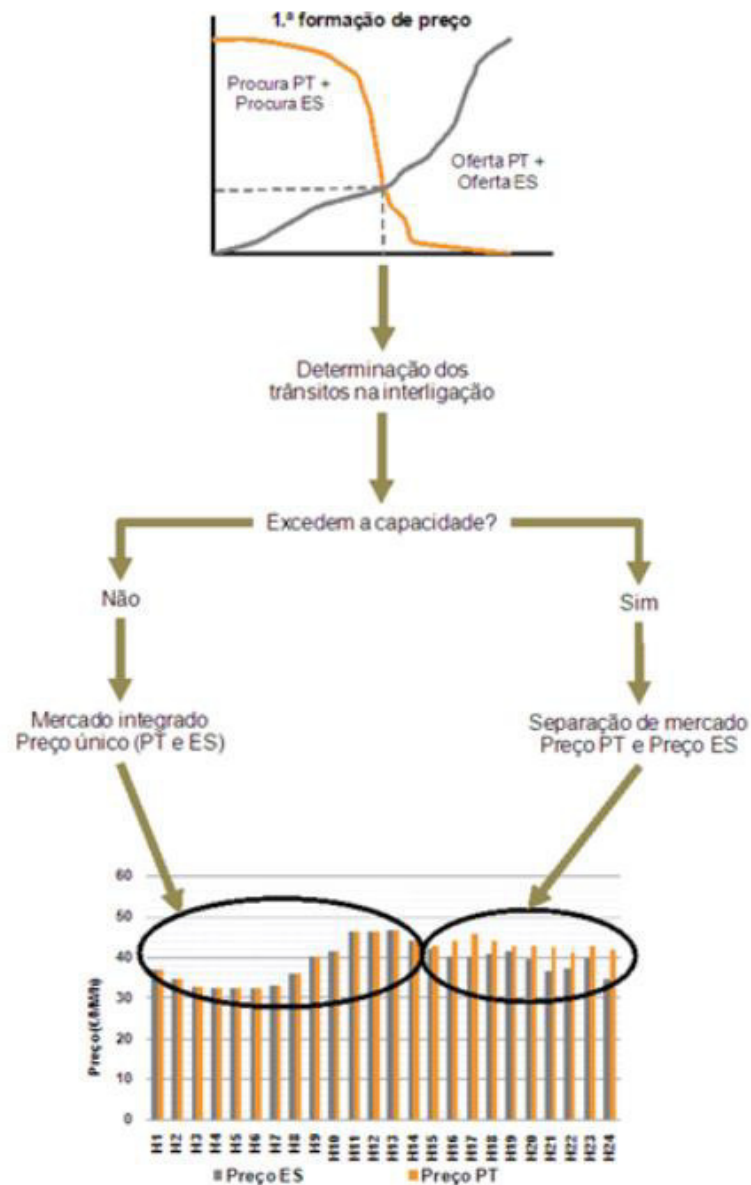


Figura 8 - Esquema exemplificativo da formação do "market splitting".

### 3.2.2. MERCADO INTRADIÁRIO

O mercado intradiário, à semelhança do mercado diário, foi criado no ano de 2007, como uma plataforma complementar ao mercado acima definido. Ambos funcionam de forma similar, em que cada agente indica a sua oferta de compra e de venda, indicando por sessão, o dia e a hora a que se reporta, o preço e a quantidade de energia correspondentes.

No intradiário, transaciona-se eletricidade para ajustar as quantidades transacionadas no mercado diário, compreendendo seis sessões diárias de negociação. Cada uma dessas sessões de mercado intradiário configura (forma) o preço para as horas objeto de negociação, em cada sessão, conforme apresentado na Figura 9 (26). (27) (23)



**Figura 9** – Esquema exemplificativo das sessões disponíveis no mercado intradiário.

Através da Figura anterior podemos retirar as seguintes informações:

- 1ª sessão – forma preço para as 4 últimas horas do dia de negociação e para as 24 horas do dia seguinte ao da negociação;
- 2ª sessão – forma preço para as 24 horas do dia seguinte ao da negociação;
- 3ª sessão – forma preço para as 20 horas compreendidas entre a hora 5 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação;
- 4ª sessão – forma preço para as 17 horas compreendidas entre a hora 8 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação;
- 5ª sessão – forma preço para as 13 horas compreendidas entre a hora 12 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação;
- 6ª sessão – forma preço para as 9 horas compreendidas entre a hora 16 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação.

Desta forma e identicamente ao mercado diário, o mercado intradiário cobre todas as horas do dia e todos os dias de cada ano.

### **3.2.3. MERCADO INTRADIÁRIO CONTÍNUO**

Um grupo de agentes de mercado europeu puseram em prática um projeto de implementação do novo mercado intradiário contínuo. A intenção deste projeto, conhecido como XBID, é permitir o comércio intradiário de energia elétrica entre várias zonas da Europa de forma contínua, aumentando a eficiência global das transações nos mercados intradiários em toda a Europa, e permitindo a criação de um mercado integrado europeu. (28)

Assim, com a criação deste novo mercado intradiário contínuo, a possibilidade de os agentes de mercado poderem gerir os seus desequilíbrios de energia melhora significativamente, uma vez que podem beneficiar não só da liquidez do mercado a nível nacional como também da liquidez disponível nos mercados de outras áreas. Esta solução, de um mercado único europeu, baseia-se num sistema informático comum, tornando-se na coluna vertebral da solução europeia, ao que se enlaçam os mercados intradiário locais, tal como a disponibilidade de toda a capacidade comercial das interligações transfronteiriças que facilitam os operadores do sistema. (29)

Assim, as ofertas de compra e venda de energia introduzidas pelos participantes no mercado num determinado país poderão ser emparelhadas pelas ordens apresentadas de forma similar pelos intervenientes no mercado em qualquer outro país que esteja também conectado ao sistema informático (OMIE), considerando a existência da capacidade de transporte transfronteiriço disponível entre as zonas. (29) (30)

*“Com a entrada em funcionamento do mercado intradiário contínuo, os participantes no mercado poderão estabelecer transações, de uma forma contínua, com qualquer agente que atue em qualquer outro país dentro do alcance do projeto, desde que a capacidade de transporte esteja disponível.”* Fonte: REN (31)

### **3.3. REGULAMENTOS: PORTUGAL E ESPANHA**

Como referido no capítulo 2.2, o MIBEL resulta de um processo de cooperação desenvolvido pelos governos de Portugal e Espanha com o objetivo de promoverem a integração dos sistemas elétricos dos dois países. Constituíram um contributo significativo,

não só para a concretização do mercado de energia elétrica a nível ibérico, mas também, à escala europeia, para a construção do Mercado Interno de Energia. (24)

Este mercado interno é constituído pelo conselho de Reguladores, sendo, no seguimento do estipulado pelo artigo 11º. do Acordo de Santiago de Compostela, composto por representantes de Portugal [Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e da Comissão de Mercados de Valores Mobiliários (CMVM)] e de Espanha [Comissão Nacional de Mercados e Concorrência (CNMC) e da Comissão Nacional do Mercado de Valores (CNMV)].

No seu desígnio de contribuir para o contínuo e sustentado desenvolvimento do mercado elétrico em Portugal e Espanha, o Conselho de Reguladores do MIBEL concluiu e publicou um estudo sobre “Integração de Produção Renovável em Mercado, em Particular ao Nível do Mercado Ibérico de Eletricidade”. (32)

No estudo ficou patente:

- a) Que os aumentos dos volumes de produção renováveis têm forte relação com a redução do preço médio em mercado diário, bem como com o aumento da volatilidade desse mesmo preço;
- b) A relevância do vetor de produção eólica no agregado de produção renovável;
- c) Na perspetiva comparativa dos dois mercados que constituem o MIBEL, demonstra-se que existe maior variabilidade do recurso eólico em Portugal que em Espanha, ainda que a dimensão média relativa dos seus contributos para a satisfação da procura seja relativamente equivalente;
- d) Para o período analisado, a ocorrência de diferenciais de preço entre Portugal e Espanha (separação de mercados) parece ser mais dependente da presença do recurso hídrico que das restantes renováveis (em especial o eólico);
- e) Consubstancialmente, é observável que a ocorrência de diferenciais de preço entre Portugal e Espanha, por um lado, e os restantes mercados europeus, por outro, é claramente influenciada pela capacidade de interligação disponível entre Espanha e

França e que o aumento desta capacidade contribui diretamente para uma melhor integração da produção renovável em mercado.

Relativamente à organização, e de acordo com o Regulamento Interno, o Conselho de Reguladores funciona com um Comité de Presidentes e com um Comité Técnico. O Comité de Presidentes é constituído pelos Presidentes de cada uma das autoridades participantes, sendo que a cada uma compete, por sua vez, a designação dos seus representantes no Comité Técnico. A presidência dos Comités é exercida, em simultâneo, por períodos de seis meses, de forma rotativa, por uma das autoridades participantes, sendo necessário com carácter anual uma alternância entre Estados. (24)



# 4. PRODUÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL EM PORTUGAL

---

4.1 Energias Renováveis	25
4.2. Enquadramento Normativo	25
4.3. Evolução da Produção Renovável	29

---

*No presente capítulo será efetuada a abordagem ao enquadramento normativo e a evolução da produção renovável.*

#### **4.1. ENERGIAS RENOVÁVEIS**

Designa-se de energia renovável toda aquela que é proveniente de fontes naturais com capacidade de renovação. A criação destas fontes de renovação prende-se essencialmente com fatores de cariz social e ambiental. Com o desenvolvimento de tais fontes visa-se um aumento da segurança global da energia; redução das emissões de carbono e ainda a criação de novos postos de trabalho. Contudo, existem algumas barreiras para a sua implementação, tais como (33):

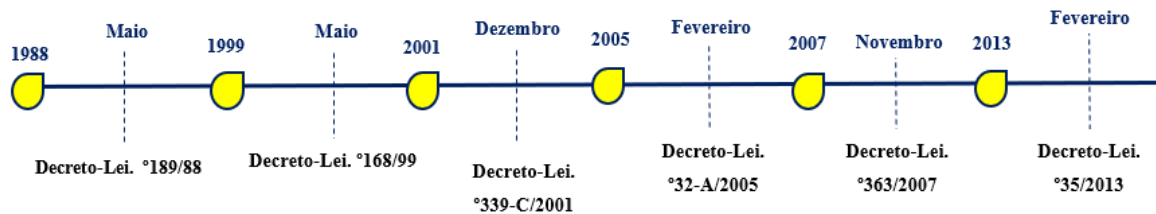
- a) Custos: As energias renováveis necessitam de um investimento inicial superior do que as energias convencionais, ou seja, as energias renováveis geram menos capacidade por euro investido que as energias tradicionais.
- b) Legal e Regulatório: Falta de enquadramento legal para as produtoras e a existência de restrições na construção a nível estético, ruído, segurança, que podem afetar zonas de agricultura ou ambiental.
- c) “*Market Performance*”: Incerteza tecnológica e maior risco, e ainda a falta de experiência ou de informação a nível técnico ou comercial.

Contudo, apesar destas barreiras, no ano 2016 a energia renovável representou 57% da energia produzida em Portugal, funcionando apenas com energia solar, hídrica e eólica durante 107 horas consecutivas. Ainda que alguma da energia produzida nacional fosse exportada, Portugal consumiu, nesse ano, 28,5% da sua energia de fontes renováveis, sendo o terceiro país da UE que mais energia renovável produziu. (34)

#### **4.2. ENQUADRAMENTO NORMATIVO**

A evolução do *regime normativo* do nosso sistema elétrico, até à implementação do modelo liberalizado em vigor, foi longa e demorada.

Representa-se na figura seguinte os *marcos* mais importantes da evolução normativa em Portugal:



**Figura 10** – Marcos da evolução das normativas

**i. Decreto-Lei n. °189/88, de 27 de maio:**

Com o Decreto-Lei n. °189/88, de 27 de maio de 1988, surgem implementadas regras aplicáveis à produção de energia elétrica a partir de recursos renováveis e à produção combinada de calor e eletricidade, ainda que o motivo da sua implementação não tenha sido, na sua génese, a promoção das energias renováveis, mas sim a regulação da posição do pequeno produtor de eletricidade. Tal normativo preconiza assim, a classificação do pequeno produtor em regime especial como produtor de energia elétrica a partir de fontes renováveis, desde que a sua produção não ultrapasse a potência aparente instalada de 10MW. (12)

Através deste *regime normativo*, os produtores de pequena dimensão poderiam optar entre comercializar e/ou consumir a energia produzida, uma vez que o diploma em vigor não estabelecia qualquer procedimento de licenciamento da atividade.

**ii. Decreto-Lei n. °168/99, de 18 de maio:**

O Decreto-Lei n. °168/99 veio introduzir um padrão concreto para a atividade das energias renováveis que faltava no decreto anterior. Revogando o DL 189/88, de 27 de maio, incluindo o respetivo processo de Remuneração pelo Fornecimento de Energia.

Com este diploma pretendeu-se impulsionar a utilização de fontes de energia renováveis, bem como uma aproximação entre a política energética e ambiental, surgindo num enquadramento que iria em direção ao mercado de eletricidade liberalizado.

Foi então introduzida a fórmula de cálculo de remuneração por kWh de energia renovável produzida, sendo que esta remuneração tinha total independência dos preços da eletricidade convencional.

$$VRD_m = KMHO_m \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m] \times \frac{IPC_{(m-1)}}{IPC_{ref}} \times \frac{1}{1 - LEV} \quad \text{Equação 1}$$

Em que:

$VRD_m$	Remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m;
$KMHO_m$	Coefficiente facultativo, que modula os valores de PF e de PV em função do posto horário em que a energia tenha sido fornecida;
$PF(VRD)_m$	Parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis no mês m;
$PV(VRD)_m$	Parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis no mês m;
$PA(VRD)_m$	Parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis no mês m;
$IPC_{(m-1)}$	Índice de preço no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês m-1;
$IPC_{ref}$	Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referentes ao mês de dezembro de 1998;
$1 - LEV$	Representam as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável.

É clara a intenção do Estado com este decreto-lei, em compensar os agentes que investiram em unidade de produção renovável, premiando-os não só pelos custos evitados com a construção de unidade de produção tradicional, mas também pelos benéficos ambientais decorrentes da sua atividade.

**iii. Decreto-Lei n. °339-C/2001, de 29 de dezembro:**

Este decreto-lei provém de alterações pontuais do DL anterior, com o objetivo de reforçar a independência energética do país. Assim, a alteração mais significativa consistiu na incorporação de uma nova variável na fórmula de cálculo de remuneração designada de coeficiente Z, que visa traduzir as características específicas do recurso endógeno e de tecnologia utilizadas na instalação:

$$VRD_m = KMHO_m \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m \times Z] \times \frac{IPC_{(m-1)}}{IPC_{ref}} \times \frac{1}{1 - LEV} \quad \text{Equação 2}$$

**iv. Decreto-Lei n. °32-A/2005, de 16 de fevereiro:**

O presente DL veio alterar o DL 189/88 revendo os fatores de cálculo do valor de remuneração pelo fornecimento de energia renovável entregue à rede do SEN, definindo procedimentos para atribuição de potência disponível na mesma rede e prazos para obtenção de licença de estabelecimento para centrais renováveis.

O Estado decide promover centrais renováveis de menor escala e mais modernas, numa tentativa de adequar a procura de fontes energéticas renováveis existente e previsível da rede em função da oferta e da procura de cada zona de rede.

**v. Decreto-Lei n. °363/2007, de 2 de novembro:**

Com a implementação do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, verifica-se a simplificação do regime de faturação e do relacionamento comercial.

O dito decreto-lei possibilitou a criação de dois regimes de remuneração aos microprodutores: o regime geral e o regime bonificado, destinando-se o primeiro à generalidade das instalações e o segundo apenas aplicável às fontes renováveis de energia. Releva-se que os produtores renováveis usufruíam de uma remuneração bonificada a 35 anos após a primeira produção.

**vi. Decreto-Lei n. °35/2013, de 28 de fevereiro:**

Este decreto-lei vem alterar o regime remuneratório aplicável às instalações de energia renováveis existentes à data de entrada do DL 33-A/2005, de 16 de fevereiro, que alterou o DL 189/88, de 27 de maio. A maior alteração ocorreu nos prazos de remuneração ao produtor renovável, passando do regime de mercado a 25 anos em oposição aos 35 anos que se encontravam em vigor.

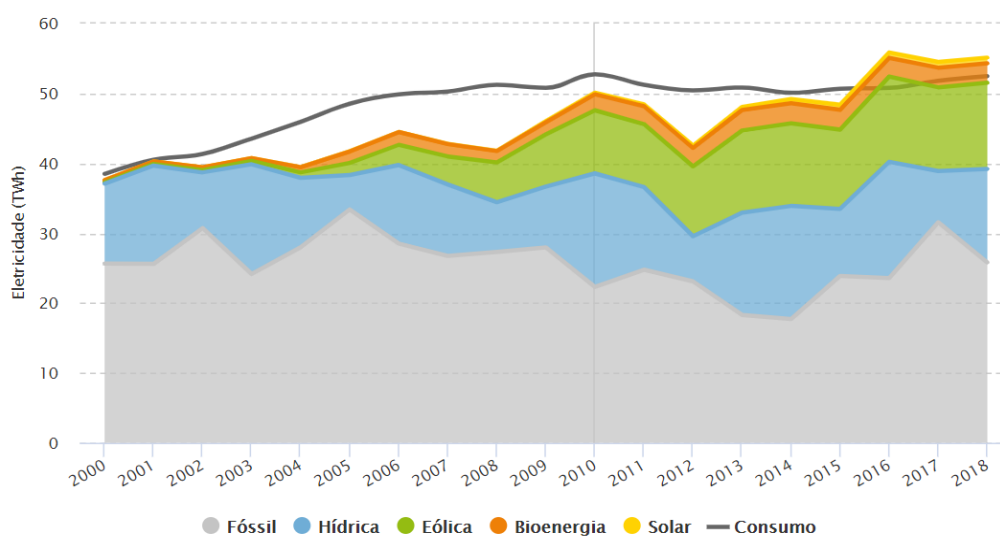
Assim, os produtores com o novo decreto-lei em vigor, passaram a usufruir de 25 anos de regime bonificado. No final da contratação, os produtores terão três opções: enviar a produção para o mercado a custo zero, atendendo a que quem produz não vende no mercado, expedir para a EDP Universal a um custo insignificante, ou ainda, com a celebração de contratos bilaterais, vender a energia ao comercializador liberalizado.

### **4.3. EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL**

O potencial de energias renováveis em Portugal é mais do que suficiente para satisfazer as suas necessidades energéticas. Portugal apresenta uma rede hidrográfica relativamente densa, uma elevada exposição solar média anual, e dispõe de uma vasta frente marítima que beneficia dos ventos atlânticos, o que lhe confere a possibilidade de aproveitar o potencial energético da água, da luz, das ondas e do vento. Estas condições únicas permitem ao país o aproveitamento de formas de energia alternativas visto que não dispõe de recursos ou reservas fósseis conhecidas.

A grande parte dos recursos endógenos e renováveis portugueses na produção de eletricidade, tem alterado a composição do *mix* de produção de eletricidade em Portugal e tem, sucessivamente, desempenhado um papel cada vez mais determinante na satisfação do consumo, como se pode observar no gráfico seguinte. (35)

Agregação de Produção Renovável no Âmbito da Produção em Regime de Mercado em Portugal



**Gráfico 4** – Evolução da produção de eletricidade em Portugal Continental. (2000 a 2018).

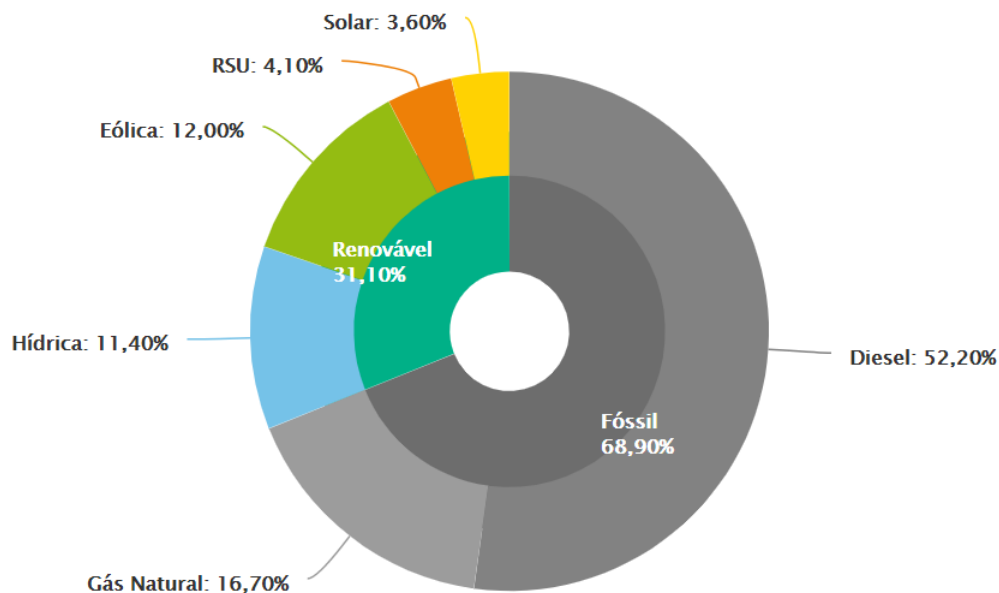
Acresce ainda referir que, no desígnio do aumento da eficiência energética, foram introduzidos um conjunto de medidas, por exemplo, a diminuição da necessidade energética dos edifícios e a melhoria da eficiência dos aparelhos, factos que auxiliam os consumidores a reduzir o consumo de energia e a baixar o preço das suas faturas. Além destas, a disponibilização de modos de transporte de baixo consumo de energia nas redes de transportes públicos ajudará também a reduzir o consumo energético.

Desta forma, a melhoria da eficiência energética ajudará a UE a reduzir a dependência das importações de energia, a melhorar a qualidade do ar e a combater as alterações climáticas. (36)

Atendendo ao sucesso das metas para 2020, novas regras são acordadas pelos Estados-Membros, relevando-se o objetivo de pelo menos 32% do consumo de energia da UE em 2030 ter de provir de fontes renováveis, objetivando-se uma eficiência energética de 32,5%. Estas novas regras têm como desígnio implementar poupanças monetárias para os cidadãos e empresas, ao beneficiarem com a redução das contas de energia, cumulativamente com benefícios ambientais, ao evitar emissões de dióxido de carbono. (37)

Estas normas incluem ainda disposições sobre os consumidores que produzem energias renováveis, onde poderão produzir energia renovável para consumo próprio, armazenar e vender o excedente.

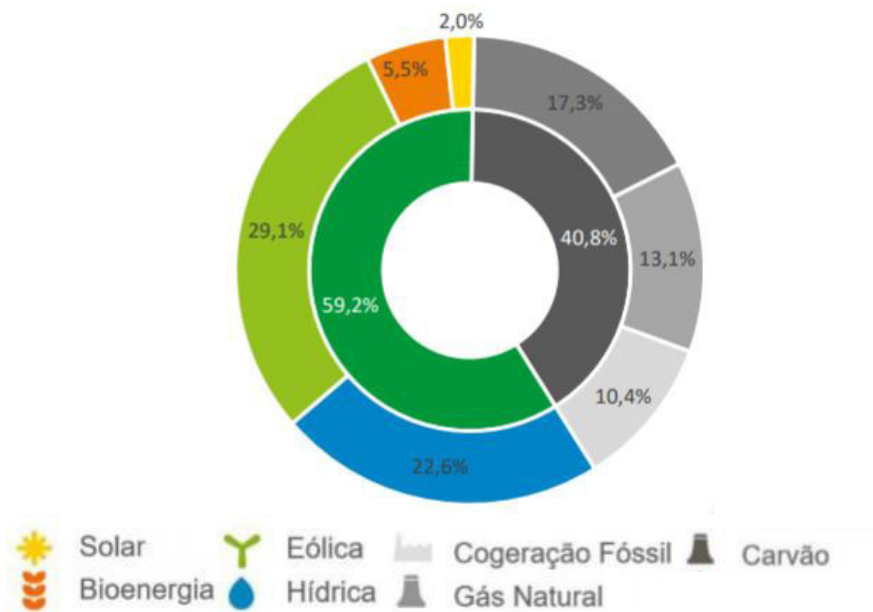
Analisando os valores do ano anterior (2018), é possível verificar que a eletricidade produzida no continente teve uma repartição de 31,1% de origem renovável, sendo os restantes 68,9% provenientes de fontes de energia fóssil, num total de eletricidade gerada de 55 133 GWh, representada no gráfico seguinte. (35)



**Gráfico 5** - Balanço da produção de eletricidade em Portugal Continental (janeiro a dezembro de 2018).

Durante o primeiro quadrimestre de 2019, as fontes de energia renovável representaram 59,2% do mix de produção de eletricidade em Portugal Continental, sendo que comparativamente ao ano anterior existiu um aumento de 28,1% de produção renovável. (Gráfico 6) (38)

Agregação de Produção Renovável no Âmbito da Produção em Regime de Mercado em Portugal



**Gráfico 6** - Balanço da produção de eletricidade em Portugal Continental (janeiro a abril de 2019).

Com o crescente recurso a energias renováveis vem implicar problemas de gestão e de uso da rede elétrica, a sua utilização provoca alterações significativas na exploração das redes obrigando a uma revisão no modelo de gestão e operacionalização das mesmas. Importa igualmente, que se avaliem as questões relacionadas com a qualidade da energia elétrica e a segurança da mesma, tendo por referência a norma NP EN 50160:2001 que regula os intervalos, referentes aos valores de qualidade e segurança no sector elétrico.

Assim, aquando da introdução de energia renovável na rede, existem dificuldades nas operações da mesma, onde a variabilidade do recurso poderá implicar que o sistema elétrico tenha uma reserva de compensação, suficiente ou não. Portanto, a previsão da produção renovável torna-se de extrema importância para a gestão e uso da rede elétrica.



## 5. PROCEDIMENTOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

---

5.1. Agente do Mercado	34
5.2. Programação e Resolução de Desvios	34
5.3. Contratação Bilateral	37

---

*No presente capítulo, recorrendo ao Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico, será realizado uma introdução a conceitos e fórmulas para o cálculo dos desvios de produção renovável e os respetivos custos.*

## **5.1. AGENTE DE MERCADO**

Agente de Mercado é toda a entidade que pretenda transacionar energia elétrica através de contratação bilateral, participar nos mercados organizados e nos mercados de serviço de sistema, obtendo o estatuto de Agente de Mercado.

Estes agentes deverão inscrever junto da Gestão Global do Sistema (GGS) todas as Unidade de Produção (UP) que pretendam utilizar nos mercados organizados, mercados de serviço de sistema e/ou de contratação bilateral.

Tipos de UP permitida:

- a) Comercialização: Cada Agente de Mercado Comercializador poderá solicitar a inscrição de uma UP para execução da programação de compra e venda de energia elétrica relativa ao fornecimento dos seus clientes;
- b) Consumo: Cada Agente de Mercado Consumidor poderá solicitar a inscrição de uma UP para programa a compra e venda de energia elétrica correspondente ao consumo das suas instalações;
- c) Produção em Regime Especial: UP registada por um Agente de Mercado Produtor, Comercializador ou Representante para concretizar a programação da produção em regime especial.
- d) Produção em Regime Ordinário: UP registada por um Agente de Mercado Produtor para concretizar a programação da produção em regime ordinário.

## **5.2. PROGRAMAÇÃO E RESOLUÇÃO DE DESVIOS**

Neste subcapítulo estabelece-se quer o processo de programação diária a partir dos resultados dos mercados organizados e das transações efetuadas de contratação bilateral, quer o mecanismo para a resolução de desvios entre a geração e o consumo. Entenda-se como o horizonte diário, o período compreendido entre as 23:00 horas do dia D-1 e as 23:00 horas do dia D.

A programação e resolução de desvios incluem os seguintes processos:

- i. Programa [MWh]:** São inseridas todas as previsões de produção agregadas no mercado organizado (OMIE) no dia anterior a negociação (D-1), onde ocorre a transação de energia elétrica que irá satisfazer a procura do dia seguinte.
- ii. Produção [MWh]:** Estão representadas as produções reais agregadas, relativas ao dia de negociação (D).
- iii. Desvios [MWh]:** São realizados os cálculos das variações entre o previsto e o real, equação 4. Este pode ser classificado como:
  - a. Desvios por excesso: Verifica-se quando o consumo (produção real) é superior à programação (previsão).
  - b. Desvios por defeito: Verifica-se quando a programação é superior ao consumo.
- iv. Valorização dos Desvios [€]:** A ocorrência de desvios à programação gera desequilíbrios na relação geração-consumo, sendo necessária à sua regulação, por forma a assegurar a estabilidade do sistema elétrico. Para isso, a valorização das energias de desvio à programação dever ser renumeradas.

A valorização das energias de desvios à programação, afeta a cada Agente de Mercado, traduz-se na seguinte equação:

$$VED(h, a) = DV(h, a) \times (PMHMD(h) + SHR(h)) \times K(h, a) \quad \text{Equação 3}$$

Com:

$VED(h,a)$  – Valorização de Desvios à programação, afetos ao período horário  $h$ , do Agente de Mercado  $a$ .

$DV(h,a)$  – Desvios à programação, afetos ao período horário  $h$ , do Agente de Mercado  $a$ . Determinado pela seguinte equação:

$$Desvios = Programa - Produção \quad \text{Equação 4}$$

PMHMD(h) – É o Preço Marginal Horário do Mercado Diário, afetos ao período horário h, expressos em €/MWh. Como referido anteriormente no capítulo 3, o preço diário é onde ocorre a transação de energia elétrica que irá satisfazer a procura do dia seguinte ao da negociação, através de propostas de compra e venda apresentadas pelos agentes, num esquema de cruzamento de ofertas.

SHR(h) – É o Sobrecusto Horário de Regulação, afetos ao período horário h, expresso em euros. Sendo necessários para assegurar o equilíbrio entre a geração-consumo, determinado pela seguinte equação:

$$SHR(h) = RRS + RR \quad \text{Equação 5}$$

Sendo que:

RRS – Reserva de Regulação Secundária, onde tem como objetivo controlar o desvio da interligação com Espanha em relação ao programado.

RR – Reserva de Regulação, sendo ela a variação máxima de potência a subir e a descer dos grupos do sistema que pode ser mobilizada no horizonte da programação em vigor. Assim, sempre que a produção prevista seja diferente do consumo previsto pelo GGS será instruída uma mobilização ou desmobilização de produção/consumo capaz de equilibrar a produção como o referido consumo.

K(h,a) – É o fator de imputação dos sobrecustos ao agente (a), durante o período h, dado pela equação:

$$K(h, a) = \frac{abs[DV(h, a)]}{\sum_{\alpha} abs[DV(h, \alpha)]} \quad \text{Equação 6}$$

- v. **OMIE Recebimento [€]:** Onde é realizado o cálculo do proveito do mercado organizado, OMIE, expresso pela seguinte equação:

$$OMIE = PMHMD(h) \times Programa$$

Equação 7

### 5.3. CONTRATAÇÃO BILATERAL

Possuidor de excelentes condições climatéricas, Portugal é um dos países da Europa que melhor possibilita a implementação das energias renováveis, sendo esta cedida ao agente agregador que irá pagar ao produtor uma tarifa previamente definida. Atentos ao facto de o produtor das centrais não ter nenhuma relação direta com o mercado, este transfere a responsabilidade da venda da energia ao agente agregador. (39)

Assim, o produtor tem de vender a sua energia ao mercado, através do agente agregador, recebendo a quantidade vendida, multiplicada pelo preço de cada hora, sendo, na maioria das vezes, responsável pelo envio das previsões ao agregador, para venda no mercado.

No todo deste processo, verifica-se ainda a possibilidade do surgimento de diferenças entre as quantidades previstas e a energia efetivamente produzida, que serão definidas com o operador de sistema, originando os *desvios* (Equação 4). (23)

Nestes termos, existem dois tipos de contratação bilateral para a compra e venda de energia elétrica. Para a celebração dos documentos terão de existir duas entidades: o COMERCIALIZADOR, entidade que comercializa energia elétrica no mercado liberalizado, atuando como agregador de produções renováveis, com a finalidade de fornecer energia elétrica, produzida através de fontes renováveis, aos seus clientes finais em Portugal; e o PRODUTOR, entidade detentora de uma licença de produção para um centro de produção renovável.

O comercializador, tendo como responsabilidades de facilitador de mercado, é detentor de uma unidade de programação de venda de energia elétrica, sendo responsável pela elaboração e apresentação de ofertas de venda de energia elétrica nos mercados organizados (OMIE).

Após concordância de ambas as partes, celebra-se o contrato, podendo este ser acordado entre duas modalidades:

- i) contratos de representação;
- ii) contratos PPA.

Encontrando-se ambas as modalidades abrangidas pelo preceituado no “Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico”. O cerne da questão, ou seja, a escolha de uma ou outra modalidade de contratação distingue-se pela forma de faturação ao produtor.

Nos contratos de representação, a modalidade de pagamento ao produtor rege-se pelo preço variado, ou seja, pelo preço marginal horário (hora em hora) do mercado diário (€/MWh) multiplicada por uma comissão (*fee*) acordada por ambas as partes, consoante a produção injetada na rede pelo produtor.

Nos contratos PPA, a remuneração mensal pela energia elétrica tem um preço base, acordado por ambas as partes. Nestes casos os valores de produção encontram-se agregados ao mês correspondente, dividindo-se apenas em horários de ponta, cheia, vazio e super vazio.

Genericamente, ambas as modalidades dos contratos têm cláusulas em comum, tais como:

- Cláusula 1º: Objeto do Contrato
- Cláusula 2º: Duração do contrato, Entrada em vigor e Produção de efeitos
- Cláusula 3º: Declarações, Garantias e Compromissos
- Cláusula 4º: Acesso às Redes
- Cláusula 5º: Previsão e Fornecimento de Produção de Energia
- Cláusula 6º: Confidencialidade
- Cláusula 7º: Força Maior
- Cláusula 8º: Cessação do Contrato

Agregação de Produção Renovável no Âmbito da Produção em Regime de Mercado em Portugal

---

- Cláusula 9º: Litígios e Arbitragem
- Cláusula 10º: Comunicações
- Cláusula 11º: Aplicável

Estes são considerados pela maioria dos produtores e comercializadores como o futuro de compra e venda de energia.



