



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



Integração da produção eólica em mercado: Estratégia de licitação no mercado diário e serviços de sistema

JÚLIO NEVES RODRIGUES
(Bacharel)

Dissertação de natureza científica para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica – Ramo Energia

Orientador:

Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa

Júri:

Presidente: Professor Constantino Vital Sopa Soares

Vogais:

Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa

Professor Pedro Manuel Santos de Carvalho

Setembro de 2012

Aos meus avós

António José Neves

Maria Luísa Pereira Sobreiro

AGRADECIMENTOS

Quero em primeiro lugar apresentar o meu agradecimento ao professor Jorge de Sousa por se ter disponibilizado para orientar o meu trabalho, pelos comentários e sugestões, pelo tempo despendido, pelo acompanhamento e também pela confiança que depositou em mim.

Aos meus colegas de curso que ao longo destes anos, em especial ao Sérgio Barbosa, Luís Ramos e ao Carlos Manuel, mas nunca esquecendo todos os outros que sem dúvida também foram um contributo importante para o meu sucesso.

À minha família, em especial aos meus avós, a minha mãe que sempre me incentivaram ao longo dos anos, e ao meu pai que me ajudou economicamente no início da minha formação académica.

RESUMO

A produção de energia elétrica através de fontes de energia renovável tem crescido de uma forma considerável nos últimos anos com um forte incentivo decorrente das políticas europeias e nacionais. Portugal é assim um dos países de referência a nível mundial de energia eólica, ocupando o terceiro lugar relativamente ao consumo de energia proveniente da eólica com uma percentagem de 15,6%. O crescimento deste tipo de tecnologias foi possível devido aos apoios governamentais, que introduziram um regime remuneratório assente sobre uma tarifa regulada, incentivando assim o investimento em fontes de energia renovável.

Derivado à crise económica atual e ao pedido de ajuda externa de Portugal, o governo português foi aconselhado a parar com os incentivos financeiros às energias renováveis. Face a esta conjuntura económica, o sobrecusto atual para os consumidores assim como a projeção futura de novas instalações de acordo com o plano de Estratégia Nacional para a Energia com horizonte de 2020, poderá influenciar Portugal no futuro a passar para mercado liberalizado no que diz respeito à energia eólica.

O presente trabalho tem como objetivo a análise de um parque eólico em mercado liberalizado, ou seja deixando de estar sob tarifa, tendo assim de licitar a sua energia em mercado como qualquer outro produtor em regime ordinário. Com a ida a mercado poderá existir um decréscimo de receita do produtor eólico, devido à dinâmica do próprio mercado. Desta forma a presente dissertação tem como objetivo principal estudar um meio de maximização da receita.

Os resultados obtidos demonstram uma dependência de vários fatores, nomeadamente da volatilidade dos preços de mercado, dos preços de regulação de energia secundária, da previsão da produção, para os vários cenários efetuados para maximizar a receita do produtor num ambiente de mercado livre. No final são ainda identificados alguns meios de incentivo assim como de incremento da receita do produtor em tecnologias renováveis em detrimento da produção baseada em recursos fósseis.

PALAVRAS CHAVE

Energia Eólica, Mercado Elétrico, MIBEL, Gestor de Sistema, Estratégias de venda.

ABSTRACT

The production of electricity through renewable energy sources has grown to an appreciable extent in recent years with a strong incentive arising from European and national policies. Portugal is one of the reference countries worldwide in wind energy, ranking third on the consumption of energy from the wind with a percentage of 15.6%. The growth of these technologies were possible due to government support, through the implementation of a remuneration system based on a regulated tariff, thereby encouraging investment in renewable energy sources.

Due to the current economic crisis, and the fact that Portugal requested for external assistance, the Portuguese government was advised to stop the financial incentives for renewable energy. Given this economic environment, the actual additional cost to consumers as well as future projection of new installations in accordance with the plan of National Energy Strategy to 2020, Portugal may be influenced in the future to move to a liberalized market with respect to wind energy.

The present work has as objective the analysis of a wind farm in the liberalized market, that is no longer being in charge, and thus to bid their energy in the market like any other producer in the ordinary regime. With the way the market is, there may be a decrease in revenue for the wind energy producer in the market due to the dynamics of the market itself, so this paper has the main objective to study a way to maximize the revenue of the producer in the liberalized market.

The results show dependence between several factors, including volatility of the market prices, price regulation of secondary energy, prediction for the various scenarios to maximize revenue producer in a free market environment. In the final some means of encouragement are identified as well as increased revenue for the producer in renewable technologies at the expense of production, based on fossil resources.

KEYWORDS

Wind Power, Electricity Market, MIBEL, System Operator, Sales strategies.

ÍNDICE

AGRADECIMENTOS	ii
RESUMO	iii
PALAVRAS CHAVE	iii
ABSTRACT	iv
KEYWORDS	iv
ÍNDICE.....	v
LISTA DE FIGURAS	vii
LISTA DE TABELAS	x
LISTA DE ACRÓNIMOS	xi
LISTA DE VARIÁVEIS	xiv
1 Introdução.....	1
1.1 Contexto e motivação	1
1.2 Objetivos.....	4
1.3 Estrutura	4
2 Enquadramento Teórico	7
2.1 Energia eólica	7
2.1.1 Comportamento económico no desenvolvimento da energia eólica	7
2.1.2 Energia eólica mundial	9
2.1.3 Previsão do crescimento da energia eólica 2012-2016.....	12
2.1.4 Energia eólica na Europa.....	13
2.1.5 Energia eólica em Portugal.....	17
2.1.6 Energia eólica em Espanha.....	26
2.1.7 Energia eólica na Alemanha.....	28
2.1.8 Energia eólica na China.....	29
2.2 Enquadramento do setor elétrico nacional	31
2.3 Mercado Elétrico	32
2.3.1 Sistema Elétrico Nacional (SEN)	36
2.3.2 Mercado de Energia Ibérico – MIBEL	40
2.3.2.1 Operador do Mercado espanhol (OMIE).....	42
2.3.2.2 Operador do Mercado português (OMIP)	47

2.4	Gestão dos Serviços de Sistema	48
2.4.1	Soluções de restrições técnicas do Programa Diário Base	49
2.4.2	Soluções de restrições técnicas no Mercado Intradiário.....	50
2.4.3	Soluções de restrições técnicas em Tempo Real	50
3	Modelo de previsão de licitação de energia eólica em mercado	55
3.1	Cenário #1 – Produtor a tarifa regulada.....	61
3.2	Cenário #2 – Produtor em mercado livre com previsão perfeita.....	63
3.3	Cenário #3 - Produtor em mercado livre com desvios de sobregeração e subgeração	66
3.4	Cenário #4 - Produtor em mercado livre com alteração da previsão no intervalo $(\bar{\varepsilon} \pm \sigma)$	71
3.4.1	Cenário #4.1 - Produtor em mercado livre com alteração da previsão no intervalo $(\bar{\varepsilon} - \sigma)$	71
3.4.2	Cenário #4.2 - Produtor em mercado livre com alteração da previsão no intervalo $(\bar{\varepsilon} + \sigma)$	72
3.5	Cenário #5 – Produtor em mercado livre com variação da previsão com fator α	75
3.5.1	Cenário 5.1 – Produtor em mercado livre com α máximo relativo à receita	76
3.5.2	Cenário #5.2 – Produtor em mercado livre com valor de α maximizado..	78
3.6	Cenário #6 – Produtor em mercado livre com valor de α móvel.....	85
3.7	Cenário #7 – Produtor em mercado livre com valor de α fixo	87
3.8	Cenário #8 – Produtor em mercado livre com valores máximos de α do dia anterior	88
3.9	Discussão dos resultados	89
4	Conclusões	94
5	Bibliografia.....	100

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999[3]	2
Figura 1.2 – Custo médio Anual eólica e Preço de referência do mercado regulado.....	3
Figura 2.1 – Total de novos investimentos de Energia Limpa mundial 2004-2011 (US\$ Bn) [7]	9
Figura 2.2 – Potência eólica instalada no mundo por região desde 2003 [7].....	10
Figura 2.3 – Potência eólica global instalada de 1996 a 2011 [7].....	10
Figura 2.4 – Potência eólica global acumulada de 1996 a 2011 [7].....	10
Figura 2.5 – Potência acumulada em 2011 [7]	12
Figura 2.6 – Potência instalada em 2011 [7]	12
Figura 2.7 – Previsão do mercado eólico 2011-2016 [7]	13
Figura 2.8 – Potência eólica acumulada na UE [7]	13
Figura 2.9 – Potência eólica instalada durante 2011 nos Países da UE.[11].....	14
Figura 2.10 – Percentagem de energia eólica no consumo de energia eléctrica mundial [11]	15
Figura 2.11 – Total de potência instalada em 2011 na EU [11]	16
Figura 2.12 – Total de potência instalada em energias renováveis no ano de 2011 [11]	16
Figura 2.13 – Potência instalada na UE de 1995 a 2011 [11]	17
Figura 2.14 – Evolução da energia eólica em Portugal [15]	19
Figura 2.15 – O mercado da energia eléctrica e o mercado dos certificados verdes [20]	21
Figura 2.16 – Princípio de funcionamento de um sistema de certificados verdes [20]..	22
Figura 2.17 – Ajustamento ao custo de geração [5]	24
Figura 2.18 – Diferencial de custo unitário médio e fatura mensal média [5].	25
Figura 2.19 – Modelo eléctrico do mercado Português (Competição no mercado retalhista) [32].....	33
Figura 2.20 – Composição dos CUR (número de clientes) [34].	35
Figura 2.21 – Modelo de organização final do setor eléctrico português [36].....	36
Figura 2.22 – Cadeia do Sistema Eléctrico Nacional	37
Figura 2.23 – Curva de oferta e procura [35]	43
Figura 2.24 – Preço de Mercado diário para as 24 horas do dia referido [42]	44
Figura 2.25 – Mercado Diário e Intradiário [43].....	45
Figura 2.26 – Horários para cada secção do mercado intradiário [42].....	46

Figura 3.1 – Previsão de energia do parque eólico [MW].....	58
Figura 3.2 – Geração atual de energia do parque eólico [MW]	58
Figura 3.3 – Preço de mercado durante as 720 horas	59
Figura 3.4 – Preço de energia de regulação secundária a descer.....	59
Figura 3.5 – Preço de energia de regulação secundária a subir.....	60
Figura 3.6 – Receita do produtor a tarifa regulada em função das 720 amostras.....	61
Figura 3.7 – Receita a tarifa vs energia real produzida	62
Figura 3.8 – Receita do produtor sem penalização.....	63
Figura 3.9 – Comparativo Cenário 1 (Tarifa) e Cenário 2 (Previsão Perfeita)	64
Figura 3.10 – Receita previsão perfeita face geração atual	65
Figura 3.11 – Receita produtor cenário 1 (tarifa) e cenário 2 (previsão perfeita).....	65
Figura 3.12 – Receita do produtor com desvios de “ <i>sobregeração</i> ” ou “ <i>subgeração</i> ” .	66
Figura 3.13 – Comparativo receita cenários 1,2 e 3	67
Figura 3.14 – Intervalo de valores da Figura 3.13 entre as amostras 450 e 700	67
Figura 3.15 – Receita cenário 3 face a geração atual ($P_{g,t}$)	68
Figura 3.16 – Receita produtor para o cenário 1,2 e 3.....	70
Figura 3.17 – Cenário 3 e cenário 4.2 com a receita do produtor com erro do desvio padrão ($+\sigma$)	72
Figura 3.18 – Intervalo valores [0:273] com receita do cenário 4.2 superior ao cenário 3	73
Figura 3.19 – Intervalo valores [274:720] com receita do cenário 3 superior ao cenário 4.2	74
Figura 3.20 – Intervalo valores [0:273] e [274:720] do cenário 4.2.....	74
Figura 3.21 – Receita produtor para o cenário 3 e 4.2.....	75
Figura 3.22 – Valor de $\alpha^{máximo}$ durante 720 horas	76
Figura 3.23 – Receita do produtor cenários 1, 2, 3 e 5.1	77
Figura 3.24 – Receita produtor para o cenário 1,2,3 e 5.1.....	77
Figura 3.25 – Valor de α para maximizar a receita do produtor ($\alpha=1,2$).....	78
Figura 3.26 – Receita cenário 3 e 5.2	79
Figura 3.27 – Comparação cenário 3 e 5.2 (com $\alpha=1,2$)	79
Figura 3.28 – Intervalo [0:550] cenário 3 e 5.2	80
Figura 3.29 – Receita cenário 3 e 5.2 no intervalo [0:550]	80
Figura 3.30 – Intervalo [551:720] cenário 3 e 5.2	81

Figura 3.31 – Receita cenário 3 e 5.2 no intervalo [551:720]	81
Figura 3.32 – Receita cenário 5.2 face geração atual	82
Figura 3.33 – Histograma percentagem de erro entre geração atual e previsão	84
Figura 3.34 – Geração atual vs previsão.....	84
Figura 3.35 – Variação de $\alpha^{móvel}$	85
Figura 3.36 – Cenário 3 e 6 (Receita do Produtor com valor da média móvel de α)	86
Figura 3.37 – Receita cenário 3, 5.2 e 6	86
Figura 3.38 – Média dos valores máximos de α do dia anterior para dia D+1.....	87
Figura 3.39 – Receita cenários 3, 5.2, 6 e 7.....	87
Figura 3.40 – Valores de α do dia (D-1) hora utilizadas no dia (D+1).....	88
Figura 3.41 – Comparativo receita cenário 5.5 e 3.....	89
Figura 3.42 – Valor da receita do produtor dos diversos cenários	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Receita segundo decreto-lei n.º 225/2007.....	62
Tabela 3.2 – Geração atual ($P_{g,t}$) e preço mercado ($\pi_{d,t}$) da amostra 61 e 153.....	64
Tabela 3.3 – Comparativo cenário 1,2 e 3 para amostra 700	68
Tabela 3.4 – Receita para cenário 3 conforme amostras 27,70,319 e 684	70
Tabela 3.5 – Amostra 100 dos cenários 3 e 4.2 da Figura 3.18.....	73
Tabela 3.6 – Amostra 674 dos cenários 3 e 4.2 da Figura 3.19.....	74
Tabela 3.7 – Amostras da Figura 3.32 – Receita cenário 5.2 face geração atual	82

LISTA DE ACRÓNIMOS

AEE	<i>Asociación Empresarial Eólica</i>
AIE	Agência Internacional de Energia
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
ASECE	Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia
AT	Alta Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CAE	Contratos de Aquisição de Energia
CELE	Comércio Europeu de Licenças de Emissão
CET	<i>Central European Time</i> (hora espanhola)
CMEC	Contratos de Manutenção do Equilíbrio Contratual
CSP	<i>Concentrated Solar Power</i>
CUR	Comercializadores de Último Recurso
D+1	Dia Seguinte
D-1	Dia Anterior
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DGGE	Direção Geral Geologia e Energia
EDA	Eletricidade dos Açores
EDP	Energias de Portugal
EEG	<i>Renewable Energy sources Act</i>
EEM	Empresa de Eletricidade da Madeira
E-FER	Produção de fontes de Energia Renovável
ENE 2020	Estratégia Nacional para a Energia 2020

ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUA	Estados Unidos da América
EWEA	<i>European Wind Energy Association</i>
GEE	Gases do Efeito de Estufa
GS	Gestão dos Serviços de Sistema
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
MAT	Muito Alta Tensão
MIBEL	Mercado de Energia Ibérico
MT	Média Tensão
NDRC	<i>National Development and Reform Commission</i>
OCDE	Organização para a Cooperação e desenvolvimento Económico
OLMC	Operador Logístico de Mudança de Comercializador
OMEL	Operador do Mercado Ibérico de Energia, Polo Espanhol
OMI	Operador de Mercado Ibérico
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de Energia (Pólo Español), S.A
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMI-Polo Português, SGMR)
OTC	<i>Over-the-Counter</i> : Mercado ao Balcão
PDBC	Programa Diário Base
PDBF	Programa Diário Base de Funcionamento
PHF	Programa Horário Final
PRE	Produtores em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário
PTC	<i>Production Tax credit</i>
REN	Rede Energéticas Nacionais

RNT	Rede Nacional de Transporte
RRD	Regulamentos das Redes de Distribuição
RRT	Regulamentos das Redes de Transporte
SEI	Sistema Elétrico Independente
SENV	Sistema Elétrico Vinculado
SEP	Sistema Elétrico de Abastecimento Público
TSO	Operador da Rede de Transporte
UE	União Europeia

LISTA DE VARIÁVEIS

C_{E-FER}	Custo Marginal da Produção E-FER
I_{CT}	Valor pago ou recebido pelo desvio da produção em relação a energia vendida [€]
IPC_{m-1}	Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês m-1
IPC_{ref}	Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de eletricidade à rede pela central renovável
$KMHO_m$	Coefficiente que modula os valores de parcela fixa em função do posto horário em que a eletricidade tenha sido fornecida
LEV	Representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável
$PA(VRD)_m$	Parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m
P_{ev}	Preço marginal dos certificados verdes
$P_{d,t}$	Previsão de Energia do Parque Eólico do D-1 [MW]
P_e	Preço de Mercado da Energia Elétrica
$PF(VRD)_m$	Parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m
$P_{g,t}$	Geração atual do parque eólico [MW]
$P_{i,t}$	Previsão de Energia do Parque Eólico para as Sessões Intradiárias [MW]
$PV(VRD)_m$	Parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m
R_t	Receita do Produtor do Parque Eólico [€]
VRD_m	Remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m
Z	Coefficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada
α	Fator Multiplicativo para afetar a previsão eólica
π^{descer}	Preço de Energia de Regulação Secundária a Descer (Sobregeração) [€/MWh]

$\pi_{d,t}$	Preço de Mercado diário dado no D-1[€/MWh]
$\pi_{i,t}$	Preço de Mercado Diário dado no D-1[€/MWh]
π^{subir}	Preço de Energia de Regulação Secundária a Subir (Sobre geração) [€/MWh]

Capítulo **1**

Introdução

“Neste capítulo será apresentado as motivações que levaram à elaboração desta dissertação, os principais objetivos e a estrutura da mesma”.

1 Introdução

1.1 Contexto e motivação

Com a preocupação do aquecimento global no planeta devido à emissão dos gases com efeito de estufa (GEE), a produção através de fontes de energia renovável tem crescido de uma forma considerável nos últimos anos. Em Portugal no final de 2011 a produção de energia de origem renovável já representava 46% do consumo total (eólica 18%, hídrica 22% e outras renováveis 6%) [1]. Os investimentos feitos em energias renováveis nos últimos anos fizeram de Portugal um dos países de referência em instalações desta natureza, nomeadamente a produção de energia eólica [2].

Sendo Portugal uma referência mundial em investimentos de energia renovável, em particular na produção de eólica, resultaram vantagens e desvantagens num quadro de representação nacional. Como vantagens pode identificar-se a tentativa de redução da dependência de recursos energéticos primários de países terceiros e diminuição das emissões de CO₂, incluindo assim também o cumprimento da Estratégia Nacional para a Energia com horizonte de 2020 (ENE2020) [2]. Por outro lado as desvantagens podem ser conotadas essencialmente com o sobrecusto para os consumidores, fato que é inerente ao incentivo dado ao investidor dos parques eólico, que receberá de acordo com a tarifa regulada por decreto de lei, fazendo com que qualquer produtor de energia eólica tenha assegurado o seu investimento. A dificuldade de previsão da produção deste tipo de fontes associado a determinadas características técnicas importantes para a regulação e estabilidade da rede fazem com que haja necessidade de reserva de potência, garantida por fontes de origem térmica e hídrica. Este critério de segurança faz com que também exista um sobrecusto, pago naturalmente pelos vários utilizadores do sistema elétrico, através dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas dos consumidores (Figura 1.1).

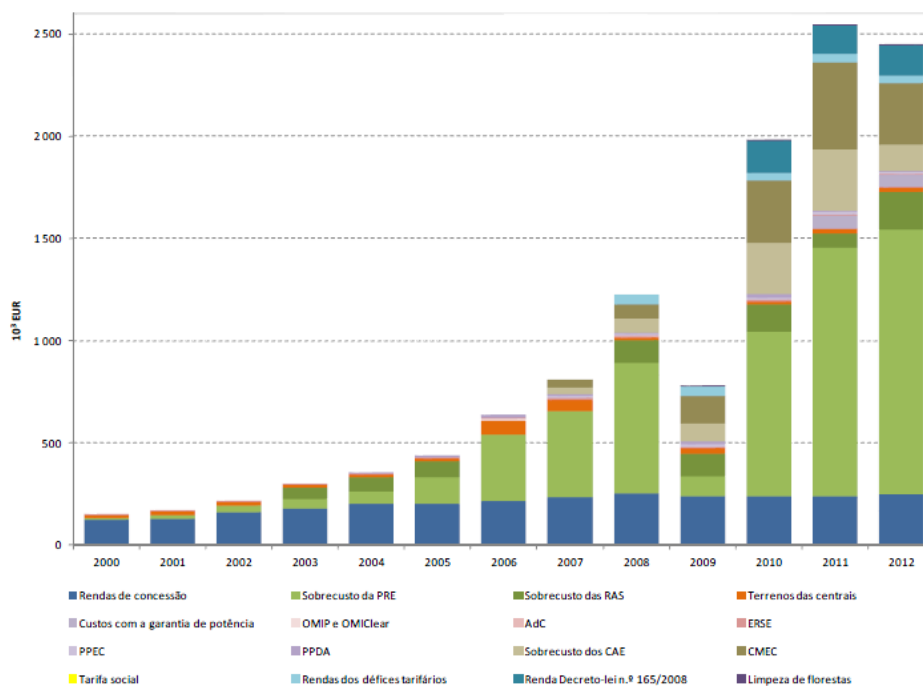


Figura 1.1 – Evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999[3]

A contínua progressão de potência eólica instalada prevê que até 2020 possam ser instalados 3000 MW adicionais aos 5500 MW previstos para 2012 [4]. Caso este cenário se torne uma realidade, o sobrecusto inerente à produção eólica deverá ter um peso considerável no valor da fatura energética para o consumidor, isto considerando a manutenção da atual legislação em vigor.

Na Figura 1.2, cujo os dados foram retirados da informação sobre produção em regime especial de Maio de 2012 da ERSE, pode observar-se o diferencial de custo entre os preços médios de mercado e de energia eólica durante os anos de 2000 a 2011, que se reflete como referido anteriormente no documento num sobrecusto associado a pagar pelo consumidor final. A aproximação dos preços de energia eólica e preços de mercado no ano de 2008 deveu-se essencialmente à subida dos preços dos combustíveis nesse mesmo ano, de certa forma tornando assim o mercado de produção em regime ordinário através das centrais térmicas instável com a variação do preço do petróleo [5]. Conforme o prescrito na Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010¹, tem como um dos objetivos a redução da dependência energética do país face ao exterior para 74% em 2020, a partir fontes endógenas. Esta redução será equivalente a 60 milhões de

¹ Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010 que enquadra o ENE2020.

barris anuais de petróleo, medida essa que vai permitir ao estado Português uma maior independência aos combustíveis fósseis e respetivo preço dos mercados internacionais.

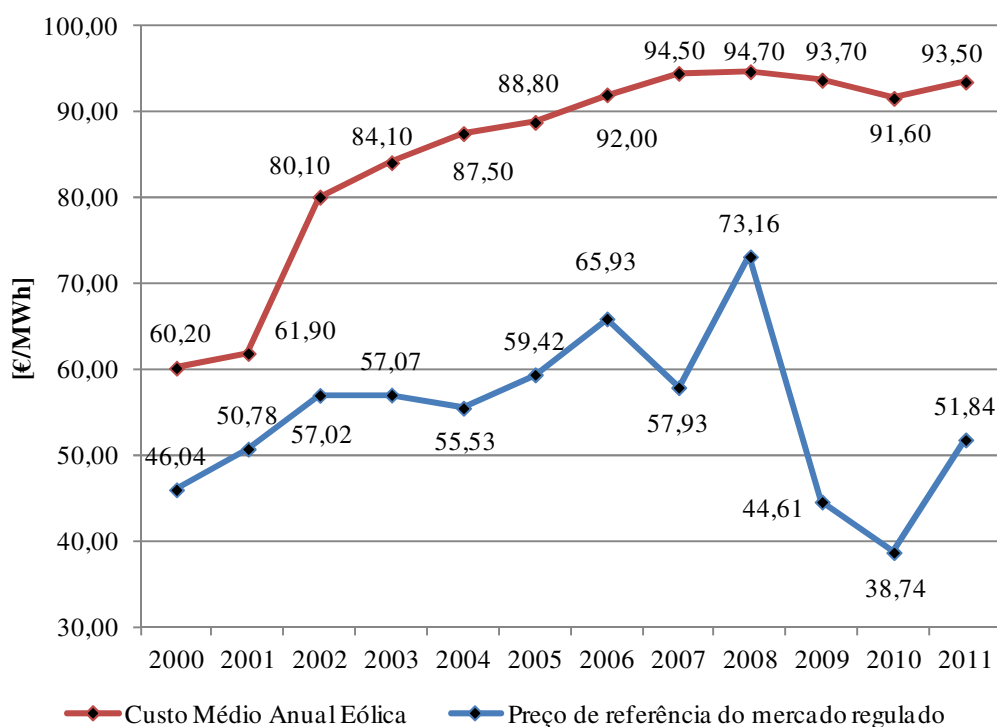


Figura 1.2 – Custo médio Anual eólica e Preço de referência do mercado regulado

Para além disto deve-se atender ao fato da atual conjuntura económica europeia, em que Portugal ao solicitar ajuda externa, recebeu um conjunto de recomendações, sendo uma delas o término aos incentivos através da remuneração pela tarifa fixa aos produtores de energia renováveis. A título de exemplo, devido ao atual cenário económico o governo espanhol publicou o real-decreto 1/2012 terminando assim os incentivos bem como a remuneração fixa para novas instalações.

Mediante o contexto anteriormente apresentado, surge a necessidade de verificar como irá variar a receita de um produtor em regime especial de energia eólica com uma tarifa fixa para um mercado liberalizado, bem como a melhor estratégia para maximizar essa mesma receita, assegurando assim o incentivo ao investimento, permitindo melhores condições de competitividade face às energias de origem fóssil e por conseguinte observar o sobrecusto da energia de produção em regime especial reduzido na fatura final do consumidor.

1.2 Objetivos

A presente dissertação tem como principal objetivo estudar a inserção do produtor em regime especial de energia eólica em Portugal numa base de funcionamento de mercado, com vista ao decréscimo do valor do sobrecusto atual face à diferença entre o preço da energia eólica e o preço de mercado. Atualmente a receita dos parques eólicos é calculada de acordo com a tarifa estabelecida pelo decreto-lei n.º 225/2007 com a retificação n.º 71/2007.DR 141 Série I de 24-07-2007 e alterado ainda pelo decreto-lei n.º 51/2010, de 20 de Maio que estabelece um novo enquadramento jurídico para o sobreequipamento em centrais eólicas [6].

Visando esse principal objetivo serão estudados, de acordo com a previsão de um parque eólico de 60 MW, diversos cenários de licitação em mercado liberal em que a antevisão de energia do parque eólico será afetada com um coeficiente “ α ”, tendo em conta a melhor estratégia de licitação para que a receita do ponto de vista do produtor seja maximizada.

Para cumprir o objetivo proposto, é necessário estudar várias estruturas, entre as quais o MIBEL, que abrange o mercado de energia elétrica da península ibérica, bem como os organizadores de mercado associados OMIE e OMIP, o operador de serviços de sistema que determina as necessidades de regulação primária, secundária e terciária do sistema elétrico nacional, garantindo a contratação e liquidação respetivas, de forma a garantir o equilíbrio entre a produção e o consumo de eletricidade. Para além destes organismos também é dado a conhecer o processo de liberalização do mercado português e o estado da energia eólica em Portugal e no resto do mundo.

1.3 Estrutura

Esta dissertação encontra-se estruturada em quatro capítulos. O primeiro e presente capítulo serve como introdução ao documento, onde se contextualiza e explica o tema, definem-se os objetivos e a motivação.

O capítulo 2, encontra-se subdividido em três temas distintos e da seguinte forma:

1. Energia Eólica, onde se descreve o comportamento económico durante os anos de 2008 a 2011 e as suas tendências futuras de investimento na produção de

energia eólica, o estado da energia eólica no contexto mundial com particular destaque em Portugal, Espanha, Alemanha e China. Portugal terá um foco mais aprofundado sobre a forma como efetua a remuneração, o impacto económico de produção de fontes de energia renováveis na tarifa e as políticas energéticas de acordo com a ENE2020.

2. Mercado Elétrico, onde se apresenta o processo de liberalização, o Sistema Elétrico Nacional (SEP) com toda a sua envolvente desde a produção, transporte, distribuição, comercialização e operação dos mercados e por último dentro do SEP será descrito o Mercado de Energia Ibérico com os seus respetivos polos, Operador do Mercado Espanhol (OMIE) e operados do mercado português (OMIP).
3. Gestor dos Serviços de Sistema, onde será efetuado o enquadramento do operador de sistema na rede elétrica nacional, bem como as suas principais funções de assegurar a contratação e liquidação respetivas, de forma a garantir o equilíbrio da rede entre o consumo e a produção. Serão ainda detalhado os processos de resolução de restrições técnicas do sistema, nomeadamente: Soluções de Restrições Técnicas do Programa Diário Base, Soluções de Restrições Técnicas no Mercado Intradiário e as Soluções de Restrições Técnicas em tempo real.

O capítulo 3 apresenta o modelo e os resultados das simulações executadas, com vista a obter a maximização da receita de um produtor eólico em mercado liberalizado, de acordo com uma previsão de vento de um parque eólico. Para efetuar essas mesmas simulações foram utilizados os valores de referência dum dado mês, ou seja, preço de mercado diário e preço de energia de regulação secundária utilizados para compensar os desvios da produção face ao valor real gerado quer por excesso ou defeito.

Por fim no capítulo 4 apresentam-se as conclusões e perspetivas de trabalhos futuros, com a finalidade de motivar e incentivar o contínuo desenvolvimento de energias renováveis em detrimento de fontes de origem não renovável.

Capítulo **2**

Enquadramento Teórico

“Neste capítulo será apresentado um enquadramento da energia eólica, do mercado elétrico e da figura do operador sistema, no âmbito do desenvolvimento do modelo criado e apresentado no ponto 3”.