## 6. PREVISÃO PRODUÇÃO RENOVÁVEL

---

6.1. Modelos Preditivos	41
6.2. Modelos de Previsão de Produção Renovável	43
6.2.1. Modelo Persistência	44
6.2.2. Modelo por Regressão Linear	44
6.2.4. Modelo Árvore de Decisões	45
6.2.5. Redes Neurais Artificiais	47
6.2.6. Sistema de Interferência Difusa	51

---

*No presente capítulo é feito um estudo sobre os diferentes modelos de previsão de produção das centrais renováveis.*

## 6.1. MODELOS PREDITIVOS

É uma função matemática que, aplicada a uma base de dados, consegue identificar padrões ocultos e prever o que poderá ocorrer. Assim, o uso de metodologias capazes de criar modelos precisos têm vindo a ser utilizadas em diferentes áreas, nomeadamente na previsão meteorológica e, com a necessária relevância, na previsão de produção energética.

### 6.1.1. MODELOS DE PREVISÃO METEOROLÓGICOS

A previsão meteorológica é uma das aplicações que permite prever o estado da atmosfera em tempo futuro e num determinado local. As previsões são feitas através da coleta de dados sobre o estado atual da atmosfera terrestre e da compreensão científica e utilização de métodos para projetar como o clima irá evoluir. As previsões das variáveis atmosféricas são de extrema importância, na medida em que é necessário entender o comportamento das condições atmosféricas para efetuar uma previsão de produção de energia renovável. Alguns dos modelos para a previsão de condições meteorológicas são:

#### a) Modelos Físicos:

Um dos modelos mais utilizados pelos investigadores da área meteorológica é conhecido por *Numeric Weather Prediction* (NWP). Este modelo tem sido utilizado desde 1950, desenvolvido por *Charney, Fjortof e Von Neumann*. É um modelo computacional com capacidade de simular o comportamento da atmosfera, utilizando um sistema de equações matemáticas. (40)

Normalmente, este Modelo encontra-se dividido em dois: Global, onde são efetuadas previsões para todo o planeta e Local, onde são efetuadas previsões para determinados continentes. Este tipo de modelo tem a capacidade de fornecer a previsão à escala continental, num horizonte temporal de 3 a 72 horas, enquanto que à escala global podem fornecer previsões até sete dias. (41)

O princípio básico deste tipo de modelo é calcular numericamente a evolução meteorológica através da integração de diversas equações associadas à meteorologia, com uma condição inicial obtida através de observações desse mesmo fenómeno. (42)

**a) Modelos Estatísticos e Inteligência Computacional Artificial (IA):**

Este tipo de modelos conta com uma grande variedade, onde são de destacar os modelos de inteligência computacional (Redes Neurais e Sistemas de Inferência Difusa) em que, segundo o autor Ribeiro (10), a inteligência computacional não tem uma definição consensual, descrevendo-o como uma classe bastante diversa de técnicas computacionais desenvolvidas com o objetivo de resolver problemas aos quais os métodos tradicionais não dão uma resposta eficaz.

Os modelos estatísticos (Modelo ARIMA e Regressão Linear) são essencialmente baseados em dados de observação no local de interesse. (42) (43) Este tipo de abordagem só é adequado para previsões a curto prazo, devido ao facto da sua precisão ser inversamente proporcional com o aumento do horizonte de previsão.

**b) Modelos Combinados:**

Como o próprio nome indica, esta abordagem combina dois modelos, o modelo numérico de previsão (NWP) e os modelos estatísticos, com a utilização das redes neurais e a lógica difusa, no sentido de preencher as lacunas de cada um deles, no desenvolvimento do método de previsão.

Normalmente, são modelos aplicados em locais onde já está implementado um modelo NWP, mas que onde não existem resultados adequados para o horizonte de previsão desejado. Assim, a saída dos valores do modelo NWP será utilizada como entrada para os modelos estatísticos ou de inteligência computacional. (42)

Estes modelos são alguns dos exemplos utilizados a nível mundial, em estações meteorológicas para previsões com um curto/médio horizonte temporal. Conforme representado na tabela 1 (42), existe uma denotada diversificação nos diversos países europeus, considerando os modelos que utilizam para realizar a previsão meteorológica.

Tabela 1 – Modelos de Previsão na Europa:

Modelo de previsão	Desenvolvido por	Método	Localização
WPPT	Universidade de Copenhaga	Estatístico	Dinamarca
Zephyr	Riso & IMM	Combinado	Dinamarca
Previento	Universidade de Oldenburg	Estatístico	Alemanha
AWPPS	Armines	Estatístico	Irlanda, Creta
RAL	RAL	Estatístico	Irlanda
SIPREÓLICO	University Carlos III	Estatístico	Espanha
Prediktor	Risco	Físico	Espanha, Alemanha e Irlanda

Em Portugal, a responsabilidade da previsão pertence ao Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA), onde a Previsão Numérica do Tempo (PNT) recorre ao potencial de cálculo dos computadores para produzir uma estimativa do estado futuro da atmosfera.

Na atualidade, o grupo de trabalho PNT do IPMA recorre a três modelos de previsão: ALADIN, ECMWF (*European Center of Medium-range Weather Forecasts*) e AROME. (44)

## 6.2. MODELOS DE PREVISÃO DE PRODUÇÃO RENOVÁVEL

Nas últimas décadas, têm sido propostos diversos modelos de previsão de produção renovável, no entanto ainda não existe consenso no que concerne ao método que deve ser utilizado para cada um dos três tipos de horizontes temporais – curto, médio e longo prazo. Assim, serão abordadas algumas técnicas de previsão utilizando séries temporais:

### 6.2.1. MODELO PERSISTÊNCIA (ESTATÍSTICO):

Modelo bastante utilizado na previsão de curto-prazo da velocidade do vento ou produção de energia. Este método assume que o vento ou energia, num determinado momento futuro, será o mesmo que o valor medido no instante em que a previsão é feita.

A previsão corresponde à média das N observações mais recentes de uma série X, como se pode observar na equação 8.

$$X_t = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N X_{t-1} \quad \text{Equação 8}$$

Este método é simples, uma vez que a previsão que realiza é apenas baseada nos últimos valores da série. Assim, pode ser utilizado no caso de os dados disponíveis, da previsão, serem insuficientes, devendo ser utilizado apenas para previsões de curto-prazo (1-6 horas). (42) (45)

### 6.2.2. MODELO POR REGRESSÃO LINEAR (ESTATÍSTICO):

Regressão linear é uma abordagem para modelar a relação entre um escalar variável dependente e uma ou mais variáveis independentes, permitindo que se estabeleça relações entre variáveis que se relacionam, e cujas informações estão disponíveis através de dados históricos, relações às quais se associam modelos de regressão.

Uma vez estabelecida a relação, é necessário avaliar a confiança que nela se pode colocar, através da realização de testes estatísticos. Entre os vários tipos de informação a relevar, insere-se a informação que descreve as mudanças assumidas por uma variável ao longo do tempo (séries temporais). Assim, para este tipo de informação é possível estabelecer relações que descrevem as situações observadas por meio de modelos de regressão. (42) (46)

Neste modelo, o valor a prever é expresso como uma combinação linear dos atributos, com pesos pré-determinados:

$$x = w_0 + w_1 a_1 + w_2 a_2 + \dots + w_k a_k \quad \text{Equação 9}$$

Onde  $x$  é o valor a prever, produção de uma central,  $w_k$  são os pesos, determinados numa fase de treino, e  $a_k$  são os atributos, podendo ser a velocidade do vento no caso de uma central eólica. É um método distinto para previsão numérica simples, tendo sido utilizado em aplicações estatísticas há muitas décadas. (46) (42)

**6.2.3. MODELO ÁRVORE DE DECISÕES (COMBINADO):**

Árvores de decisão são modelos estatísticos que utilizam um treinamento supervisionado para a classificação e previsão de dados, ou seja, na sua construção é utilizado um conjunto de treinamento formado por entradas e saídas.

Nestes modelos, quando a variável alvo usa valores contínuos, números reais, são chamadas de árvores de regressão, quando a variável usa um conjunto finito de valores é chamada de árvore de classificação. Nesta estrutura, as folhas representam combinações de características. (46)

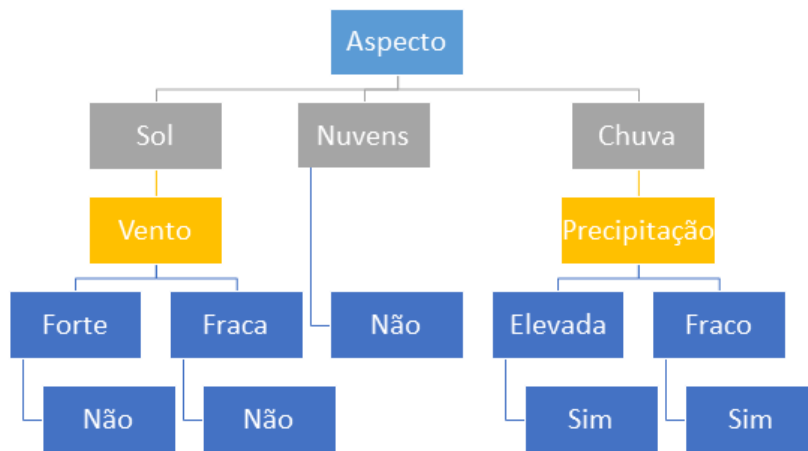
A árvore de classificação ou árvore de decisão, é um algoritmo que cria um caminho passo-a-passo de como se determina a saída de uma nova instância de dados. Podemos afirmar que uma árvore cria uma ramificação em que cada “nó” representa um ponto onde a decisão deve ser tomada com base na entrada, e move-se para o próximo “nó” até chegar a uma “folha” em que descreve o que será previsto.

De forma geral, uma árvore de decisões é formada por um conjunto de nós de decisão, que permitem a classificação de cada caso. Tendo como exemplo simples a tabela 2, que classifica o estado do tempo em “mau”, “razoável” ou “bom” em função de três variáveis, chuva, vento e sol. (46)

Tabela 2 – Exemplo de Treino da árvore de decisão para produção hídrica.

<b>Dia</b>	<b>Aspetto</b>	<b>Temperatura</b>	<b>Precipitação</b>	<b>Vento</b>	<b>Produção Hídrica</b>
1	Sol	Quente	Fraca	Fraca	Não
2	Nuvens	Quente	Fraca	Fraco	Não
3	Chuva	Ameno	Elevada	Fraco	Sim
4	Chuva	Fresco	Elevada	Forte	Sim
5	Sol	Ameno	Fraca	Forte	Não

Através desta tabela, considerando exemplos passados (dias), podemos construir a seguinte árvore de decisão:



**Figura 11** - Exemplo de árvore de decisão

A relação entre os elementos da árvore – “nós” e “folhas” – e os atributos, valores e classificações, pode ser entendida da seguinte forma: cada “nó” – Vento e Precipitação – interno testa um atributo, cada “ramo” – Forte e Fraco – corresponde a um valor do atributo e cada folha – Sim e Não – atribui uma classificação.

Este modelo pode ser usado para qualquer conjunto de dados desconhecidos, em casos que seja possível de prever esse conjunto de dados desconhecidos e aprender sobre árvores de classificação questionando somente perguntas simples. Esta será a grande vantagem de uma árvore de classificação, não necessitando de muita informação sobre os dados para criar uma árvore exata. (46)

Existem vários algoritmos de classificação que utilizam a árvore de decisão. Dependendo do problema, um algoritmo pode ser mais eficiente que outro (47) (48) (49):

- 1) Algoritmo ID3 – desenvolvido por Ross Quinlan em 1986, é o algoritmo pioneiro em indução de árvores de decisão;
- 2) Algoritmo CART – criado em 1984, por Leo Breiman, como indutor não incremental para problemas de classificação e regressão;
- 3) Algoritmo C4.5 – implementado em 1993, novamente por Ross Quinlan, é uma extensão do algoritmo ID3;

- 4) Algoritmo C5 e See5 – é uma melhoria do algoritmo C4.5, em termos de velocidade, árvores de decisão menores e ponderações. Disponível no WEKA<sup>2</sup>.

#### **6.2.4. REDES NEURONAIS ARTIFICIAIS (IA):**

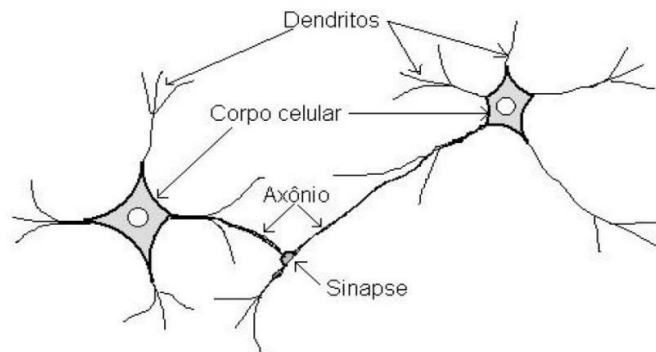
As redes neuronais artificiais foram desenvolvidas pelo psiquiatra e neuroanatomista Warren McCulloch e pelo matemático Walter Pitts em 1943. Descreveram um cálculo lógico das redes neuronais, que unificava os estudos de neurofisiologia e da lógica matemática. (50)

Os neurónios são células nervosas fundamentais do sistema nervoso central, representado na Figura 12 (51). Cada pessoa possui mais de cem mil milhões de neurónios no seu sistema. A constituição de um neurónio compreende quatro partes principais (43):

- 2) Corpo Celular: Com a forma piramidal ou esférica, contém o núcleo no seu interior. Este tem a tarefa de executar as transformações bioquímicas necessárias à síntese de moléculas, enzimas.
- 3) Dendrites: Arborescência à volta do corpo celular, formada por finas ramificações. São os principais detetores de sinais que chegam ao neurónio, a partir dos axónios das células nervosas vizinhas.
- 4) Axónio: Fibra nervosa ramificada na extremidade que comunica com outro neurónio. Este filamento longo efetua a transmissão de sinais emitidos pelo neurónio.
- 5) Sinapses: É a conexão do axónio de um neurónio à dendrite de outro neurónio. Esta interface sináptica transfere os sinais emitidos pelo neurónio até outro.

---

<sup>2</sup> Weka - é uma coleção de algoritmos de aprendizado de máquina para tarefas de mineração de dados. Ele contém ferramentas para preparação de dados, classificação, regressão, agrupamento, mineração de regras de associação e visualização.



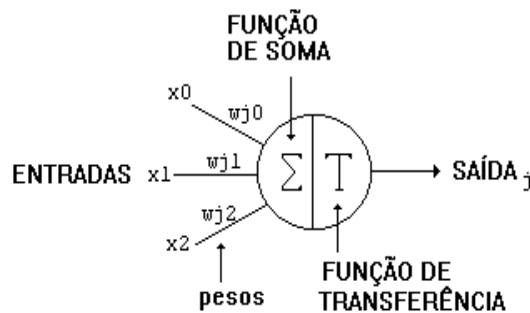
**Figura 12** - Representação das quatro partes principais de dois neurónios biológicos.

O conceito neurónio artificial, Figura 13 (52), foi proposto para simular um neurónio biológico real, em que uma estrutura lógico-matemática procura simular o seu comportamento e funções. (50) Este consiste em entradas ( $x_m$ ), como as sinapses de um neurónio biológico, que são multiplicadas pelos respetivos pesos ( $W_{km}$ ), representando a força do sinal, e por fim são computorizados por funções matemáticas que determinam a ativação do neurónio e a sua polarização, função de soma ( $\Sigma$ ) e função de transferência ( $T$ ). Além destas, existe ainda a função computorizada da saída ( $j$ ).

Assim, partindo do princípio estabelecido pelos autores, o modelo do neurónio artificial tem os seguintes elementos fundamentais (43):

- 1) Entradas: Constituem o vector  $x = [x_1, x_2, \dots, x_m]^T$ , quer de natureza real, quer binária.
- 2) Pesos de Conexão: Ponderações  $w = [w_1, w_2, \dots, w_m]$  positivas nas conexões excitadores e negativas em conexões inibidores, sendo nulo o peso quando não existir conexão com o respetivo elemento de processamento.
- 3) Função de Soma/Polaridade: Limiar de ativação  $b_k$  do elemento de processamento, equivalente a uma entrada  $x_0 = 1$  com o peso  $w_0 = -b_k$ .
- 4) Função de Transferência: Condição  $v = (x, w)$  de excitação do elemento de processamento conforme a função entre as entradas e os pesos, relação  $j(v)$  que define o comportamento do elemento de processamento em função do seu estado interno total.

5) Saída: Resposta  $y = j(x, w)$  do neurónio resultante do processamento interno sob excitação das entradas ponderadas.



**Figura 13** - Representação de um neurónio artificial.

Exemplo, baseado na tese de Ricardo Mexia (43) - numa rede neuronal, as entradas excitam vários neurónios que constituem uma camada: com  $m$  elementos haverá  $m$  saídas, para  $k = 1, 2, \dots, m$  formando o vetor de saída  $y = [y_1, y_2, \dots, y_m]$ . Cada neurónio  $k$  recebe os sinais de entrada  $x_i$ , para  $i = 1, 2, \dots, m$ , como os pesos  $w_{ki}$ .

Assim, cada elemento de processamento da rede neuronal executa a operação imposta pela função de transferência, consoante o seu estado interno. No caso mais simples, o estado interno total corresponde à combinação linear das entradas com os pesos.

$$v_k = w_{k0}x_0 + w_{k1}x_1 + \dots + w_{km}x_m \quad \text{Equação 10}$$

Como  $x_0 = 1$  assume-se  $v_k = \sum_{i=1}^m w_{ki}x_i + b_k$ , onde o peso de polaridade  $b_k$  traduz a deslocação de origem da função de ativação e daí a designação de polaridade do elemento de processamento.

Assim, a saída será:

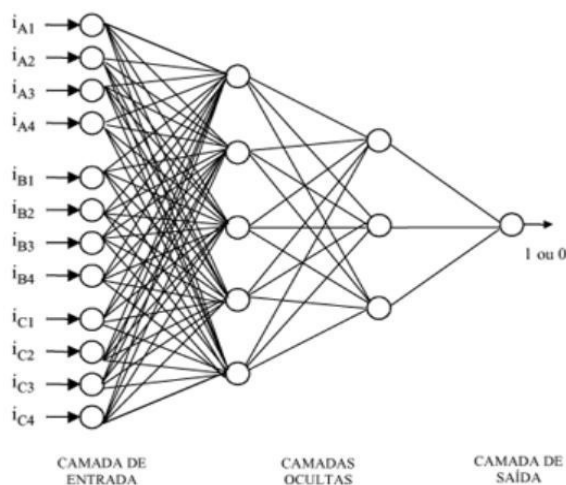
$$y_k = j\left(\sum_{i=1}^m w_{ki}x_i\right) \quad \text{Equação 11}$$

Ou,

$$y_k = j(w_k x) \quad \text{Equação 12}$$

Em que o vetor linha é  $w_k$  e o vetor coluna  $x$ . (43)

As redes neuronais artificiais são compostas por uma ou mais entradas, uma saída e uma ou mais camadas escondidas, como é observado na Figura seguinte (52). Cada neurónio é ligado a partir da camada de entrada para um neurónio a partir da camada oculta, e da camada oculta de cada nó é ligado a um neurónio da camada de saída.



**Figura 14** - Representação de uma rede neuronal artificial.

### 6.2.5. SISTEMA DE INFERÊNCIA DIFUSA (IA):

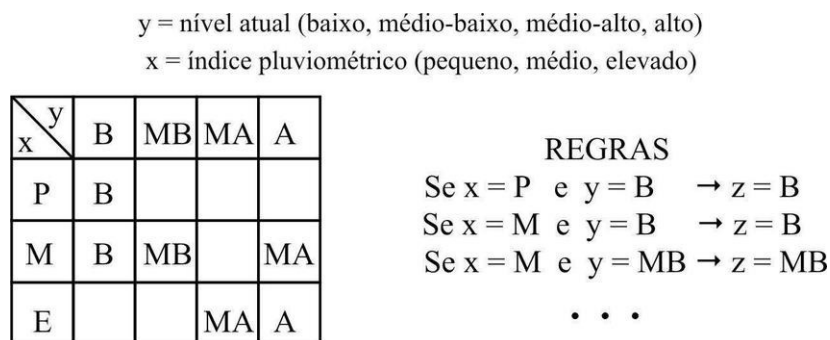
Os sistemas de inferência difusa (SID) utilizam princípios de lógica difusa, fornecendo respostas ponderadas pelos graus de pertinência das variáveis independentes de entrada do sistema. (42)

O conceito “lógica difusa” foi introduzido em 1965 por Lofti A. Zadeh, com a proposta da teoria de conjuntos. Os sistemas difusos surgiram inicialmente no Japão, alastrando-se hoje em dia ao resto do globo. As utilizações atuais são: sistemas especialistas difusos, integração entre redes neuronais artificiais e lógica difusa. (53)

Estes sistemas assentam na extensão da lógica booleana, onde intervêm os conceitos de “verdadeiro” ou “falso”, para uma lógica difusa em que participa um certo “grau” de verdade ou de falsidade.

São modelos empíricos, nos quais o conhecimento é adquirido através de experiências passadas. O conhecimento de um SID pode ser armazenado em forma matricial, figura 15 (42) chamada de matriz cognitiva. (42)

Esta matriz contém um conjunto de regras que indicam qual das respostas é mais significativa para um dado vetor de entrada.



**Figura 15** – Representação de uma matriz e regras associativas.

Este tipo de modelo caracteriza-se por conseguir descrever um sistema com incerteza associado a ele, como por exemplo, muito frio ou muito quente, tornando o problema num problema qualitativo em vez de quantitativo, sendo as suas variáveis representadas por conjuntos difusos. Os conjuntos diferem dos conjuntos clássicos, conjuntos binários, pelo facto de uma certa variável poder pertencer a um intervalo, que normalmente varia entre 0 e 1, em vez de só poder tomar dois valores, 0 e 1, numa classificação de verdadeiro ou falso. (43)

Assim, para um conjunto difuso existem graus intermédios de pertença, uma vez que elementos podem pertencer a mais do que um conjunto. O conceito de pertença é diferente do conceito probabilidade, já que, a probabilidade indica a possibilidade de ocorrência de um evento, o grau de pertença indica o quanto o evento pertence a uma classe considerada. (42)

A aprendizagem de um SID passa pelo estabelecimento de regras difusas que associam a cada configuração de conjuntos de entrada, uma saída representada pelo conjunto difuso correspondente. Existem dois métodos de aprendizagem, automático e organizativo.

O método automático é usualmente utilizado quando o grau de complexidade e o número de dimensões da amostra ultrapassam a capacidade humana de relacionar causas e efeitos. O método organizativo consiste numa pesquisa dos dados amostrais, com contagem das ocorrências de combinações dos agrupamentos de entrada aos de saída. As regras são então armazenadas em uma matriz cognitiva onde cada dimensão é uma variável do sistema, em que o valor armazenado é o peso da conexão. (42)



# 7. AGREGAÇÃO DE ENERGIA

---

7.1. Agregação de Energia	55
7.2. Agente Agregador	55
7.2.1. Agregadores <i>Virtual Power Player</i>	58
7.2.2. Agregadores de Mercado	59
7.3. Mudanças em Portugal	60

---

*Neste capítulo define-se o conceito de agregação de energia e respetivo agente, bem como se releva a sua importância nos mercados de energia elétrica.*

## **7.1. AGREGAÇÃO DE ENERGIA**

“A agregação de energia ocorre aquando da associação de um grupo de empresas ou instituições locais para comprar energia de um único agente, ou vários agentes, em volumes menores, mantendo as vantagens económicas de uma compra de alto volume.”, definição apresentada por Ryan Luckin no site *level10Energy*. Trata-se de um termo amplamente usado para descrever compras, em grande quantidade, de renováveis de projetos eólicos, solares e hidrelétricos.

Considerando um dos principais benefícios da agregação a economia de custos, uma vez que várias empresas parceiras podem contratar um projeto maior do que um membro individual sozinho, a gestão de riscos é outro benefício importante da agregação, pois investir num portfólio de projetos de energia com parceiros limita a exposição de determinada empresa a riscos associados.

## **7.2. AGENTE AGREGADOR**

Este conceito foi implementado em 2001, por W. Kempton, onde o autor releva que o objetivo do agregador passa por representar uma grande capacidade de carga, que pode ser vendida no mercado elétrico ou diretamente a uma empresa produtora de energia, com recurso a contratos bilaterais. Os agentes agregadores, segundo o autor, têm diversos papéis no setor energético, tais como: empresas de serviço energético, operadores de redes móveis e comercializadores de energia (54)

Enquanto comercializadores de energia, os agregadores têm grande importância no setor energético, podendo ser representados por: retalhistas e *brokers*<sup>3</sup>. O agente agregador desempenha a função de representar clientes que podem ser: consumidores, produtores ou

---

<sup>3</sup> Brokers - é um agente ou uma empresa que faz a interligação entre um comprador e um vendedor.

*prosumers*<sup>4</sup>, na aquisição e/ou venda de energia elétrica, assegurando a obtenção de serviços de sistema. (6)

Como referido por Oleg Gulich, na sua apresentação de tese de mestrado, “*Um agregador une os clientes em uma única unidade de compra para negociar a aquisição de eletricidade diretamente nos Mercados de Eletricidade.*” (55)

Estes agentes fazem compras para os seus clientes, auxiliando na economia de tempo, esforço e dinheiro. Realizam pesquisas sobre preços de eletricidade, termos e condições de contrato e outros serviços que os seus clientes anseiam.

Como aludido por outro autor, o agregador: “*Tem o propósito de aglutinar numa entidade, um grande número de clientes que isoladamente não tem poder negocial no mercado, ganham assim expressão pela quantidade de energia que pretendem transacionar.*” (6)

Para uma melhor explicação, a Figura 16 exhibe as relações comerciais que o agregador estabelece ao desempenhar a sua atividade de comercializador:



**Figura 16** – Relação Comercial do agregador.

<sup>4</sup> Prosumers - é um neologismo que provém da junção de produtor + consumidor.

Segundo a elencada autora, as funções de um agente agregador são: agrupar consumidores e participação no mercado grossista no desígnio da obtenção dos preços mais baixos possíveis, a planificação do uso dos Produtores Distribuídos, quando o custo associado é menor que os preços de mercado e ainda alterar e gerir as cargas móveis dos consumidores para horas com um baixo preço de eletricidade. (55)

A intermediação que o agregador faz, ao maximizar os proveitos dos produtores e minimizar os custos dos consumidores, assemelha-se ao que o retalhista e o *broker* desempenham. Considera-se um agente interveniente, facilitador do mercado, que permite transacionar energia e serviço de sistema no sentido da necessidade dos seus clientes, através de estabelecimento de contratos bilaterais. A atividade deste agente assume um papel estritamente comercial, num período reduzido (horário/diário/semanal), com a finalidade de minimizar o risco dos seus clientes no acesso ao mercado.

Com a descentralização da produção de energia cada vez mais se debate a necessidade de integração dos produtores de energia renovável no mercado através de agregadores. Neste sentido, o agregador deverá integrar e operar uma determinada quantidade de produção, descentralizada, criando uma carteira de produtores de energia. (56)

*“É assim permitida a venda e compra de energia elétrica através de uma multiplicidade de cenários, de acordo com os interesses quer do vendedor, quer do comprador.”* (56)

Neste regime, o agente agregador adquire a eletricidade para vender aos seus clientes, através de um acordo que obedece às regras, em que ambas as partes estão de acordo. Sendo ele uma entidade que integra clientes, consumidores, produtores ou consumidores/produtores, cria uma carteira de clientes, e posteriormente interage no mercado liberalizado com as restantes entidades da rede elétrica.

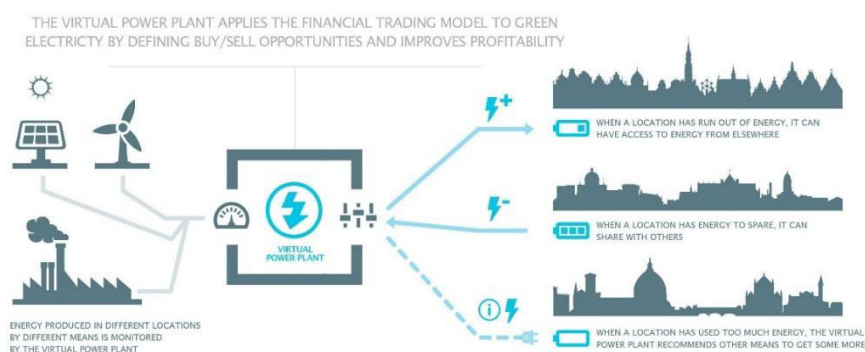
Em termos sumários, o agente agregador nas suas diversas funções, possibilita as seguintes vantagens (6) (57):

- i) criação de novas ofertas de produtos e serviços para os seus clientes;

- ii) dimensão considerável com capacidade interventiva/competitiva no mercado, diminuição da complexidade de acesso ao mercado;
- iii) atenuação de riscos comerciais;
- iv) criação de novas oportunidades de negócio.

### 7.2.1. AGREGADORES VIRTUAL POWER PLANT

A *Virtual Power Plant* (VPP) é uma representação “virtual” de uma carteira dos recursos energéticos distribuídos<sup>5</sup>, que pode ser usada para celebrar contratos no mercado elétrico e oferecer serviços para o operador do sistema, conforme Figura 17.



**Figura 17** - Representação de um VPP.

O conceito de VPP surgiu aquando as primeiras discussões de como incorporar as energias renováveis e de armazenamento de energia no *mix* da mesma. Uma VPP não é fisicamente uma central de produção de energia, mas sim uma central de produção de energia virtual, fruto das tecnologias de informação (TI), sendo ela existente no mundo digital, controlando a produção tradicional e os recursos energéticos distribuídos. (58)

<sup>5</sup> Recursos energéticos distribuídos: são definidos como tecnologias de produção e/ou armazenamento de energia elétrica de pequena dimensão, normalmente localizadas junto a unidades consumidoras e conectadas à rede de distribuição

O VPP só existe no *software* usado para gerir as diferentes funcionalidades, conforme as necessidades da rede. “*Uma VPP é a agregação de recursos distribuídos que podem ser utilizados da mesma forma como a produção convencional*”, Matt Wakefield. (57)

Tornou-se então necessário dotar o sistema elétrico de *inteligência* capaz de controlar/administrar a informação em tempo real, transformando a rede elétrica numa rede inteligente (*smart grid*), e possibilitando ao agregador, enquanto agente virtual, a aproximação aos seus clientes, fazendo face às solicitações de oferta/procura de energia elétrica.

### **7.2.2. AGREGADORES DE MERCADO**

Com a existência de um regime especial de produção de energia renovável permite que os produtores e os agentes agregadores atuem no mercado com previsões de produção de energia previamente decididas por ambos, alterando o regulamento das relações comerciais. Esta situação apresenta vantagens, uma vez que diminui as incertezas e disparidades entre a previsão e a produção.

De facto, para se atuar no mercado energético é necessário apresentar oferta, o que implica que se assumam, antecipadamente, compromissos de produção para períodos certos, sendo que os desvios serão penalizados.

Uma das grandes fragilidades das VPP é saber qual será a produção para o dia seguinte, visto ocorrerem desvios entre a produção prevista e a realmente conseguida, uma vez que as fontes renováveis importam elevada incerteza, o que dificulta a tarefa dos agregadores. Denota-se assim a importância aos trabalhos de previsão, que ajudam a colmatar algumas das dificuldades. (59) (57) (25)

Desta forma, o agregador de uma VPP comporta-se de forma comum num mercado, licitando eletricidade quando ela é necessária e oferecendo energia à rede no horizonte de um dia.

### **7.3. MUDANÇAS EM PORTUGAL**

Os comercializadores de energia em Portugal há muito reclamam a implementação de um mecanismo que lhes permita atestar aos seus clientes energia 100% renovável, o que culminou, por via do Governo Português, no desenvolvimento das alterações legislativas e regulamentares necessárias à criação de certificados verdes a partir de garantias e certificados de origem. À REN estão incumbidas as competências de entidade responsável pela “emissão e acompanhamento das garantias e certificados de origem”.

*“A proposta de Orçamento do Estado para 2019 (OE 2019) promete a introdução de certificados para as energias renováveis e a criação dos “agregadores de mercado”.*  
(60)

Pela notícia, é possível denotar a existência de reivindicações dos comercializadores a que a proposta de OE se propõe responder, através da introdução dos “agregadores do mercado”, facto contrário à realidade passada, em que a única detentora da compra da produção renovável aos produtores subsidiados era a EDP Serviço Universal.

Propõe-se assim a criação da figura “agregador”, que deverá atuar enquanto entidade prestadora de serviços ao sistema, como representante de produtores de energias renováveis, conseguindo vender a produção de energia no mercado ibérico, garantido uma nova fonte de receita, e consequentemente, certamente maiores volumes de energia limpa para os seus clientes. (60)



## 8. CASO DE ESTUDO

---

8.1. Empresa Acolhedora – Energia Simples	62
8.1.1. Eletricidade	63
8.1.2. Gás Natural	63
8.1.3. Autoconsumo	64
8.1.4. Agregação de Energia	65
8.2. Produtores de Energia Renovável	66
8.2.1. Previsões de Produção da Energia Renovável	66
8.2.2. Contratos Bilaterais: Modelos de Contratação Comercializador e Produtor	73
8.2.3. Análise às Centrais	84
8.2.4. Metodologias de Correção	89

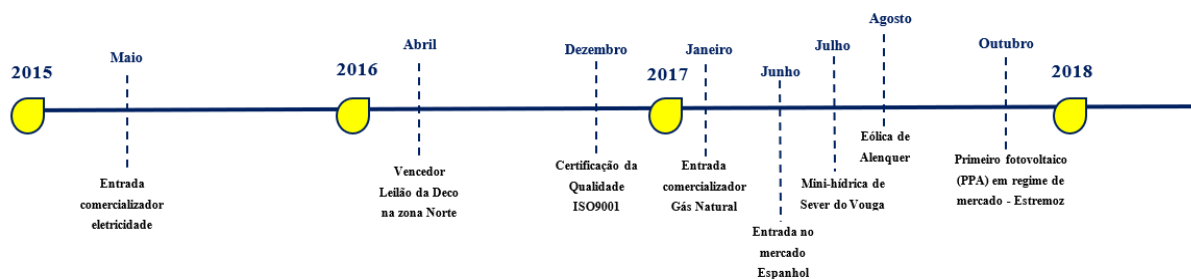
---

*No presente capítulo é apresentada a empresa em estudo, relevando os seus contratos bilaterais com os produtores de energia renovável.*

## 8.1. EMPRESA ACOLHEDORA – ENERGIA SIMPLES

*Energia Simples* é uma comercializadora portuguesa de energia elétrica, gás natural e soluções integradas de autoconsumo fotovoltaico.

Sediada no Porto, a Energia Simples foi fundada em novembro de 2014, por um grupo de profissionais das áreas de energia, engenharia e tecnologia, mas com preocupações comuns, sendo elas: a eficiência energética, a sustentabilidade ambiental e a ética empresarial. [25] Na Figura seguinte, 18, apresenta-se o diagrama dos eventos mais marcantes na evolução da empresa.

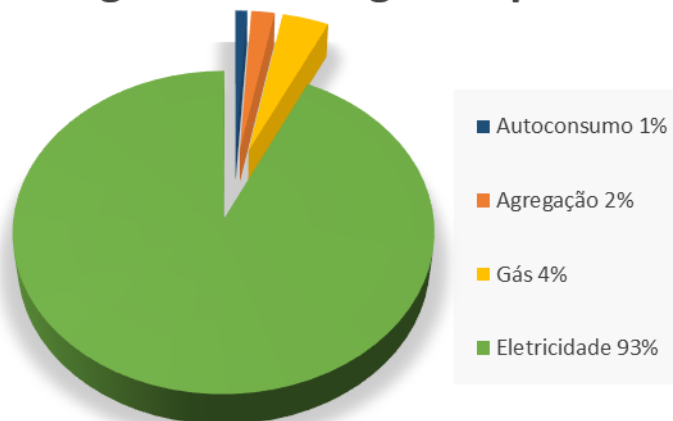


**Figura 18** - Eventos históricos da Energia Simples

A sua principal atividade económica, representada no gráfico 7, reside na comercialização de energia elétrica. Em concreto, possui um vasto conhecimento na área da venda e compra de energia elétrica no mercado ibérico, no desenvolvimento de tarifários indexados, no dimensionamento de sistemas de autoconsumo e ainda nos serviços de facilitador no mercado energético com a agregação de centrais de produção distribuída e a sua comercialização no mercado retalhista. (61)

Através da política de introdução de inovações no mercado de forma sustentada e continuada, foi possível desenvolver modelos de negócio inovadores, assegurando um posicionamento de elevada competitividade junto dos clientes mais preocupados com o consumo de energia e a sustentabilidade ambiental.

## Áreas de Negócio da Energia Simples



**Gráfico 7** – Distribuição das áreas de negócio 2018.

### 8.1.1. ELETRICIDADE

A área da comercialização de eletricidade continua a ser mais significativa para a atividade da Energia Simples, tendo em 2017 registado um forte crescimento.

*“Em 2017, a Energia Simples obteve um volume de negócios de 101,4 milhões de euros, o que nos permitiu assim ocupar a 7ª posição entre as maiores empresas do mercado liberalizado na quota de consumo. Este resultado é representativo do crescimento consolidado da Energia Simples, sendo que, até á data, obtivemos um total de 14.929 clientes, 769 GWh de energia vendida, 30 GWh de gás vendido e um crescimento de aproximadamente 148%.” (62)*

No ano 2018 apesar da diminuição do número de clientes, valores apresentados no final do ano foram de 11.925 clientes ativos com um consumo anual de 795,45 GWh, sendo superior ao ano anterior.

### 8.1.2. GÁS NATURAL

A comercialização de gás natural iniciou-se em 2017, três anos depois da fundação da empresa, tendo no primeiro ano de atividade um total de 30 GWh de energia comercializada, representando uma carteira com cerca 850 clientes. Atualmente, existem 895 clientes de gás, existindo um acréscimo de 45 clientes comparativamente ao ano

anterior e um aumento de 118,78 GWh de consumo, fazendo um consumo anual total de 148,78 GWh.

### 8.1.3. AUTOCONSUMO

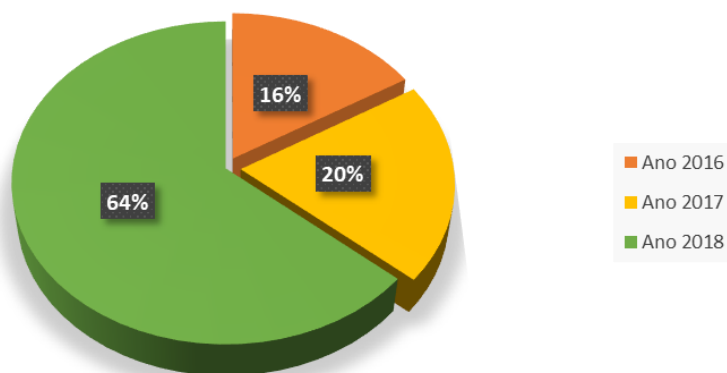
A montante da Energia Simples, foi criada a PH Solar, iniciando a sua atividade na área da energia há mais de duas décadas, através da promoção de unidades de produção descentralizada, monitorização de energia e eficiência energética.

Verificado o necessário trajeto evolutivo a nível empresarial, atualmente, e já com a Energia Simples, verifica-se a existência de uma carteira de clientes, em sistema evolutivo crescente, nas Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), permitindo aos clientes produzir localmente a sua própria energia conforme tabela 3:

Tabela 3 – Total da potência em relação ao número de clientes.

Ano	Nº Clientes	Total da Potência Instalada (kW)
2016	20	344,36
2017	22	423,67
2018	31	1 350,3

#### Percentagem da Potência Intalada.



**Gráfico 8** – Representação da potência instalada em percentagem.

No ano de 2018, como é possível observar no gráfico 8, verifica-se um acréscimo de cerca de 30 clientes novos, perfazendo assim um total de 1350,3 kW de potência instalada.

### 8.1.4. AGREGAÇÃO DE ENERGIA

A agregação de energia teve início no ano 2017, sendo previsto pela entidade reguladora (ERSE) que as comercializadoras desempenhem a função de *brokers* entre os produtores de energia e o mercado diário de eletricidade (OMIE). (61)

Para auxílio da agregação de energia elétrica renovável produzida, a Energia Simples conta com a plataforma *Kisense*. Trata-se de uma plataforma da empresa *Virtual Power Solutions* S.A., fornecendo dados de produção e previsão energética dos produtores renováveis em tempo real.

Desde o final do ano de 2017, a Energia Simples tem somado produtores à sua carteira, verificando-se que no ano seguinte (2018) o total da energia agregada perfez aproximadamente 118 000 kWh. Esta distribui-se da seguinte forma:

Tabela 4 – Distribuição da energia renovável no ano 2018. [*Kisense*]

Energia	Nº de Produtores	Potência (MW)	Energia (kWh)
Solar	1	2,5	5 353,187
Eólica	1	18	69 413,8
Mini-hídrica	3	33,9	47 657,83

### Agregação de Energia no ano 2018

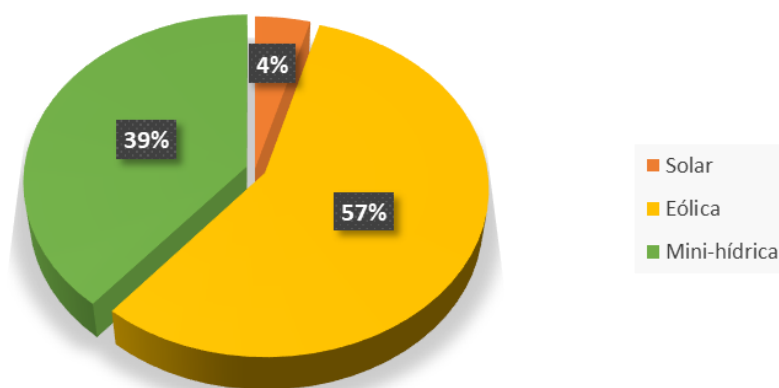
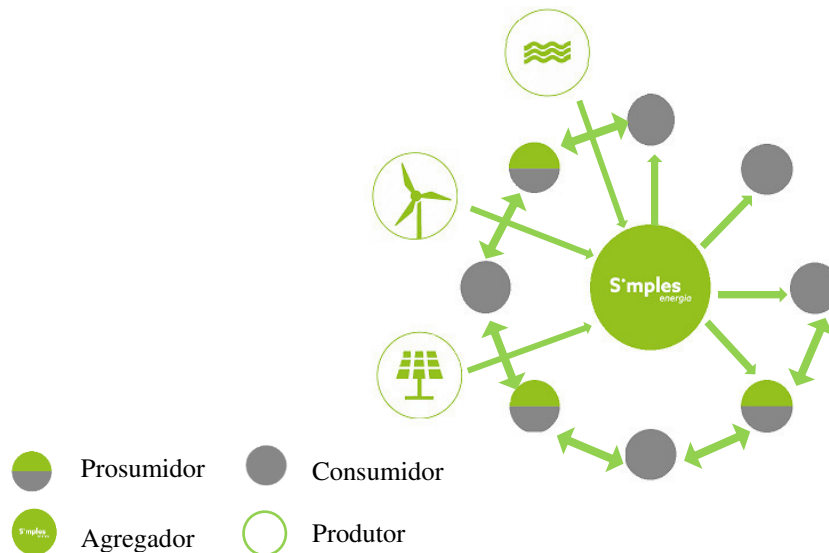


Gráfico 9 – Representação de cada produção de energia da comercializadora em estudo.

Esquema representativo da agregação de energia na Energia Simples:



**Figura 19** – Sistema representativo da agregação de energia.

## 8.2. PRODUTORES DE ENERGIA RENOVÁVEL

As energias renováveis em Portugal representaram cada vez mais a energia elétrica produzida internamente, tornando-se o foco de investimento governamental e privado.

### 8.2.1. PREVISÃO DE PRODUÇÃO DA ENERGIA RENOVÁVEL

Tal como referido no capítulo anterior, no que concerne aos contratos celebrados entre o comercializador e o produtor, a cláusula 5º contratual, a que pertence a previsão e fornecimento de produção de energia, refere-se à responsabilidade do produtor em enviar determinadas informações ao comercializador para a elaboração dos programas diário e intradiário de venda.

Esta informação deverá conter, essencialmente, a previsão de produção em MWh com resolução horária. O seu envio ao comercializador para o dia D, deverá ter lugar no dia D-1 até às 10:00, de forma a que o comercializador possa considerar no seu programa de venda no mercado diário do OMIE a energia indicada nessa precisão de produção horária.

Sempre que ocorram interrupções na produção de energia, devido a falhas técnicas ou mesmo interrupções planeadas, no sentido de o comercializador poder alterar o programa de venda no mercado intradiário do OMIE, deverá ser informado pelo produtor com antecedência mínima de 48 horas.

Para o cálculo das previsões das centrais, alguns produtores da Energia Simples, possuem subcontratos com empresas que fornecem dados meteorológicos, recentes e históricos.

Quanto à sua natureza tecnológica, considerando cada uma das centrais em estudo, e respetivas previsões, é possível verificar:

- **Produção Solar:**

A central Montes Novos, localizada em Estremoz, foi o **primeiro projeto solar a arrancar em Portugal** sem tarifas subsidiadas, tendo como um dos primeiros produtores de energia renovável, em termos contratuais de venda da eletricidade, a Energia Simples, com as seguintes especificações contratuais:

Tabela 5 – Especificações Contratuais do Produtor Solar:

Tecnologia	Tipo de Contrato	Início de atividade	Capacidade MW
Solar	PPA	23 outubro 2017	3,3

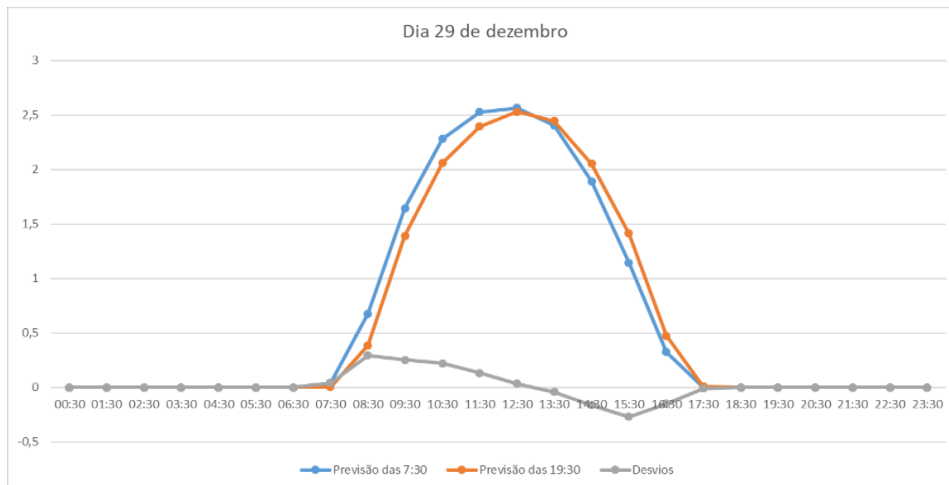
O produtor solar em questão utiliza o programa “SOLARGIS”, sendo que o desígnio deste projeto é demonstrar a eficiência de novas tecnologias de análise baseadas em Sistemas de Informação Geográfica, na elaboração e acompanhamento da integração de energias renováveis. (63)

A previsão da produção de energia fotovoltaica é um processo de duas etapas: na primeira, quer a radiação solar, quer a temperatura do ar, são previstas com base no NWP; na segunda, as variáveis previstas são convertidas em potência, tendo em consideração as especificações técnicas da central em estudo. (64)

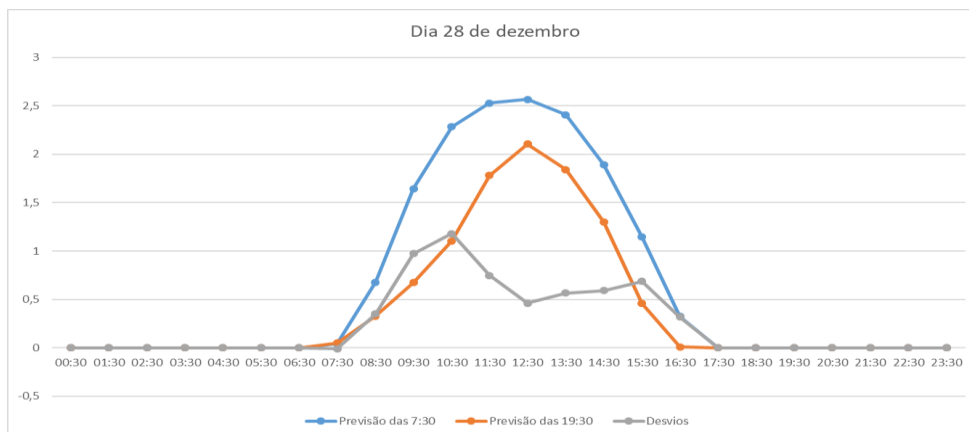
O produtor envia ao comercializador as previsões em formato Excel, com a informação para o dia seguinte (Anexo A), duas vezes por dia, às 7:30 e 19:30. Ambos os documentos possuem a informação relativa à previsão da produção solar do dia seguinte. A

comercializadora Energia Simples, para a venda da energia no mercado diário do OMIE, utiliza os valores recebidos no ficheiro das 7:30.

Nos gráficos seguintes representa-se dois dias diferentes, escolhidos propositadamente, possibilitando observar as variações existentes entre os dois ficheiros recebidos no mesmo dia.



**Gráfico 10** – Previsões do dia D-1 para o dia D, com desvios menos acentuados.



**Gráfico 11** – Previsões do dia D-1 para o dia D, com desvios acentuados.

Como é possível observar, podem existir desvios acentuados ao longo do dia da negociação, motivo pelo qual será feito o estudo da metodologia 5 (ver pág. 101), onde se referem as várias entradas no mercado intradiário para corrigir estes desvios.

• **Produção Eólica:**

A empresa Eólica de São Julião, Lda., cuja atividade consiste na promoção, construção e exploração de parques eólicos, contratou com a empresa Energia Simples, com o objetivo da venda de energia no mercado ibérico. A implantação do Parque Eólico situa-se entre os concelhos de Torres Vedras e Alenquer, constituído por nove aerogeradores, com as seguintes especificações contratuais:

Tabela 6 – Especificações Contratuais do Produtor Eólico:

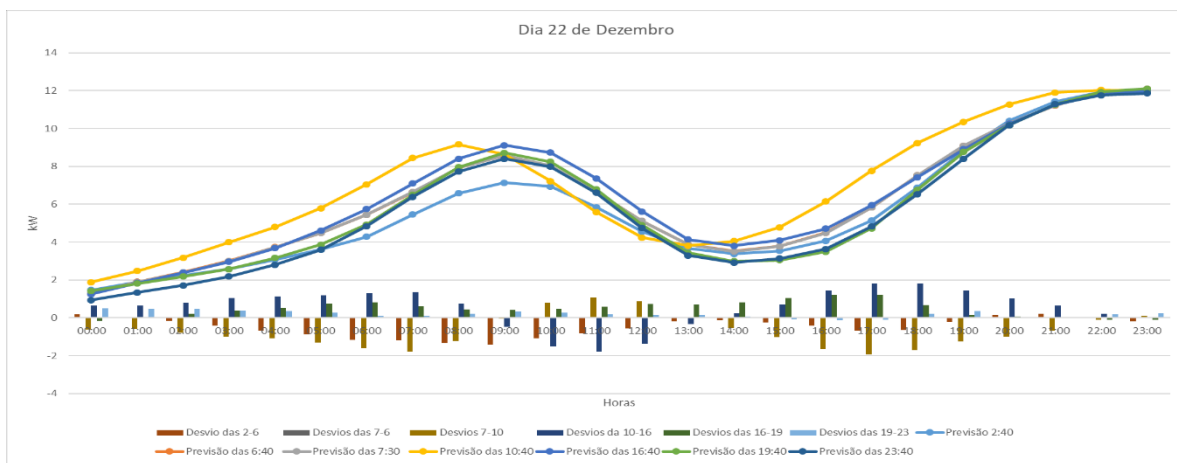
Tecnologia	Tipo de Contrato	Início/fim de atividade	Capacidade MW
Eólica	Representação	01 agosto 2017 a 16 fevereiro de 2018	18

Por sua vez, o produtor eólico contratou com a empresa privada “Meteologica”, sediada em Madrid. Esta empresa, espanhola, com base no NWP desenvolve a própria tecnologia meteorológica e matemática para previsões de produções eólicas e solares. (65)

A “Meteologica” fornece serviços de previsão desde 2004, no desígnio de:

1. Fornecer a previsão de energia específica e precisa do local para cada ativo.
2. Fornecer dados prontos para uso, integrando as atualizações mais recentes dos principais modelos NWP, produção em tempo real, disponibilidade de ativos e calibração otimizada com base em dados históricos de geração de energia.

Tal como o produtor solar, o produtor eólico envia as previsões em formato Excel, com a informação para o dia da negociação e ainda o dia anterior da mesma (ver anexo B). Este produtor envia oito ficheiros ao longo do dia, com as correções de previsão, sendo elas recebidas às 2:40h, às 6:40h, às 7:30h, às 10:40h, às 16:40h, às 19:40h, às 23:40h.



**Gráfico 12** – Previsões do dia D-1 para o dia D, com os respetivos desvios

Conforme relevado, existem diferenças de previsão entre os horários do ficheiro recebido. Uma vez que a comercializadora utiliza sempre os valores das 7:30h, foi possível analisar, com recurso à metodologia 5, se é compensatório entrar várias vezes no mercado intradiário para fazer as correções.

- **Produção Mini-hídrica:**

Como referido anteriormente na tabela 4, existem três produtores de mini-hídricas cuja energia elétrica é vendida à comercializadora Energia Simples. Vejamos:

- A “EHATB”, pioneira no campo das energias renováveis, efetuou a primeira participação em 1989 na implementação da uma mini-hídrica, com recurso ao aproveitamento Hidroelétrico de Alvadia, situado no concelho de Ribeira de Pena. (66) Na seguinte tabela apresentam-se as especificações contratuais com produtor:

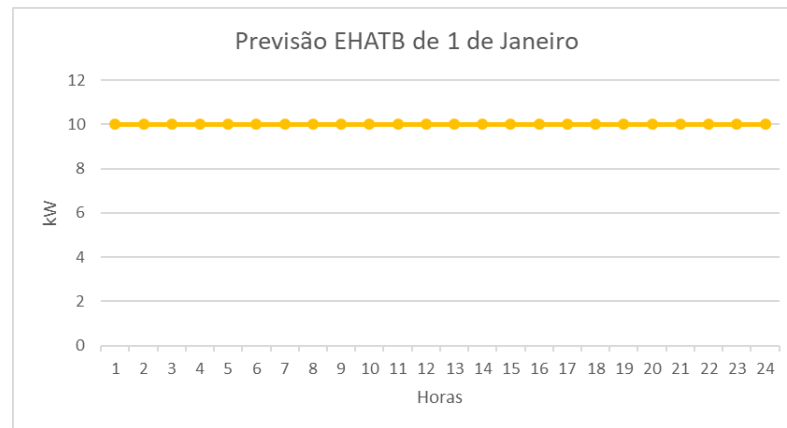
Tabela 7 – Especificações Contratuais do produtor Hídrico:

Tecnologia	Tipo de Contrato	Início de atividade	Capacidade MW
Hídrica	PPA	01 maio 2018	10

O produtor da mini-hídrica “EHATB” envia a produção diária, uma única vez, sendo que, cabe ao comercializador efetuar a divisão horária pelos vários períodos do dia (24 horas), resultando, por este facto, uma previsão igual em todos os

Agregação de Produção Renovável no Âmbito da Produção em Regime de Mercado em Portugal

horários. Conforme a Figura seguinte, o produtor informa que a central irá produzir no dia 1 de janeiro 240MWh, cabendo ao comercializador efetuar a necessária divisão:



**Gráfico 13** – Previsões do dia D-1 para o dia D

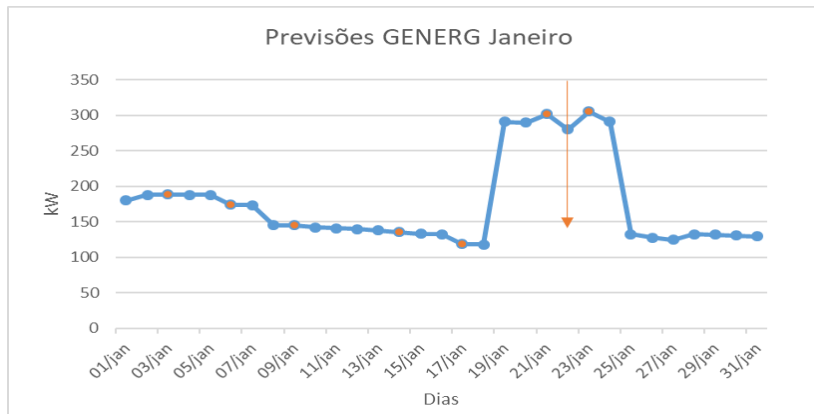
- b) O grupo “GENERG”, desde 1988, dedica-se à construção e exploração de aproveitamentos de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis. No portefólio hídrico, a empresa orgulha-se de possuir 33,2 MW de potência instalada, abrangendo 83 mil habitantes de consumo doméstico. Este é constituída por vários grupos implementados em todo o território nacional. (67) Na tabela seguinte encontram-se todas as centrais contratadas e as suas respetivas especificações:

Tabela 8 - Especificações Contratuais do Produtor Hídrico:

Tecnologia	Unidade	Tipo de Contrato	Início de atividade	Capacidade MW
Hídrica	Fráguas	PPA	11 setembro 2018	3,2
	Talhadas	PPA	8 julho 2017	6,5
	Grela	PPA	28 novembro 2018	3,3

Os produtores da GENERG, ao contrário do produtor anterior, enviam um ficheiro Excel, com a agregação das centrais, no fim de cada mês, contendo as previsões dos seguintes 5/10 dias. Sempre que se verificarem diferenciações do ficheiro previamente recebido, denotando-se maior ou menor produção, os produtores retificam o ficheiro e reenviam-no de novo ao comercializador. Na Figura seguinte apresenta-se a previsão da produção no mês de janeiro (linha azul), juntamente com

os eventos do envio do ficheiro (círculos a laranjas) e um evento “anormal” com a retificação em três dias seguidos (seta laranja).



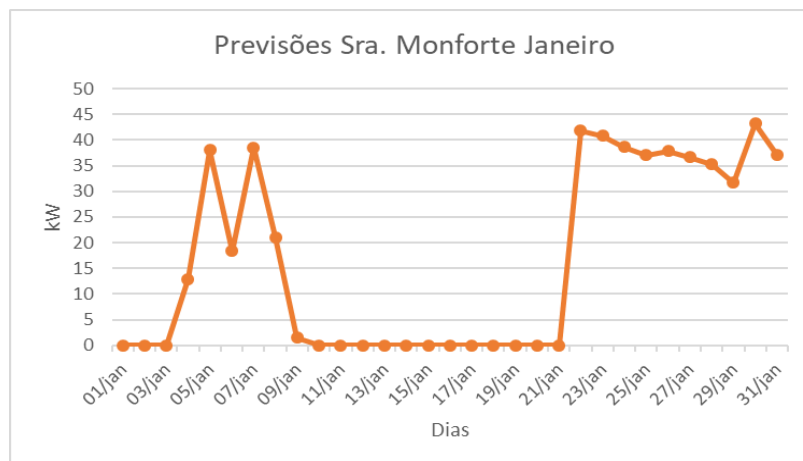
**Gráfico 14** – Previsão do mês de janeiro 2019 com os respetivos marcos.

- c) A central hidroelétrica de Senhora de Monforte, baseada no aproveitamento hidroelétrico a fio-de-água desde 1992, situa-se no distrito de Portalegre. Na tabela seguinte apresentam-se as suas especificações contratuais.

Tabela 9 – Especificações Contratuais do Produtor Hídrico:

Tecnologia	Tipo de Contrato	Início de atividade	Capacidade MW
Hídrica	PPA	01 abril 2018	9,2

Este produtor envia as previsões mensalmente, em formato Excel, sem aviso prévio de futuros desvios ou alterações na produção. Exemplifica-se com o mês de janeiro do corrente ano.



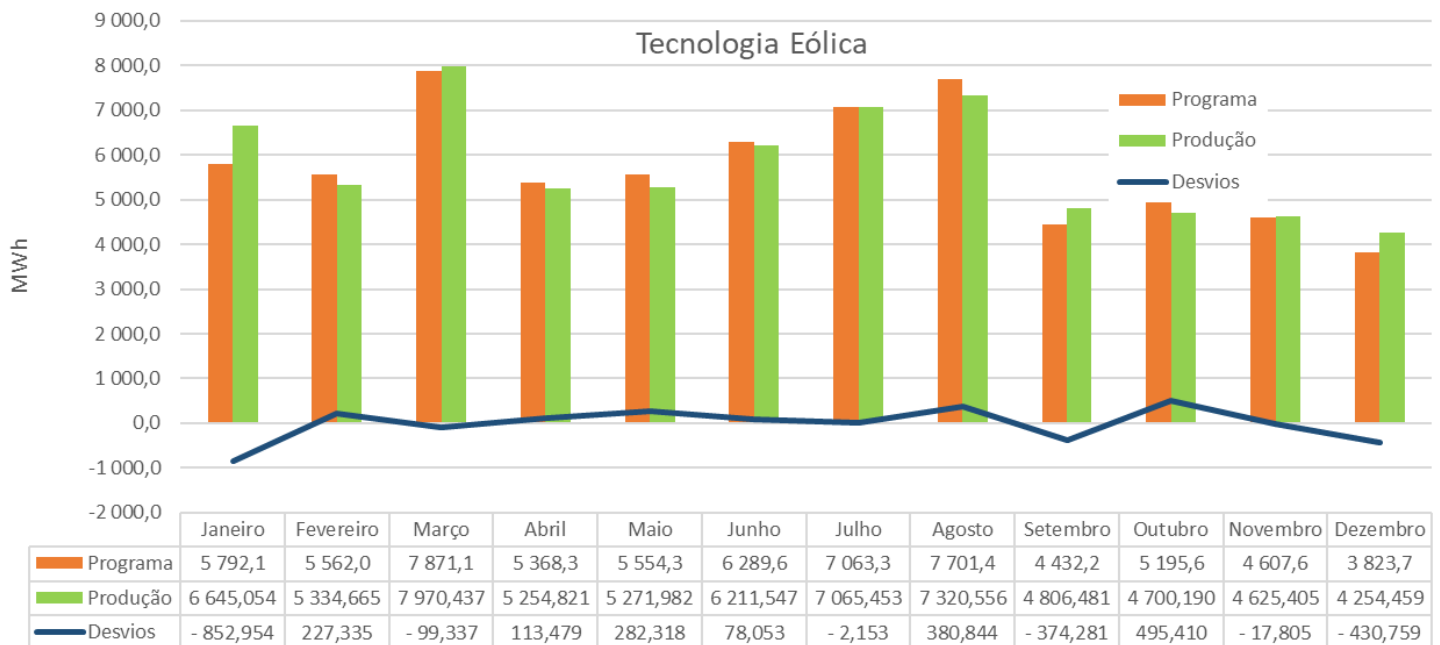
**Gráfico 15** – Previsões do mês de janeiro 2019.



Considerando os valores em estudo o ano anterior, 2018, é possível realizar uma análise as produções e previsões de cada tecnologia isoladamente para poder apurar quais os valores a negociar com os futuros produtores.

- **Tecnologia Eólica:**

Analisando os valores reais de produção e previsão (programa), é possível calcular o desvio através da equação 4, observando-se no gráfico 16 o comportamento da tecnologia eólica no ano 2018.



**Gráfico 16** - Análise a tecnologia eólica no ano 2018.

Utilizando a equação 7 do capítulo 5, Procedimentos da Gestão Global do Sistema, é possível calcular o proveito do OMIE, tendo em conta o programa inserido pelo comercializador, tal como a valorização dos desvios pode ser calculada através da equação 3, do mesmo capítulo. O total do proveito através do mercado organizado é calculado com recurso à seguinte equação:

$$\text{Total de Proveito} = \text{Proveito OMIE} + \text{Valorização de Desvios} \quad \text{Equação 13}$$

Agregação de Produção Renovável no Âmbito da Produção em Regime de Mercado em Portugal

Na tabela seguinte apresentam-se os resultados das equações 3, 7 e 13, considerando apenas a tecnologia eólica no ano 2018.

Tabela 10 – Demonstração de resultados proveito do mercado organizado

Eólica	Proveito OMIE (€)	Valorização Desvios (€)	Total Proveito (€)
Janeiro	299 526,96 €	21 070,06 €	320 597,02 €
Fevereiro	301 863,31 €	-30 626,83 €	271 236,48 €
Março	299 852,33 €	-22 754,91 €	277 097,42 €
Abril	224 383,99 €	-25 850,10 €	198 533,89 €
Maió	290 524,57 €	-33 321,39 €	257 203,18 €
Junho	362 584,68 €	-25 300,05 €	337 284,63 €
Julho	437 924,04 €	-10 996,27 €	426 927,77 €
Agosto	491 771,96 €	-40 477,60 €	451 294,36 €
Setembro	316 442,28 €	10 515,18 €	326 957,46 €
Outubro	316 075,37 €	-48 160,63 €	267 914,74 €
Novembro	279 258,45 €	-20 461,27 €	258 797,18 €
Dezembro	231 056,94 €	12 066,58 €	243 123,52 €

Observando a tabela anterior, relativa ao mês de janeiro, é notório que o proveito é mais elevado que o programa inicialmente inserido, devido à valorização dos desvios ser positivo. Já no mês seguinte, o total de aproveitamento é menor, uma vez que a valorização de desvios é de 30 626,83 €.

Assim, depois de analisar todos os meses do ano, é possível saber efetivamente qual o valor do custo dos desvios ao comercializador, utilizando a seguinte equação:

$$Custo\ dos\ Desvios = \frac{Valorização\ Desvios}{Programa} \quad \text{Equação 14}$$

Na tabela seguinte observa-se os resultados da equação acima, com a correspondente percentagem, tendo como referência o programa inserido. Para o cálculo da percentagem foi utilizada a seguinte equação:

$$Desvios\ Ref.\ Programa = \frac{(Previsão - Produção)}{Previsão} \times 100 \quad \text{Equação 15}$$

Tabela 11 – Demonstração de resultado custo dos desvios e a respetiva percentagem:

Eólica	Custo dos Desvios (€/MWh)	Desvios Ref. Programa (%)
Janeiro	3,64 €	-14,7%
Fevereiro	-5,51 €	4,1%
Março	-2,89 €	-1,3%
Abril	-4,82 €	2,1%
Maio	-6,00 €	5,1%
Junho	-4,02 €	1,2%
Julho	-1,56 €	0,0%
Agosto	-5,26 €	4,9%
Setembro	2,37 €	-8,4%
Outubro	-9,27 €	9,5%
Novembro	-4,44 €	-0,4%
Dezembro	3,16 €	-11,3%

Passando para uma análise anual, ou seja, fazendo o somatório de todos os valores anteriormente calculados (tabela 12), poderá inferir-se o seguinte:

Tabela 12 – Demonstração de resultados para análise anual eólica, calcular o *fee* de gestão:

Eólica	Anual
Total do Programa (MWh)	69 261,2
Total de Produção (MWh)	69 461,0
Total de Desvios (MWh)	199,850
Desvios de Ref. Programa (%)	0,29 %
Custo dos Desvios (€)	-214 297,23 €
Custo de Desvios Ref. Programa (€/MW)	3,09 €

Em que:

$$\text{Total do Programa} = \sum \text{Programa} \quad \text{Equação 16}$$

$$\text{Total de Produção} = \sum \text{Produção} \quad \text{Equação 17}$$

$$\text{Total de Desvios} = |\text{Programa} - \text{Produção}| \quad \text{Equação 18}$$

$$\text{Desvios de Ref. Programa} = \frac{|Programa - Produção|}{\Sigma Programa} \quad \text{Equação 19}$$

$$\text{Custo dos Desvios} = \Sigma \text{Valorização dos Desvios} \quad \text{Equação 20}$$

$$\text{Custo de Desvios Ref. Programa} = \left| \frac{\Sigma \text{Valorização dos Desvios}}{\Sigma Programa} \right| \quad \text{Equação 21}$$

Conclui-se então que mesmo perante desvios acumulados pequenos, aproximadamente 0,3%, o custo efetivo com os desvios é elevado, aproximadamente 3 €/MWh. Assim, esta informação tem extrema importância para o comercializador, uma vez que no futuro para a celebração de contratos de representação com produtores eólicos saberá qual o *fee* de gestão a aplicar com o produtor.