2 Enquadramento Teórico

2.1 Energia eólica

O presente capítulo descreve:

- O comportamento económico durante os anos de 2008 a 2011 e tendências futuras de investimento na energia eólica;
- Crescimento da energia eólica mundial, bem como a antevisão para os próximos anos.
- Estado da energia eólica, pormenorizando além de Portugal e Espanha também os mercados com mais potência eólica instalada (Alemanha e China).

2.1.1 Comportamento económico no desenvolvimento da energia eólica

De acordo com a “*Global Wind Energy Council*” (GWEC) [7], a partir do terceiro trimestre de 2008, os fluxos de capital e investimentos dos mercados foram interrompidos pela maior crise financeira desde 1930, que consequentemente agravou a crise na zona euro. Desde então os índices financeiros da grande parte da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE) não mais recuperaram, tendo enfraquecido o fluxo crescente de investimentos em projetos de energia eólica.

No rescaldo da crise bancária do final de 2008, a Agência Internacional de Energia (AIE), no relatório entregue aos Ministros de Energia do grupo G8 em Maio de 2009[8], estimula os governos a agir de uma forma segura de modo a poder atingir as metas traçadas face á crise, recomendando aos governos o aumento do nível dos fundos destinados a eficiência energética, utilizando uma política de energias limpas. A AIE encorajou os líderes mundiais a criar uma ação de larga escala intitulada “*Clean Energy New Deal*”, para explorar a oportunidade financeira e económica da presente crise, melhorando a eficiência energética e efetuando uma mudança permanente no investimento em tecnologias limpas. Estas medidas terão de ser vistas como um compromisso a longo prazo que se estende para além do horizonte temporal dos incentivos governamentais.

O ritmo e as estruturas de financiamento de projetos de energias renováveis necessitam assim de uma reformulação devido à crise financeira, à recessão económica e às mudanças de legislação nacional, que são ainda suscetíveis de continuar a afetar as receitas das energias renováveis.

Na Europa, em particular, onde ainda se luta contra as consequências da crise económica, com os países a terem de reduzir os seus défices, a tendência é de conter os seus apoios às renováveis. Essas reduções serão prováveis de acontecer durante o ano de 2012 em mercados de tarifa fixa, começando em mercados como Portugal, Espanha, Grécia e Irlanda. Algumas destas reduções serão devido ao decréscimo de custo da tecnologia, mas maioritariamente consequência da austeridade implementada pelo governo.

Contudo a zona euro é um caso especial; por um lado a União Europeia (UE) tem como objetivo o pacote Energia-Clima 20-20-20, e por outro lado a crise económica. A troika composta pelo fundo monetário internacional, o banco central europeu e a comissão europeia vigia os orçamentos de Portugal, Espanha, Grécia e Irlanda, e aconselhou o governo português a suspender o seu financiamento às energias renováveis através do seu orçamento. Por outro lado a Espanha de momento tem uma moratória de um ano no desenvolvimento de energias renováveis.

Nos Estados Unidos, o setor da energia eólica continua a sofrer pela falta de legislação, continuando a incerteza da extensão da “*Production Tax credit*” (PTC) [9] e a competitividade de energias baratas como o gás natural.

Na China, os crescentes desequilíbrios económicos podem afetar a capacidade de investimento dos bancos chineses, num dos setores prioritários nacionais ou seja as renováveis.

Apesar destas dificuldades, o setor da energia eólica registou um crescimento do mercado anual de 6% em 2011, com o crescimento da capacidade instalada superior a 20%. Um dos principais fatores do crescimento de energia eólica, nos últimos três anos, tem sido o apoio dos investimentos através de capitais públicos, introduzindo pacotes de incentivo.

Como se pode constatar pela Figura 2.1, o investimento global de energia limpa atingiu um novo recorde de 260 mil milhões de dólares em 2011. Este valor demonstra um

marco importante para o setor da energia, visto que entre 2004 e 2008, existiu um crescimento médio de 37%, com um abrandamento em 2009 devido a recessão. No ano de 2011 o investimento efetuou-se maioritariamente em projetos de larga dimensão, como parques eólicos, solares e Biomassa.

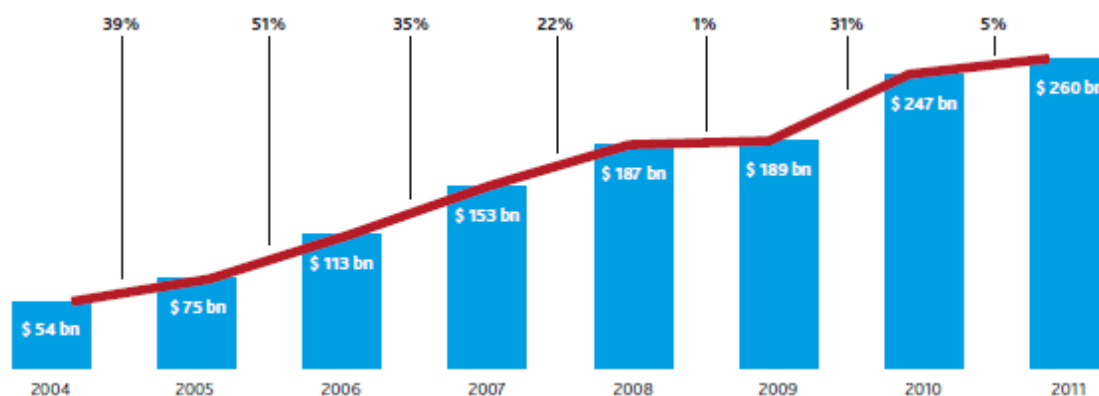


Figura 2.1 – Total de novos investimentos de Energia Limpa mundial 2004-2011 (US\$ Bn) [7]

De acordo com a AIE, é necessário um investimento mundial nas estruturas de transporte da energia de 38 mil milhões de dólares (valores de 2010) no período 2011-2035 para sustentar o crescimento de energias renováveis. Praticamente dois terços do investimento total são realizados em países fora da OCDE[10].

Entre 2011 e 2016 é expectável a instalação de mais 255 GW em energia eólica no mundo. Atendendo a esta previsão de crescimento e aos objetivos governamentais dos países para as energias eólicas, os novos investimentos para acompanhar este processo dependem diretamente das medidas de incentivo dos próprios governos, em que a volatilidade do preço global do petróleo será um obstáculo que irá dificultar o retorno sobre os investimentos, investimento este que tem de ser viável para o desenvolvimento de novos projetos.

2.1.2 Energia eólica mundial

No mundo existem três regiões que lideram o mercado eólico, sendo estes a Europa, América do Norte e Ásia conforme podemos constatar pela Figura 2.2.

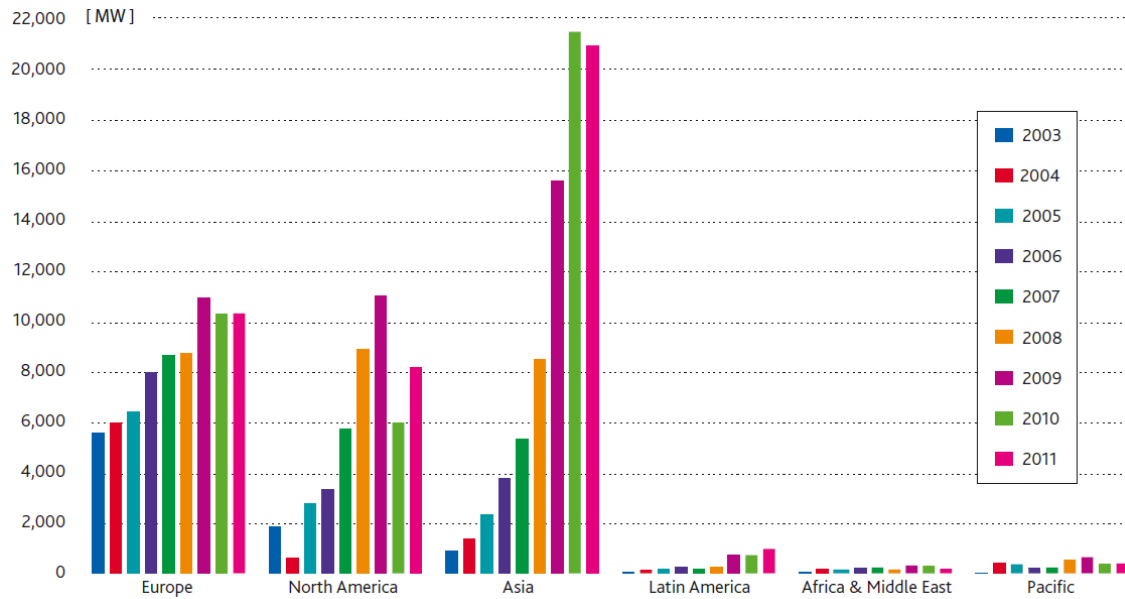


Figura 2.2 – Potência eólica instalada no mundo por região desde 2003 [7]

Pela Figura 2.3, pode observar-se que no ano de 2011, comparativamente a 2010, a energia eólica mundial cresceu cerca de 6%, com uma instalação de 40,5 GW, que representou um investimento aproximado de 68 mil milhões de dólares. Este crescimento faz com que no final de 2011 exista uma potência acumulada de 238 GW (Figura 2.4), valor esse que traduz um crescimento acumulado superior a 20%.

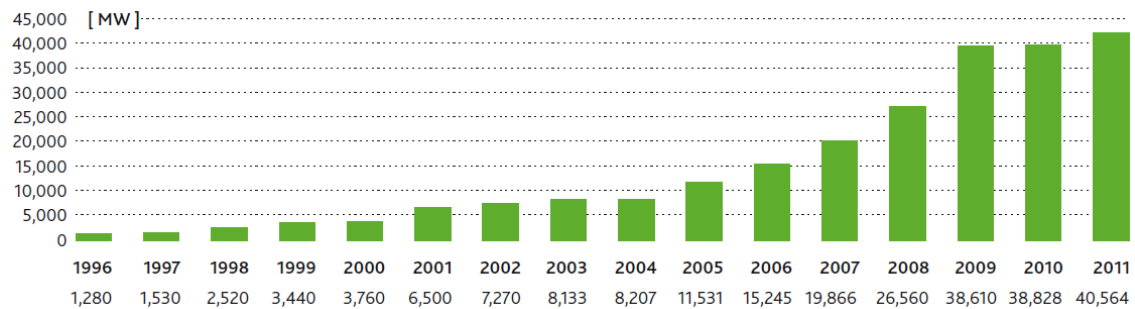


Figura 2.3 – Potência eólica global instalada de 1996 a 2011 [7]

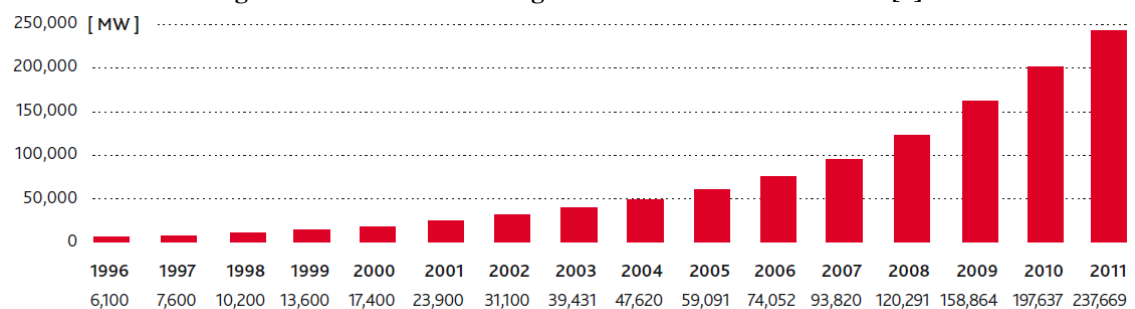


Figura 2.4 – Potência eólica global acumulada de 1996 a 2011 [7]

Segundo a GWEC [7], os Estados Unidos da América efetuaram uma recuperação considerável face ao ano 2010, o Canadá teve um ano record em instalações de energia eólica e a Europa segue o seu caminho para cumprir a meta europeia 20-20-20².

As instalações “*offshore*” na Europa decresceram significativamente no passado ano, mas ainda assim verificou-se um crescimento na Roménia, Polónia, Turquia e de uma forma mais relevante, na Alemanha. Este crescimento refletiu-se numa motivação extra para o apoio das energias renováveis em detrimento da energia nuclear.

As potências asiáticas, China e Índia, são os principais motores do crescimento global do mercado eólico, nos últimos anos. Contudo, na China, o crescimento de dois e três dígitos podem chegar ao fim devido à falta de legislação e infraestruturas de ligação à rede. Ainda assim representam 43% do mercado mundial. A Índia com um record em novas instalações em 2011, juntamente com a China, obtém 50% do mercado global da energia eólica instalado em 2011.

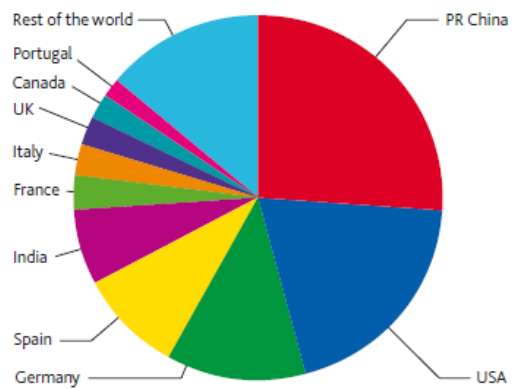
A Índia, com o terceiro lugar em termos de mercado anual e com a posição consolidada em 2011, é provável que com a sua marcha de energia acumulada supere a Espanha no quarto lugar até final de 2013.

No hemisférico ocidental, o Brasil e o México serão os mercados de maior crescimento para os próximos anos.

No continente africano, a África do Sul decidiu finalmente tomar a decisão de entrar no mercado eólico, em que os primeiros dos 634 MW de projetos eólicos anunciados em dezembro passado terão início no final de 2012.

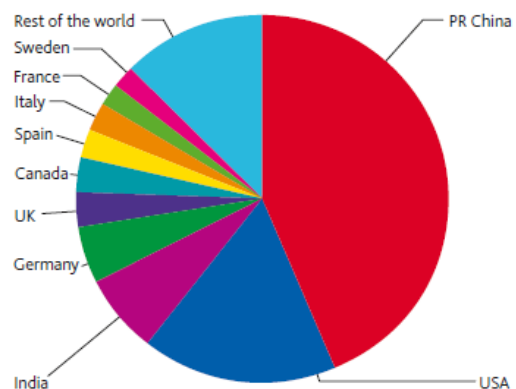
A situação no final de 2011 para os 10 países com mais potência instalada a nível mundial, assim como os 10 países que mais potências instalaram durante esse ano podem observar-se na Figura 2.5 e Figura 2.6.

² Pacote Energia Clima 20-20-20.