Para as condições contratuais PPA, o produtor recebe um preço fixo base acordado por ambas as partes

Tabela 13 – Demonstração de resultados para análise anual eólica, calcular o valor base:

Eólica	Anual
Proveito OMIE (€)	3 851 264,88 €
OMIE c/Desvios Ref. Programa (€/MWh)	52,51 €
OMIE c/Desvios Ref. Produção (€/MWh)	52,36 €
Preço Médio Base OMIE (€/MW)	57,44 €
Diferença (€/MW)	5,00 €
Diferença c/ Acessos (€/MW)	5,50 €
Valor PPA ( €/MWh)	51,94 €

Em que:

$$\text{Proveito OMIE (€)} = \Sigma \text{Proveito OMIE} \quad \text{Equação 22}$$

$$\text{OMIE c/Desvios Ref. Programa (€/MWh)} = \frac{\text{Proveito OMIE} + \text{Custo Desvios}}{\text{Programa}} \quad \text{Equação 23}$$

$$OMIE\ c/Desvios\ Ref.\ Produção\ (\€/MWh) = \frac{Proveito\ OMIE + Custo\ Desvios}{Produção} \quad \text{Equação 24}$$

$$Preço\ Médio\ Base\ OMIE\ (\€/MW) = \sum PMHMD \quad \text{Equação 25}$$

$$Diferença\ (\€/MW) = Preço\ Médio\ Base\ OMIE - Média\left(\frac{OMIE\ c/Desvios\ Rf.Programa}{OMIE\ c/Desvios\ Rf.Produção}\right) \quad \text{Equação 26}$$

$$Diferença\ c/\text{Acessos}\ (\€/MW) = Diferença + 0,5 \quad \text{Equação 27}$$

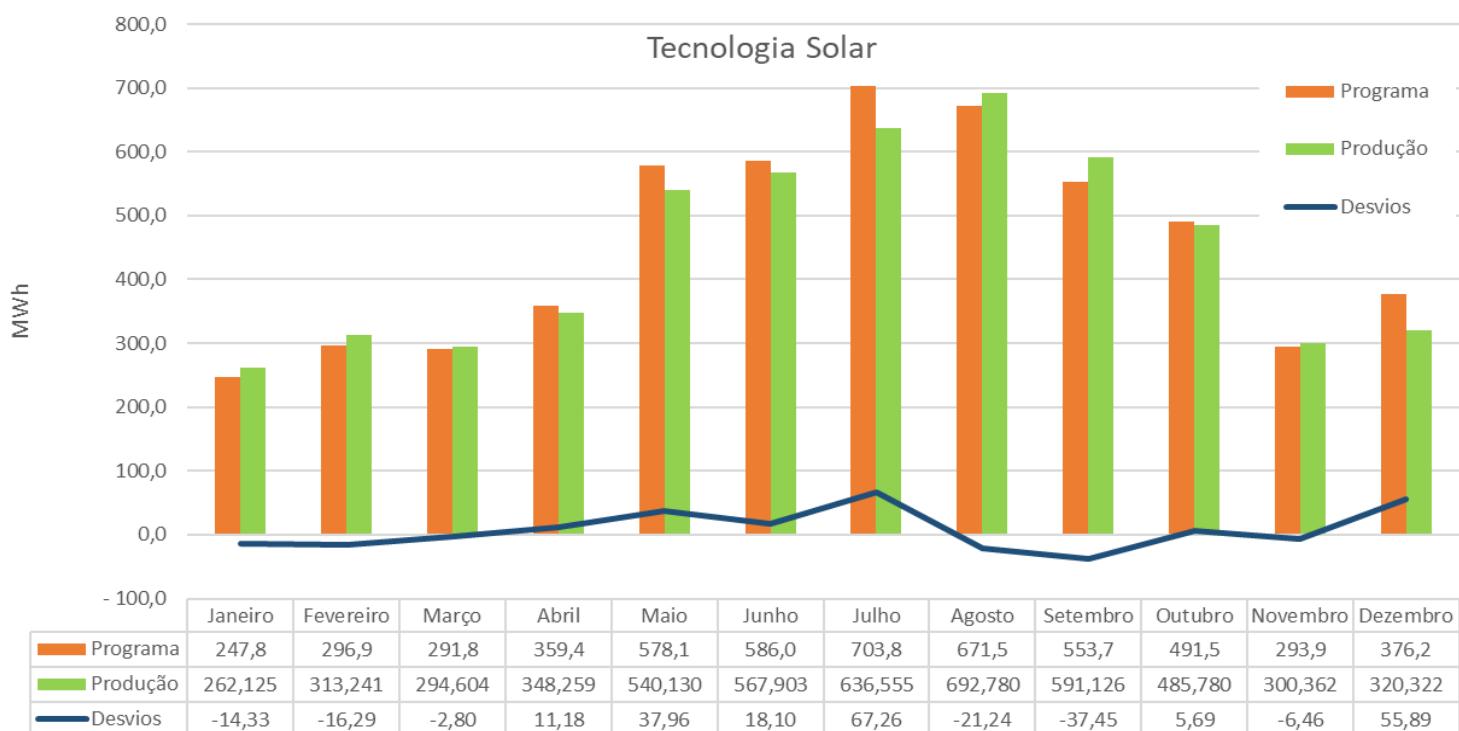
$$Valor\ PPA = Preço\ Médio\ Base\ OMIE - Diferença\ c/Acessos \quad \text{Equação 28}$$

Conclui-se, neste caso em particular da tecnologia eólica, que o valor base a negociar ronda os 52 €/MWh.

- **Tecnologia Solar:**

Com base na mesma forma de cálculo que a tecnologia eólica, demonstra-se os resultados para a tecnologia solar:

Agregação de Produção Renovável no Âmbito da Produção em Regime de Mercado em Portugal



**Gráfico 17** - Análise a tecnologia solar no ano 2018.

Considerando novamente as equações 3, 7 e 13, é possível calcular o proveito do OMIE considerando apenas a tecnologia solar:

Tabela 14 - Demonstração de resultados proveito do mercado organizado

Solar	Proveito OMIE (€)	Valorização Desvios (€)	Total Proveito (€)
Janeiro	13 405,936 €	3,760 €	13 409,696 €
Fevereiro	16 695,955 €	127,270 €	16 823,225 €
Março	11 616,281 €	-1 086,790 €	10 529,491 €
Abril	15 549,540 €	-1 532,890 €	14 016,650 €
Mai	32 103,475 €	-4 075,140 €	28 028,335 €
Junho	34 713,080 €	-2 666,540 €	32 046,540 €
Julho	44 777,828 €	-5 436,410 €	39 341,418 €
Agosto	44 799,042 €	419,730 €	45 218,772 €
Setembro	40 313,008 €	-139,480 €	40 173,528 €
Outubro	33 118,736 €	-3 055,100 €	30 063,636 €
Novembro	19 064,167 €	-695,340 €	18 368,827 €
Dezembro	24 250,693 €	-5 495,210 €	18 755,483 €

Novamente, com base na tabela anterior é possível calcular o custo dos desvios e a sua respetiva percentagem, considerando apenas o produtor solar, com base nas equações 14 e 15:

Tabela 15 - Demonstração de resultado custo dos desvios e a respetiva percentagem:

Solar	Custo dos Desvios (€/MWh)	Desvios Ref. Programa (%)
Janeiro	0,02 €	-5,8%
Fevereiro	0,43 €	-5,5%
Março	-3,72 €	-1,0%
Abril	-4,26 €	3,1%
Maio	-7,05 €	6,6%
Junho	-4,55 €	3,1%
Julho	-7,72 €	9,6%
Agosto	0,63 €	-3,2%
Setembro	-0,25 €	-6,8%
Outubro	-6,22 €	1,2%
Novembro	-2,37 €	-2,2%
Dezembro	-14,61 €	14,9%

Analisando anualmente, para que seja possível concluir qual o *fee* de gestão a aplicar, podemos chegar a seguinte conclusão, seguindo o anterior cálculo realizado:

Tabela 16 - Demonstração de resultados para análise anual solar, calcular o *fee* de gestão:

Solar	Anual
Total do Programa (MWh)	5 450,7
Total de Produção (MWh)	5 353,187
Total de Desvios (MWh)	97,501
Desvios de Ref. Programa (%)	1,79%
Custo dos Desvios (€)	-23 632,14 €
Custo de Desvios Ref. Programa (€/MW)	4,34 €

Neste caso em particular da tecnologia solar é notório que os desvios são mais acentuados que a tecnologia eólica, representando aproximadamente 2%, fazendo com que paralelamente o valor do custo dos desvios seja maior (4,34 €/MWh).

Para as condições contratuais PPA os resultados foram os seguintes:

Tabela 17 - Demonstração de resultados para análise anual solar, calcular o valor base

Solar	Anual
Proveito OMIE (€)	330 407,74 €
OMIE c/Desvios Ref. Programa (€/MWh)	56,28 €
OMIE c/Desvios Ref. Produção (€/MWh)	57,31 €
Preço Médio Base OMIE (€/MW)	57,44 €
Diferença (€/MW)	0,65 €
Diferença c/ Acessos (€/MW)	1,15 €
Valor PPA (€/MW)	56,29 €

No presente caso, a tecnologia solar, o valor base a negociar ronda os 56 €/MWh.

- **Tecnologia Mini-hídrica:**

Utilizando os cálculos anteriores, apenas uma só central hídrica, representa-se os resultados para a tecnologia mini-hídrica:

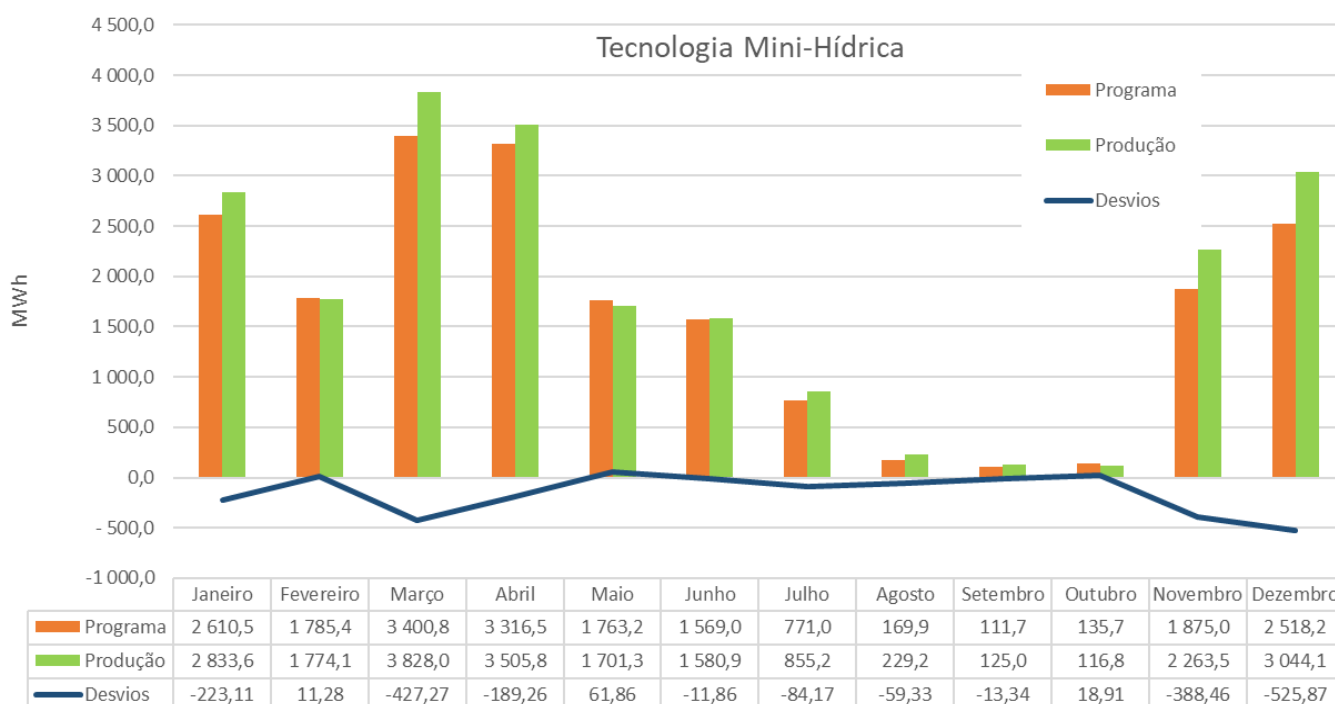


Gráfico 18 - Análise a tecnologia mini-hídrica no ano 2018.

Considerando novamente as equações 3, 7 e 13, é possível calcular o proveito do OMIE considerando apenas a tecnologia mini-hídrica:

Tabela 18 - Demonstração de resultados proveito do mercado organizado

Mini-hídrica	Proveito OMIE (€)	Valorização Desvios (€)	Total Proveito (€)
Janeiro	133 749,34 €	5 917,68 €	139 667,02 €
Fevereiro	99 192,38 €	-3 872,78 €	95 319,60 €
Março	144 294,29 €	1 424,85 €	145 719,14 €
Abril	140 626,18 €	5 339,60 €	145 965,78 €
Maio	93 936,55 €	-7 153,46 €	86 783,09 €
Junho	91 085,71 €	-2 343,10 €	88 742,61 €
Julho	47 215,99 €	-3 866,76 €	43 349,23 €
Agosto	10 873,90 €	1 586,06 €	12 459,96 €
Setembro	8 013,41 €	-1 036,08 €	6 977,33 €
Outubro	8 841,39 €	-2 924,28 €	5 917,11 €
Novembro	116 560,90 €	15 573,08 €	132 133,98 €
Dezembro	155 532,14 €	18 623,93 €	174 156,07 €

Com base na tabela anterior é possível calcular o custo dos desvios e a sua respetiva percentagem, considerando apenas o produtor solar, com base nas equações 14 e 15:

Tabela 19 - Demonstração de resultado custo dos desvios e a respetiva percentagem:

Mini-hídrica	Custo dos Desvios (€/MWh)	Desvios Ref. Programa (%)
Janeiro	2,27 €	-8,5%
Fevereiro	-2,18 €	-0,6%
Março	0,37 €	11,2%
Abril	1,52 €	5,4%
Maio	-4,20 €	-3,6%
Junho	-1,48 €	0,8%
Julho	-4,52 €	9,8%
Agosto	6,92 €	25,9%
Setembro	-8,29 €	10,7%
Outubro	-25,04 €	-16,2%
Novembro	6,88 €	17,2%
Dezembro	6,12 €	17,3%

Analisando anualmente, para que seja possível concluir qual o *fee* de gestão a aplicar, podemos chegar a seguinte conclusão:

Tabela 20 - Demonstração de resultados para análise anual mini-hídrica, calcular o *fee* de gestão:

Mini-hídrico	Anual
Total do Programa (MWh)	20 026,9
Total de Produção (MWh)	21 857,483
Total de Desvios (MWh)	1 830,623
Desvios de Ref. Programa (%)	9,14%
Custo dos Desvios (€)	27 268,74 €
Custo de Desvios Ref. Programa (€/MW)	1,36 €

Neste caso, onde os desvios são mais acentuados, representa-se uma percentagem de 9,14% ao ano, o *fee* será muito menor que nos casos anteriores. Isto deve-se essencialmente a que, o custo dos desvios, 27 268,74 €, seja próximo do valor introduzido no programa 20 026,9 MWh.

Assim, podemos concluir que quanto mais próximo se encontra o custo dos desvios do programa menor será o custo de gestão.

Para as condições contratuais PPA os resultados foram os seguintes:

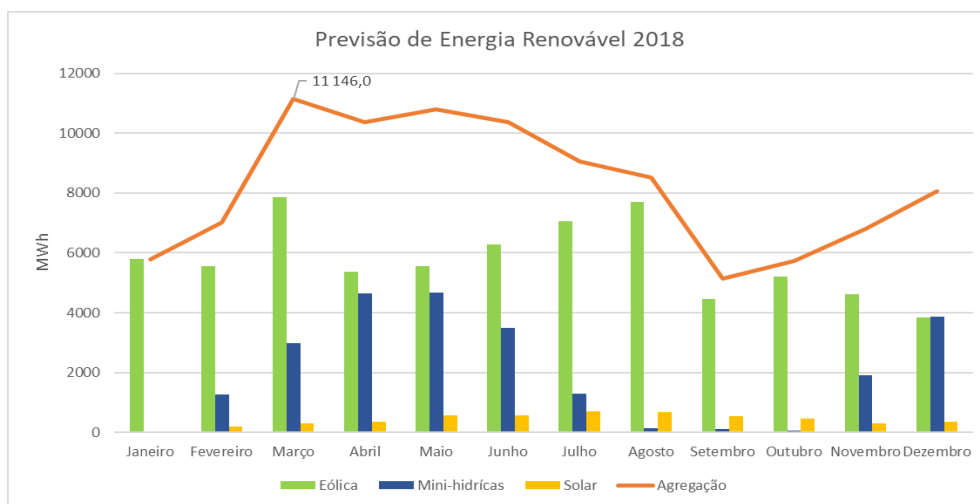
Tabela 21 - Demonstração de resultados para análise anual mini-hídrica, calcular o valor base

Mini-hídrica	Anual
Proveito OMIE (€)	1 049 922,17 €
OMIE c/Desvios Ref. Programa (€/MWh)	53,79 €
OMIE c/Desvios Ref. Produção (€/MWh)	49,28 €
Preço Médio Base OMIE (€/MW)	57,44 €
Diferença (€/MW)	5,91 €
Diferença c/ Acessos (€/MW)	6,41 €
Valor PPA (€/MW)	51,03 €

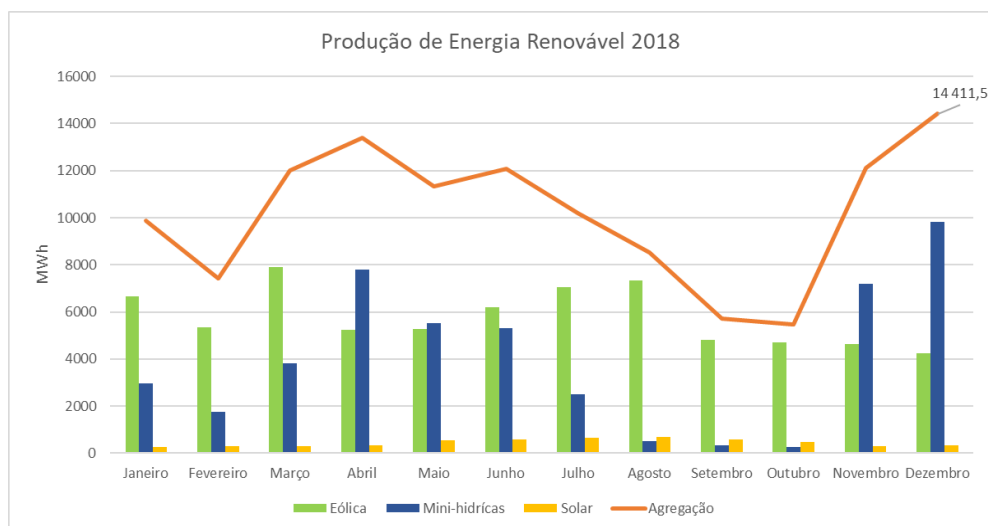
No presente caso, a tecnologia mini-hídrica, o valor base a negociar ronda os 51 €/MWh.

### 8.2.3. ANÁLISE AS CENTRAIS:

Seguidamente, proceder-se-á à análise das produções reais e previsões recebidas, possibilitando verificar os desvios em que a comercializadora será penalizada. Nos seguintes gráficos (19 e 20), representam-se as previsões enviada ao comercializador e a sua real produção no ano 2018.



**Gráfico 19 - Previsões Agregadas do ano 2018.**



**Gráfico 20 – Produção Agregada do ano 2018.**

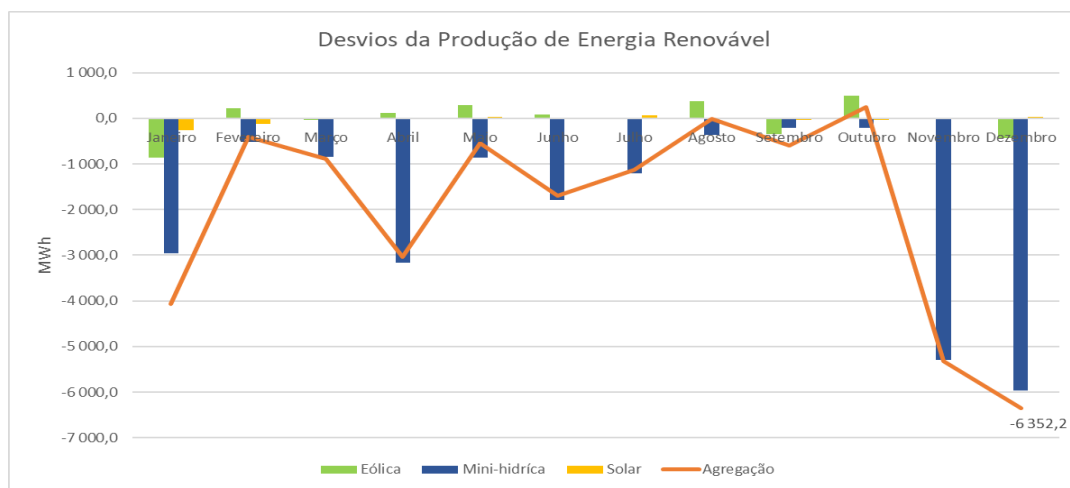
Analisando o gráfico 19, onde se encontra a representação gráfica das previsões de cada central, é possível verificar a previsão de um pico de produção no mês de março com 11 146,0 MWh, sendo a central eólica a grande responsável por este marco. Já no gráfico

Agregação de Produção Renovável no Âmbito da Produção em Regime de Mercado em Portugal

seguinte, onde se encontra representada a produção real desse mesmo intervalo de tempo, é possível verificar que o pico real de produção ocorreu no mês de dezembro, com 14 415,5 MWh, sendo as centrais mini-hídricas as principais responsáveis.

Após análise dos valores de produção e previsão de cada central renovável, foi necessário estudar os seus desvios, utilizando a equação 4.

Por sua vez, através do cálculo da equação 4, foi possível a construção do seguinte gráfico 21, simplificando a leitura dos acentuados desvios, por tecnologia.



**Gráfico 21** – Desvios Agregados do ano 2018.

Observando o gráfico 21, relevam-se os desvios mais acentuados, denotando-se em que tempo (mês) e por tecnologia. Assim, é possível verificar que no mês de Dezembro existiu um desvio com 6 352,2 MWh de produção a mais do que a prevista.

Como ferramenta auxiliar da identificação dos erros elencados, foi elaborada uma tabela, com base no cálculo da equação 29, verificando-se os desvios ao promenor. O cálculo efetuado para a representação dos desvios absolutos foi:

$$Desvios \% = \frac{(Previsão - Produção)}{Produção} \times 100 \quad \text{Equação 29}$$

Tabela 22 – Desvios do ano 2018.

Desvios	Eólica	Mini-hídricas	Solar	Agregação
<b>Janeiro</b>	-12,8%	-100,0%	-100,0%	-41,3%
Previsão MWh	5 792,1	0,0	0,0	5 792,1
Produção MWh	6 644,9	2 958,3	262,1	9 865,3
<b>Fevereiro</b>	4,3%	-29,0%	-36,9%	-5,4%
Previsão MWh	5 562,0	1 257,0	197,6	7 016,6
Produção MWh	5 334,5	1 771,2	313,2	7 418,9
<b>Março</b>	-0,4%	-22,1%	-1,0%	-7,3%
Previsão MWh	7 871,1	2 983,4	291,5	11 146,0
Produção MWh	7 903,5	3 827,9	294,6	12 026,1
<b>Abril</b>	2,2%	-40,5%	2,8%	-22,6%
Previsão MWh	5 368,3	4 637,1	357,8	10 363,2
Produção MWh	5 254,6	7 794,8	348,3	13 397,7
<b>Maio</b>	5,4%	-15,5%	6,1%	-4,8%
Previsão MWh	5 554,3	4 662,1	573,1	10 789,5
Produção MWh	5 271,8	5 519,1	540,1	11 331,1
<b>Junho</b>	1,3%	-33,8%	1,8%	-14,1%
Previsão MWh	6 289,6	3 501,0	578,3	10 368,9
Produção MWh	6 211,4	5 292,4	567,9	12 071,7
<b>Julho</b>	-0,03%	-48,1%	10,5%	-11,1%
Previsão MWh	7 063,3	1 293,1	703,6	9 060,0
Produção MWh	7 065,3	2 491,0	636,6	10 192,8
<b>Agosto</b>	5,1%	-71,1%	-3,1%	-0,2%
Previsão MWh	7 690,8	147,9	671,5	8 510,2
Produção MWh	7 320,4	511,1	692,8	8 524,2
<b>Setembro</b>	-7,2%	-63,7%	-7,0%	-10,3%
Previsão MWh	4 461,6	116,8	549,6	5 128,0
Produção MWh	4 806,3	321,7	591,1	5 719,1
<b>Outubro</b>	10,5%	-79,8%	-7,6%	4,5%
Previsão MWh	5 216,3	53,9	449,1	5 719,3
Produção MWh	4 721,6	266,9	485,8	5 474,3
<b>Novembro</b>	-0,4%	-73,6%	-2,9%	-43,9%
Previsão MWh	4 605,2	1 899,9	291,5	6 796,6
Produção MWh	4 625,2	7 188,5	300,4	12 114,1
<b>Dezembro</b>	-10,0%	-60,6%	9,9%	-44,1%
Previsão MWh	3 830,8	3 876,5	352,1	8 059,3
Produção MWh	4 254,3	9 836,9	320,3	14 411,5

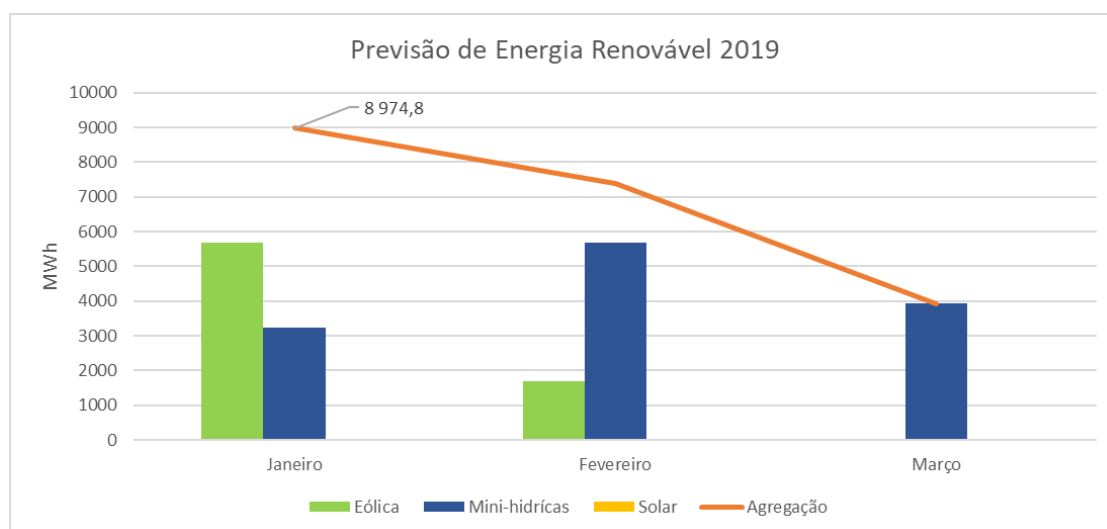
Legenda: Valores a vermelho representam desvios em excesso (produção a mais), já os valores a laranja representam desvios por defeito (produção a menos)

Analisando a tabela anterior, é notória a ausência de informação por parte dos produtores hídricos ao comercializador, originando desvios acentuados.

Agregação de Produção Renovável no Âmbito da Produção em Regime de Mercado em Portugal

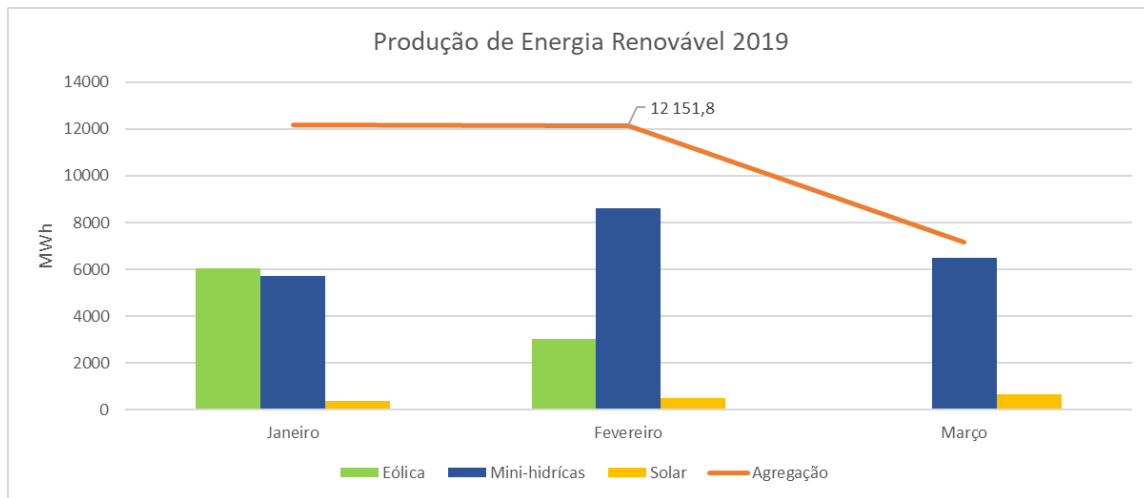
Consoante a situação, quando a produção é maior que previsão, o comercializador vê-se obrigado a vender à REN o excedente de produção, a um valor menor ao que foi comprado ao produtor. Em contrapartida, se o comercializador receber produção a menos que a previsão, terá que comprar à REN a produção em falta, neste caso a preços elevados, fruto de variáveis contextuais.

No corrente ano, em concreto no primeiro trimestre, verificaram-se os seguintes valores de previsão e produção:



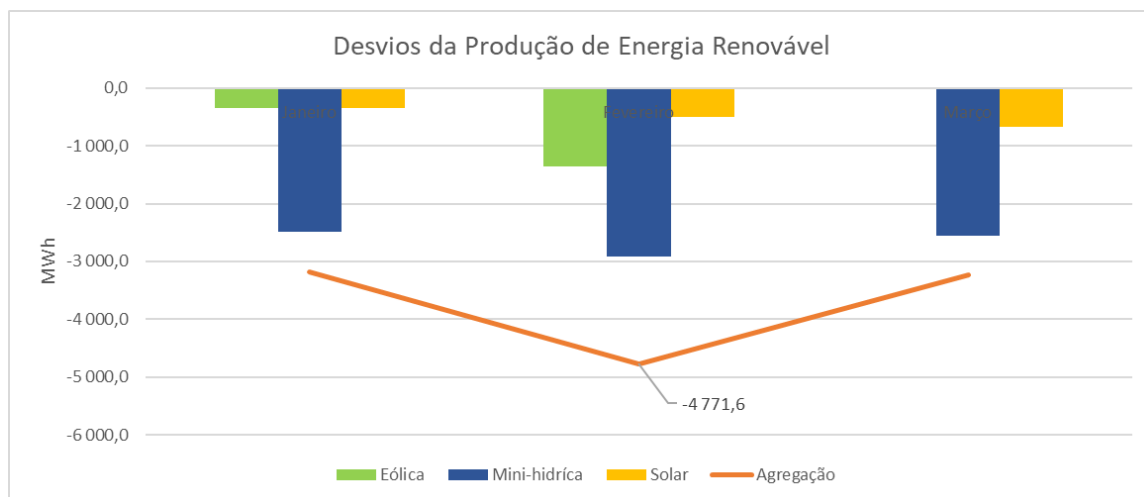
**Gráfico 22** - Previsão Agregada do 1.º trimestre do ano 2019

Verifica-se a redução de 4 861,4 MWh, durante o mês de março, devido ao facto do término contratual da energia eólica, saindo da carteira da comercializadora *Energia Simples*, conforme representado no gráfico 22. O pico de previsão de produção neste primeiro trimestre seria expéctavel no mês de Janeiro com 8 974,8 MWh, mas, tal não foi verificado na produção real, sendo que o pico de produção foi no mês seguinte com quase o dobro do previsto (12 151,8 MWh).



**Gráfico 23** - Produção Agregada do ano 2019.

Escalpelizando os desvios do primeiro trimestre do ano 2019, verifica-se que no mês de Fevereiro o pico de desvio foi de 4 771,6 MWh, com produção a mais, principalmente devido à contribuição dada pela tecnologia hídrica.



**Gráfico 24** - Desvios Agregados do ano 2019.

Na mesma senda, com recurso ao cálculo da equação 29, foi possível obter os seguintes desvios, relativos ao primeiro trimestre de 2019:

Tabela 23 – Desvios do ano 2019:

Desvios	Eólica	Mini-hídricas	Solar	Agregação
<b>Janeiro</b>	-5,8%	-43,3%	-88,6%	-26,2%
<i>Previsão MWh</i>	5 681,4	3 247,8	45,6	8 974,8
<i>Produção MWh</i>	6 031,1	5 731,1	399,2	12 161,4
<b>Fevereiro</b>	-44,6%	-33,9%	-100,0%	-35,7%
<i>Previsão MWh</i>	1 687,6	5 692,6	0,0	7 380,2
<i>Produção MWh</i>	3 045,8	8 611,1	494,9	12 151,8
<b>Março</b>	-	-39,4%	-100,0%	-45,1%
<i>Previsão MWh</i>	0,0	3 935,3	0,0	3 935,3
<i>Produção MWh</i>	0,0	6 489,0	675,7	7 164,7

Legenda: Valores a vermelho representam desvios em excesso (produção a mais), já os valores a laranja representam desvios por defeito (produção a menos)

Também neste caso, é possível concluir que os desvios deste primeiro trimestre foram significativos devido à falta de informação das previsões das produção renováveis, relevando-se os meses de Fevereiro e Março.