Country	MW	% SHARE
PR China	62,364	26.2
USA	46,919	19.7
Germany	29,060	12.2
Spain	21,674	9.1
India	16,084	6.8
France**	6,800	2.9
Italy	6,737	2.8
UK	6,540	2.7
Canada	5,265	2.2
Portugal	4,083	1.7
Rest of the world	32,143	13.5
Total TOP 10	205,526	86.5
World Total	237,669	100.0

Figura 2.5 – Potência acumulada em 2011 [7]



Country	MW	% SHARE
PR China	17,631	43
USA	6,810	17
India	3,019	7
Germany	2,086	5
UK	1,293	3.2
Canada	1,267	3.1
Spain	1,050	2.6
Italy	950	2.3
France**	830	2.0
Sweden	763	1.9
Rest of the world	4,865	12.0
Total TOP 10	35,699	88
World Total	40,564	100.0

Figura 2.6 – Potência instalada em 2011 [7]

Em 2011, o maior número de instalações de energia eólica efetuou-se fora dos países da OECD, sendo este facto uma tendência que se deverá manter no futuro próximo.

2.1.3 Previsão do crescimento da energia eólica 2012-2016

A GWEC [7] prevê uma taxa de crescimento anual do mercado mundial em cerca de 8% para os próximos cinco anos, com um forte aumento para 2012 e uma descida acentuada em 2013. Prevê-se que seja instalado uma potência de 255 GW entre 2012 e 2016, e que a taxa de crescimento médio acumulado seja abaixo dos 16%. Este valor bastante abaixo da média dos últimos 15 anos (28%) é derivado em grande parte ao clima de crise instaurado em várias regiões.

No final de 2016, prevê-se que a potência eólica total instalada no mundo seja de aproximadamente 500 GW, onde figuram 60 GW instalados nesse ano. A Figura 2.7, ilustra a tendência de mercado entre 2011 e 2016.

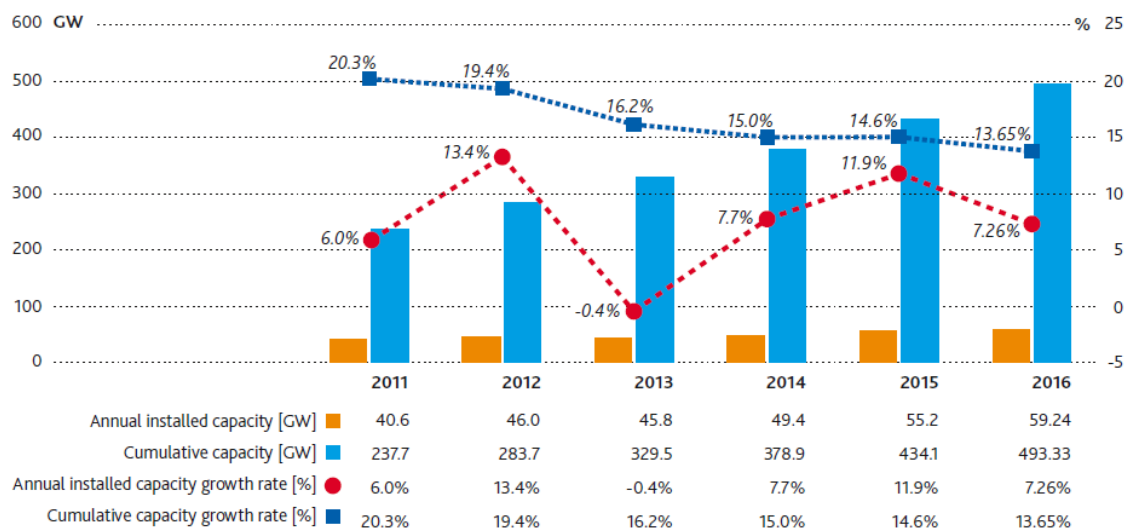


Figura 2.7 – Previsão do mercado eólico 2011-2016 [7]

2.1.4 Energia eólica na Europa

Segundo a “*European Wind Energy Association*” (EWEA) [11], o total de energia eólica acumulada no final de 2011 foi de 96,6 GW dos quais 93,95 GW nos países da UE.

Esta evolução deu início aos objetivos de desenvolvimento das energias renováveis traçados pela União Europeia, pela Diretiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do conselho de 27 setembro de 2001, conhecida como diretiva das renováveis.

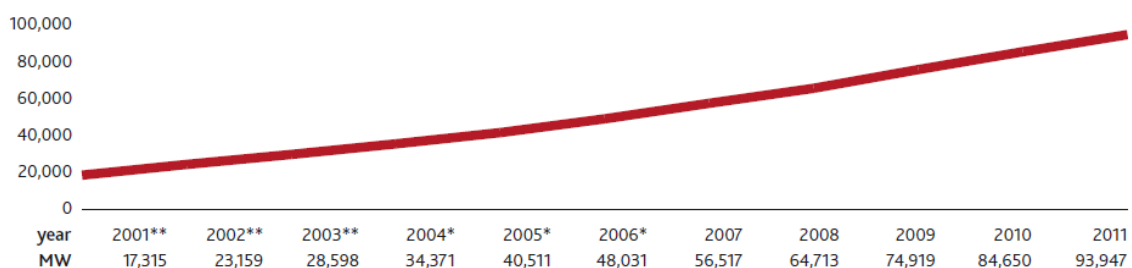


Figura 2.8 – Potência eólica acumulada na UE [7]

Durante o ano de 2011 foi instalado por toda a Europa um total de 10.281 MW, dos quais 9.616 MW em países pertencentes à UE, muito similar aos 9.648 MW instalados em 2010. Dos 10.281 MW instalados na Europa, 9.415 MW foram instalações “*onshore*” e 866 MW “*offshore*”, fazendo cair ligeiramente as instalações de “*offshore*”

-1.9%. Foi efetuado um investimento total de 12,6 mil milhões de euros, dos quais €10,2 mil milhões (74%) em instalações “*onshore*” e 2,4 mil milhões de euros (26%) em instalações “*offshore*”.

Quanto à instalação anual no ano de 2011 nos países da UE (Figura 2.9), a Alemanha foi o país que instalou mais potência eólica, perfazendo um total de 2.086 MW. Em segundo lugar o Reino Unido com 1.293 MW (dos quais 752MW em “*offshore*”), seguido da Espanha (1.050 MW), Itália (950 MW), França (830 MW), Suécia (763 MW) e Roménia (520 MW).

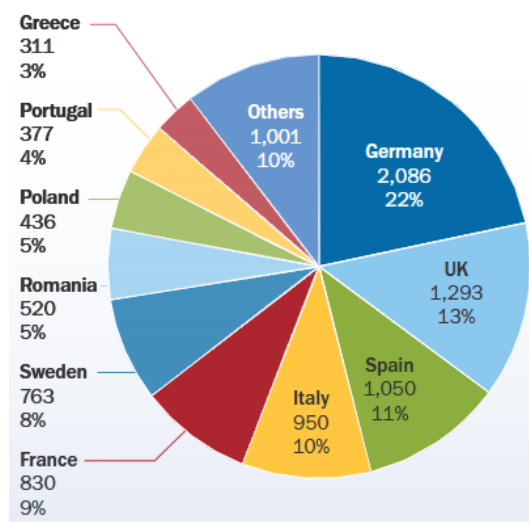


Figura 2.9 – Potência eólica instalada durante 2011 nos Países da UE.[11]

A capacidade eólica instalada no final de 2011, num ano com as condições climatéricas normais, será capaz de produzir 204 TWh. Esta produção é suficiente para satisfazer 6,3% do consumo de energia elétrica total da Europa, superando assim os 5,3% de 2010. Sendo Portugal o terceiro país do mundo com 15,6% de consumo de energia elétrica proveniente de energia eólica, como pode constatar-se pela Figura 2.10.

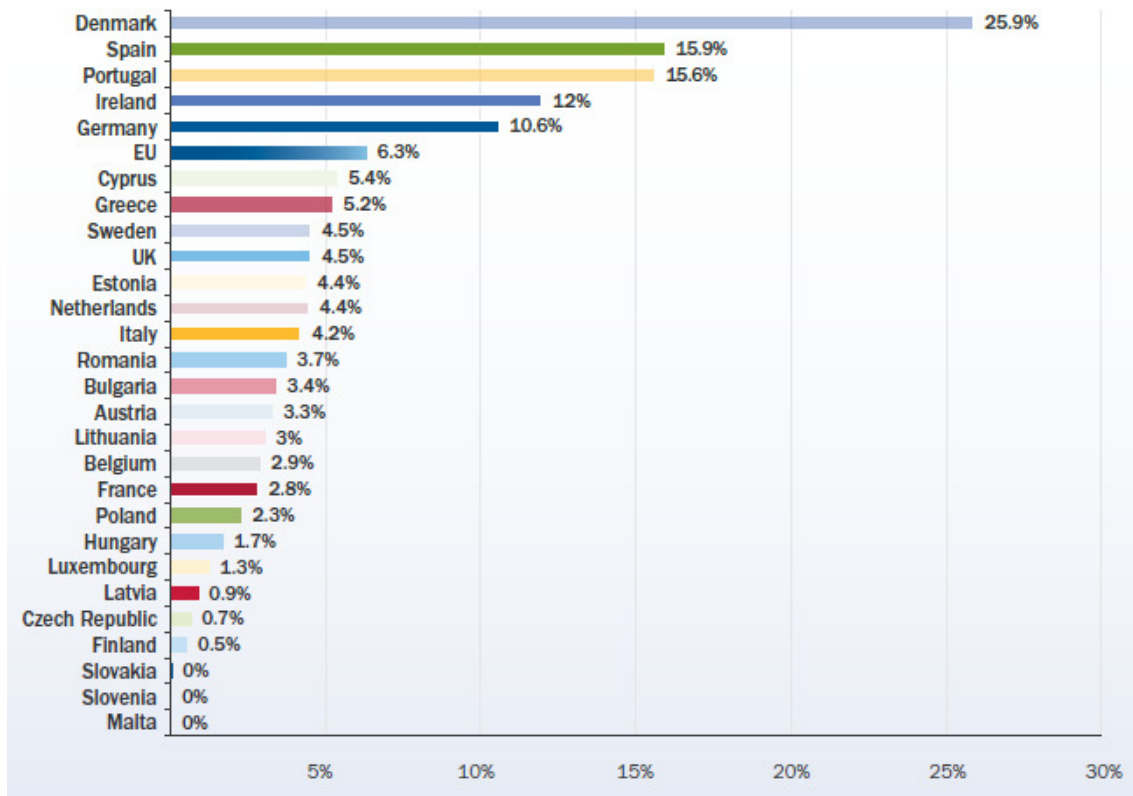


Figura 2.10 – Percentagem de energia eólica no consumo de energia elétrica mundial [11]

O ano de 2011, também foi um ano record para novas instalações de produção de energia elétrica, com 44,9 GW de nova capacidade adicionada à rede, que equivale a um aumento de 3,9% em relação a 2010. Foram instalados 21.000 MW de energia solar (que representa 46,7% do total instalado), seguido por instalações de tecnologia a gás com 9.718 MW (21,6%) e energia eólica com 9.616 MW (21,4%), representando estas três tecnologias aproximadamente 90% da capacidade instalada, conforme se pode verificar na Figura 2.11. Comparativamente com as outras tecnologias, carvão instalou 2,2 GW (4,8%), fuel 700 MW (1,6%), hídrica 607 MW (1,3%) e CSP³ 472 MW (1,1%). As restantes tecnologias representam menos de 1% de nova potência instalada.

³ Concentrated solar power

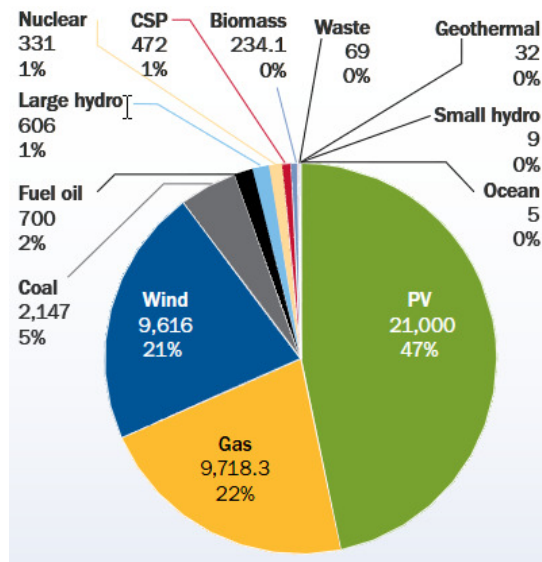


Figura 2.11 – Total de potência instalada em 2011 na EU [11]

Houve também em 2011 centrais que foram desativadas, tendo sido desligada uma potência de 6,3 GW de capacidade nuclear, 934 MW de gás, 840 MW de carvão, 216 MW de eólica, e retirado de serviço mais de 1 GW em fuel. Simultaneamente, mais gerações de energias renováveis foram instaladas na UE, com 32,1 GW de nova geração em renováveis, representando 71,3% de novas instalações repartidas conforme se pode observar na Figura 2.12.

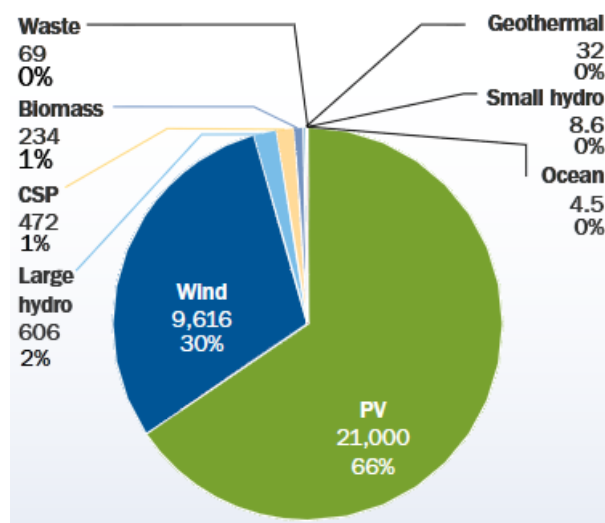


Figura 2.12 – Total de potência instalada em energias renováveis no ano de 2011 [11]

Na Figura 2.13, representativa de 1995 a 2011, pode verificar-se o crescimento das instalações de energias renováveis. No ano 2000 com 3,5 GW, representava 20.7% de novas instalações, aumentando para 23,3 GW (53,8%) em 2010 e 32 GW (71,3%) em 2011.

Desde o ano 2000, novas centrais tem vindo a ser instaladas perfazendo estas um total de 302,6 GW. Desta potência a energia eólica absorveu 28,2%, as energias renováveis totalizam 47,8% e as energias renováveis e gás combinado representam 90,8%.

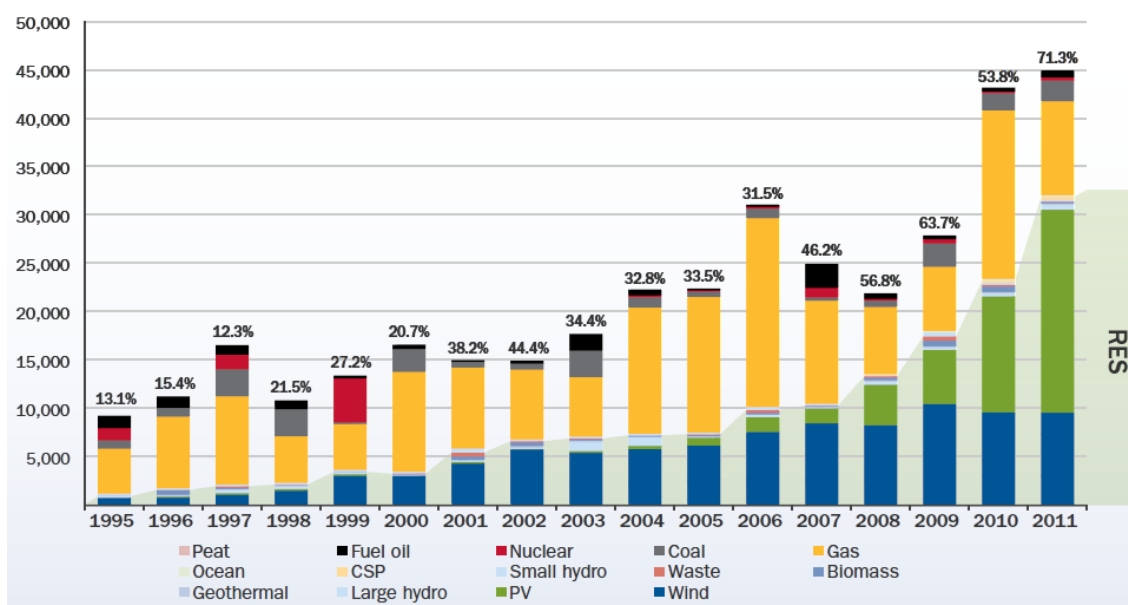


Figura 2.13 – Potência instalada na UE de 1995 a 2011 [11]

2.1.5 Energia eólica em Portugal

A falta de recursos naturais em Portugal para a produção de energia elétrica, nomeadamente carvão e gás natural, e com os recursos de carvão quase extintos, surge a necessidade do país procurar energias alternativas, onde possa tornar-se energeticamente mais autónomo. Este facto acrescido das novas políticas da união europeia relativamente à redução de gases de efeito de estufa, despoletaram a utilização de energias de fontes renováveis.

Em 1988 foi publicada a primeira legislação (Decreto-Lei n.º 189/88 de 27 de Maio) que regulava a produção de energia elétrica pelos produtores independentes.

A potência instalada em cada central foi limitada a um máximo de 10 MVA, impondo-se a utilização das chamadas energias renováveis, do carvão nacional e ainda de resíduos de origem industrial, agrícola ou urbana [12].

No entanto, devido a ser uma tecnologia ainda em desenvolvimento e aliando a um conhecimento limitado do potencial eólico, tornou difícil a avaliação do risco por parte dos potenciais produtores, não se verificando nesta altura grande investimento nesta área [13].

Atualmente a energia eólica em Portugal é totalmente distinta, podendo apontar como principais causas de crescimento e desenvolvimento as seguintes medidas:

- Restruturação do setor elétrico, iniciada em 1995, com estabelecimento do Sistema Elétrico de Abastecimento Público (SEP), para prestação do serviço público, e do Sistema Elétrico Independente (SEI), estruturado segundo uma lógica de mercado, verificando-se conseqüente o fim da situação de monopólio detido pela EDP [12].
- Publicação de várias legislações com o fim de promover o desenvolvimento das energias renováveis, nomeadamente o Decreto-Lei nº189/88, nº168/99, nº339-C/2001, n.º 33-A/2005, 225/2007 e 51/2010 [6].
- Aplicação de várias diretivas vindas do Parlamento Europeu, iniciada pela diretiva 2001/77/CE [14], que indicou como meta para 2010 um consumo de 39% em energias renováveis. Atualmente preside a resolução do conselho de Ministros n.º 29/2010, que aprova a estratégia nacional para a energia 2020 (ENE 2020) [2].

A Figura 2.14 demonstra a evolução da potência eólica ligada ao sistema elétrico português.

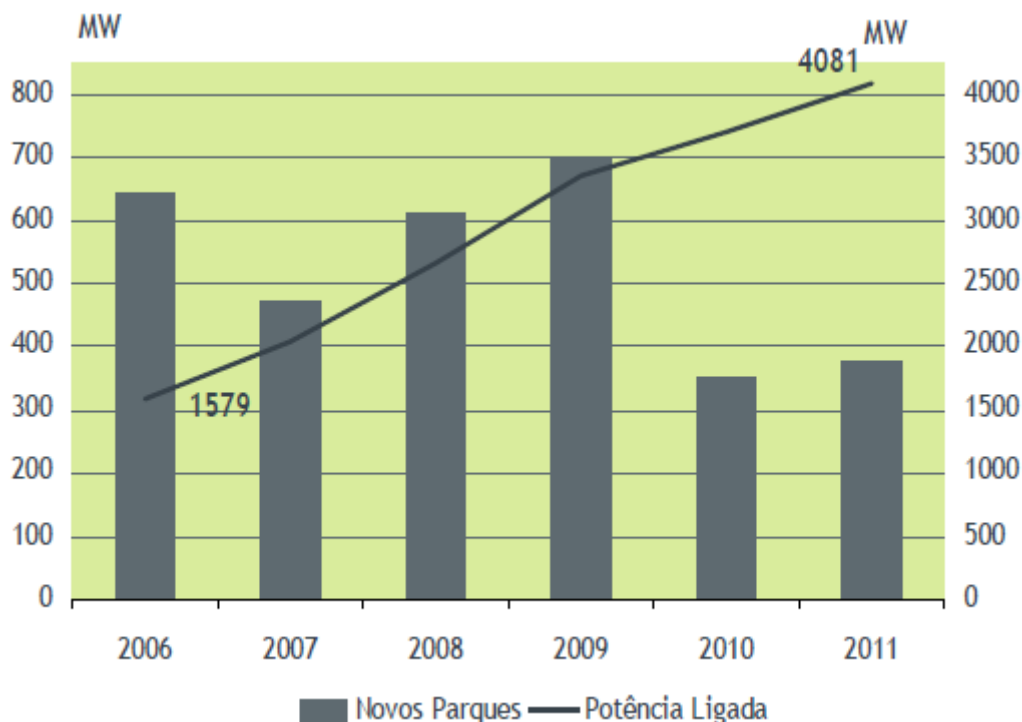


Figura 2.14 – Evolução da energia eólica em Portugal [15]

Em 2011 a potência eólica ligada à rede pública aumentou 375 MW, totalizando no final do ano 4081 MW, correspondentes a uma potência instalada de 4603 MVA.

Da potência eólica ligada atualmente à rede pública, 47% está ligada à Rede de Transporte e 53% à Rede de Distribuição. A potência eólica representava 22% da potência total ligada no Sistema Elétrico Nacional, no final de 2011. A soma de todas as fontes de energia renovável constitui 54% da potência total [15].

Processo de remuneração para energias renováveis em Portugal

Atualmente, o sistema remuneratório para as energias renováveis encontra-se de acordo com o estabelecido pelo decreto-lei n.º 225/2007 (retificado pela declaração n.º 71/2007⁴.DR 141 Série I de 24-07-2007) e alterado pelo decreto-lei n.º 51/2010⁵, de 20 de Maio.

⁴ Altera a fórmula de cálculo de remuneração das energias renováveis.

O presente decreto-lei contempla as várias medidas de estratégia nacional para a energia na área das energias renováveis, tais como a avaliação dos critérios de remuneração da energia elétrica produzida. Considera também as especificidades tecnológicas e critérios ambientais, a valorização da biomassa florestal e a agilização dos mecanismos de licenciamento, eliminando todos os obstáculos burocráticos reputados como desnecessários. Este decreto-lei refere além as várias formas de energia renováveis, contudo irá apenas ser focalizado o capítulo da eólica.

O decreto-lei em vigor, define a fórmula de cálculo de remuneração entregue à rede pública pelos produtores em regime especial (PRE), apresentada na equação (1.1):

$$VRD_m = \{KMHO_m \cdot [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m] + PA(VRD)_m \cdot Z\} \cdot \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \cdot \frac{1}{(1-LEV)} \quad (1.1)$$

Sendo que:

VRD_m : Remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m;

$KMHO_m$: Coeficiente modula os valores de $PF(VRD)_m$, de $PV(VRD)_m$ e de $PA(VRD)_m$ em função do posto horário em que a eletricidade tenha sido fornecida;

$PF(VRD)_m$: Parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m;

$PV(VRD)_m$: Parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m;

$PA(VRD)_m$: Parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m;

Z : Coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada;

IPC_{m-1} : Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês m-1;

IPC_{ref} : Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de eletricidade à rede pela central renovável;

⁵ Estabelece um novo enquadramento jurídico para o sobreequipamento em centrais eólicas.

LEV : Representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável.

O decreto-lei define que as centrais eólicas que atinjam o limite de 33 GWh produzidos e entregues à rede ou 15 anos a contar do seu início de fornecimento, passarão a ser remuneradas pelo seu fornecimento de energia elétrica a preços de mercado de energia, acrescidas da receita obtida através da venda de certificados verdes.

A legislação define ainda para as centrais eólicas, uma renda de 2,5% das receitas provenientes da venda da energia elétrica, coletadas pelas autoridades municipais da região [16] [17] [18].

Certificados Verdes

Os certificados verdes têm como objetivo promover o uso de energia elétrica através da produção de fontes de energia renovável (E-FER). Conforme pode constatar-se pela Figura 2.15, a produção através de fontes de energia renovável tem dois mercados distintos. Um mercado onde o produtor vende a sua energia no mercado de energia elétrica, e outro através de um conjunto de benefícios ambientais e sociais que tomam a forma de certificados verdes.

Os certificados verdes podem ser transacionados, em mercado próprio, incrementando assim à venda de energia elétrica uma receita adicional. Num Sistema de Certificados Verdes transacionáveis, os produtores de E-FER recebem um certificado verde por cada MWh de energia elétrica que produzem, isto quer dizer que cada certificado verde representa a prova de produção de um MWh de E-FER [19].

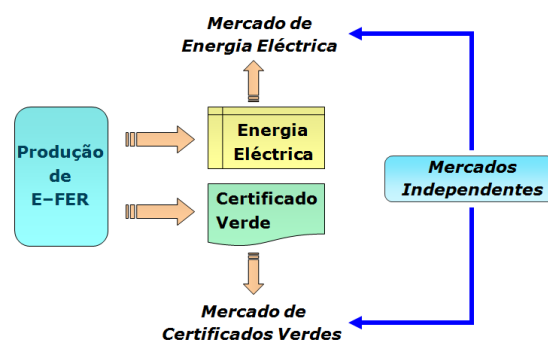


Figura 2.15 – O mercado da energia elétrica e o mercado dos certificados verdes [20]

De acordo com a lei em vigor⁶, os produtores apenas podem beneficiar da transação dos certificados verdes de dois modos: pelo fim de prazo limite de exploração⁷, passando assim para o mercado livre, ou por intenção própria deixar de beneficiar do regime de remuneração à tarifa subsidiada, tendo para isso de comunicar a DGGE⁸ com 60 dias de antecedência.

Contudo de acordo com o referido na Diretiva 2001/77/CE, as tecnologias que poderão receber certificados verdes, estão limitadas às seguintes E-FER: Energia Eólica, Energia Solar, Energia Geotérmica, Energia das Ondas e Marés, Biomassa (fração biodegradável) e a energia elétrica proveniente das centrais Mini-hídricas (com potência instalada inferior a 10 MW) [21].

A Figura 2.16, demonstra o princípio de funcionamento de um sistema de certificados verdes [19], baseado numa obrigação de compra de E-FER, tendo por objetivo atingir uma determinada quota de produção de E-FER.

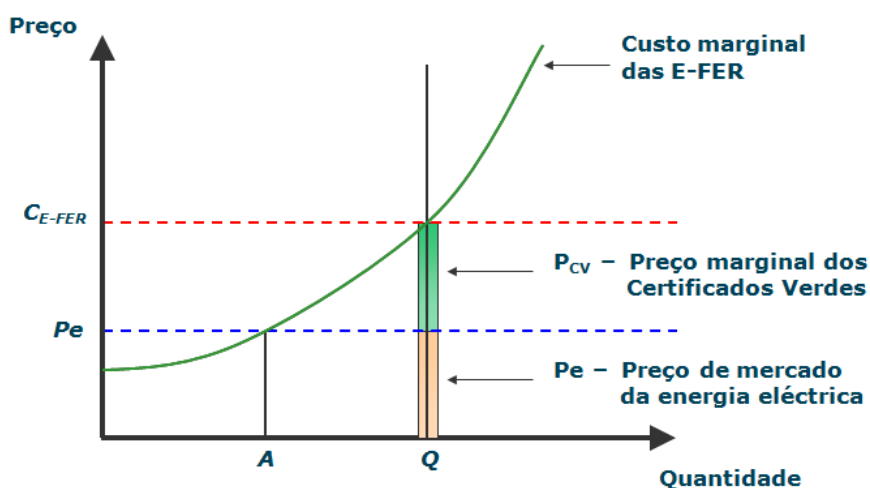


Figura 2.16 – Princípio de funcionamento de um sistema de certificados verdes [20]

Deste modo a procura de certificados verdes é estabelecida em função da quantidade de certificados verdes necessária para cobrir a quota de E-FER e que a oferta de certificados verdes é determinada em função do custo de produção de cada tecnologia de E-FER.

⁶ Decreto-lei nº225/2007 e Decreto-lei nº33-A/2005.

⁷ Limite de 33 GWh entregues à rede, por megawatt de potência de injeção na rede atribuído até ao limite máximo dos primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede.

⁸ Direção Geral Geologia e Energia.(DGGE) – Atualmente DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia.

A intersecção da oferta com a procura estabelece o custo marginal de produção de E-FER (C_{E-FER}) que satisfaz a procura. Assim sendo, o preço marginal dos certificados verdes é dado pela seguinte expressão (1.2):

$$P_{CV} = C_{E-FER} - Pe \quad (1.2)$$

Sendo que:

P_{CV} : Preço marginal dos certificados verdes;

C_{E-FER} : Custo Marginal da Produção E-FER;

Pe : Preço de Mercado da Energia Elétrica.

Pela análise da Figura 2.16, até ao ponto (A), os produtores de E-FER não necessitarão obrigatoriamente de entrar no mercado de certificados verdes uma vez que conseguem concorrer com os produtores em regime ordinário, dado o seu custo de produção ser inferior ao preço de mercado de energia elétrica. A partir do ponto A, os produtores de E-FER têm custos de produção superiores ao preço de mercado da energia elétrica, pelo que será necessário um valor adicional ao da venda de energia elétrica de forma a garantir uma operação rentável, sendo esse valor adicional dado pelos certificados verdes [19].

Estratégia Política Energética em Portugal

A Estratégia Nacional de Energia 2020 (ENE2020) estabelece cinco eixos prioritários para levar Portugal à liderança global da revolução energética [4]:

1. Competitividade, com o crescimento e independência Energética e Financeira do País;
2. Energias renováveis, de forma a obter delas 31% de toda a energia e 60% da eletricidade consumida em Portugal em 2020. No caso da eólica pretende-se a concretização da potência já atribuída de 2000 MW até 2012, na exploração do potencial de sobre-equipamento e no desenvolvimento de novos concursos que permitam atingir 8.500 MW em 2020, tendo em conta a evolução da procura de

- eletricidade, da entrada dos veículos elétricos e da viabilidade técnica e económica das tecnologias eólicas offshore [2].
3. Eficiência energética, fortalecendo o objetivo proposto de reduzir o consumo da energia final em 10% até 2015 e 20% em 2020.
 4. Segurança de abastecimento, através da diversificação do “mix” energético, quer no que diz respeito às fontes quer às origens do abastecimento.
 5. Sustentabilidade da estratégia energética, promovendo a redução de emissões e a gestão equilibrada dos custos e dos benefícios da sua implementação.