#### 8.2.4. METODOLOGIAS DE CORREÇÃO

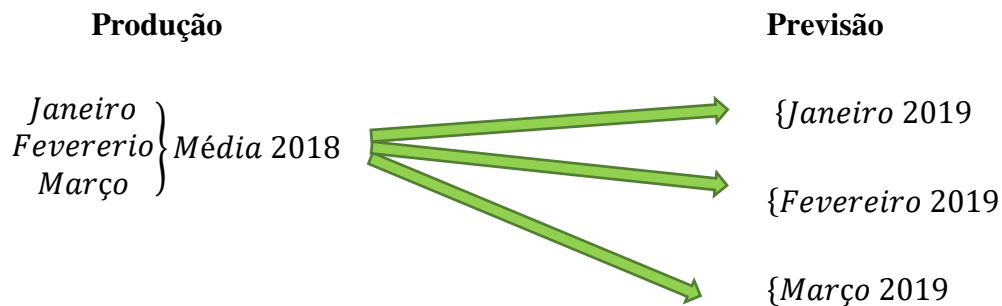
Assim, e no primordial desígnio do evitamento deste tipo de situações, a presente dissertação objetivará conseguir aproximar as previsões das produções reais, fazendo-o com margens erróneas consideradas residuais e sem valor significativo aquando dos cálculos dos desvios resultantes. Considerando a ausência de histórico de valores reais dos valores meteorológicos das centrais, bem como da ausência da possibilidade de acesso à base de dados das estações meteorológicas, serão considerados os valores do histórico de produção já existentes na base de dados do Kisense.

Em todos os métodos foi utilizada a produção e previsão hora a hora, efetuando-se a análise rigorosa, com recurso à utilização da agregação das mesmas em meses.

#### Método 1:

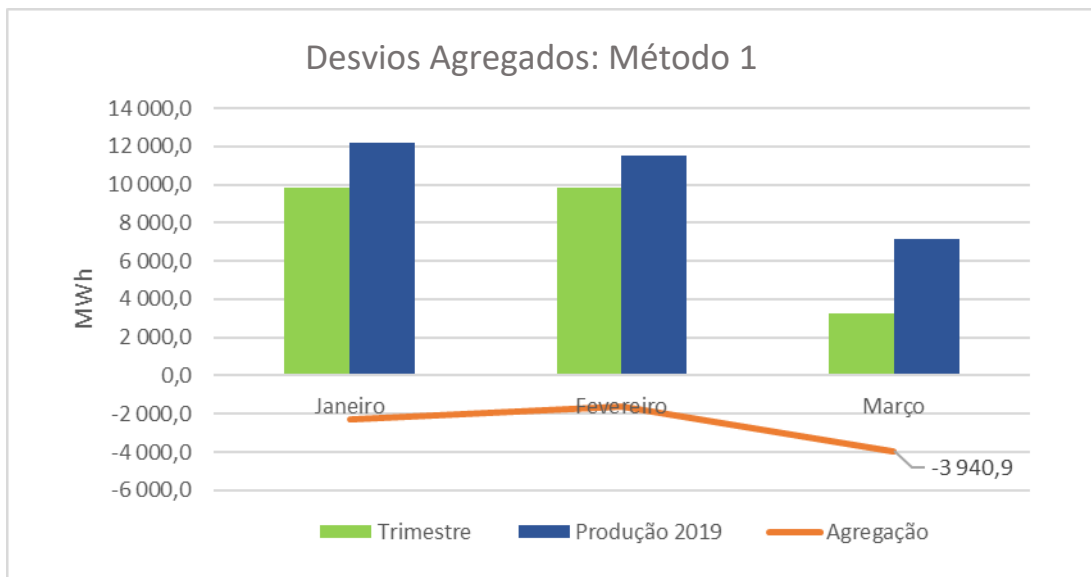
Um dos métodos para previsão de produção, seria recorrer aos dados do ano anterior, procedendo à divisão dos meses por 4 trimestres, recorrendo aos valores médios de cada trimestre para cada mês desse mesmo trimestre. Neste momento, considerando que nos

encontramos o início do segundo trimestre de 2019, só será possível aferir a fiabilidade deste método com recurso ao paralelismo do 1º trimestre do ano anterior, ou seja, considerando as produções dos meses de janeiro, fevereiro e março de 2018:



**Figura 21** – Representação da tipologia do método 1.

No gráfico 25, encontra-se representadas as previsões “Trimestre” em correspondência direta com a produção real 2019:



**Gráfico 25** – Desvios Agregados: Método 1

Fazendo o cálculo da equação 29, obtemos os seguintes valores desvio, em percentagem:

Tabela 24 – Representação dos desvios de 2019 utilizando o método 1:

Desvios	Janeiro	Fevereiro	Março
<b>Eólica</b>	9,9%	178,6%	
<i>Trimestre (MWh)</i>	6 627,6	6 627,6	
<i>Produção (MWh)</i>	6 031,1	2 378,8	
<b>Mini-hídricas</b>	-48,8%	-65,9%	-54,8%
<i>Trimestre (MWh)</i>	2 933,8	2 933,8	2 933,8
<i>Produção (MWh)</i>	5 731,1	8 611,1	6 489,0
<b>Solar</b>	-27,4%	-41,4%	-57,1%
<i>Trimestre (MWh)</i>	290,0	290,0	290,0
<i>Produção (MWh)</i>	399,2	494,9	675,7
<b>Agregação</b>	-19,0%	-14,2%	-55,0%
<i>Trimestre (MWh)</i>	9 851,4	9 851,4	3 223,8
<i>Produção (MWh)</i>	12 161,4	11 484,8	7 164,7

Legenda: Valores a vermelho representam desvios em excesso (produção a mais), já os valores a laranja representam desvios por defeito (produção a menos)

Após análise, verificam-se desconformidades em termos de valores, desvios. Vejamos:

- Mês de Janeiro:

Relativamente ao mês em estudo é possível constatar que a previsão mais aproximada da produção real é a eólica, com apenas 595,5 MWh de diferença. Já a previsão da mini-hídrica contou com um desfasamento de 2797,3 MWh. Existindo assim um desvio de 2 310 MWh na produção agregada.

- Mês de Fevereiro:

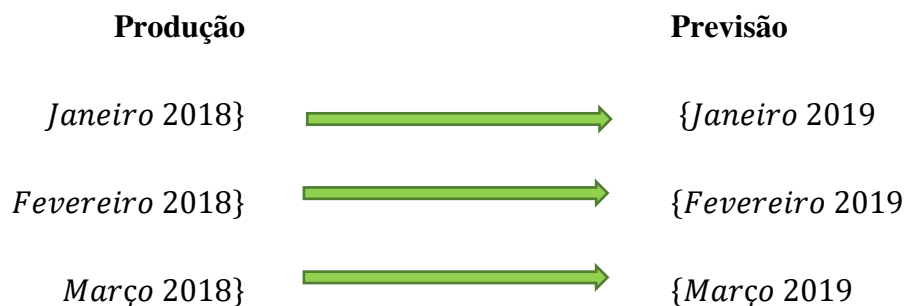
Contrariamente ao mês anterior é possível verificar que a produção eólica contou com um desvio acentuado, ultrapassando os 100%, por consequência da cessação contratual com a comercializadora. Novamente, a central hídrica apresentou um desvio considerável de 5 677,3 MWh.

- Mês de Março:

Após extinção da central eólica na venda de energia, verifica-se acentuado desvio na agregação, com um aumento de 40,8% comparativamente ao mês anterior.

### **Método 2:**

Após análise do método 1 e da necessária reflexão, por se considerar mais viável, procedeu-se à reutilização dos dados referentes às produções do ano anterior, sendo que, e neste caso, ao invés de fazer uso da média trimestral, opta-se pelo uso dos valores das produções mês a mês:



**Figura 22** – Representação da tipologia do método 2.

Conforme representado no gráfico 26, as previsões “Ano 2018” em contraposição com a real produção 2019, permitiram aferir, com recurso à equação 4, a seguinte linha de desvios para cada mês.

Agregação de Produção Renovável no Âmbito da Produção em Regime de Mercado em Portugal

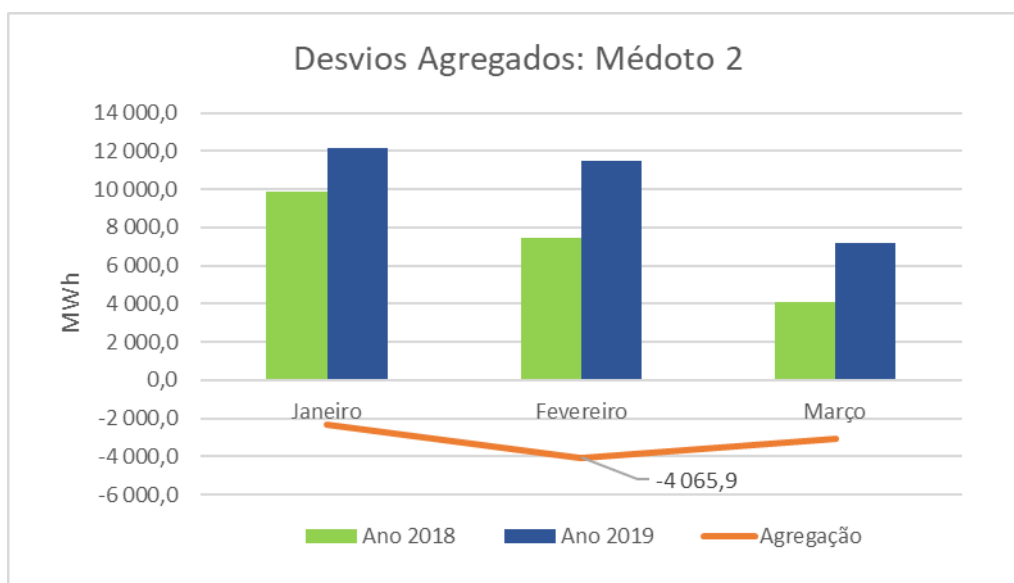


Gráfico 26 – Desvios Agregados: Método 2

A tabela 25 representa o paralelismo verificado entre a produção de 2018 e a respetiva produção de 2019. Recorrendo ao cálculo da equação 29, obtemos os seguintes valores de desvio, em percentagem:

Tabela 25 – Representação dos desvios de 2019 utilizando o método 2:

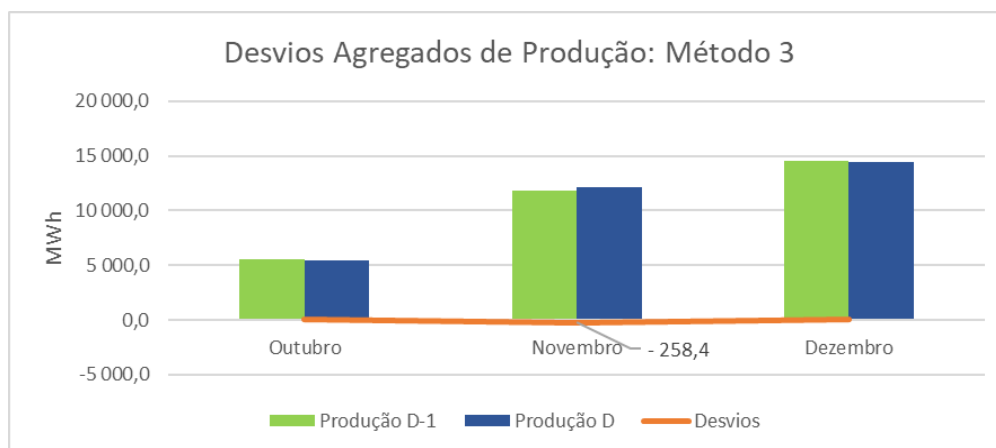
Desvios	Janeiro	Fevereiro	Março
<b>Eólica</b>	10,2%	124,3%	
Ano 2018 (MWh)	6 644,9	5 334,5	
Ano 2019 (MWh)	6 031,1	2 378,8	
<b>Mini-hidricas</b>	-48,4%	-79,4%	-41,0%
Ano 2018 (MWh)	2 958,3	1 771,2	3 827,9
Ano 2019 (MWh)	5 731,1	8 611,1	6 489,0
<b>Solar</b>	-34,3%	-36,7%	-56,4%
Ano 2018 (MWh)	262,1	313,2	294,6
Ano 2019 (MWh)	399,2	494,9	675,7
<b>Agregação</b>	-18,9%	-35,4%	-42,5%
Ano 2018 (MWh)	9 865,3	7 418,9	4 122,6
Ano 2019 (MWh)	12 161,4	11 484,8	7 164,7

Legenda: Valores a vermelho representam desvios em excesso (produção a mais), já os valores a laranja representam desvios por defeito (produção a menos)



Agregação de Produção Renovável no Âmbito da Produção em Regime de Mercado em Portugal

No gráfico 27 estão representadas as previsões “Produção D-1”, sua relação com a real produção D. Com recurso à equação 4 obtém-se a seguinte linha dos desvios, para cada mês:



**Gráfico 27** – Desvios Agregados 2018: Método 3

Na tabela 26 espelham-se os desvios obtidos, aquando da utilização da produção do dia anterior, em termos de elemento de previsão.

Tabela 26 – Representação dos desvios de 2018 utilizando o método 3:

Desvios	Outubro	Novembro	Dezembro
<b>Eólica</b>	1,2%	2,4%	-1,1%
<i>Produção D-1 (MWh)</i>	4 777,2	4 736,7	4 206,7
<i>Produção D (MWh)</i>	4 721,6	4 625,2	4 254,3
<b>Mini-hidricas</b>	-1,6%	-5,0%	-1,4%
<i>Produção D-1 (MWh)</i>	269,3	6 826,7	9 979,3
<i>Produção D (MWh)</i>	266,9	7 188,5	9 836,9
<b>Solar</b>	-3,5%	-2,7%	-1,0%
<i>Produção D-1 (MWh)</i>	502,9	292,3	317,0
<i>Produção D (MWh)</i>	485,8	300,4	320,3
<b>Agregação</b>	1,2%	-2,1%	0,6%
<i>Produção D-1 (MWh)</i>	5 542,7	11 855,6	14 503,0
<i>Produção D (MWh)</i>	5 474,3	12 114,1	14 411,5

Legenda: Valores a vermelho representam desvios em excesso (produção a mais), já os valores a laranja representam desvios por defeito (produção a menos)

- Mês de Outubro:

Analisando a tabela é notório a aproximação de ambas produções (D-1 e D), registrando um desvio de produção agregada, menor que a prevista, de 68,4 MWh.

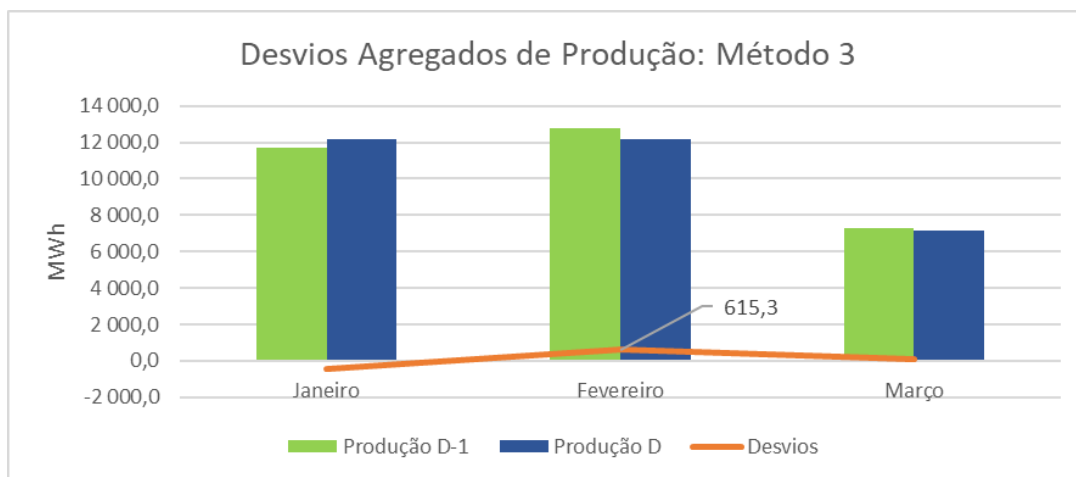
- Mês de Novembro:

Contrariamente ao mês anterior, a previsão foi menor que a produção real, resultando num desvio negativo (258,5 MWh).

- Mês de Dezembro:

Relativamente ao último mês do ano é possível verificar o menor desvio registrado até ao momento (91,5 MWh)

Utilizando o mesmo método para o primeiro trimestre de 2019, obtém-se os seguintes resultados de desvios:



**Gráfico 28** – Desvios Agregados 2019: Método 3.

Por motivos relacionados com a viabilidade na obtenção de dados, consideraram-se os dados relativos ao último trimestre 2018 e ao primeiro trimestre 2019, permitindo obter um dilatar temporal mais expressivo, como forma de validação do método.

Agregação de Produção Renovável no Âmbito da Produção em Regime de Mercado em Portugal

Na tabela 27 espelham-se os desvios obtidos, aquando da utilização da produção do dia anterior, em termos de elemento de previsão:

Tabela 27 – Representação dos desvios de 2019 utilizando o método 3:

Desvios	Janeiro	Fevereiro	Março
<b>Eólica</b>	-4,3%	12,0%	
<i>Produção D-1 (MWh)</i>	5 770,9	3 412,3	
<i>Produção D (MWh)</i>	6 031,1	3 045,8	
<b>Mini-hídricas</b>	-3,7%	3,0%	1,5%
<i>Produção D-1 (MWh)</i>	5 517,8	8 873,8	6 588,3
<i>Produção D (MWh)</i>	5 731,1	8 611,1	6 489,0
<b>Solar</b>	2,9%	-2,8%	-0,1%
<i>Produção D-1 (MWh)</i>	410,6	481,0	675,2
<i>Produção D (MWh)</i>	399,2	494,9	675,7
<b>Agregação</b>	-3,8%	5,1%	1,4%
<i>Produção D-1 (MWh)</i>	11 699,4	12 767,1	7 263,5
<i>Produção D (MWh)</i>	12 161,4	12 151,8	7 164,7

Legenda: Valores a vermelho representam desvios em excesso (produção a mais), já os valores a laranja representam desvios por defeito (produção a menos)

- Mês de Janeiro:

Verifica-se que no mês em estudo, o valor mais favorável apresentado foi a central hídrica, com um desvio de 2,9%. Em contrapartida a produção eólica obteve um desvio de 4,3%, sendo que a previsão seria menor que a produção real.

- Mês de Fevereiro:

O valor da previsão eólica comparativamente à produção obteve um desvio de 366,5 MWh. Sendo o maior desvio registado nesse mês com uma percentagem de 12%.

- Mês de Março:

Os valores solares, representaram o menor desvio deste método com percentagem de 0,1%. Contribuindo para o desvio agregado obter uma percentagem de 1,4%.

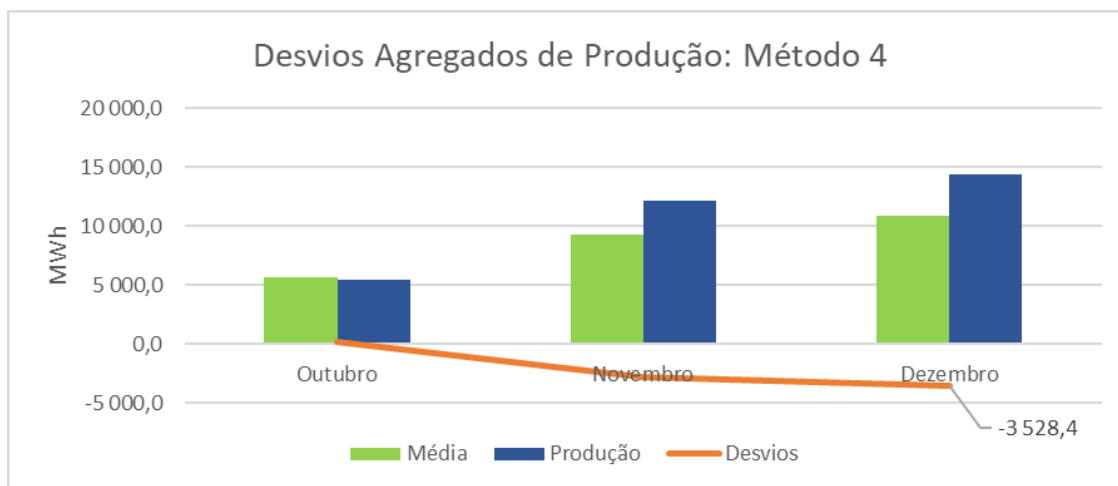
**Método 4:**

Seguidamente, apresenta-se um novo método de correção de desvios, que consistirá no aproveitamento das previsões recebidas dos produtores, acrescidas das produções reais do dia anterior, o que permitirá recorrer à média do produto obtido na soma dos dois valores:



**Figura 24** – Representação da tipologia do método de correção

Tal metodologia, permitiu obter os seguintes dados de desvio:



**Gráfico 29** – Desvios Agregados 2018: Método 4.

Tabela 28 – Representação dos desvios utilizado o método 4:

Desvios	Outubro	Novembro	Dezembro
<b>Eólica</b>	5,8%	1,0%	-10,3%
<i>Previsão (MWh)</i>	5 216,3	4 605,2	3 830,8
<i>Produção D-1 (MWh)</i>	4 777,2	4 736,7	4 206,7
<b>Média (MWh)</b>	4 996,7	4 670,9	3 815,6
<b>Produção (MWh)</b>	4 721,6	4 625,2	4 254,3
<b>Mini-hídrica</b>	-40,7%	-39,3%	-31,4%
<i>Previsão (MWh)</i>	53,9	1 899,9	3 876,5
<i>Produção D-1 (MWh)</i>	262,6	6 826,7	9 979,3
<b>Média (MWh)</b>	158,3	4 363,3	6 748,2
<b>Produção (MWh)</b>	266,9	7 188,5	9 836,9
<b>Solar</b>	-2,0%	-2,8%	-0,3%
<i>Previsão (MWh)</i>	449,1	291,5	352,1
<i>Produção D-1 (MWh)</i>	502,9	292,3	317,0
<b>Média (MWh)</b>	476,0	291,9	319,2
<b>Produção (MWh)</b>	485,8	300,4	320,3
<b>Agregação</b>	2,9%	-23,0%	-24,5%
<i>Previsão (MWh)</i>	5 719,3	6 796,6	8 059,3
<i>Produção D-1 (MWh)</i>	5 542,7	11 855,6	14 503,0
<b>Média (MWh)</b>	5 631,0	9 326,1	10 883,1
<b>Produção (MWh)</b>	5 474,3	12 114,1	14 411,5

Legenda: Valores a vermelho representam desvios em excesso (produção a mais), já os valores a laranja representam desvios por defeito (produção a menos)

- Mês de Outubro:

Considerando o método presente, os valores mais favoráveis a apresentar um desvio menor, foi a tecnologia solar, apresentando um desvio de 2%. Já as mini-hídricas apresentam um desvio de 108,6 MWh, comparativamente a produção real.

- Mês de Novembro:

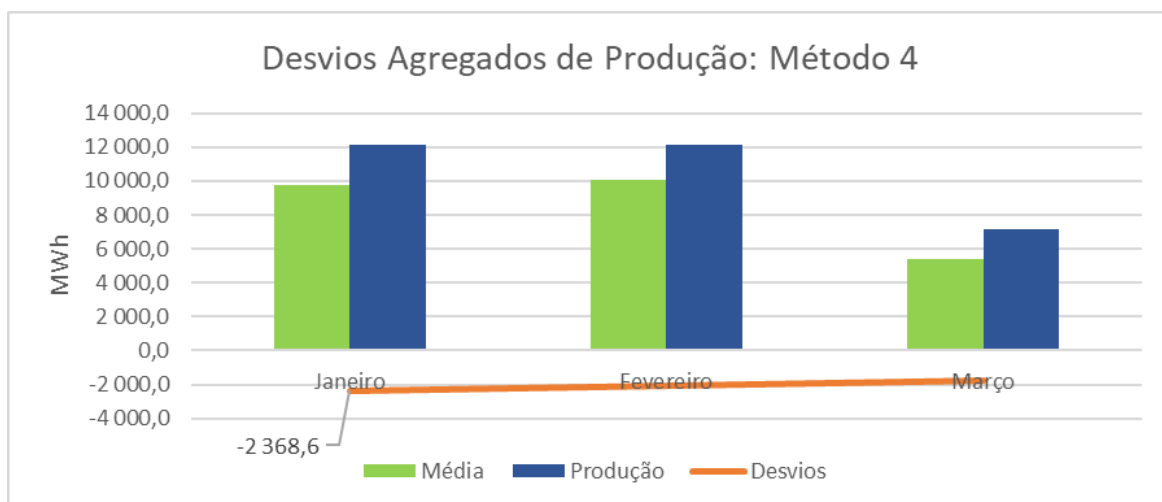
No mês de novembro, considerando apenas a eólica, ocorreu uma aproximação dos valores previstos com a produção real, contribuindo para um desvio de 1%. Já o

afastamento dos valores previstos com a produção real da tecnologia mini-hídrica originou a subida de desvio agregado para 23%.

- Mês de Dezembro:

Verifica-se, novamente, a central solar com desvios a tender para zero e a central hídrica aumentar os desvios agregados.

Utilizando o mesmo método, para o primeiro trimestre de 2019, obtém-se os seguintes desvios:



**Gráfico 30** – Desvios Agregados: Método 4

Tabela 29 - Representação dos desvios utilizando o método 4:

Desvios	Janeiro	Fevereiro	Março
<b>Eólica</b>	-9,9%	6,5%	
Previsão (MWh)	5 681,4	1 687,6	0,0
Produção D-1 (MWh)	5 770,9	3 412,3	0,0
<b>Média (MWh)</b>	<b>5 436,9</b>	<b>3 242,6</b>	<b>0,0</b>
<b>Produção (MWh)</b>	<b>6 031,1</b>	<b>3 045,8</b>	<b>0,0</b>
<b>Mini-hídrica</b>	-27,9%	-15,4%	-21,6%
Previsão (MWh)	3 247,8	5 692,6	3 935,3
Produção D-1 (MWh)	5 517,8	8 873,8	6 588,3
<b>Média (MWh)</b>	<b>4 129,8</b>	<b>7 283,2</b>	<b>5 084,5</b>
<b>Produção (MWh)</b>	<b>5 731,1</b>	<b>8 611,1</b>	<b>6 489,0</b>
<b>Solar</b>	-43,4%	-51,4%	-55,4%
Previsão (MWh)	45,6	0,0	0,0
Produção D-1 (MWh)	410,6	481,0	675,2
<b>Média (MWh)</b>	<b>226,1</b>	<b>240,5</b>	<b>301,2</b>
<b>Produção (MWh)</b>	<b>399,2</b>	<b>494,9</b>	<b>675,7</b>
<b>Agregação</b>	-19,5%	-17,1%	-24,8%
Previsão (MWh)	8 974,8	7 380,2	3 935,3
Produção D-1 (MWh)	11 699,4	12 767,1	7 263,5
<b>Média (MWh)</b>	<b>9 792,8</b>	<b>10 073,7</b>	<b>5 385,7</b>
<b>Produção (MWh)</b>	<b>12 161,4</b>	<b>12 151,8</b>	<b>7 164,7</b>

Legenda: Valores a vermelho representam desvios em excesso (produção a mais), já os valores a laranja representam desvios por defeito (produção a menos)

- Mês de Janeiro:

Neste mês o valor favorável pertence a tecnologia eólica com um desvio de 9,9% de produção a mais. Já a solar, apresentou os piores resultados uma vez que a previsão recebida pelo produtor se discrepou do real, cerca de 353,6 MWh de desvio. Fazendo um desvio da produção agregada com cerca de 19,5% de produção a mais.

- Mês de Fevereiro:

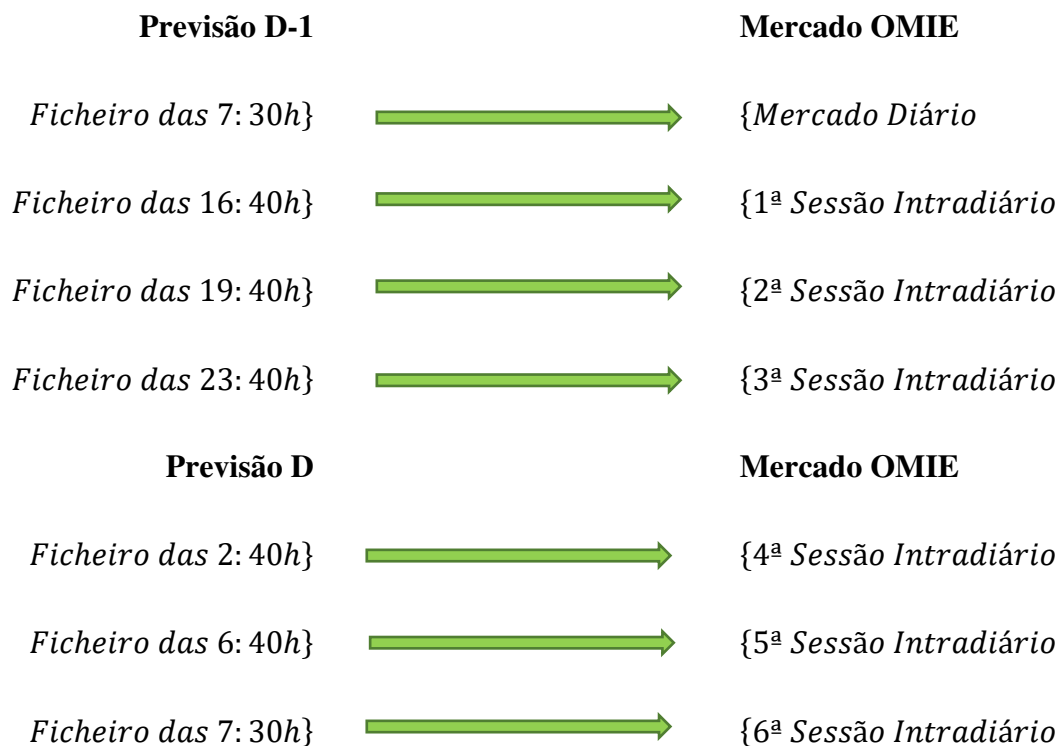
No mês seguinte, voltou a correr o mesmo fenómeno, em que os valores da eólica são mais vantajosos e a solar distanciou-se do real. Novamente, devo ao facto do produtor não enviar as previsões ao comercializador.

- Mês de Março:

Novamente, no mês em estudo, os valores da produção solar apresentaram pior resultados uma vez que faltou os valores de previsão. Fazendo a agregação de produção com um desvio de 24,8% de produção a mais.

### **Método 5:**

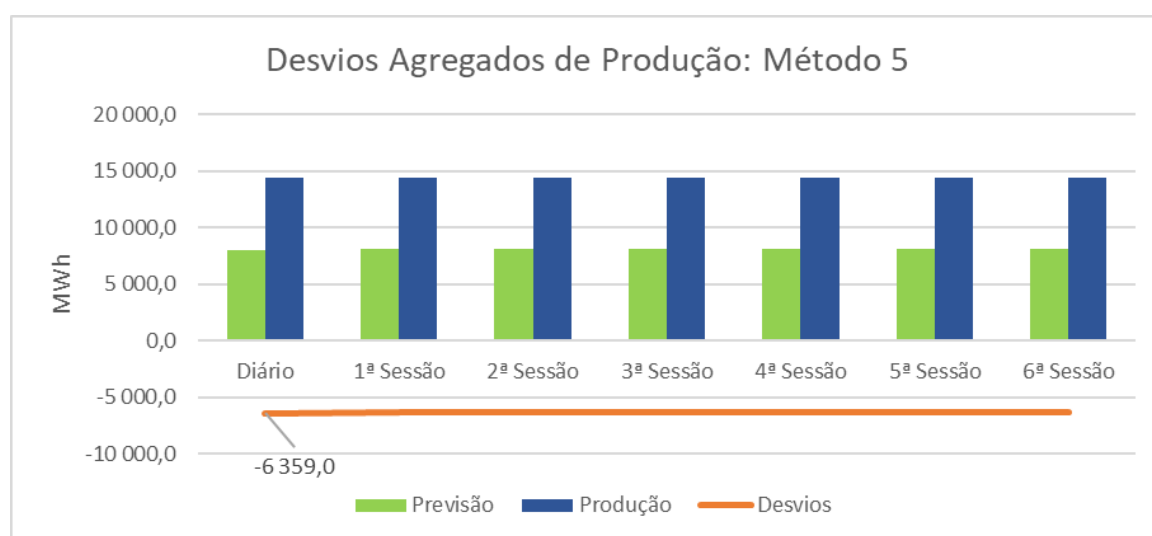
Por último, recorre-se a um diferente método, que consiste na análise das previsões enviadas pelo produtor eólico, que, como já referido, é o produtor que envia as previsões de 2 em 2 horas, em várias sessões do mercado intradiário:



**Figura 25** – Representação da tipologia do método 5.

Agregação de Produção Renovável no Âmbito da Produção em Regime de Mercado em Portugal

Utilizando valores relativos a dezembro de 2018, foi possível facultar todas as previsões recebidas do produtor eólico no decorrer do mês, o que possibilitou a simulação da previsão, entrando nas várias sessões do mercado intradiário:



**Gráfico 31** – Desvios Agregado: Método 5.

Tabela 30 - Representação dos desvios de dezembro de 2018 utilizando o método 5:

Desvios	Diário	1ª Sessão	2ª Sessão	3ª Sessão	4ª Sessão	5ª Sessão	6ª Sessão
<b>Eólica</b>	-10,1%	-9,6%	-9,5%	-9,5%	-9,2%	-9,3%	-9,7%
Previsão (MWh)	3 824,0	3 844,4	3 851,9	3 851,0	3 863,7	3 838,9	3 842,1
Produção (MWh)	4 254,3	4 254,3	4 254,3	4 254,3	4 254,3	4 254,3	4 254,3
<b>Mini-hídricas</b>	-60,6%	-60,6%	-60,6%	-60,6%	-60,6%	-60,6%	-60,6%
Previsão (MWh)	3 876,5	3 876,5	3 876,5	3 876,5	3 876,5	3 876,5	3 876,5
Produção (MWh)	9 836,9	9 836,9	9 836,9	9 836,9	9 836,9	9 836,9	9 836,9
<b>Solar</b>	9,9%	9,9%	9,9%	9,9%	9,9%	9,9%	9,9%
Previsão (MWh)	352,1	352,1	352,1	352,1	352,1	352,1	352,1
Produção (MWh)	320,3	320,3	320,3	320,3	320,3	320,3	320,3
<b>Agregação</b>	-44,1%	-44,0%	-43,9%	-43,9%	-43,8%	-44,0%	-44,0%
Previsão (MWh)	8 052,6	8 072,9	8 080,4	8 079,6	8 092,3	8 067,5	8 070,7
Produção (MWh)	14 411,5	14 411,5	14 411,5	14 411,5	14 411,5	14 411,5	14 411,5

Legenda: Valores a vermelho representam desvios em excesso (produção a mais), já os valores a laranja representam desvios por defeito (produção a menos)

No diário (D-1), o operador de sistema, após receção dos valores de previsão agregados das energias renováveis de todos os produtores, envia a previsão para o mercado organizado. Posteriormente, após a negociação (D), já com a produção real de todos os produtores, o agente recorre ao mercado intradiário, efetuando ajustes ao programa diário previamente definido.