Impacto económico de E-FER⁹ no custo adicional da fatura

Foi realizado um estudo pela “Associação Portuguesa de Energias Renováveis” (APREN) [5], num espaço temporal entre 2005 e 2010, com o objetivo de desmistificar a diferença de custos da E-FER face ao custo da Produção em Regime Ordinário (PRO). Neste estudo compara-se o custo final da E-FER com o preço médio do mercado grossista, preço este que não reflete a totalidade dos custos da PRO. A Figura 2.17 demonstra as parcelas associadas aos custos de cada tecnologia.

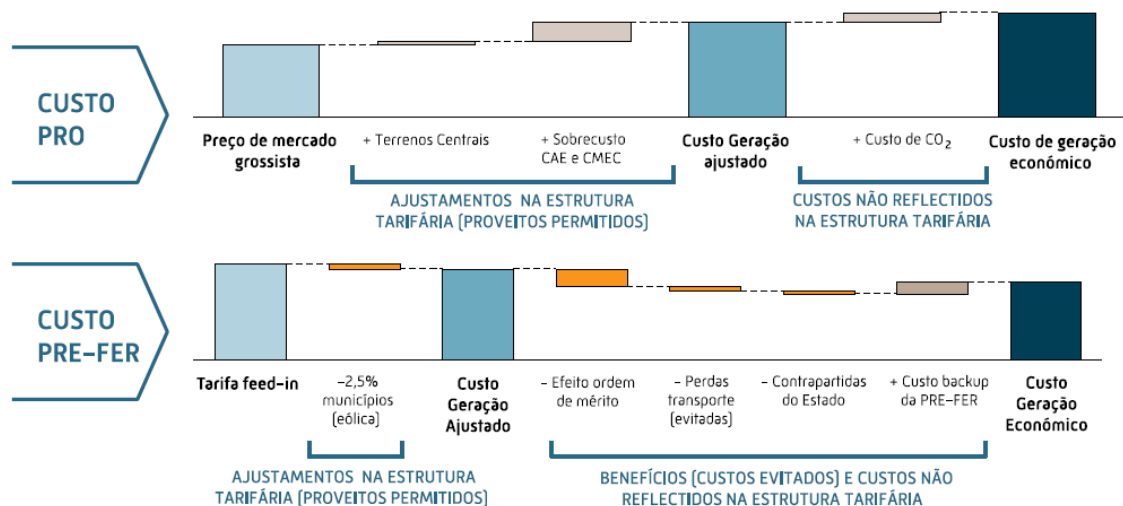


Figura 2.17 – Ajustamento ao custo de geração [5]

Os acertos ao nível da PRO referem-se à inclusão de valores recebidos dos produtores em regime ordinário que não estão refletidos nos preços do mercado grossista. Como

⁹ Produção de fontes de energia renovável.

pode observar-se na Figura 2.17, esses acertos devem-se ao custo das rendas dos terrenos das centrais, ao valor das licenças de CO₂ e de sobrecusto relativo aos contratos de aquisição de energia da PRO, denominados CAE (Contratos de Aquisição de Energia) e CMEC (Contratos de Manutenção do Equilíbrio Contratual) que fixam uma remuneração garantida para a PRO.

Quanto à produção por fontes de energia renovável, os acertos deduzem ao custo total as parcelas de custos extra ou benefícios da E-FER não contabilizados nas tarifas fixas, especificamente: o pagamento obrigatório da renda de 2,5% das centrais eólicas aos Municípios¹⁰, o efeito da ordem de mérito, resultante da diminuição do preço de mercado devido à deslocação da curva de oferta derivado à entrada de ofertas de energia; as perdas evitadas na rede de transporte; contrapartidas pagas ao Estado nos últimos concursos de atribuição de potência e cujas receitas foram retiradas do sistema elétrico e o custo de back up do sistema, isto é, o custo de energia de reserva para fazer face às oscilações na produção da E-FER.

A Figura 2.18 demonstra a junção das duas tecnologias, com o diferencial de custo entre ambas.

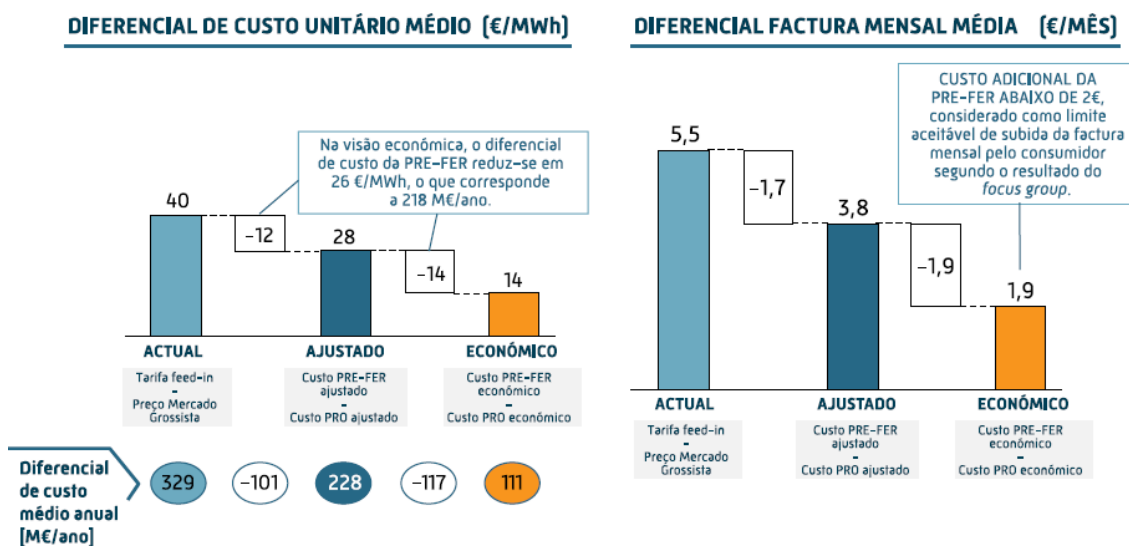


Figura 2.18 – Diferencial de custo unitário médio e fatura mensal média [5].

Efetuando o ajustamento de ambas as tecnologias, o diferencial de custo da E-FER em comparação com o da PRO passa dos 40 €/MWh para 14 €/MWh, ou seja, de um custo

¹⁰ De acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 225/2007.

médio anual total de 329 M€ para 111 M€. O impacto na fatura média mensal de um consumidor doméstico corresponde a 1,9 €.

De acordo com o previsto na Diretiva 2009/29/CE do CELE (Comércio Europeu de Licenças de Emissão), a atribuição de licenças de emissão de GEE¹¹ às centrais electroprodutoras de origem térmica são gratuitas. Porém, de acordo com as regras da nova Diretiva CELE, esta situação deixará de se verificar no período 2013-2020, passando o setor electroprodutor a ser o único para o qual não haverá atribuição de licenças gratuitas [22]. Com esta medida no modelo efetuado pela APREN, teria de ser deduzido o valor das receitas da venda das licenças de CO₂ a parcela de E-FER.

2.1.6 Energia eólica em Espanha

De acordo com a “*Asociación Empresarial Eólica*” (AEE) [23], em Espanha, a energia eólica é a terceira fonte de geração de energia elétrica, depois de gás e nuclear. Em 2011 a energia eólica cobriu 15,75% da procura de energia elétrica do país, com uma produção de 42 TWh. A Espanha é o quarto país no mundo com mais potência eólica instalada, sendo apenas ultrapassada pelos EUA, Alemanha e China. No ano de 2011, contabilizou mais 1.050 MW em novas instalações eólicas, perfazendo um total acumulado no final de 2011 de 21.673 MW.

Processo de remuneração para energias renováveis em Espanha

Em 2010, existiu um crescimento de instalação de várias tecnologias como a eólica, a térmica e a solar, ultrapassando assim as metas previstas no Plano de Energias Renováveis 2005-2010. Como todas estas instalações estavam incluídas no regime especial, resultou que os subsídios para a tecnologia solar ascenderam para 2 mil milhões de euros em 2010, existindo ainda uma previsão de aumentar mais 2 mil milhões de euros por ano a partir de 2014. Apesar das medidas urgentes tomadas no Real Decreto-Lei n.º 14/2010 para reduzir este custo, estas não têm sido suficientes para atingir a meta estabelecida no Real Decreto-Lei n.º 6/2009, que prevê a eliminação deste défice na tarifa até 2013.

¹¹ Gases do Efeito de Estufa (GEE).

Por outro lado, os objetivos de potência para 2020, incluída no recente e aprovado Plano de Energias Renováveis, permitiu que o governo Espanhol definisse o rumo da futura produção de eletricidade a partir de fontes renováveis. Além disso, a capacidade de geração instalada atualmente é suficiente para atender a demanda esperada para os próximos anos.

Derivado destes problemas e da complexa situação económica atual, a recomendação do governo é de suspender temporariamente os subsídios para a construção de novas instalações em regime especial, até que haja uma solução para o défice tarifário e um novo mecanismo de remuneração de mercado para incentivar a redução de custos [24].

Dadas as questões acima descritas, no dia 28 de Janeiro de 2012, foi publicado um novo decreto lei – “*Real decreto – ley 1/2012*” [25], que têm como principal objetivo eliminar os incentivos financeiros para as instalações de produção em regime especial e para instalações de produção em regime ordinário que utilizam tecnologias semelhantes às incluídas no regime especial, que até dia 28 de Janeiro de 2012, não tenham sido registadas para adquirir os benefícios. Assim sendo elimina-se os valores das tarifas reguladas, prémios e limites estipulados no Real Decreto 661/2007, de 25 de maio de 2007, que regulamenta as instalações de produção em regime especial e os suplementos de eficiência e potência reativa [26]. Porém o presente Real Decreto lei mantém a remuneração fixa no sistema legal para as instalações operacionais e aquelas que se inscreveram no registo de pré-alocação.

Para as existentes mantem-se o Real decreto-ley 661/2007, que apresenta duas opções de remuneração alternativas:

- i. A taxa fixa de 79,084 €/MWh;
- ii. Um prémio variável adicionado ao preço de mercado final, com um máximo de 91,737 €/MWh, um mínimo de 76,975 €/MWh e um prémio de referência de 20,142 €/MWh.

Este sistema tarifário (i ou ii) é considerado pela Comissão Europeia como o mais eficiente para as energias renováveis, relativamente aos existentes na Europa [23].

De acordo com a Comissão Nacional de Energia, a tarifa média de remuneração em Espanha, foi de 87 €/MWh (preço de mercado + prémio), enquanto o preço de mercado teve um valor médio de 49,93 €/MWh [7].

2.1.7 Energia eólica na Alemanha

A Alemanha continua a liderar a Europa como o país com mais potência eólica instalada (29.060 MW). Em 2011, o país adicionou 2.086 MW, incluindo 108 MW de instalações “*offshore*”, recuperando assim da crise económica de 2010, com um crescimento de 30% durante o ano de 2011. Com uma produção de energia eólica, de 48 TWh em eletricidade no ano de 2011, representou 7,8% do consumo de energia do país. Do total, de eletricidade gerada a partir de fontes renováveis na Alemanha em 2011, 20% é eólica [7].

Processo de remuneração para energias renováveis na Alemanha

A reformulada, “*Renewable Energy sources Act*” (EEG¹²), entrou em vigor em 1 de Janeiro 2012, continuando a oferecer apoio estável para a energia eólica “*onshore*”, e melhorando as condições de apoio para a energia eólica “*offshore*”, na tentativa de suportar, com estas medidas, o crescimento eólico na Alemanha.

A EEG, definiu como objetivo um consumo final de energia elétrica através de energia renováveis com um mínimo de 35% para 2020 e 80% até 2050.

A tarifa inicial para a energia eólica “*onshore*” é paga pelo menos por cinco anos, dependendo das condições do local, mantida em 89,3 €/MWh. A tarifa básica permanece em 48,7 €/MWh. Além disso, foi implementado adicionalmente um bônus, para turbinas com tecnologia avançada, fixado em 4,8 €/MWh e um bônus de 5 €/MWh, pela substituição de turbinas antigas por novas.

A reforma efetuada pela EEG, também criou as condições para venda direta de energia renovável no mercado liberalizado, com a introdução de uma “*feed.in-premium*” (“*Marktprämie*”). Em fevereiro de 2012, mais de 18.000 MW de energia renovável, incluindo mais de 16.500 MW de capacidade eólica, já optou pela “*feed.in-premium*” [7].

2.1.8 Energia eólica na China

A China lidera o mercado mundial de energia eólica, adicionando no ano de 2011 17.630,9 MW de nova capacidade eólica, cimentando assim o seu lugar, com um total de 62.364,2 MW acumulado no final de 2011. Tendo a China um dos maiores sistemas elétricos do planeta, com uma capacidade instalada estimada de 1.060 GW no final de 2011, a energia eólica representa um pouco mais de 1,5% desse sistema. Contudo, segundo um estudo da “*National Wind Resource Investigation*”, a China com os seus elevados recursos em termos de área de terreno e costa marítima, tem um potencial de instalações “*onshore*” entre 1.000 e 4.000 GW, “*offshore*” 500 GW com águas de profundidade entre 5 e 50 m [7].

¹² “*Erneuerbare-Energien-Gesetz*” (EEG), em inglês “*Renewable Energy sources Act*”.

Processo de remuneração para energias renováveis na China

A China tem um sistema de tarifa fixa para remuneração dos produtores eólicos, dividida em quatro categorias para projetos eólicos “*onshore*”, que de acordo com a região será aplicada a referente tarifa. As áreas com melhores recursos eólicos tem uma tarifa mais baixa, enquanto que nas zonas com menos recursos eólicos, a tarifa será mais alta. As tarifas por kWh são fixadas em 0,51 Yuan¹³ (65 €/MWh), 0,54 Yuan (69 €/MWh), 0,58 Yuan (74 €/MWh) e 0,61 Yuan (77 €/MWh). Comparando com a taxa paga pela eletricidade a carvão, 0,34 Yuan (43 €/MWh), os parques eólicos tem uma bonificação mais elevada [27].

De acordo com a “*National Development and Reform Commission*” (NDRC), as tarifas sobre os parques “*offshore*”, são determinadas separadamente no processo de construção [28].

¹³ O *Yuan* é a moeda oficial da República Popular da China (1 *Yuan* = 0,127710432 Euros) a data de 1/08/2012.

2.2 Enquadramento do setor elétrico nacional

No final do século XVI, a eletricidade era apenas vista como um fenómeno de curiosidade e pouca aplicação. Porém, o progresso ocorrido no século XIX, com aparecimento dos transformadores¹⁴, das redes elétricas, do dínamo e do motor elétrico, estabeleceram as condições necessárias para o desenvolvimento da geração de eletricidade longe dos locais de produção. Com a invenção da lâmpada¹⁵, a iluminação foi uma das utilizações mais relevantes da indústria, outras surgiram de imediato, como o uso da força motriz nas fábricas e a tração elétrica nos transportes urbanos.