Como observável na tabela seguinte, não se justifica a entrada nas várias sessões do intradiário, para retificação das variações de previsão. No mês em estudo, verifica-se que tal facto pode até tornar-se desvantajoso, uma vez que o desvio passa de 4,6% para 4,7% da produção, ou seja, teoricamente poderia ocorrer mais 0,1% de produção que a inicialmente prevista.

## 9. CONCLUSÃO

---

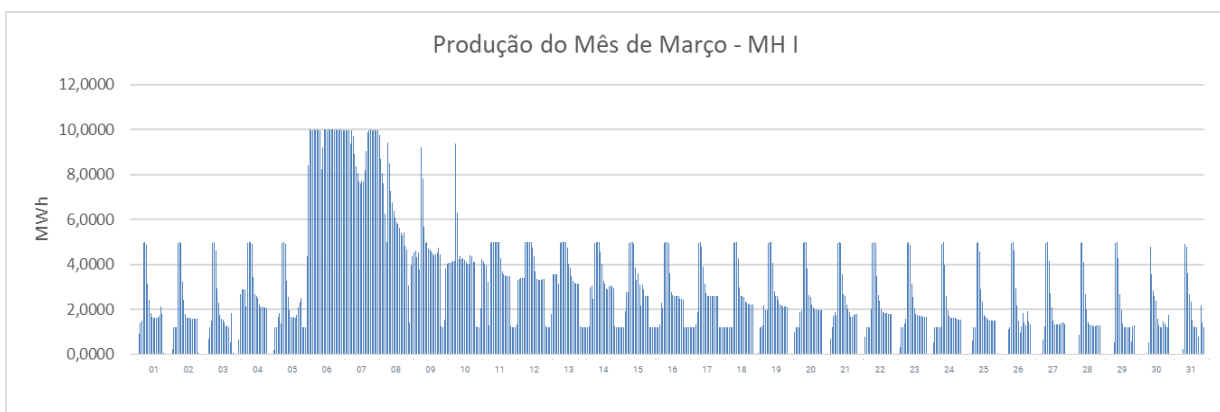
9.1 Análise Crítica	106
9.2. Trabalhos Futuros	110

---

## 9.1. ANÁLISE CRÍTICA

A presente dissertação regeu-se no desígnio de melhor analisar os métodos de previsão de produção de energia renovável, enquadrando o papel do agente agregador no setor energético. Na sequência do estágio na empresa *Energia Simples*, foi possível identificar uma eventual lacuna nas informações, relativamente às previsões dos produtores.

Inicialmente, foi necessário proceder à recolha dos dados de produção de cada tecnologia para poder analisar os comportamentos sazonais de cada uma (exemplo):

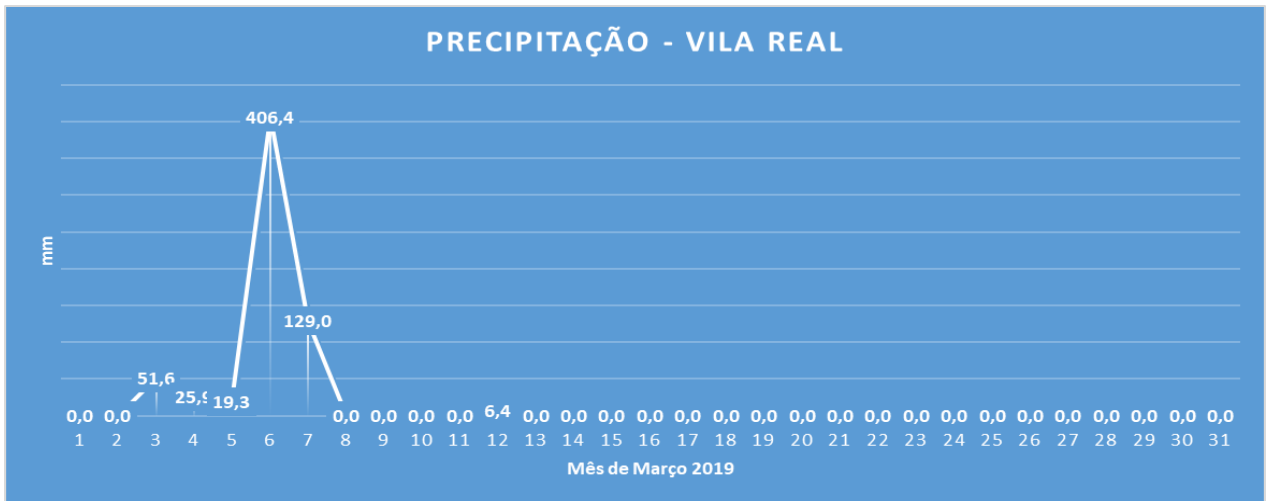


**Gráfico 32** - Produção da mini-hídrica I no mês de março 2019.

Após análise da produção da mini-hídrica I, situada em Ribeira de Pena, foi facilmente constatada a extrema importância em analisar a precipitação local, nesse mesmo período.

No entanto, através do site “wunderground”, não foi possível aferir efetuar o levantamento dos valores históricos, só se verificando a possibilidade de verificar valores da estação meteorológica de Vila Real, próxima da central referida (imagem google maps, Anexo H).

Com recurso ao referido site, foi possível elaborar o seguinte gráfico:



**Gráfico 33** - Precipitação em Vila Real no mês de março 2019.

Depois de analisar ambos resultados, e verificar a sua relação em termos gráficos, no intuito de correlacionar estas duas variáveis, recorreu-se ao Coeficiente de *Spearman*. Este método, também conhecido por “Coeficiente de Correlação ordinal de *Spearman*”, mede a força de ligação entre duas variáveis, atingindo os valores máximos de +1 ou -1, caso sejam diretas ou inversamente proporcionais, respetivamente. O valor indicativo da correlação e representado por  $\rho$ , encontra-se apresentada na Equação 30 (27):

$$\rho = 1 - \frac{6 \sum d_i^2}{n(n^2 - 1)} \quad \text{Equação 30}$$

O Coeficiente de *Spearman*, ordena os valores das variáveis  $x_i$  e  $y_i$  separadamente, onde  $i$  representa o valor dos postos 1, 2, 3, ...,  $n$ . Em seguida é calculada a diferença,  $d_i$ , dos postos de  $x_i$  e  $y_i$ , fazendo o quadrado deste valor  $d_i^2$ . O número de amostrar é representado por  $n$ . Em Anexo, encontram-se as correlações realizadas para este estudo.

É possível interpretar o valor de  $\rho$  como (68):

- 0,9 positivo ou negativo indica uma correlação muito forte.
- 0,7 a 0,9 positivo ou negativo indica uma correlação forte.
- 0,5 a 0,7 positivo ou negativo indica uma correlação moderada.

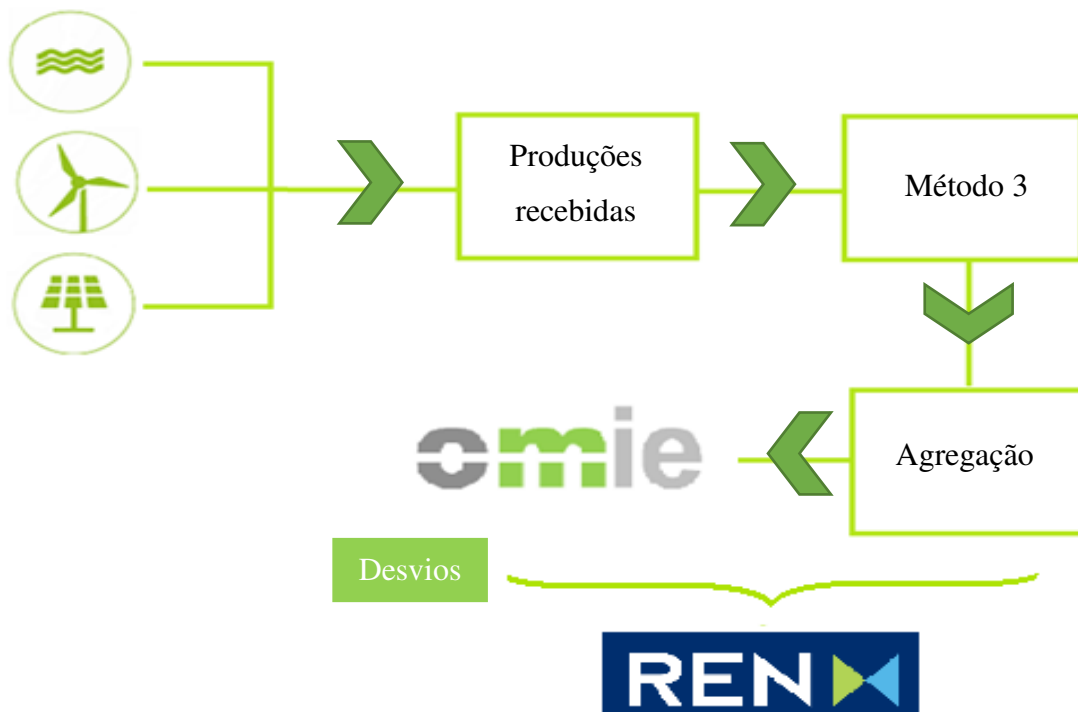
- 0,3 a 0,5 positivo ou negativo indica uma correlação fraca.

Considerando esta central, utilizando o coeficiente com os valores de precipitação em mm ( $x_i$ ) e a produção em kWh ( $y_i$ ) obtive o valor de  $\rho = 0,48$ , Anexo I, verifica-se a existência de uma correlação moderada entre a precipitação e a produção da mini-hídrica. Esta relação poderia ser mais vinculada, caso os valores de precipitação fossem mais perto da central em estudo.

Para ultrapassar esta questão, foram desenvolvidos vários métodos de correção, minimizando os desvios.

No que concerne ao mercado, o OMIE, como referido anteriormente, é responsável pela comercialização diária e intradiária de energia, onde são estabelecidos programas de venda e compra de eletricidade para o dia seguinte ao da negociação, dia (D-1).

Na Figura 26, representa-se um sistema representativo da venda da energia agregada pelo comercializador, após utilização do método de correção.



**Figura 26** - Sistema representativo de venda da energia agregada.

Agregação de Produção Renovável no Âmbito da Produção em Regime de Mercado em Portugal

Assim sendo, considerando o método 3 como o mais assertivo em relação aos desvios resultantes, seria de optar pela implementação deste na empresa acolhedora do estágio, uma vez que é com recurso a este método que é possível prever valores mais próximos do real, em contraposição aos valores recebidos pelos produtores (veja-se nas tabelas 31 e 32):

Tabela 31 - Valores dos desvios agregados utilizados pelo comercializador:

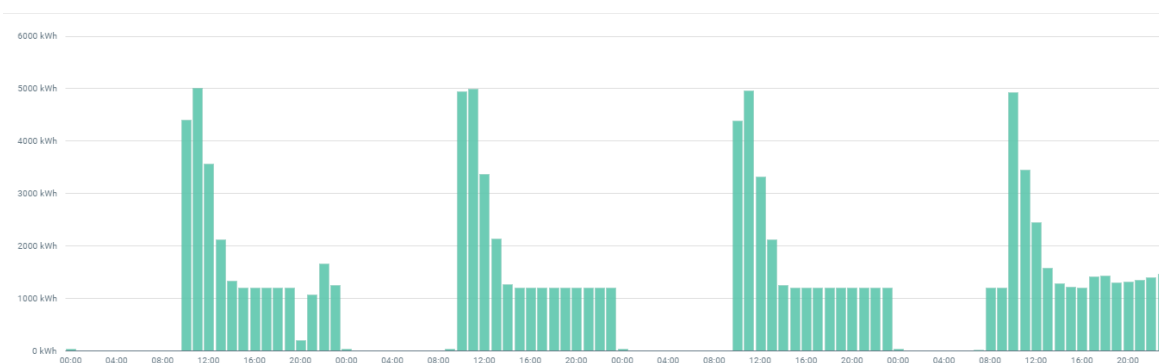
Desvios	Outubro	Novembro	Dezembro	Janeiro	Fevereiro	Março
<b>Agregação</b>	4,5%	-43,9%	-44,1%	-26,2%	-35,7%	-45,1%
<i>Previsão (MWh)</i>	5 719,3	6 796,6	8 059,3	8 974,8	7 380,2	3 935,3
<i>Produção (MWh)</i>	5 474,3	12 114,1	14 411,5	12 161,4	12 151,8	7 164,7

Tabela 32 -Valores dos desvios agregados utilizando o método 3.

Desvios	Outubro	Novembro	Dezembro	Janeiro	Fevereiro	Março
<b>Agregação</b>	1,2%	-2,1%	0,6%	-3,8%	5,1%	1,4%
<i>Produção D-1 (MWh)</i>	5 542,7	11 855,6	14 503,0	11 699,4	12 767,1	7 263,5
<i>Produção D (MWh)</i>	5 474,3	12 114,1	14 411,5	12 161,4	12 151,8	7 164,7

Legenda: Valores a vermelho representam desvios em excesso (produção a mais), já os valores a laranja representam desvios por defeito (produção a menos)

A discrepância de valores deve-se principalmente às faltas de comunicação entre produtor e comercializador. Já as aproximações do método 3 são resultantes das produções aproximadas de um dia para o outro, exemplo:



**Gráfico 34** – Produção MH I em 4 dias consecutivos.

Em termos conclusivos, verifica-se sem qualquer sombra de dúvida que a anulação dos

proeminentes desvios, em correlação da previsão com a produção, se traduzirá numa prática assertiva da empresa que, indubitavelmente conduzirá a um efetivo reforço financeiro, robustecendo o seu posicionamento no mercado, marcado pelo gradual êxito em termos concorrenciais.

“Melhor prever para Melhor crescer”

## **9.2. TRABALHOS A IMPLEMENTAR**

Como trabalhos futuros a ser realizados, destaca-se, a possível instalação de estações meteorológicas nos produtores e nos futuros produtores.

Assim, poderá ser obtida o máximo de informação do local a nível meteorológico, implicando incisivamente os valores obtidos na previsão, uma vez que a produção depende dos dados meteorológicos do local onde se gera. Apesar de existirem sites como wunderground ([www.wunderground.com](http://www.wunderground.com)), onde é possível aceder a valores históricos da meteorologia local, os valores mais próximos encontram-se em pontos geográficos afastados, com uma distância entre 50 a 60 km do local de produção.

Existindo essa margem de erro, opinião própria, seria vantajoso permitir à comercializadora receber os dados remotamente e em tempo real, do clima que se faz sentir aquando da produção energética. Assim, seria também possível a elaboração de uma base de dados real de cada ponto e aproximado ao valor de produção real, evitando desvios acentuados.

## *Referências Documentais*

1. Algarve, Comissão de Doordenação e Desenvolvimento Regional do. Tratado de Adesão de Espanha e Portugal à CEE. [Online] CCDR. [Cited: janeiro 20, 2019.] <https://www.ccdr-alg.pt/site/info/ed/o-tratado-de-adesao-de-espanha-e-portugal-cee>.
2. Oliveira, Ana. Jornal de Negócios. [Online] Jornal de Negócios, Setembro 2018 . [Cited: Dezembro 20, 2018 .] <https://www.jornaldenegocios.pt/empresas/energia/detalhe/portugal-compromete-se-a-abandonar-carvao-para-produzir-electricidade-ate-2030>].
3. Jornal de Negócios. [Online] Jornal de Negócios, março 19, 2019. [Cited: abril 15, 2019.] <https://www.jornaldenegocios.pt/empresas/energia/detalhe/governo-quer-encerrar-centrais-a-carvao-e-aponta-para-reducao-de-custos-para-os-consumidores>.
4. Wikipédia. Engenharia Eletrotécnica. [Online] Wikipédia, outubro 28, 2017. [Cited: janeiro 20, 2019.] [https://pt.wikipedia.org/wiki/Engenharia\\_eletrot%C3%A9cnica](https://pt.wikipedia.org/wiki/Engenharia_eletrot%C3%A9cnica)..
5. Thomas Edison. [Online] Wikipédia, Outubro 22, 2018. [Cited: janeiro 20, 2019.] [https://pt.wikipedia.org/wiki/Thomas\\_Edison](https://pt.wikipedia.org/wiki/Thomas_Edison).
6. Conduto, Sérgio. *Rentabilidade e Risco na Comercialização Agregada de Energia Elétrica*. Departamento de Energia de Sistemas de Potência e Automação. Lisboa : Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2013. Tese de Mestrado.
7. *Na pré-história da EDP e da REN*. Sequeira, Inês. fevereiro 20, 2012, Público.
8. Carvalho, Davis. *Avaliação Técnico-Económica de Aproveitamentos Hidroelétricos - Foz Tua*. Porto : Faculdade de Engenharia do Porto, 2013.
9. Almeida, Bruno. *Localização de Parques Eólicos e Ordenamento do Território*. Porto : Faculdade de Engenharia do Porto, 2013.

10. Wikipédia. José Ferreira Dias. [Online] Wikipédia, junho 20, 2018. [Cited: janeiro 20, 2019.] [https://pt.wikipedia.org/wiki/Jos%C3%A9\\_Ferreira\\_Dias](https://pt.wikipedia.org/wiki/Jos%C3%A9_Ferreira_Dias).
11. Franco, João. *Armazenamento e Partilha de Energia*. Porto : Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2017.
12. Fernandes, Rita. *A evolução do seu regime jurídico, em especial as alterações ao regime remuneratório das centrais eólicas*. Lisboa : Universidade Católica - Faculdade de Direito, 2014.
13. Energéticos, Entidade Reguladora dos Serviços. *Resumo Informativo Mercado Liberalizado Eletricidade*. Lisboa : ERSE, 2013.
14. *Decreto-Lei n.º 75/2012*. Eletrónico, Diário da República. Lisboa : s.n., 2012. Diário da República n.º 61/2012, Série I de 2012-03-26.
15. Energéticos, Entidade Reguladora dos Serviços. *Liberalização de Mercado Elétrico*. [Online] 2018. [http://www.erse.pt/PT/imprensa/boletins/2019/Comunicados/201811\\_ML\\_elec.pdf](http://www.erse.pt/PT/imprensa/boletins/2019/Comunicados/201811_ML_elec.pdf).
16. Energéticos, Entidade Reguladora dos Serviços. *Liberalização do Mercado Elétrico*. [Online] 2018. [http://www.erse.pt/pt/imprensa/boletins/2018/Comunicados/201808\\_ML\\_elec.pdf](http://www.erse.pt/pt/imprensa/boletins/2018/Comunicados/201808_ML_elec.pdf).
17. Portal ERSE - Produção. [Online] ERSE. [Cited: dezembro 10, 2018.] <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/producao/Paginas/default.aspx>.
18. EDP. EDP. [Online] EDP. [Cited: janeiro 20, 2019.] <https://portugal.edp.com/pt-pt/setor-energetico-em-portugal/producao-e-comercializacao>.
19. REN. *Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à REDE*. Lisboa : REN, 2019.

20. Ferreira, Frederico, Falcão, Nuno and Chaves, Jessica. *Estudo do Impacto de Ações de Re-Despacho Tendo em Conta Perturbações em Partes da Rede Elétrica Portuguesa*. Porto : Instituto Superior Politecnico do Porto, 2017.

21. REN. SIMEE - Agentes de Mercado. [Online] REN. [Cited: Dezembro 10, 2018.] <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfStructMerc/Paginas/AgentesMerc.aspx>.

22. Morais, Hugo. *Modelação de Agentes Virtuais nos Mercados Elétricos*. Vila Real : Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro, 2012.

23. Carvalho, João. *Promoção da Produção de Energia de Origem Renovável através de Contratos por Diferença*. Lisboa : Univercidade de Lisboa - Faculdade de Ciências, 2017.

24. Eletricidade, Mercado Ibérico de. MIBEL. [Online] MIBEL. [Cited: janeiro 28, 2019.] <http://mibel.com>.

25. OMIE. OMIE. [Online] OMIE. [Cited: novembro 28, 2018.] <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad/mercado-diario>.

26. ERSE. Portal ERSE - Mercado Diário. [Online] ERSE. [Cited: novembro 25, 2018.] <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>.

27. Nascimento, João. *Estudo de Preços de Energia no Mercado Spot e Futuros no MIBEL*. 2017 : Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2017.

28. REN. REN. [Online] REN. [Cited: Março 29, 2019.] [http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/Comunicacao/Noticias/Paginas/Noticia\\_20180612\\_1.aspx](http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/Comunicacao/Noticias/Paginas/Noticia_20180612_1.aspx).

29. OMIE. OMIE. [Online] OMIE. [Cited: Março 29, 2019.] [http://www.omie.es/files/PRESENTACION\\_REGLAS\\_MAY2018.pdf](http://www.omie.es/files/PRESENTACION_REGLAS_MAY2018.pdf).

- 
30. OMEL. OMEL. [Online] OMEL. [Cited: Março 29, 2019.] [http://www.omel.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/mercado-in#Mercado\\_Intradirio\\_Contnuo](http://www.omel.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/mercado-in#Mercado_Intradirio_Contnuo).
31. REN. REN. [Online] REN. [Cited: Fevereiro 4, 2019.] [http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/Comunicacao/Noticias/Paginas/Noticia\\_20180612\\_1.aspx](http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/Comunicacao/Noticias/Paginas/Noticia_20180612_1.aspx).
32. Conselho de Reguladores do MIBEL. *Integração da Produção Renovável e de Cogeração no MIBEL e na Operação dos Respectiveos Sistemas Eléctricos*. Espanha : MIBEL, 2018.
33. Fernandez, Sandra. *A importância do desenvolvimento das energias renováveis através das tarifas feed-in*. Lisboa : Universidade Católica Portuguesa - Faculdade de Direito, 2014.
34. Varzim, T. Jornal de Negócios. [Online] Jornal de Negócios, setembro 21, 2018. [Cited: janeiro 21, 2019.] <https://www.jornaldenegocios.pt/empresas/energia/detalhe/portugal-e-o-terceiro-pais-da-ue-que-mais-usa-energia-renovavel>.
35. Associação de Energia Renováveis. APREN. [Online] [Cited: janeiro 20, 2019.] <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>.
36. Parlamento Europeu. PE Aprova metas para renováveis e eficiência energética até 2030. [Online] [Cited: fevereiro 25, 2019.] <http://www.europarl.europa.eu/news/pt/press-room/20181106IPR18315/pe-aprova-metas-para-renovaveis-e-eficiencia-energetica-ate-2030>.
37. Metas Climáticas da UE. [Online] novembro 06, 2018. <http://www.europarl.europa.eu/news/pt/headlines/priorities/energia/20181031STO18175/metas-climaticas-da-ue-mais-energias-renovaveis-melhor-eficiencia-energetica>.

38. APREN. APREN. [Online] APREN. [Cited: Abril 18, 2019.] <https://www.apren.pt/contents/publicationsreportcarditems/04-boletim-energias-renovaveis-vf.pdf>.
39. Alexandre, João. *Impacto da Nova Legislação sobre o Regime de Autoconsumo de Energia*. Coimbra : Universidade de Coimbra, 2015.
40. Charney, J., Fjortof, R and Neumann, J. *Numerical Integration of the Barotropic Vorticity Equation*. New Jersey : The Institute for Advanced Study, 1950.
41. Neves, Ricardo. *Desenvolvimento de Modelos de Previsão de Produção de Centrais Solares Fotovoltaicas*. Porto : Faculdade de Engenharia do Porto, 2010.
42. Lourenço, João. *Previsão de Produção de Energia Elétrica através de Fontes de Energia Renováveis*. Lisboa : Universidade de Lisboa - Faculdade de Ciências de Lisboa, 2015.
43. Mexia, Ricardo. *Previsão de Produção de Energia Elétrica através de Fontes de Energia Renovável*. Lisboa : Universidade de Lisboa - Faculdade de Ciência e Tecnologia , 2015.
44. IPMA. IPMA - Previsão Numérica do Tempo. [Online] IPMA. [Cited: novembro 16, 2018.] <https://www.ipma.pt/pt/enciclopedia/otempo/previsao.numerica/index.html>.
45. Bernardo, Fernando. *Utilização de Técnicas de Processamento do Sinal na Previsão Eólica* . Porto : Faculdade de Engenharia do Porto, 2015.
46. Dias, Artur. *Análise de Dados para Previsão de Micro Produção de Energia Solar e Eólica*. Bragança : Instituto Politécnico de Bragança, 2015.
47. Santos, Michel. ID3 - Método de Classificação Baseado em Árvore de Decisão. *ID3 - Método de Classificação Baseado em Árvore de Decisão*. dezembro 2011.

- 
48. Wikipédia. Incremental decision tree. [Online] Wikipédia, agosto 14, 2018. [Cited: fevereiro 17, 2019.] [https://en.wikipedia.org/wiki/Incremental\\_decision\\_tree#CART\\_family](https://en.wikipedia.org/wiki/Incremental_decision_tree#CART_family).
49. Wikipédia. [Online] C4.5 algorithm, fevereiro 16, 2019. [Cited: fevereiro 20, 2019.]
50. Bulhões, Diego. *Estratégias de Previsão de Geração de Energia Eólica Utilizando Redes Neurais Artificiais*. Brasil : Universidade Federal de Sergipe, 2015.
51. Wikipédia. Redes Neurais Biologicas. [Online] Wikipédia. [https://pt.wikipedia.org/wiki/Redes\\_neurais\\_biol%C3%B3gicas](https://pt.wikipedia.org/wiki/Redes_neurais_biol%C3%B3gicas).
52. CIN. UFPE. [Online] UFPE. <http://www.cin.ufpe.br/~if114/Monografias/Redes%20Neurais/Com%20Pesos/introducao.htm>.
53. Wikipédia. Lógica Difusa. [Online] Wikipédia, junho 1, 2018. [Cited: fevereiro 20, 2019.] [https://pt.wikipedia.org/wiki/L%C3%B3gica\\_difusa](https://pt.wikipedia.org/wiki/L%C3%B3gica_difusa).
54. Kempton, Willett. *Vehicle-to-Grid Power: Battery, Hybrid, and Fuel Cell Vehicles as Resources for Distributed Electric Power in California*. California : California Air Resources Board and the California Environmental Protection Agency, 2001.
55. Gulich, Oleg. *Aggregator's Role in Current Electricity Market* . Finlândia : Lappeenranta University of Technology, 2010.
56. Nascimento, Marco. *Agentes Comerciais Modelos de Avaliação de Risco e Rentabilidade*. Lisboa : Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2013.
57. Silva, Marco. *Gestão de Recursos Energéticos para Apoio à Operação dos Virtual Power Players*. Porto : Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2015.
58. OMIE. *Informação do Mercado*. s.l. : OMIE, 2015.

59. Duarte, Marta. Virtual Power Plan. [Online] WikGlaw. [https://wikiglaw.fd.uc.pt/mediawiki/index.php/Virtual\\_Power\\_Plant](https://wikiglaw.fd.uc.pt/mediawiki/index.php/Virtual_Power_Plant).
60. Brito, Ana. Público. [Online] Público, outubro 16, 2018. [Cited: novembro 5, 2018.] <https://www.publico.pt/2018/10/16/economia/noticia/governo-avanca-com-certificados-para-a-energia-verde-1847671>.
61. Silva, Regina. *A aplicação do Balanced Scorecard (BSC)*. Porto : Faculdade de Economia do Porto, 2018.
62. Azevedo, Manuel de. *CEO da Energia Simples*. outubro 4, 2018.
63. Correia, Carlos. *Mercado Multi-Agente de Eletricidade: Comercialização de Energia Renovável em Bolsa e por Contratos Bilaterais com Gestão Dinâmica de Preço e Volume*. Lisboa : Universidade de Lisboa, 2016.
64. Solargis. Solargis. [Online] [Cited: fevereiro 7, 2019.] <https://solargis.com/>.
65. Meteologica. Meteologica. [Online] [Cited: fevereiro 7, 2019.] <http://ftp.meteologica.com/>.
66. EHATB. EHATB. [Online] [Cited: feeverio 7, 2019.] <http://www.ehatb.pt/>.
67. GENERG. GENERG. [Online] [Cited: feeverio 7, 2019.] <http://www.generg.pt/pt/portfolio/energia-h%C3%ADdrica/>.
68. Wikipedia. Wikipedia. [Online] Coeficiente de Spearman, abril 6, 2019. [https://pt.wikipedia.org/wiki/Coeficiente\\_de\\_correla%C3%A7%C3%A3o\\_de\\_postos\\_de\\_Spearman](https://pt.wikipedia.org/wiki/Coeficiente_de_correla%C3%A7%C3%A3o_de_postos_de_Spearman).
69. Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. *Geração Distribuída de Energia Elétrica*. s.l. : Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra.
70. Santos, Fernando António and Santos, Fernando Castilho. *Geração Distribuída Versus Centralizada*. s.l. : Escola Superior de Tecnologia do Instituto Politécnico de Viseu.

71. Sapo. Portugal: Março com consumo de eletricidade 100% renováveis. [Online] abril 08, 2018. [Cited: novembro 28, 2018.] <https://pplware.sapo.pt/informacao/portugal-com-consumo-de-eletricidade-100-renovaveis/>.
72. Diário de Notícias. Ligação elétrica com Marrocos avança "logo que estejam reunidas as condições". [Online] Lusa, janeiro 31, 2018. [Cited: novembro 25, 2018.] <https://www.dn.pt/portugal/interior/ligacao-eletrica-com-marrocos-avanca-logo-que-estejam-reunidas-as-condicoes----governo-9086566.html>.
73. Ferreira, Pedro. *Integração e Controlo de Dispositivos de Armazenamento de Energia em Redes de Distribuição de Baixa Tensão*. Porto : Faculdade de Engenharia do Porto, 2015.
74. Energypedia. Feed-in Tariffs (FIT). [Online] [Cited: novembro 28, 2018.] [https://energypedia.info/wiki/Feed-in\\_Tariffs\\_\(FIT\)](https://energypedia.info/wiki/Feed-in_Tariffs_(FIT)).
75. EDP . EDP. [Online] EDP. [Cited: janeiro 30, 2019.] <https://www.edpsu.pt/pt/PRE/Microproducao/Pages/processoRegisto.aspx>.
76. Portugal2020. Portugal2020 Notícias. [Online] [Cited: fevereiro 20, 2019.] [https://www.portugal2020.pt/Portal2020/lista\\_noticias](https://www.portugal2020.pt/Portal2020/lista_noticias).
77. Brito, Ana. Público. [Online] Público, setembro 13, 2018. [Cited: dezembro 4, 2018.] <https://www.publico.pt/2018/09/13/economia/noticia/empresas-do-mercado-livre-criam-associacao-para-tornar-mercado-de-energia-mais-justo-1843887>.
78. Varzim, Tiago. Jornal de Negocios. [Online] Jornal de Negocios, setembro 21, 2018. [Cited: janeiro 15, 2019.] <https://www.jornaldenegocios.pt/empresas/energia/detalhe/portugal-e-o-terceiro-pais-da-ue-que-mais-usa-energia-renovavel>.

## Anexo A. Previsões Solares

#Columns:		
#Date - Date of measurement, format DD.MM.YYYY		
#Time - Time of measurement, time reference UTC+0, time step 60 min, time format HH:MM, center of the averaging interval		
#PVOUT - PV output [kWh]		
#		
#Data:		
Date	Time	PVOUT
03.01.2019	00:30	0.00
03.01.2019	01:30	0.00
03.01.2019	02:30	0.00
03.01.2019	03:30	0.00
03.01.2019	04:30	0.00
03.01.2019	05:30	0.00
03.01.2019	06:30	0.00
03.01.2019	07:30	0.72
03.01.2019	08:30	387.82
03.01.2019	09:30	1423.62
03.01.2019	10:30	2114.90
03.01.2019	11:30	2500.66
03.01.2019	12:30	2639.13
03.01.2019	13:30	2544.58
03.01.2019	14:30	2151.60
03.01.2019	15:30	1495.39
03.01.2019	16:30	540.79
03.01.2019	17:30	17.94
03.01.2019	18:30	0.00
03.01.2019	19:30	0.00
03.01.2019	20:30	0.00
03.01.2019	21:30	0.00
03.01.2019	22:30	0.00
03.01.2019	23:30	0.00

Anexo A - Screenshot do ficheiro das previsões solares.

## Anexo B. Previsões Eólicas

	kWh		kWh		kWh		kWh		kWh
03/02/2019 3:00	6377	04/02/2019	3425	05/02/2019	3005	06/02/2019	1239	07/02/2019	6888
03/02/2019 4:00	6735	04/02/2019 1:00	2942	05/02/2019 1:00	2739	06/02/2019 1:00	1182	07/02/2019 1:00	6645
03/02/2019 5:00	7175	04/02/2019 2:00	2315	05/02/2019 2:00	2286	06/02/2019 2:00	1101	07/02/2019 2:00	6349
03/02/2019 6:00	7409	04/02/2019 3:00	1738	05/02/2019 3:00	1815	06/02/2019 3:00	1007	07/02/2019 3:00	6237
03/02/2019 7:00	6996	04/02/2019 4:00	1384	05/02/2019 4:00	1432	06/02/2019 4:00	911	07/02/2019 4:00	6508
03/02/2019 8:00	6239	04/02/2019 5:00	1205	05/02/2019 5:00	1196	06/02/2019 5:00	834	07/02/2019 5:00	7115
03/02/2019 9:00	5564	04/02/2019 6:00	1081	05/02/2019 6:00	1102	06/02/2019 6:00	803		
03/02/2019 10:00	4554	04/02/2019 7:00	990	05/02/2019 7:00	1120	06/02/2019 7:00	840		
03/02/2019 11:00	3359	04/02/2019 8:00	925	05/02/2019 8:00	1195	06/02/2019 8:00	906		
03/02/2019 12:00	2901	04/02/2019 9:00	875	05/02/2019 9:00	1229	06/02/2019 9:00	898		
03/02/2019 13:00	2927	04/02/2019 10:00	774	05/02/2019 10:00	1110	06/02/2019 10:00	733		
03/02/2019 14:00	2920	04/02/2019 11:00	575	05/02/2019 11:00	820	06/02/2019 11:00	467		
03/02/2019 15:00	3131	04/02/2019 12:00	342	05/02/2019 12:00	498	06/02/2019 12:00	266		
03/02/2019 16:00	3630	04/02/2019 13:00	173	05/02/2019 13:00	267	06/02/2019 13:00	273		
03/02/2019 17:00	4402	04/02/2019 14:00	129	05/02/2019 14:00	143	06/02/2019 14:00	512		
03/02/2019 18:00	5248	04/02/2019 15:00	196	05/02/2019 15:00	118	06/02/2019 15:00	921		
03/02/2019 19:00	5770	04/02/2019 16:00	394	05/02/2019 16:00	192	06/02/2019 16:00	1434		
03/02/2019 20:00	5764	04/02/2019 17:00	779	05/02/2019 17:00	358	06/02/2019 17:00	2057		
03/02/2019 21:00	5258	04/02/2019 18:00	1440	05/02/2019 18:00	579	06/02/2019 18:00	2810		
03/02/2019 22:00	4714	04/02/2019 19:00	2197	05/02/2019 19:00	807	06/02/2019 19:00	3752		
03/02/2019 23:00	4059	04/02/2019 20:00	2544	05/02/2019 20:00	1000	06/02/2019 20:00	4858		
		04/02/2019 21:00	2686	05/02/2019 21:00	1145	06/02/2019 21:00	5886		
		04/02/2019 22:00	2902	05/02/2019 22:00	1232	06/02/2019 22:00	6597		
		04/02/2019 23:00	3024	05/02/2019 23:00	1260	06/02/2019 23:00	6909		

Anexo B.1 - Screenshot do ficheiro das previsões eólicas recebidas no dia 3 de fevereiro às 2:40h.

	kWh		kWh		kWh		kWh		kWh
03/02/2019 7:00	5393	04/02/2019	3830	05/02/2019	2711	06/02/2019	1186	07/02/2019	6897
03/02/2019 8:00	5204	04/02/2019 1:00	2915	05/02/2019 1:00	2559	06/02/2019 1:00	1109	07/02/2019 1:00	6538
03/02/2019 9:00	4893	04/02/2019 2:00	2166	05/02/2019 2:00	2275	06/02/2019 2:00	1070	07/02/2019 2:00	6167
03/02/2019 10:00	4531	04/02/2019 3:00	1556	05/02/2019 3:00	1849	06/02/2019 3:00	1013	07/02/2019 3:00	6033
03/02/2019 11:00	3591	04/02/2019 4:00	1204	05/02/2019 4:00	1386	06/02/2019 4:00	924	07/02/2019 4:00	6341
03/02/2019 12:00	3409	04/02/2019 5:00	1035	05/02/2019 5:00	1106	06/02/2019 5:00	810	07/02/2019 5:00	7028
03/02/2019 13:00	3550	04/02/2019 6:00	932	05/02/2019 6:00	1045	06/02/2019 6:00	726	07/02/2019 6:00	7762
03/02/2019 14:00	2909	04/02/2019 7:00	806	05/02/2019 7:00	1093	06/02/2019 7:00	736	07/02/2019 7:00	8215
03/02/2019 15:00	2549	04/02/2019 8:00	704	05/02/2019 8:00	1116	06/02/2019 8:00	804	07/02/2019 8:00	8328
03/02/2019 16:00	2992	04/02/2019 9:00	675	05/02/2019 9:00	1062	06/02/2019 9:00	815	07/02/2019 9:00	8310
03/02/2019 17:00	4144	04/02/2019 10:00	601	05/02/2019 10:00	904	06/02/2019 10:00	671		
03/02/2019 18:00	5424	04/02/2019 11:00	462	05/02/2019 11:00	656	06/02/2019 11:00	419		
03/02/2019 19:00	6369	04/02/2019 12:00	283	05/02/2019 12:00	398	06/02/2019 12:00	228		
03/02/2019 20:00	6849	04/02/2019 13:00	140	05/02/2019 13:00	211	06/02/2019 13:00	247		
03/02/2019 21:00	6939	04/02/2019 14:00	105	05/02/2019 14:00	123	06/02/2019 14:00	505		
03/02/2019 22:00	6465	04/02/2019 15:00	146	05/02/2019 15:00	120	06/02/2019 15:00	939		
03/02/2019 23:00	5174	04/02/2019 16:00	266	05/02/2019 16:00	192	06/02/2019 16:00	1485		
		04/02/2019 17:00	716	05/02/2019 17:00	347	06/02/2019 17:00	2144		
		04/02/2019 18:00	1664	05/02/2019 18:00	592	06/02/2019 18:00	2943		
		04/02/2019 19:00	2605	05/02/2019 19:00	878	06/02/2019 19:00	3952		
		04/02/2019 20:00	2958	05/02/2019 20:00	1118	06/02/2019 20:00	5118		
		04/02/2019 21:00	2943	05/02/2019 21:00	1282	06/02/2019 21:00	6170		
		04/02/2019 22:00	2891	05/02/2019 22:00	1340	06/02/2019 22:00	6840		
		04/02/2019 23:00	2791	05/02/2019 23:00	1288	06/02/2019 23:00	7047		

Anexo B.2 - Screenshot do ficheiro das previsões eólicas recebidas no dia 3 de fevereiro às 6:40h.

### Agregação de Produção Renovável no Âmbito da Produção em Regime de Mercado em Portugal

	kWh		kWh		kWh		kWh		kWh
03/02/2019 8:00	4705	04/02/2019	4043	05/02/2019	2469	06/02/2019	1181	07/02/2019	6095
03/02/2019 9:00	4532	04/02/2019 1:00	2997	05/02/2019 1:00	2313	06/02/2019 1:00	1102	07/02/2019 1:00	5954
03/02/2019 10:00	4401	04/02/2019 2:00	2142	05/02/2019 2:00	2051	06/02/2019 2:00	1060	07/02/2019 2:00	5696
03/02/2019 11:00	3708	04/02/2019 3:00	1456	05/02/2019 3:00	1640	06/02/2019 3:00	1010	07/02/2019 3:00	5481
03/02/2019 12:00	3652	04/02/2019 4:00	1073	05/02/2019 4:00	1207	06/02/2019 4:00	912	07/02/2019 4:00	5463
03/02/2019 13:00	3723	04/02/2019 5:00	907	05/02/2019 5:00	952	06/02/2019 5:00	794	07/02/2019 5:00	5686
03/02/2019 14:00	2892	04/02/2019 6:00	822	05/02/2019 6:00	873	06/02/2019 6:00	739	07/02/2019 6:00	6082
03/02/2019 15:00	2404	04/02/2019 7:00	729	05/02/2019 7:00	913	06/02/2019 7:00	819	07/02/2019 7:00	6561
03/02/2019 16:00	2836	04/02/2019 8:00	661	05/02/2019 8:00	970	06/02/2019 8:00	988	07/02/2019 8:00	7046
03/02/2019 17:00	4171	04/02/2019 9:00	659	05/02/2019 9:00	969	06/02/2019 9:00	1069	07/02/2019 9:00	7482
03/02/2019 18:00	5717	04/02/2019 10:00	602	05/02/2019 10:00	865	06/02/2019 10:00	901	07/02/2019 10:00	7839
03/02/2019 19:00	6831	04/02/2019 11:00	465	05/02/2019 11:00	646	06/02/2019 11:00	552		
03/02/2019 20:00	7372	04/02/2019 12:00	280	05/02/2019 12:00	390	06/02/2019 12:00	272		
03/02/2019 21:00	7427	04/02/2019 13:00	128	05/02/2019 13:00	206	06/02/2019 13:00	269		
03/02/2019 22:00	6855	04/02/2019 14:00	82	05/02/2019 14:00	121	06/02/2019 14:00	575		
03/02/2019 23:00	5479	04/02/2019 15:00	107	05/02/2019 15:00	118	06/02/2019 15:00	1076		
		04/02/2019 16:00	203	05/02/2019 16:00	189	06/02/2019 16:00	1632		
		04/02/2019 17:00	596	05/02/2019 17:00	342	06/02/2019 17:00	2179		
		04/02/2019 18:00	1481	05/02/2019 18:00	583	06/02/2019 18:00	2756		
		04/02/2019 19:00	2403	05/02/2019 19:00	873	06/02/2019 19:00	3459		
		04/02/2019 20:00	2772	05/02/2019 20:00	1119	06/02/2019 20:00	4287		
		04/02/2019 21:00	2769	05/02/2019 21:00	1282	06/02/2019 21:00	5083		
		04/02/2019 22:00	2691	05/02/2019 22:00	1346	06/02/2019 22:00	5684		
		04/02/2019 23:00	2567	05/02/2019 23:00	1289	06/02/2019 23:00	6018		

AnexoB.3 - Screenshot do ficheiro das previsões eólicas recebidas no dia 3 de fevereiro às 7:40h.

	kWh		kWh		kWh		kWh		kWh
03/02/2019 11:00	3708	04/02/2019	4014	05/02/2019	2444	06/02/2019	1025	07/02/2019	5374
03/02/2019 12:00	3652	04/02/2019 1:00	2954	05/02/2019 1:00	2292	06/02/2019 1:00	961	07/02/2019 1:00	5223
03/02/2019 13:00	3723	04/02/2019 2:00	2096	05/02/2019 2:00	2040	06/02/2019 2:00	945	07/02/2019 2:00	5003
03/02/2019 14:00	2892	04/02/2019 3:00	1417	05/02/2019 3:00	1623	06/02/2019 3:00	928	07/02/2019 3:00	4786
03/02/2019 15:00	2404	04/02/2019 4:00	1042	05/02/2019 4:00	1167	06/02/2019 4:00	863	07/02/2019 4:00	4638
03/02/2019 16:00	2836	04/02/2019 5:00	881	05/02/2019 5:00	905	06/02/2019 5:00	772	07/02/2019 5:00	4612
03/02/2019 17:00	4171	04/02/2019 6:00	798	05/02/2019 6:00	833	06/02/2019 6:00	742	07/02/2019 6:00	4744
03/02/2019 18:00	5717	04/02/2019 7:00	708	05/02/2019 7:00	857	06/02/2019 7:00	845	07/02/2019 7:00	5052
03/02/2019 19:00	6831	04/02/2019 8:00	641	05/02/2019 8:00	850	06/02/2019 8:00	1030	07/02/2019 8:00	5483
03/02/2019 20:00	7374	04/02/2019 9:00	639	05/02/2019 9:00	789	06/02/2019 9:00	1116	07/02/2019 9:00	5912
03/02/2019 21:00	7432	04/02/2019 10:00	584	05/02/2019 10:00	671	06/02/2019 10:00	934	07/02/2019 10:00	6229
03/02/2019 22:00	6860	04/02/2019 11:00	451	05/02/2019 11:00	490	06/02/2019 11:00	555	07/02/2019 11:00	6419
03/02/2019 23:00	5471	04/02/2019 12:00	272	05/02/2019 12:00	305	06/02/2019 12:00	246	07/02/2019 12:00	6559
		04/02/2019 13:00	124	05/02/2019 13:00	179	06/02/2019 13:00	221	07/02/2019 13:00	6737
		04/02/2019 14:00	79	05/02/2019 14:00	126	06/02/2019 14:00	510		
		04/02/2019 15:00	103	05/02/2019 15:00	127	06/02/2019 15:00	974		
		04/02/2019 16:00	197	05/02/2019 16:00	172	06/02/2019 16:00	1443		
		04/02/2019 17:00	580	05/02/2019 17:00	308	06/02/2019 17:00	1873		
		04/02/2019 18:00	1447	05/02/2019 18:00	554	06/02/2019 18:00	2367		
		04/02/2019 19:00	2357	05/02/2019 19:00	840	06/02/2019 19:00	3029		
		04/02/2019 20:00	2729	05/02/2019 20:00	1061	06/02/2019 20:00	3838		
		04/02/2019 21:00	2734	05/02/2019 21:00	1176	06/02/2019 21:00	4611		
		04/02/2019 22:00	2662	05/02/2019 22:00	1195	06/02/2019 22:00	5146		
		04/02/2019 23:00	2540	05/02/2019 23:00	1126	06/02/2019 23:00	5378		

AnexoB.4 - Screenshot do ficheiro das previsões eólicas recebidas no dia 3 de fevereiro às 10:40h.

	kWh		kWh		kWh		kWh		kWh
03/02/2019 17:00	4259	04/02/2019	4334	05/02/2019	2359	06/02/2019	977	07/02/2019	5415
03/02/2019 18:00	5685	04/02/2019 1:00	2726	05/02/2019 1:00	2236	06/02/2019 1:00	925	07/02/2019 1:00	5242
03/02/2019 19:00	6666	04/02/2019 2:00	2016	05/02/2019 2:00	2099	06/02/2019 2:00	919	07/02/2019 2:00	4996
03/02/2019 20:00	7447	04/02/2019 3:00	1487	05/02/2019 3:00	1815	06/02/2019 3:00	911	07/02/2019 3:00	4759
03/02/2019 21:00	7671	04/02/2019 4:00	1057	05/02/2019 4:00	1314	06/02/2019 4:00	859	07/02/2019 4:00	4607
03/02/2019 22:00	6965	04/02/2019 5:00	818	05/02/2019 5:00	933	06/02/2019 5:00	775	07/02/2019 5:00	4591
03/02/2019 23:00	5984	04/02/2019 6:00	716	05/02/2019 6:00	793	06/02/2019 6:00	746	07/02/2019 6:00	4744
		04/02/2019 7:00	672	05/02/2019 7:00	793	06/02/2019 7:00	852	07/02/2019 7:00	5079
		04/02/2019 8:00	609	05/02/2019 8:00	791	06/02/2019 8:00	1039	07/02/2019 8:00	5537
		04/02/2019 9:00	551	05/02/2019 9:00	738	06/02/2019 9:00	1125	07/02/2019 9:00	5987
		04/02/2019 10:00	447	05/02/2019 10:00	616	06/02/2019 10:00	943	07/02/2019 10:00	6312
		04/02/2019 11:00	340	05/02/2019 11:00	457	06/02/2019 11:00	562	07/02/2019 11:00	6497
		04/02/2019 12:00	219	05/02/2019 12:00	308	06/02/2019 12:00	248	07/02/2019 12:00	6622
		04/02/2019 13:00	105	05/02/2019 13:00	177	06/02/2019 13:00	228	07/02/2019 13:00	6778
		04/02/2019 14:00	68	05/02/2019 14:00	113	06/02/2019 14:00	530	07/02/2019 14:00	7023
		04/02/2019 15:00	72	05/02/2019 15:00	109	06/02/2019 15:00	1003	07/02/2019 15:00	7391
		04/02/2019 16:00	163	05/02/2019 16:00	149	06/02/2019 16:00	1465	07/02/2019 16:00	7891
		04/02/2019 17:00	588	05/02/2019 17:00	270	06/02/2019 17:00	1874	07/02/2019 17:00	8463
		04/02/2019 18:00	1512	05/02/2019 18:00	492	06/02/2019 18:00	2344	07/02/2019 18:00	8972
		04/02/2019 19:00	2518	05/02/2019 19:00	768	06/02/2019 19:00	3000	07/02/2019 19:00	9283
		04/02/2019 20:00	2924	05/02/2019 20:00	991	06/02/2019 20:00	3827		
		04/02/2019 21:00	2800	05/02/2019 21:00	1109	06/02/2019 21:00	4629		
		04/02/2019 22:00	2585	05/02/2019 22:00	1129	06/02/2019 22:00	5188		
		04/02/2019 23:00	2431	05/02/2019 23:00	1065	06/02/2019 23:00	5428		

AnexoB.5 - Screenshot do ficheiro das previsões eólicas recebidas no dia 3 de fevereiro às 16:40h.

	kWh		kWh		kWh		kWh		kWh
03/02/2019 20:00	6951	04/02/2019	3717	05/02/2019	3357	06/02/2019	997	07/02/2019	5502
03/02/2019 21:00	7324	04/02/2019 1:00	2365	05/02/2019 1:00	2978	06/02/2019 1:00	892	07/02/2019 1:00	5368
03/02/2019 22:00	6896	04/02/2019 2:00	1667	05/02/2019 2:00	2553	06/02/2019 2:00	824	07/02/2019 2:00	5117
03/02/2019 23:00	5532	04/02/2019 3:00	1256	05/02/2019 3:00	2176	06/02/2019 3:00	793	07/02/2019 3:00	4838
		04/02/2019 4:00	957	05/02/2019 4:00	1665	06/02/2019 4:00	798	07/02/2019 4:00	4622
		04/02/2019 5:00	875	05/02/2019 5:00	1199	06/02/2019 5:00	835	07/02/2019 5:00	4538
		04/02/2019 6:00	910	05/02/2019 6:00	951	06/02/2019 6:00	891	07/02/2019 6:00	4633
		04/02/2019 7:00	984	05/02/2019 7:00	818	06/02/2019 7:00	925	07/02/2019 7:00	4929
		04/02/2019 8:00	1011	05/02/2019 8:00	729	06/02/2019 8:00	914	07/02/2019 8:00	5336
		04/02/2019 9:00	987	05/02/2019 9:00	657	06/02/2019 9:00	816	07/02/2019 9:00	5659
		04/02/2019 10:00	910	05/02/2019 10:00	535	06/02/2019 10:00	605	07/02/2019 10:00	5741
		04/02/2019 11:00	659	05/02/2019 11:00	393	06/02/2019 11:00	361	07/02/2019 11:00	5662
		04/02/2019 12:00	326	05/02/2019 12:00	265	06/02/2019 12:00	201	07/02/2019 12:00	5734
		04/02/2019 13:00	127	05/02/2019 13:00	156	06/02/2019 13:00	184	07/02/2019 13:00	6240
		04/02/2019 14:00	59	05/02/2019 14:00	114	06/02/2019 14:00	353	07/02/2019 14:00	7132
		04/02/2019 15:00	59	05/02/2019 15:00	142	06/02/2019 15:00	725	07/02/2019 15:00	8040
		04/02/2019 16:00	135	05/02/2019 16:00	234	06/02/2019 16:00	1319	07/02/2019 16:00	8601
		04/02/2019 17:00	422	05/02/2019 17:00	421	06/02/2019 17:00	2096	07/02/2019 17:00	8743
		04/02/2019 18:00	1147	05/02/2019 18:00	813	06/02/2019 18:00	2918	07/02/2019 18:00	8679
		04/02/2019 19:00	1997	05/02/2019 19:00	1149	06/02/2019 19:00	3679	07/02/2019 19:00	8635
		04/02/2019 20:00	2547	05/02/2019 20:00	1349	06/02/2019 20:00	4345	07/02/2019 20:00	8641
		04/02/2019 21:00	3051	05/02/2019 21:00	1486	06/02/2019 21:00	4880	07/02/2019 21:00	8538
		04/02/2019 22:00	3421	05/02/2019 22:00	1381	06/02/2019 22:00	5259	07/02/2019 22:00	8169
		04/02/2019 23:00	3481	05/02/2019 23:00	1170	06/02/2019 23:00	5468		

AnexoB.6 - Screenshot do ficheiro das previsões eólicas recebidas no dia 3 de fevereiro às 19:40h.

Agregação de Produção Renovável no Âmbito da Produção em Regime de Mercado em Portugal

	kWh		kWh		kWh		kWh		kWh
04/02/2019	4341	05/02/2019	3256	06/02/2019	1055	07/02/2019	4924	08/02/2019	4751
04/02/2019 1:00	2843	05/02/2019 1:00	2820	06/02/2019 1:00	935	07/02/2019 1:00	4795	08/02/2019 1:00	4258
04/02/2019 2:00	1924	05/02/2019 2:00	2323	06/02/2019 2:00	854	07/02/2019 2:00	4583	08/02/2019 2:00	3979
04/02/2019 3:00	1529	05/02/2019 3:00	1784	06/02/2019 3:00	809	07/02/2019 3:00	4401		
04/02/2019 4:00	1306	05/02/2019 4:00	1297	06/02/2019 4:00	779	07/02/2019 4:00	4362		
04/02/2019 5:00	1250	05/02/2019 5:00	987	06/02/2019 5:00	786	07/02/2019 5:00	4514		
04/02/2019 6:00	1169	05/02/2019 6:00	847	06/02/2019 6:00	808	07/02/2019 6:00	4837		
04/02/2019 7:00	1130	05/02/2019 7:00	832	06/02/2019 7:00	793	07/02/2019 7:00	5280		
04/02/2019 8:00	1145	05/02/2019 8:00	810	06/02/2019 8:00	754	07/02/2019 8:00	5711		
04/02/2019 9:00	1035	05/02/2019 9:00	716	06/02/2019 9:00	657	07/02/2019 9:00	5934		
04/02/2019 10:00	874	05/02/2019 10:00	578	06/02/2019 10:00	474	07/02/2019 10:00	5804		
04/02/2019 11:00	624	05/02/2019 11:00	437	06/02/2019 11:00	294	07/02/2019 11:00	5461		
04/02/2019 12:00	309	05/02/2019 12:00	276	06/02/2019 12:00	212	07/02/2019 12:00	5315		
04/02/2019 13:00	112	05/02/2019 13:00	145	06/02/2019 13:00	262	07/02/2019 13:00	5735		
04/02/2019 14:00	55	05/02/2019 14:00	108	06/02/2019 14:00	492	07/02/2019 14:00	6658		
04/02/2019 15:00	52	05/02/2019 15:00	125	06/02/2019 15:00	931	07/02/2019 15:00	7604		
04/02/2019 16:00	126	05/02/2019 16:00	229	06/02/2019 16:00	1636	07/02/2019 16:00	8092		
04/02/2019 17:00	424	05/02/2019 17:00	462	06/02/2019 17:00	2528	07/02/2019 17:00	8018		
04/02/2019 18:00	1138	05/02/2019 18:00	831	06/02/2019 18:00	3394	07/02/2019 18:00	7649		
04/02/2019 19:00	1934	05/02/2019 19:00	1259	06/02/2019 19:00	4058	07/02/2019 19:00	7278		
04/02/2019 20:00	2570	05/02/2019 20:00	1596	06/02/2019 20:00	4464	07/02/2019 20:00	6983		
04/02/2019 21:00	3242	05/02/2019 21:00	1693	06/02/2019 21:00	4692	07/02/2019 21:00	6639		
04/02/2019 22:00	3620	05/02/2019 22:00	1545	06/02/2019 22:00	4837	07/02/2019 22:00	6113		
04/02/2019 23:00	3551	05/02/2019 23:00	1276	06/02/2019 23:00	4926	07/02/2019 23:00	5427		

AnexoB.7 - Screenshot do ficheiro das previsões eólicas recebidas no dia 3 de fevereiro às 23:40h.

## Anexo C. Método 1 de Correção

2018	Eolica	Solar	MH I	MH II	MH III	MH IV	MH Total	Agregação
Janeiro	6644,8725	262,12475	121,941	2836,3375	0	0	2958,2785	9865,27575
Fevereiro	5334,5075	313,24075		1771,1875			1771,1875	7418,93575
Março	7903,5475	294,6035		3827,9475			3827,9475	12026,0985
Média Trimestre	Eolica	Solar	MH I	MH II	MH III	MH IV	MH Total	Agregação
	6627,6425	289,9896667	121,941	2811,824167	0	0	2933,765167	9851,397333
2019	Eolica	Solar	MH I	MH II	MH III	MH IV	MH Total	Agregação
Janeiro	6031,1125	399,2005	1262,81425	1961,465	728,5275	1778,2675	5731,07425	12161,38725
Fevereiro	2378,8025	494,85475	1749,31925	2819,2675	1219,1825	2823,3625	8611,13175	11484,789
Março		675,7285	1331,66675	2122,2325	941,63	2093,44	6488,96925	7164,69775
Desvios	Eolica	Solar	MH I	MH II	MH III	MH IV	MH Total	Agregação
Janeiro	596,53	-109,2108333	-1140,87325	850,3591667	-728,5275	-1778,2675	-2797,309083	-2309,989917
Fevereiro	4248,84	-204,8650833	-1627,37825	-7,443333333	-1219,1825	-2823,3625	-5677,366583	-1633,391667
Março	6627,6425	-385,7388333	-1209,72575	689,5916667	-941,63	-2093,44	-3555,204083	2686,699583
Desvios %	Eolica	Solar	MH I	MH II	MH III	MH IV	MH Total	Agregação
Janeiro	10%	-27%	-90%	43%	-100%	-100%	-49%	-19%
Fevereiro	179%	-41%	-93%	0%	-100%	-100%	-66%	-14%
Março		-57%	-91%	32%	-100%	-100%	-55%	37%

Anexo C - Screenshot da agregação de dados do método 1.

## Anexo D. Método 2 de Correção

2018	Eolica	Solar	MH I	MH II	MH III	MH IV	MH Total	Agregação
Janeiro	6644,8725	262,12475	121,941	2836,3375	0	0	2958,2785	9865,27575
Fevereiro	5334,5075	313,24075		1771,1875			1771,1875	7418,93575
Março	7903,5475	294,6035		3827,9475			3827,9475	12026,0985
2019	Eolica	Solar	MH I	MH II	MH III	MH IV	MH Total	Agregação
Janeiro	6031,1125	399,2005	1262,81425	1961,465	728,5275	1778,2675	5731,07425	12161,38725
Fevereiro	2378,8025	494,85475	1749,31925	2819,2675	1219,1825	2823,3625	8611,13175	11484,789
Março		675,7285	1331,66675	2122,2325	941,63	2093,44	6488,96925	7164,69775
Desvios	Eolica	Solar	MH I	MH II	MH III	MH IV	MH Total	Agregação
Janeiro	613,76	-137,07575	-1140,87325	874,8725	-728,5275	-1778,2675	-2772,79575	-2296,1115
Fevereiro	2955,705	-181,614	-1749,31925	-1048,08	-1219,1825	-2823,3625	-6839,94425	-4065,85325
Março		-381,125	-1331,66675	1705,715	-941,63	-2093,44	-2661,02175	4861,40075
Desvios %	Eolica	Solar	MH I	MH II	MH III	MH IV	MH Total	Agregação
Janeiro	10%	-34%	-90%	45%	-100%	-100%	-48%	-19%
Fevereiro	124%	-37%	-100%	-37%	-100%	-100%	-79%	-35%
Março		-56%	-100%	80%	-100%	-100%	-41%	68%

Anexo D - Screenshot da agregação de dados do método 2.

## Anexo E. Método 3 de Correção

Previsão	Eólica	MH I	MH II	MH III	MH IV	MH	Solar	Agregação
30/set	225,705	0	0	6,669	2,9425	9,6115	20,694	256,011
01/out	163,7625	7,2075	0	0	3,3575	10,565	21,2733	195,601
02/out	151,2375	0	0	0	1,365	1,365	21,6155	174,218
03/out	110,9325	0	0	0	0	0	21,6075	132,54
04/out	135,005	4,0275	0	0	0,18	4,2075	21,013	160,226
05/out	108,8975	0	0	0	3,6525	3,6525	20,2985	132,849
06/out	233,62	0	0	0	2,895	2,895	20,5735	257,089
07/out	250,48	0	0	0	3,51	3,51	21,7455	275,736
08/out	138,7	5,32	0	0	2,67	7,99	21,1435	167,834
09/out	139,72	0	0	0	3,1875	3,1875	21,2475	164,155
10/out	69,8375	2,3675	0	14,16675	3,065	19,59925	15,6975	105,134
11/out	109,05	0	0	10,78375	4,1175	14,90125	9,21525	133,167
12/out	88,3575	4,09	0	0	4,4875	8,5775	18,2538	115,189
13/out	229,3475	0	0	19,84575	3,5675	23,41325	18,3998	271,161
14/out	140,155	4,75	0	0	0	4,75	14,3405	159,246
15/out	201,565	4,0325	0	0	2,17	6,2025	6,2495	214,017
16/out	64,21	5,8375	0	0	6,3575	12,195	16,8443	93,2493
17/out	184,4775	4,95	0	0	4,8775	9,8275	17,8653	212,17
18/out	238,2775	3,9025	0	0	7,085	10,9875	10,928	260,193
19/out	150,0675	3,1	0	0	4,145	7,245	13,1125	170,425
20/out	92,28	4,5325	0	0	4,055	8,5875	15,8163	116,684
21/out	122,28	2,435	0	0	4,1075	6,5425	14,8478	143,67
22/out	33,7675	3,305	0	13,78275	4,0225	21,11025	15,9908	70,8685
23/out	64,265	3,11	0	0	3,9325	7,0425	13,5248	84,8323
24/out	49,395	2,845	0	0	3,8825	6,7275	17,7293	73,8518
25/out	30,6675	2,7725	0	0	3,6075	6,38	12,8873	49,9348
26/out	82,8025	2,745	0	0	4,155	6,9	4,13325	93,8358
27/out	231,9725	2,58	0	0	3,97	6,55	12,5563	251,079
28/out	392,4725	0	0	0	3,895	3,895	18,3508	414,718
29/out	246,845	5,6875	0	0	3,8675	9,555	16,2583	272,658
30/out	297,0125	4,715	0	0	9,9175	14,6325	8,675	320,32

Anexo E.1 - Screenshot da produção D-1 do mês de outubro 2018

Agregação de Produção Renovável no Âmbito da Produção em Regime de Mercado em Portugal

Produção	Eólica	MH I	MH II	MH III	MH IV	MH	Solar	Agregação
01/out	163,763	7,2075	0	0	3,3575	10,565	21,2733	195,601
02/out	151,238	0	0	0	1,365	1,365	21,6155	174,218
03/out	110,933	0	0	0	0	0	21,6075	132,54
04/out	135,005	4,0275	0	0	0,18	4,2075	21,013	160,226
05/out	108,898	0	0	0	3,6525	3,6525	20,2985	132,849
06/out	233,62	0	0	0	2,895	2,895	20,5735	257,089
07/out	250,48	0	0	0	3,51	3,51	21,7455	275,736
08/out	138,7	5,32	0	0	2,67	7,99	21,1435	167,834
09/out	139,72	0	0	0	3,1875	3,1875	21,2475	164,155
10/out	69,8375	2,3675	0	14,16675	3,065	19,59925	15,6975	105,134
11/out	109,05	0	0	10,78375	4,1175	14,90125	9,21525	133,167
12/out	88,3575	4,09	0	0	4,4875	8,5775	18,2538	115,189
13/out	229,348	0	0	19,84575	3,5675	23,41325	18,3998	271,161
14/out	140,155	4,75	0	0	0	4,75	14,3405	159,246
15/out	201,565	4,0325	0	0	2,17	6,2025	6,2495	214,017
16/out	64,21	5,8375	0	0	6,3575	12,195	16,8443	93,2493
17/out	184,478	4,95	0	0	4,8775	9,8275	17,8653	212,17
18/out	238,278	3,9025	0	0	7,085	10,9875	10,928	260,193
19/out	150,068	3,1	0	0	4,145	7,245	13,1125	170,425
20/out	92,28	4,5325	0	0	4,055	8,5875	15,8163	116,684
21/out	122,28	2,435	0	0	4,1075	6,5425	14,8478	143,67
22/out	33,7675	3,305	0	13,78275	4,0225	21,11025	15,9908	70,8685
23/out	64,265	3,11	0	0	3,9325	7,0425	13,5248	84,8323
24/out	49,395	2,845	0	0	3,8825	6,7275	17,7293	73,8518
25/out	30,6675	2,7725	0	0	3,6075	6,38	12,8873	49,9348
26/out	82,8025	2,745	0	0	4,155	6,9	4,13325	93,8358
27/out	231,973	2,58	0	0	3,97	6,55	12,5563	251,079
28/out	392,473	0	0	0	3,895	3,895	18,3508	414,718
29/out	246,845	5,6875	0	0	3,8675	9,555	16,2583	272,658
30/out	297,013	4,715	0	0	9,9175	14,6325	8,675	320,32
31/out	170,13	6,8525	0	0	7,0475	13,9	3,58625	187,616