No início do século XX surgiu o aparecimento de várias empresas regionais ao nível de geração por todo o país, que coabitam com varias empresas de distribuição municipal, sem qualquer política de legislação. A urgência de eletrificação do país, tendo em vista o desenvolvimento industrial e a importância do estado em criar meios de apoio e financiamento para a realização de aproveitamentos hidroelétricos, bem como uma rede elétrica nacional, surge em 1926 a “Lei dos Aproveitamentos Hidráulicos”. Esta lei permitiu a regulação da produção (por via das centrais hidráulicas), o transporte e a distribuição da energia [29] [30].

Em 26 de Dezembro de 1944, baseada na Lei dos Aproveitamento Hidráulicos, foi publicada a Lei n.º 2002, que estabelece as bases da produção, transporte e distribuição da energia elétrica em Portugal, destacando a produção de energia elétrica de origem hidráulica, remetendo as térmicas apenas para funções de reserva e apoio, utilizando os combustíveis nacionais pobres na proporção mais económica e vantajosa [30].

No ano de 1975 assistiu-se à nacionalização das principais empresas do setor energético português, levando à criação de empresas públicas em exclusivo para serviço público, o exercício das atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica, das quais: EDP, no continente; EDA nos Açores; EEM na Madeira [31].

O setor elétrico em Portugal iniciou-se no ano de 1988 com a publicação do decreto-lei 189/88¹⁶, que estabelece as normas relativas à atividade de produção de energia elétrica por pessoas singulares ou por pessoas coletivas de direito público ou privado.

¹⁴ Inventado em 1831 por Michael Faraday.

¹⁵ Thomas Alva Edison, foi primeiro a construir a 1ª lâmpada incandescente comercializável em 1879.

¹⁶ Permitiu também a produção independente usando fontes renováveis ou cogeração.

2.3 Mercado Elétrico

Com a publicação em 1995 do pacote legislativo¹⁷, marcado pela criação da Entidade Reguladora do Setor Elétrico (ERSE)¹⁸, reestruturação e reprivatização da EDP assim como o estabelecimento de um novo modelo do setor elétrico em Portugal, constituído por:

- Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP), na figura de um comprador único;
- Sistema Elétrico Independente (SEI), que compreende o Sistema elétrico Vinculado (SENV) e a Produção em Regime Especial (PRE).

No ano seguinte, a Comissão Europeia no âmbito da criação de um mercado único europeu e do início da liberalização, publicou a 19 de Dezembro a Diretiva 96/92/CE. Com a implementação desta Diretiva tornou-se obrigatório a criação do operador da rede de transporte (TSO)¹⁹ e um operador para a rede de distribuição, responsáveis pela exploração, manutenção e expansão da rede, com as devidas adaptações.

O processo de liberalização global do setor elétrico inicia-se com a publicação dos decretos-Lei nº184/2003 e 185/2003, ambos de 20 de Agosto de 2003, englobando alguns princípios resultantes da Diretiva Europeia 2003/54/CE de 26 Junho de 2003 (revoga a Diretiva nº96/92/CE), Diretiva esta completamente transposta em 2006 pelo Decreto-Lei 29/2006 de 15 de Fevereiro, liberalizando os mercados grossista e retalhista, estabelecendo as regras para a produção, transporte e distribuição de eletricidade. Estabelece também a organização e o funcionamento do setor, o acesso ao mercado, os critérios e os mecanismos aplicáveis aos concursos, à concessão de autorizações e à exploração de redes, integrando ainda as bases relativas à organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN) [32].

Em Portugal, a partir de 4 de Setembro de 2006, todos os consumidores passaram a poder escolher livremente o seu fornecedor de energia elétrica, antecipando assim a data referida na Diretiva Europeia 2003/54/CE, 1 de Julho de 2007 [33].

Embora os consumidores de energia elétrica na atualidade possam escolher livremente o seu fornecedor desde Setembro de 2006, como referido, o processo de conclusão da liberalização do mercado retalhista apenas ficará finalizado com a calendarização de

¹⁷ Decretos-Leis n.º 182/95 a 188/95.

¹⁸ Atualmente Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (www.erse.pt).

¹⁹ TSO – *Transmission System Operator*, designação mais comum na Europa.

extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade, prevista no Memorando de Entendimento assinado entre Portugal e a União Europeia, Banco Central Europeu e Fundo Monetário Internacional.

O Governo, através da Resolução do Conselho de Ministros nº34/2011, de 1 de Agosto e do Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de Março, publicou então a calendarização que estabelece o fim das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais em baixa tensão normal (BTN - potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA), com início no dia 1 de Julho de 2012 para os clientes em baixa tensão com potência contratada entre 10,35 kVA e 41,4 kVA, sendo que no dia 1 de Janeiro de 2013 se irão extinguir por completo as tarifas reguladas para os clientes com potência inferior a 10,35 kVA.

Com esta nova publicação²⁰ fica concluído assim o processo iniciado pelo Decreto-Lei n.º 104/2010, que determinou a extinção das tarifas reguladas para os clientes com consumos em muito alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE) [34] [35].

Com a liberalização concluída, a produção e a comercialização de energia elétrica estão abertas à concorrência, com o objetivo económico de introduzir maior eficiência na gestão e exploração dos recursos.

A Figura 2.19, demonstra o modelo atual do sistema elétrico nacional, no qual todos os consumidores podem escolher o seu fornecedor, tendo acesso livre às redes de transporte e de distribuição.

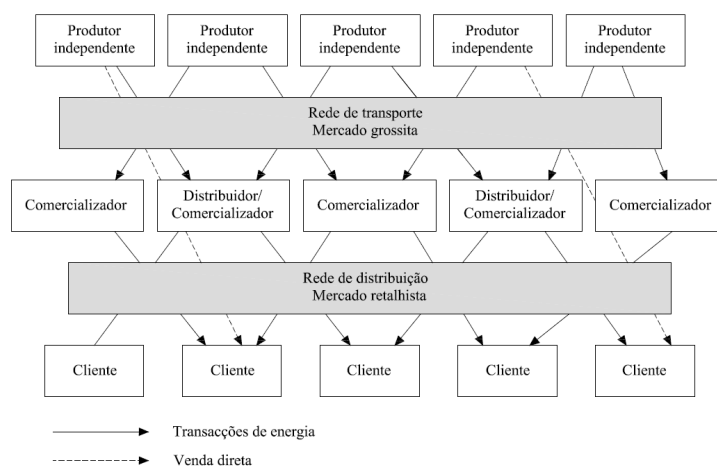


Figura 2.19 – Modelo elétrico do mercado Português (Competição no mercado retalhista) [32]

²⁰ Decreto-Lei n.º 75/2012.

A produção de energia elétrica em regime de mercado está associada a um mercado grossista, no qual os produtores asseguram a produção de energia e os agentes compradores adquirem a energia elétrica, com o âmbito de fornecimento a clientes finais ou para consumo próprio. A comercialização de energia está relacionada a um mercado retalhista, em que os agentes comercializadores concorrem para assegurar o fornecimento dos clientes finais.

Mercado Grossista

O funcionamento do mercado grossista de energia elétrica, no atual quadro de desenvolvimento do MIBEL²¹, está assente em diferentes métodos de contratação. Estes métodos refletem o funcionamento do setor elétrico, designadamente o fato de se tratar de um setor que funciona em regime de equilíbrio simultâneo de produção e consumo.

Desta forma, o mercado grossista do MIBEL depreende atualmente [36]:

- 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).
- Um mercado spot de contratação à vista (OMEL), com uma componente de contratação diária e uma componente de ajustes intradiários (mercados intradiários), em que se estabelecem programas de venda (produção) e de compra de eletricidade para o dia seguinte ao da negociação.
- Um mercado de serviços de sistema que efetua o ajustamento de equilíbrio da produção e do consumo de energia elétrica e que funciona em tempo real.
- Um mercado de contratação bilateral, em que os agentes contratam para os diversos horizontes temporais a compra e venda de energia elétrica.

21 Mercado Ibérico da Energia Elétrica.

Mercado Retalhista

No mercado retalhista, o fornecimento de energia baseia-se em duas formas de contratação, sendo elas:

- Contratação em mercado liberalizado, são comercializadores não regulados, podem comprar e vender eletricidade livremente, com o direito de aceder as redes de transmissão e distribuição, pagando uma tarifa fixa (tarifas de acesso) e os consumidores escolhem o seu fornecedor de energia.
- Contratação em mercado regulado, é operada pelo comercializador de último recurso (CUR), com aplicação de uma tarifa regulada, contudo com a conclusão da liberalização pela publicação²² da extinção das tarifas reguladas, a carteira de clientes dos CUR será essencialmente de uso doméstico a consumidores economicamente vulneráveis regulados pela tarifa social²³. No resumo informativo da ERSE de Junho de 2012, verifica-se que 0,3% dos clientes pertencem a outro segmento de mercado, tendendo este valor para zero com o fim do período de transição (Figura 2.20).

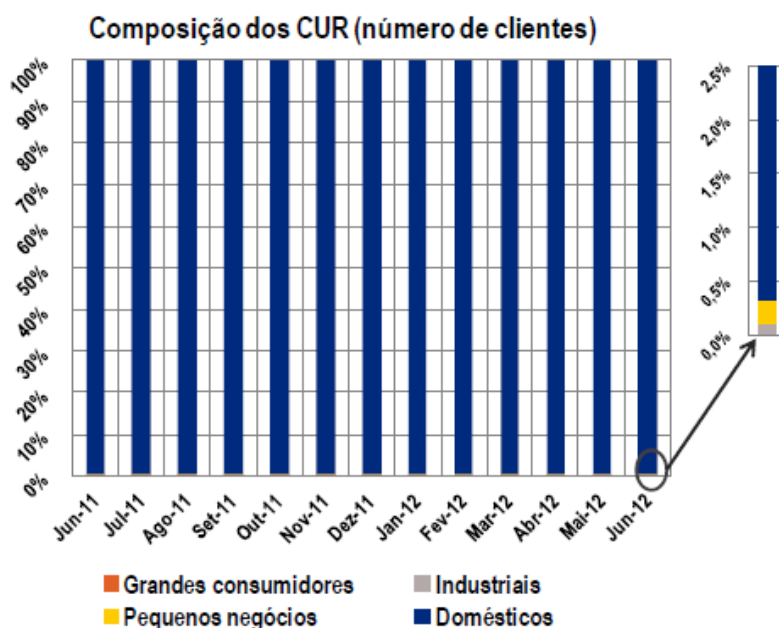


Figura 2.20 – Composição dos CUR (número de clientes) [34].

22 Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de Março de 2012.

23 Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 Setembro de 2011.

De acordo com o referido nesta secção podemos visualizar na Figura 2.21 a tendência de evolução do modelo do sistema elétrico português atual (A), para o modelo final (B) após o fim da transição de tarifas previstas no Decreto-Lei 75/2012.

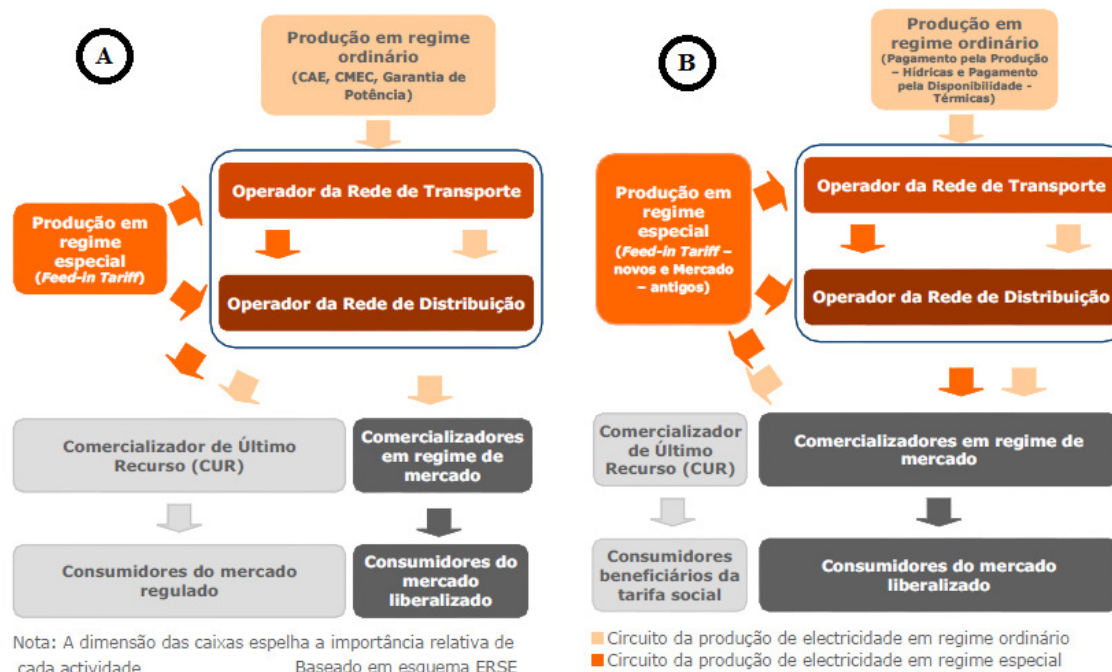


Figura 2.21 – Modelo de organização final do setor elétrico português [36]

2.3.1 Sistema Elétrico Nacional (SEN)

Após a integração do SEN, no Decreto-Lei n.º 29/2006, em 23 de Agosto do mesmo ano o Decreto-Lei n.º 172/2006²⁴, veio desenvolver as bases de organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, tal como a elaboração e aprovação dos Regulamentos das Redes de Transporte (RRT) e de Distribuição (RRD) [38].

O setor elétrico em Portugal pode ser decomposto por cinco atividades, sendo elas:

- Produção de eletricidade;
- Transporte de eletricidade;
- Distribuição de eletricidade;
- Comercialização de eletricidade;
- Operação dos mercados de eletricidade.

²⁴ Com a rescisão da Portaria n.º 596/2010 de 30 Julho de 2010.

De acordo com ERSE [35], na Figura 2.22 podemos verificar todos os agentes que desenvolvem as atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização relacionadas com a eletricidade em Portugal Continental (Agentes Setor).



Figura 2.22 – Cadeia do Sistema Elétrico Nacional

Produção de eletricidade

A produção de eletricidade, encontra-se totalmente liberalizada funcionando em mercado de livre concorrência, que se encontra dividido em dois regimes:

- Produção em regime ordinário (PRO), corresponde à produção elétrica através de grandes centros electroprodutores hídricos e fontes não renováveis.
- Produção em regime especial (PRE), produção elétrica a partir de fontes renováveis e endógenas, ao abrigo de uma legislação²⁵ de regimes jurídicos especiais, com o âmbito de incentivar a produção elétrica a partir dessas mesmas fontes. Relativo a compra da produção em regime especial, a sua compra não se encontra atribuída na totalidade ao comercializador de último recurso (CUR), tendo o produtor de regime especial direito de vender a sua energia a outros comercializadores de eletricidade a operar no mercado. Associado a essas transações o sobrecusto das PRE é suportado por todos os consumidores,

²⁵ Decreto-lei n.º 225/2007.

repartido por tipo de tecnologias, sendo o sobrecusto da cogeração e da microprodução distribuído por todos os clientes, na proporção do seu consumo e o sobrecusto da restante PRE (eólica, mini-hídrica e resíduos) distribuído pelos clientes em baixa tensão.