AnexoE.2- Screenshot da produção do dia D do mês de outubro 2018

Desvios	Eólica	MH I	MH II	MH III	MH IV	MH	Solar	Agregação
	61,9425	-7,2075	0	6,669	-0,415	-0,9535	-0,57925	60,4098
	12,525	7,2075	0	0	1,9925	9,2	-0,34225	21,3828
	40,305	0	0	0	1,365	1,365	0,008	41,678
	-24,0725	-4,0275	0	0	-0,18	-4,2075	0,5945	-27,6855
	26,1075	4,0275	0	0	-3,4725	0,555	0,7145	27,377
	-124,723	0	0	0	0,7575	0,7575	-0,275	-124,24
	-16,86	0	0	0	-0,615	-0,615	-1,172	-18,647
	111,78	-5,32	0	0	0,84	-4,48	0,602	107,902
	-1,02	5,32	0	0	-0,5175	4,8025	-0,104	3,6785
	69,8825	-2,3675	0	-14,16675	0,1225	-16,4118	5,55	59,0208
	-39,2125	2,3675	0	3,383	-1,0525	4,698	6,48225	-28,0323
	20,6925	-4,09	0	10,78375	-0,37	6,32375	-9,0385	17,9778
	-140,99	4,09	0	-19,84575	0,92	-14,8358	-0,146	-155,972
	89,1925	-4,75	0	19,84575	3,5675	18,6633	4,05925	111,915
	-61,41	0,7175	0	0	-2,17	-1,4525	8,091	-54,7715
	137,355	-1,805	0	0	-4,1875	-5,9925	-10,5948	120,768
	-120,268	0,8875	0	0	1,48	2,3675	-1,021	-118,921
	-53,8	1,0475	0	0	-2,2075	-1,16	6,93725	-48,0228
	88,21	0,8025	0	0	2,94	3,7425	-2,1845	89,768
	57,7875	-1,4325	0	0	0,09	-1,3425	-2,70375	53,7413
	-30	2,0975	0	0	-0,0525	2,045	0,9685	-26,9865
	88,5125	-0,87	0	-13,78275	0,085	-14,5678	-1,143	72,8018
	-30,4975	0,195	0	13,78275	0,09	14,0678	2,466	-13,9638
	14,87	0,265	0	0	0,05	0,315	-4,2045	10,9805
	18,7275	0,0725	0	0	0,275	0,3475	4,842	23,917
	-52,135	0,0275	0	0	-0,5475	-0,52	8,754	-43,901
	-149,17	0,165	0	0	0,185	0,35	-8,423	-157,243
	-160,5	2,58	0	0	0,075	2,655	-5,7945	-163,64
	145,628	-5,6875	0	0	0,0275	-5,66	2,0925	142,06
	-50,1675	0,9725	0	0	-6,05	-5,0775	7,58325	-47,6618
	126,883	-2,1375	0	0	2,87	0,7325	5,08875	132,704

Anexo E.3- Screenshot dos desvios do mês de outubro 2018

## Anexo F. Método 4 de Correção

Previsão D-1	Eólica	MH I	MH II	MH III	MH IV	MH	Solar	Agregação
31/dez	106,3225	70,53	30,36	50,362	82,0825	233,3345	14,9653	354,622
01/jan	24,1175	63,2425	29,1275	48,4105	77,9525	218,733	14,4133	257,264
02/jan	254,55	61,1725	28,54	39,09825	74,0725	202,88325	14,8075	472,241
03/jan	58,7375	55,1375	27,8425	39,95425	71,0375	193,97175	13,711	266,42
04/jan	82,9	51,195	26,9225	29,3805	68,4825	175,9805	13,241	272,122
05/jan	18,18	46,9675	25,9825	44,887	65,595	183,432	14,948	216,56
06/jan	67,775	44,8625	24,9975	36,19375	61,805	167,85875	15,3285	250,962
07/jan	51,8525	44,3925	24,33	42,42	61,21	172,3525	15,295	239,5
08/jan	85,2075	42,9575	23,665	41,537	57,3225	165,482	16,3813	267,071
09/jan	80,5525	41,3925	23,2875	40,18275	53,115	157,97775	15,5228	254,053
10/jan	209,17	40,1075	22,93	44,864	51,5175	159,419	16,6355	385,225
11/jan	217,3725	38,31	22,01	45,45075	50,125	155,89575	17,9105	391,179
12/jan	176,0875	37,06	21,1775	38,45775	47,9	144,59525	18,0338	338,717
13/jan	62,89	35,2375	20,7125	43,658	48,1175	147,7255	17,8835	228,499
14/jan	136,7225	35,0525	20,595	38,62125	45,16	139,42875	17,4005	293,552
15/jan	31,365	31,1275	20,0575	37,0175	45,395	133,5975	9,70375	174,666
16/jan	16,145	32,08	19,62	40,1905	44,8	136,6905	4,2195	157,055
17/jan	281,005	31,3725	19,3325	39,97675	43,975	134,65675	12,733	428,395
18/jan	109,11	31,145	18,6025	40,39925	42,0625	132,20925	12,377	253,696
19/jan	232,6525	48,945	21,76	38,41175	68,45	177,56675	1,549	411,768
20/jan	373,8025	132,5775	27,24	46,08	104,133	310,03	18,7773	702,61
21/jan	324,295	57,9075	22,9625	42,94075	69,5275	193,33825	16,7323	534,366
22/jan	350,905	52,905	21,185	40,52475	66,5375	181,15225	6,3475	538,405
23/jan	424,055	54,0675	21,3625	44,39675	72,845	192,67175	5,95375	622,681
24/jan	420,4725	50,71	20,2425	50,37	71,255	192,5775	18,3325	631,383
25/jan	147,5825	45,85	18,885	39,53525	65,5	169,77025	18,878	336,231
26/jan	99,7925	43,725	18,205	34,52225	59,9975	156,44975	18,7208	274,963
27/jan	371,85	43,2025	17,9275	37,2255	57,1775	155,533	13,2255	540,609
28/jan	352,56	42,6825	17,6425	43,38975	55,4675	159,18225	8,6715	520,414
29/jan	363,9	87,1525	19,335	37,059	64,615	208,1615	3,8585	575,92
30/jan	239,005	115,955	23,3875	38,592	87,2575	265,192	4,022	508,219

Anexo F.1 - Screenshot da produção D-1 do mês de janeiro 2019.

Previsões	Eólica	MH I	MH II	MH III	MH IV	MH	Solar	Agregação
	59,095	0	22,1	0	72,4	94,5	15,4571	169,052
	196,945	0	21,6	0	71,9	93,5	14,3341	304,779
	64,603	0	21,6	0	71,9	93,5	15,8164	173,919
	70,075	0	28,8	12,89	75,2	116,89	0	186,965
	46,632	0	28,8	38,054	73,9	140,754	0	187,386
	26,609	0	28,8	18,359	73,9	121,059	0	147,668
	39,681	0	28,8	38,494	73,9	141,194	0	180,875
	135,851	0	24,2	21,038	61,7	106,938	0	242,789
	33,318	0	24	1,552	62,5	88,052	0	121,37
	198,9	0	24	0	62,5000	86,5	0	285,4
	225,113	0	24	0	62,5	86,5	0	311,613
	144,99	0	24	0	62,5	86,5	0	231,49
	114,392	0	1	0	3,3	4,3	0	118,692
	37,05	0	0	0	0	0	0	37,05
	24,081	0	0	0	0	0	0	24,081
	40,166	0	0	0	0	0	0	40,166
	286,851	0	0	0	0	0	0	286,851
	136,851	0	0	0	0	0	0	136,851
	254,889	0	76,3	0	115,4	191,7	0	446,589
	400,113	0	84	0	120	204	0	604,113
	310,163	0	80,2	0	116,1	196,3	0	506,463
	297,11	0	24	41,807	73,9	139,707	0	436,817
	396,469	0	23,2	40,806	68,7	132,706	0	529,175
	392,813	0	21,6	38,619	65,3	125,519	0	518,332
	128,295	0	21,6	37,088	66,3	124,988	0	253,283
	73,076	0	21,6	37,878	66,3	125,778	0	198,854
	371,361	0	21,6	36,634	66,3	124,534	0	495,895
	302,927	0	19,9	35,251	66,3	121,451	0	424,378
	324,468	0	19,2	31,68	66,3	117,18	0	441,648
	209,024	0	24,8	43,149	75	142,949	0	351,973
	339,48	0	83,7	37,131	120	240,831	0	580,311

Anexo F.2 - Screenshot da previsão do mês de janeiro 2019.

Agregação de Produção Renovável no Âmbito da Produção em Regime de Mercado em Portugal

Media	Eólica	MH I	MH II	MH III	MH IV	MH	Solar	Agregação
	82,7087	35,265	26,23	25,181	77,24125	163,917	15,2112	261,837
	110,531	31,6213	25,3637	24,20525	74,92625	156,116	14,3737	281,021
	159,576	30,5863	25,07	19,549125	72,98625	148,192	15,312	323,08
	64,4062	27,5688	28,3212	26,422125	73,11875	155,431	6,8555	226,693
	64,766	25,5975	27,8612	33,7172499	71,19125	158,367	6,6205	229,754
	22,3945	23,4838	27,3912	31,623	69,7475	152,245	7,474	182,114
	53,728	22,4313	26,8987	37,3438749	67,8525	154,526	7,66425	215,919
	93,8517	22,1963	24,265	31,7289999	61,455	139,645	7,6475	241,144
	59,2627	21,4788	23,8325	21,5445	59,91125	126,767	8,19063	194,22
	139,726	20,6963	23,6437	20,091375	57,8075	122,239	7,76138	269,726
	217,141	20,0538	23,465	22,432	57,00875	122,959	8,31775	348,419
	181,181	19,155	23,005	22,725375	56,3125	121,198	8,95525	311,334
	145,24	18,53	11,0887	19,228875	25,6	74,4476	9,01688	228,704
	49,97	17,6188	10,3563	21,829	24,05875	73,8628	8,94175	132,774
	80,4017	17,5263	10,2975	19,310625	22,58	69,7144	8,70025	158,816
	35,7655	15,5638	10,0288	18,50875	22,6975	66,7988	4,85188	107,416
	151,498	16,04	9,81	20,09525	22,4	68,3453	2,10975	221,953
	208,928	15,6863	9,66625	19,988375	21,9875	67,3284	6,3665	282,623
	181,999	15,5725	47,4512	20,199625	78,73125	161,955	6,1885	350,143
	316,383	24,4725	52,88	19,205875	94,225	190,783	0,7745	507,941
	341,983	66,2888	53,72	23,04	110,1162	253,165	9,38863	604,536
	310,702	28,9538	23,4812	42,3738749	71,71375	166,523	8,36613	485,591
	373,687	26,4525	22,1925	40,6653749	67,61875	156,929	3,17375	533,79
	408,434	27,0338	21,4812	41,5078749	69,0725	159,095	2,97688	570,506
	274,384	25,355	20,9212	43,7289999	68,7775	158,783	9,16625	442,333
	110,329	22,925	20,2425	38,7066249	65,9	147,774	9,439	267,542
	235,577	21,8625	19,9025	35,5781249	63,14875	140,492	9,36038	385,429
	337,388	21,6013	18,9137	36,2382499	61,73875	138,492	6,61275	482,493
	338,514	21,3413	18,4212	37,5348749	60,88375	138,181	4,33575	481,031
	286,462	43,5763	22,0675	40,1039999	69,8075	175,555	1,92925	463,946

Anexo F.3 - Screenshot da média (Produção D-1 + Previsão) do mês de janeiro 2019.

Produção	Eólica	MH I	MH II	MH III	MH IV	MH	Solar	Agregação
01/jan	24,1175	63,2425	29,1275	48,4105	77,9525	218,733	14,4133	257,264
02/jan	254,55	61,1725	28,54	39,09825	74,0725	202,8833	14,8075	472,241
03/jan	58,7375	55,1375	27,8425	39,95425	71,0375	193,9718	13,711	266,42
04/jan	82,9	51,195	26,9225	29,3805	68,4825	175,9805	13,241	272,122
05/jan	18,18	46,9675	25,9825	44,887	65,595	183,432	14,948	216,56
06/jan	67,775	44,8625	24,9975	36,19375	61,805	167,8588	15,3285	250,962
07/jan	51,8525	44,3925	24,33	42,42	61,21	172,3525	15,295	239,5
08/jan	85,2075	42,9575	23,665	41,537	57,3225	165,482	16,3813	267,071
09/jan	80,5525	41,3925	23,2875	40,18275	53,115	157,9778	15,5228	254,053
10/jan	209,17	40,1075	22,93	44,864	51,5175	159,419	16,6355	385,225
11/jan	217,373	38,31	22,01	45,45075	50,125	155,8958	17,9105	391,179
12/jan	176,088	37,06	21,1775	38,45775	47,9	144,5953	18,0338	338,717
13/jan	62,89	35,2375	20,7125	43,658	48,1175	147,7255	17,8835	228,499
14/jan	136,723	35,0525	20,595	38,62125	45,16	139,4288	17,4005	293,552
15/jan	31,365	31,1275	20,0575	37,0175	45,395	133,5975	9,70375	174,666
16/jan	16,145	32,08	19,62	40,1905	44,8	136,6905	4,2195	157,055
17/jan	281,005	31,3725	19,3325	39,97675	43,975	134,6568	12,733	428,395
18/jan	109,11	31,145	18,6025	40,39925	42,0625	132,2093	12,377	253,696
19/jan	232,653	48,945	21,76	38,41175	68,45	177,5668	1,549	411,768
20/jan	373,803	132,578	27,24	46,08	104,1325	310,03	18,7773	702,61
21/jan	324,295	57,9075	22,9625	42,94075	69,5275	193,3383	16,7323	534,366
22/jan	350,905	52,905	21,185	40,52475	66,5375	181,1523	6,3475	538,405
23/jan	424,055	54,0675	21,3625	44,39675	72,845	192,6718	5,95375	622,681
24/jan	420,473	50,71	20,2425	50,37	71,255	192,5775	18,3325	631,383
25/jan	147,583	45,85	18,885	39,53525	65,5	169,7703	18,878	336,231
26/jan	99,7925	43,725	18,205	34,52225	59,9975	156,4498	18,7208	274,963
27/jan	371,85	43,2025	17,9275	37,2255	57,1775	155,533	13,2255	540,609
28/jan	352,56	42,6825	17,6425	43,38975	55,4675	159,1823	8,6715	520,414
29/jan	363,9	87,1525	19,335	37,059	64,615	208,1615	3,8585	575,92
30/jan	239,005	115,955	23,3875	38,592	87,2575	265,192	4,022	508,219
31/jan	366,5	239,775	58,66	39,06675	109,0575	446,5593	3,58675	816,646

Anexo F.4 - Screenshot da produção do mês de janeiro 2019.

Agregação de Produção Renovável no Âmbito da Produção em Regime de Mercado em Portugal

Desvios	Eólica	MH I	MH II	MH III	MH IV	MH	Solar	Agregação
	58,59	-27,98	-2,90	-23,23	-0,71	-54,82	0,80	4,57
	-144,02	-29,55	-3,18	-14,89	0,85	-46,77	-0,43	-191,22
	100,84	-24,55	-2,77	-20,41	1,95	-45,78	1,60	56,66
	-18,49	-23,63	1,40	-2,96	4,64	-20,55	-6,39	-45,43
	46,59	-21,37	1,88	-11,17	5,60	-25,06	-8,33	13,19
	-45,38	-21,38	2,39	-4,57	7,94	-15,61	-7,85	-68,85
	1,88	-21,96	2,57	-5,08	6,64	-17,83	-7,63	-23,58
	8,64	-20,76	0,60	-9,81	4,13	-25,84	-8,73	-25,93
	-21,29	-19,91	0,54	-18,64	6,80	-31,21	-7,33	-59,83
	-69,44	-19,41	0,71	-24,77	6,29	-37,18	-8,87	-115,50
	-0,23	-18,26	1,45	-23,02	6,88	-32,94	-9,59	-42,76
	5,09	-17,91	1,83	-15,73	8,41	-23,40	-9,08	-27,38
	82,35	-16,71	-9,62	-24,43	-22,52	-73,28	-8,87	0,21
	-86,75	-17,43	-10,24	-16,79	-21,10	-65,57	-8,46	-160,78
	49,04	-13,60	-9,76	-17,71	-22,82	-63,88	-1,00	-15,85
	19,62	-16,52	-9,59	-21,68	-22,10	-69,89	0,63	-49,64
	-129,51	-15,33	-9,52	-19,88	-21,58	-66,31	-10,62	-206,44
	99,82	-15,46	-8,94	-20,41	-20,08	-64,88	-6,01	28,93
	-50,65	-33,37	25,69	-18,21	10,28	-15,61	4,64	-61,63
	-57,42	-108,11	25,64	-26,87	-9,91	-119,25	-18,00	-194,67
	17,69	8,38	30,76	-19,90	40,59	59,83	-7,34	70,17
	-40,20	-23,95	2,30	1,85	5,18	-14,63	2,02	-52,81
	-50,37	-27,62	0,83	-3,73	-5,23	-35,74	-2,78	-88,89
	-12,04	-23,68	1,24	-8,86	-2,18	-33,48	-15,36	-60,88
	126,80	-20,50	2,04	4,19	3,28	-10,99	-9,71	106,10
	10,54	-20,80	2,04	4,18	5,90	-8,68	-9,28	-7,42
	-136,27	-21,34	1,97	-1,65	5,97	-15,04	-3,87	-155,18
	-15,17	-21,08	1,27	-7,15	6,27	-20,69	-2,06	-37,92
	-25,39	-65,81	-0,91	0,48	-3,73	-69,98	0,48	-94,89
	47,46	-72,38	-1,32	1,51	-17,45	-89,64	-2,09	-44,27
	-366,50	-239,78	-58,66	-39,07	-109,06	-446,56	-3,59	-816,65

Anexo F.5 – Screenshot dos desvios do mês de janeiro 2019.

## Anexo G. Método 5 de Correção

Dia	Hora	Previsões Recebidas						Enviado OMIE
		Eólica	MH I e II	MH III	MH IV	Mini-hídrica	Solar	
01/12/2018	1	0,37	6,8		7,1	13,9	0	7,2
01/12/2018	2	0,323	6,7		7,1	13,8	0	7,0
01/12/2018	3	0,279	6,7		7,1	13,8	0	7,0
01/12/2018	4	0,3	6,7		7,1	13,8	0	7,0
01/12/2018	5	0,233	6,7		7,1	13,8	0	6,9
01/12/2018	6	0,134	6,7		7,1	13,8	0	6,8
01/12/2018	7	0,141	6,7		7,1	13,8	0	6,8
01/12/2018	8	0,161	6,7		7,1	13,8	0,00525	6,9
01/12/2018	9	0,174	6,8		7,1	13,9	0,12659	7,1
01/12/2018	10	0,196	6,9		7,1	14,0	0,42891	7,5
01/12/2018	11	0,216	6,9		7,1	14,0	0,71271	7,8
01/12/2018	12	0,264	6,9		7,1	14,0	0,7675	7,9
01/12/2018	13	0,291	6,9		7,1	14,0	0,71332	7,9
01/12/2018	14	0,21	6,9		7,1	14,0	0,60509	7,7
01/12/2018	15	0,138	6,9		7,1	14,0	0,41364	7,5
01/12/2018	16	0,16	6,9		7,1	14,0	0,17408	7,2
01/12/2018	17	0,233	6,8		7,1	13,9	0,03335	7,1
01/12/2018	18	0,319	6,8		7,1	13,9	0	7,1
01/12/2018	19	0,454	6,8		7,1	13,9	0	7,3
01/12/2018	20	0,58	6,8		7,1	13,9	0	7,4
01/12/2018	21	0,681	6,8		7,1	13,9	0	7,5
01/12/2018	22	0,812	6,8		7,1	13,9	0	7,6
01/12/2018	23	0,909	6,8		7,1	13,9	0	7,7
01/12/2018	24	1,055	6,5		7,1	13,6	0	7,6

Anexo G.1 – Previsões recebidas às 7:30h, hora a hora, no dia 1 de dezembro 2018.

Agregação de Produção Renovável no Âmbito da Produção em Regime de Mercado em Portugal

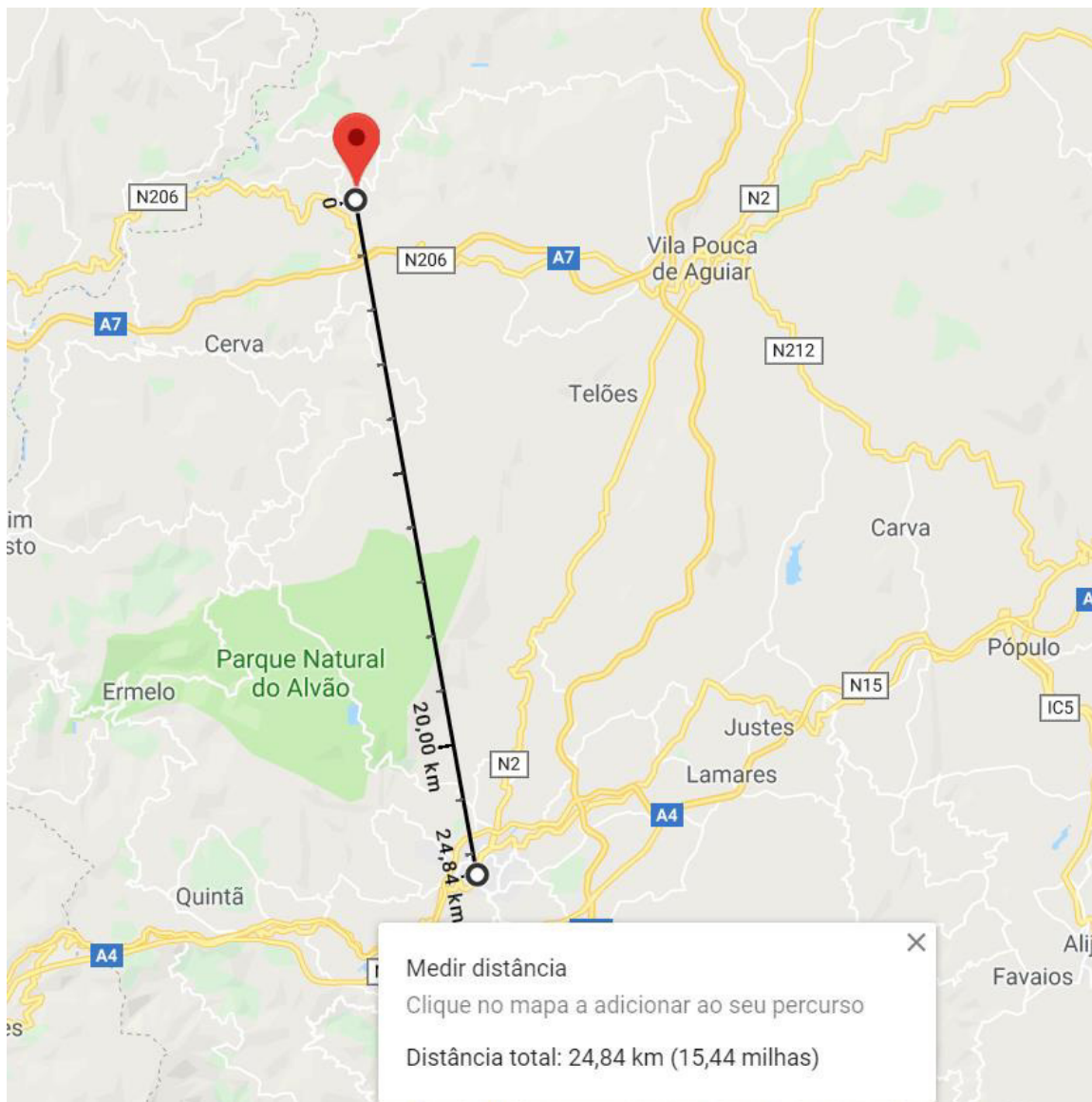
Dia	Hora	Produção						Total
		Eólica	MH I e II	MH III	MH IV	Mini-hídrica	Solar	
01/12/2018	1	0,3000	7,1400	0	6,1325	13,2725	0	7,4
01/12/2018	2	0,0000	7,1300	0	5,7675	12,8975	0	7,1
01/12/2018	3	0,2775	7,0800	0	5,2675	12,3475	0	7,4
01/12/2018	4	0,8775	7,0450	0	2,0375	9,0825	0	7,9
01/12/2018	5	0,8825	7,0125	0	4,1625	11,1750	0	7,9
01/12/2018	6	0,5675	6,9750	0	5,2025	12,1775	0	7,5
01/12/2018	7	0,0175	6,9300	0	5,4750	12,4050	0	6,9
01/12/2018	8	0,1225	6,9150	0	5,3800	12,2950	0	7,0
01/12/2018	9	0,2525	6,8825	0	5,6175	12,5000	0,03625	7,2
01/12/2018	10	0,2300	6,8700	0	8,5550	15,4250	0,575	7,7
01/12/2018	11	0,1525	6,8325	0	7,4975	14,3300	1,518	8,5
01/12/2018	12	0,0000	6,8050	0	6,5400	13,3450	2,2685	9,1
01/12/2018	13	0,1475	6,7625	0	5,7375	12,5000	2,58075	9,5
01/12/2018	14	0,2950	6,7225	1,30025	5,1800	13,2028	2,5685	9,6
01/12/2018	15	0,8300	6,6700	3,0215	4,3475	14,0390	2,12125	9,6
01/12/2018	16	0,2325	6,6375	3,97975	5,1975	15,8148	1,52975	8,4
01/12/2018	17	0,1025	5,1175	4,448	6,4325	15,9980	0,78075	6,0
01/12/2018	18	0,0575	6,7450	4,69175	5,5375	16,9743	0,14425	6,9
01/12/2018	19	0,5300	6,5625	4,73475	6,6025	17,8998	0	7,1
01/12/2018	20	0,3800	6,5250	4,78325	4,9775	16,2858	0	6,9
01/12/2018	21	0,2850	6,4300	4,96075	4,9050	16,2958	0	6,7
01/12/2018	22	0,4425	6,4125	4,55225	5,0075	15,9723	0	6,9
01/12/2018	23	0,2600	6,4300	4,4485	5,0100	15,8885	0	6,7
01/12/2018	24	0,2050	6,3900	2,70525	1,4650	10,5603	0	6,6

Anexo G.2 – Produção no dia 1 de dezembro 2018.

Dia	Hora	Desvios			Total
		Eólica	Mini-hídrica	Solar	
01/12/2018	1	0,0700	-0,3400	0,0000	0,20
01/12/2018	2	0,3230	-0,4300	0,0000	0,10
01/12/2018	3	0,0015	-0,3800	0,0000	0,40
01/12/2018	4	-0,5775	-0,3450	0,0000	0,90
01/12/2018	5	-0,6495	-0,3125	0,0000	1,00
01/12/2018	6	-0,4335	-0,2750	0,0000	0,70
01/12/2018	7	0,1235	-0,2300	0,0000	0,10
01/12/2018	8	0,0385	-0,2150	0,0053	0,10
01/12/2018	9	-0,0785	-0,0825	0,0903	0,10
01/12/2018	10	-0,0340	0,0300	-0,1461	0,20
01/12/2018	11	0,0635	0,0675	-0,8053	0,70
01/12/2018	12	0,2640	0,0950	-1,5010	1,20
01/12/2018	13	0,1435	0,1375	-1,8674	1,60
01/12/2018	14	-0,0850	0,1775	-1,9634	1,90
01/12/2018	15	-0,6920	0,2300	-1,7076	2,10
01/12/2018	16	-0,0725	0,2625	-1,3557	1,20
01/12/2018	17	0,1305	1,6825	-0,7474	-1,10
01/12/2018	18	0,2615	0,0550	-0,1443	-0,20
01/12/2018	19	-0,0760	0,2375	0,0000	-0,20
01/12/2018	20	0,2000	0,2750	0,0000	-0,50
01/12/2018	21	0,3960	0,3700	0,0000	-0,80
01/12/2018	22	0,3695	0,3875	0,0000	-0,70
01/12/2018	23	0,6490	0,3700	0,0000	-1,00
01/12/2018	24	0,8500	0,1100	0,0000	-1,00

Anexo G.3 – Desvios no dia 1 de dezembro 2018.

## Anexo H. Distâncias das estações meteorológicas para as centrais



Anexo H - Screenshot da distância da localidade da central MH I a Vila Real.

## Anexo I. Correlação do Coeficiente de Spearman.

Precipitação Xi	Produção Yi	posto x(i)	posto y(i)	di	di <sup>2</sup>		
0	40,085	1	11	-10	100		
0	39,15	1	9	-8	64	$\sum d_i^2 =$	7344
51,562	35,7225	29	7	22	484		
25,908	58,0775	28	19	9	81		
19,304	46,79	27	15	12	144		
406,4	212,5575	31	30	1	1	$\rho$	0,48064516
129,032	222,18	30	31	-1	1		
0	172,765	1	29	-28	784		
0	109,665	1	28	-27	729		
0	98,72	1	27	-26	676		
0	87,275	1	26	-25	625		
6,35	80,98	26	24	2	4		
0	81,135	1	25	-24	576		
0	69,965	1	23	-22	484		
0	65,7175	1	22	-21	441		
0	60,9675	1	21	-20	400		
0	58,315	1	20	-19	361		
0	54,35	1	18	-17	289		
0	52,28	1	17	-16	256		
0	48,7625	1	16	-15	225		
0	45,915	1	14	-13	169		
0	44,7675	1	13	-12	144		
0	42,185	1	12	-11	121		
0	39,63	1	10	-9	81		
0	37,0625	1	8	-7	49		
0	35,0925	1	6	-5	25		
0	33,2975	1	5	-4	16		
0	31,455	1	4	-3	9		
0	29,9925	1	3	-2	4		
0	29,2025	1	1	0	0		
0	29,38	1	2	-1	1		

Anexo I – Correlação MH I

## Anexo J. Preço Marginal Horário do Mercado Diário.

Preço Marginal Horário do Mercado Diário (€/MWh)																
Dias \ Horas	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24
1	28,10	33,00	32,90	28,10	27,60	24,60	20,10	19,90	25,10	27,60	27,60	28,10	32,90	28,10	28,10	27,60
2	19,90	27,60	19,90	19,84	19,10	19,90	22,58	41,92	46,40	49,71	52,25	53,47	55,54	55,02	50,50	39,63
3	28,10	40,69	30,69	30,69	30,69	30,69	39,11	41,69	49,48	51,00	53,05	53,47	53,90	53,42	51,01	41,69
4	41,11	44,19	42,11	41,11	41,09	40,08	39,11	39,10	44,19	50,08	49,96	49,14	49,36	48,37	48,11	40,00
5	34,85	34,85	20,10	16,10	14,60	13,51	23,96	40,10	53,99	56,35	58,19	58,76	60,58	61,01	58,05	55,01
6	57,56	51,99	44,19	40,01	30,75	30,50	30,50	36,98	39,51	44,22	49,98	48,71	50,00	50,00	48,69	46,95
7	42,16	34,39	32,32	30,39	30,29	29,89	29,89	29,89	48,69	54,19	57,06	63,19	64,72	64,69	64,62	66,00
8	66,69	57,55	53,01	50,14	49,54	51,09	60,00	65,59	67,09	67,09	68,71	69,69	70,88	70,62	68,92	66,92
9	68,71	54,32	49,69	48,99	46,99	45,92	47,29	55,90	56,07	59,01	67,02	69,02	69,55	69,46	67,27	62,31
10	61,58	51,00	49,00	47,29	47,09	46,99	50,06	61,58	48,90	51,90	52,69	55,13	60,30	58,05	46,84	44,22
11	39,43	37,00	34,20	33,00	33,05	37,09	41,50	53,07	54,96	57,47	57,83	59,08	63,03	62,55	58,17	57,58
12	55,57	49,00	46,15	46,01	46,13	47,29	56,00	61,97	61,59	61,97	66,36	66,89	66,89	66,16	63,57	61,59
13	56,02	48,14	46,60	46,10	46,20	46,80	47,13	50,05	54,99	56,01	61,00	61,97	63,82	62,11	59,54	58,15
14	48,70	45,27	43,92	42,10	42,09	42,10	43,92	45,01	53,15	54,80	60,82	64,97	67,19	67,92	66,01	61,24
15	60,82	53,60	47,66	46,14	45,69	47,13	55,55	60,90	56,00	57,83	61,99	64,28	65,23	62,40	58,15	52,32
16	44,50	43,92	39,47	38,64	39,04	39,10	43,03	51,89	49,43	52,10	59,02	61,59	63,45	61,59	52,69	45,27
17	42,64	40,00	36,18	35,67	35,45	36,45	41,51	47,94	54,73	56,58	61,97	63,80	65,50	65,50	61,10	58,70
18	59,91	52,00	47,13	45,65	45,19	45,96	54,97	58,70	59,81	59,96	61,20	61,91	62,39	61,60	60,89	60,07
19	58,69	51,07	47,07	45,27	45,09	45,09	52,00	59,20	52,00	54,83	58,69	59,86	59,95	59,46	59,06	58,49
20	58,49	58,99	58,99	58,49	47,00	46,95	46,95	42,74	44,20	44,38	49,38	58,09	58,49	57,50	46,05	46,95
21	44,40	44,40	39,05	38,12	38,10	38,07	38,08	38,18	41,69	44,54	58,03	60,90	61,97	63,43	61,80	59,54
22	58,03	44,72	40,95	40,35	39,85	40,20	44,50	58,03	52,16	55,80	57,69	59,03	61,01	60,32	57,86	56,09
23	59,01	53,01	49,40	47,43	47,43	47,76	53,48	59,34	59,34	58,03	61,09	62,57	63,51	63,09	61,77	61,69
24	61,59	59,75	57,69	53,01	49,57	51,00	56,65	58,70	50,09	52,17	57,45	59,75	60,82	60,01	59,00	57,69
25	58,95	56,02	47,76	46,01	45,39	45,39	54,82	55,84	49,00	49,37	55,69	57,69	57,98	54,19	48,17	43,09
26	42,61	38,12	37,59	37,39	37,09	36,84	39,91	51,27	48,25	51,15	54,70	57,98	58,44	58,39	57,30	54,77
27	51,47	39,52	38,12	38,05	37,92	37,92	38,09	39,27	44,49	46,00	57,20	60,08	60,59	60,61	60,37	59,42
28	57,12	53,01	42,10	39,98	39,66	39,66	39,61	39,98	41,60	44,01	53,95	59,58	60,98	61,99	60,98	58,19
29	56,37	46,18	45,13	45,09	46,00	47,95	57,79	59,42	54,04	54,14	58,19	59,58	59,80	59,25	54,63	54,04
30	48,01	44,10	41,20	41,06	41,20	43,60	48,01	55,39	56,37	58,19	58,99	60,07	60,19	59,69	58,01	55,31
31	58,78	55,39	51,13	48,46	48,46	50,82	55,39	58,01	57,98	57,07	58,99	60,13	60,61	60,37	59,25	58,78

Anexo J – Preço Marginal Horário do Mercado Diário, 24 horas.