No atual enquadramento, de forma a garantir o equilíbrio entre a produção e o consumo de eletricidade no abastecimento de energia elétrica do SEN, a REN²⁶ opera o Mercado de Serviços de Sistema, tema este mais aprofundado no presente documento (capítulo 2.3) [35].

Transporte de eletricidade

A atividade de transporte de energia elétrica, legislada pelo Regulamento da Rede de Transporte (RRT), aprovado pela Portaria n.º 596/2010, de 30 de Junho (1ª Série), incorpora a construção, exploração e manutenção da Rede Nacional de Transporte (RNT), abrangendo ainda a delimitação da gestão global do sistema Nacional, interligação com outras redes, garantindo assim a coordenação das instalações de produção e distribuição. A concessão da exploração da Rede Nacional de Transporte foi atribuída à REN pelo Estado Português, em regime de serviço público e de exclusividade [35].

Distribuição de eletricidade

As redes de distribuição permitem o trânsito de energia elétrica dos centros electroprodutores e das interligações às subestações da RNT para as instalações consumidoras. Regidas pelo Regulamento da Rede de Distribuição (RRD), de igual modo pela portaria²⁷ das RRT, que tem como princípio determinar as condições técnicas de exploração das redes nacionais de distribuição de energia elétrica, assim como a ligação de instalações produtoras e consumidoras a estas redes [35].

²⁶ Redes Energéticas Nacionais (REN).

²⁷ Portaria n.º 596/2010, de 30 de Junho de 2010.

Comercialização de eletricidade

A liberalização do setor, permitiu que os comercializadores pudessem comprar e vender eletricidade livremente, com o direito de aceder as redes de transmissão e distribuição, de acordo com um pagamento de uma tarifa fixa estabelecida pela ERSE (Comercializadores não regulados), assim como os próprios consumidores escolher o seu fornecedor de energia, sem qualquer encargo adicional com a mudança de comercializador. Com esta alteração foi criada a figura do operador logístico de mudança de comercializador (OLMC), regulado pela ERSE, com a finalidade de simplificar e efetuar a alteração de comercializador.

Neste âmbito de comercialização, foi também previsto a proteção dos consumidores mais carenciados através da criação do Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia (ASECE)²⁸ a juntar já a existente Tarifa social de Eletricidade²⁹ criada no ano de 2010.

Com estas premissas de mercado o comercializador de último recurso, (Comercializadores não regulados) tem a finalidade de adquirir a energia ao menor custo, para garantir o fornecimento de eletricidade aos consumidores mais delicados, em condições de qualidade e continuidade de serviço [35].

Comercializadores não regulados³⁰:

O comercializador de último recurso, deve garantir a compra de energia elétrica para assegurar o consumo dos seus clientes, do seguinte modo:

- Produtores em regime especial;
- Microprodutores;
- Leilões únicos de âmbito ibérico;
- Mercados organizados;
- Contratos bilaterais [38].

²⁸ Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de Setembro de 2011.

²⁹ Decreto-Lei n.º 138-A/2010 de 28 de Dezembro de 2010.

³⁰ Comercializador de último recurso (CUR).

Operação dos mercados de eletricidade

A operação dos mercados de eletricidade organizados, necessitam de autorizações cedidas conjuntamente do Ministro das Finanças e do Ministro responsável pelo setor de energia. Em Portugal os mercados de eletricidade organizados devem ser integrados em quaisquer mercados organizados de eletricidade estabelecido entre o Estado Português e outros Estados-membros da UE.

De acordo com o referido foi criado o Mercado Ibérico da Energia Elétrica (MIBEL), que resulta do processo de cooperação desenvolvido pelos Governos de Portugal e de Espanha com a finalidade da integração dos sistemas elétricos dos dois países [38].

Nas secções seguintes irá caracterizar-se a estrutura do mercado elétrico ibérico.

2.3.2 Mercado de Energia Ibérico – MIBEL

O Mercado Ibérico da Energia Elétrica – MIBEL, surge de um acordo entre o Governo de Portugal e de Espanha com o objetivo de desenvolverem integração dos sistemas elétricos dos dois países, criando assim um mercado único ibérico.

O MIBEL tem como principais princípios:

- Favorecer os consumidores de eletricidade dos dois países, através do processo de incorporação dos sistemas elétricos;
- Organizar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, auto-financiamento e auto-organização;
- Desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos os países, com a existência de uma metodologia única e adaptada, para toda a península ibérica, de definição dos preços de referência;
- Possibilitar a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objetividade;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do sector elétrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.

A criação e desenvolvimento do MIBEL, teve várias etapas de construção durante vários anos, iniciado através do Memorando de Acordo entre o Ministério da Economia

de Portugal e da Indústria e Energia de Espanha assinado em 29 de Julho de 1998, que citava:

“...As Administrações de ambos os países, conscientes de que a cooperação tem sido benéfica e frutuosa, reconhecem a conveniência em acelerar a realização de um Mercado Ibérico de Eletricidade que constituirá um passo para a construção do Mercado Interno de Energia, em linha com as conclusões do Conselho Europeu de Lisboa de 24 de Março de 2000”.

Neste âmbito foi celebrado em 14 de Novembro de 2001, um Protocolo de colaboração entre as Administrações espanhola e portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) [39].

Tendo o MIBEL iniciado em 1 de Julho de 2007, teve de passar por várias etapas de consolidação entre os dois governos, Português e Espanhol. Processo esse bastante dinâmico ao longo dos anos e evolutivo, não obstante da continuação do mesmo nos próximos anos. Passando agora a citar alguns dos momentos mais relevantes para o alavancamento e crescimento do MIBEL:

- Acordo de Lisboa³¹, em 20 de Janeiro de 2004, responsável pela definição das modalidades contratuais de energia no mercado ibérico, ou seja, mercado spot(diário e intradiário) e mercado a prazo ou contratação bilateral. Sendo a entidade responsável do mercado spot o operador do mercado espanhol (OMEL)³² e o operador do mercado português (OMIP)³³ encarregado do mercado a prazo.
- A assinatura de um novo acordo em 1 de Outubro de 2004³⁴ na XX Cimeira Luso-Espanhola em Santiago de Compostela, revendo o regime jurídico dos dois países, permitindo a criação de um Operador de Mercado ibérico único.

³¹ Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha para a constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica, assinado em Lisboa em 20 de Janeiro de 2004. Aprovado pela Resolução da Assembleia da República n.º 33-A/2004.

³² OMEL – Operador del Mercado Ibérico de Energia – Polo Español, S.A, atual OMIE – OMI - Polo español, S.A.

³³ OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A., atual OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SGPS, S.A (OMIP SGPS – holding portuguesa).

³⁴ Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha para a constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica, assinado em Santiago de Compostela em 1 de Outubro de 2004. Aprovado pela Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006.

- A XXII.^a Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, realizada em 24 de Novembro de 2006, os dois Governos confirmam o desenvolvimento do MIBEL e a criação de um novo acordo, que permita efetuar no espaço ibérico reservas petrolíferas e de gás natural.
- Revisão do acordo³⁵ de Santiago de Compostela durante a cimeira Luso-Espanhola XXIII, realizado em Braga a 18 e 19 de Janeiro de 2008, sendo uma das linhas fundamentais estabelecidas a estrutura base do operador do mercado Ibérico (OMI).

Dando cumprimento aos acordos obtidos, foi criado a figura de Operador de Mercado ibérico (OMI), composta em duas sociedades gestoras, operando a sociedade gestora portuguesa, OMI-Polo Português, SGMR (OMIP), o mercado a prazo e a sociedade gestora espanhola OMI, Polo espanhol S.A (OMIE), o mercado spot [40] [41].

2.3.2.1 Operador do Mercado espanhol (OMIE)

O operador de mercado ibérico de energia (Pólo Espanhol)³⁶, gere o mercado spot de contratação à vista, onde se realizam as transações decorrentes da participação dos agentes nas sessões do mercado diário e do mercado intradiário que agregam, numa lógica de market splitting, as zonas espanhola e portuguesa do MIBEL.

Mercado Diário

O mercado diário do MIBEL é a plataforma de transacção de electricidade para entrega no dia seguinte ao da negociação. Este mercado forma o preço para cada uma das 24 horas de cada dia e para cada um dos 365 ou 366 dias de cada ano. A hora de negociação é determinada pela hora legal em Espanha.

³⁵ Aprova o Acordo que Revê o Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha Relativo à Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica, assinado em Braga em 18 de Janeiro de 2008. Aprovada pela Resolução da Assembleia da República n.º 17/2009.

³⁶ Operador del Mercado Ibérico de Energia (Pólo Español), S.A (OMIE).

Este mercado funciona através do cruzamento de ofertas - de compra e de venda - por parte dos diversos agentes registados para agir naquele mercado, anunciando cada oferta o dia e a hora a que se reporta, o preço e a quantidade de energia correspondentes.

O preço de mercado é encontrado através de um processo em que se ordenam de forma crescente em preço as ofertas de venda (curva de oferta) e de forma decrescente em preço as ofertas de compra (curva de procura) de electricidade para uma mesma hora. O preço de mercado (graficamente corresponde ao cruzamento das curvas de oferta e de procura) é o menor dos preços que garante que a oferta satisfaz a procura (Figura 2.23).

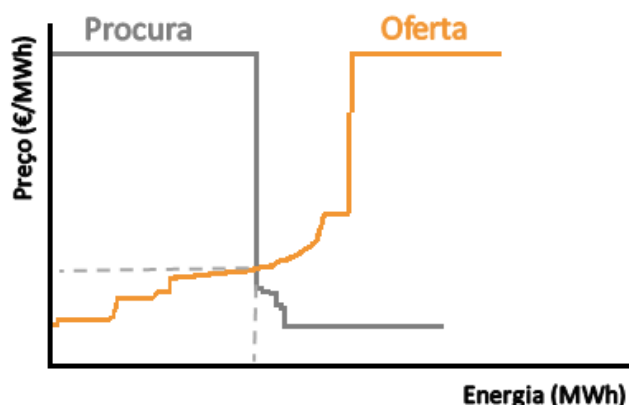


Figura 2.23 – Curva de oferta e procura [35]

O funcionamento do mercado diário em que participam os agentes portugueses implica que todos os compradores paguem um mesmo preço e todos os vendedores recebam esse mesmo preço, no que se designa como modelo de preço marginal único. As regras de funcionamento deste mercado organizado são próprias do operador de mercado (OMIE).

A hora de fecho do mercado diário será às 10 horas do dia anterior à data do fornecimento; os resultados do processo de encontro serão publicados às 11 horas.

Os compradores no mercado de produção de energia elétrica são os distribuidores, os comercializadores, os consumidores qualificados e os agentes externos cuja participação esteja autorizada no Mercado Ibérico. Os compradores poderão apresentar ofertas de aquisição de energia eléctrica no mercado diário, sendo condição necessária para isso que estejam inscritos no registo administrativo correspondente, e que adiram às regras de funcionamento do mercado. Entende-se por unidade de aquisição o conjunto de nós

de ligação à rede pelo qual o comprador apresenta ofertas de aquisição de energia eléctrica.

Relativo aos compradores pode-se enquadrar :

- Os comercializadores de último recurso dirigem-se ao mercado para adquirir a eletricidade que necessitarem para fornecer aos consumidores pela tarifa regulada.
- Os comercializadores vão ao mercado para adquirir energia para vender aos consumidores qualificados.
- Os consumidores diretos podem adquirir energia diretamente no mercado organizado, através de um comercializador, assinando um contrato bilateral físico com um produtor ou ainda permanecendo temporariamente como consumidor pela tarifa regulada.

Adicionalmente, como o mercado diário compreende simultaneamente Portugal e Espanha, torna-se necessário prever a circunstância de as capacidades de interligação comercialmente disponíveis entre os dois países não comportarem os fluxos de transfronteiriços de energia que o cruzamento de ofertas em mercado determinaria. Sempre que tal ocorre, as regras em vigor de mercado determinam que se separem as duas áreas de mercado correspondentes a Portugal e Espanha e que se encontrem preços específicos para cada uma das áreas mencionadas. Este mecanismo é designado como market splitting ou separação de mercados [35]. Na Figura 2.24 pode constatar-se que na hora 8 e 9, houve market splitting devido a existência de dois preços marginais.

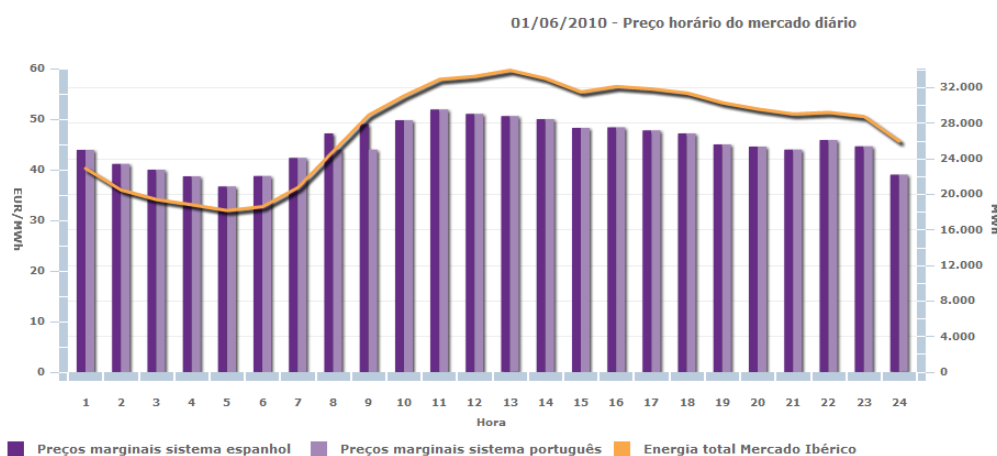


Figura 2.24 – Preço de Mercado diário para as 24 horas do dia referido [42]

Na presente dissertação, no modelo de análise de resultados será utilizado os valores de mercado diário do mês de Junho de 2010 para calcular a receita do produtor.

Mercado Intradiário

O mercado ibérico intradiário foi concebido como um mercado de ajustes, enunciado pelo Real Decreto 2019/2007, de 26 de Dezembro, com o objectivo de oferecer uma adequação entre a oferta e a procura mais precisa e próxima do tempo real que a permitida pelo mercado diário, resolvendo, desse modo, possíveis desajustes em sucessivas etapas da programação. No mercado intradiário, e com o objectivo de rectificar as suas posições anteriores, os agentes com uma posição natural vendedora (produtores) também podem comprar energia, e os agentes com uma posição natural compradora (comercializadores) também podem vender energia.

O mercado intradiário do MIBEL confere uma grande flexibilidade à operação dos agentes, propiciando um grau de optimização notável do portfólio, em função das necessidades de cada agente, numa variedade de horizontes temporais e com as mesmas garantias a nível de transparência e de possibilidades de supervisão que caracterizam o mercado diário.

O mercado intradiário estrutura-se em várias sessões, seis no total, realizando-se em cada uma delas um cruzamento de cariz marginal entre a oferta e a procura (Figura 2.25).



Figura 2.25 – Mercado Diário e Intradiaário [43]

A Figura 2.25 pode ser complementada com a informação relativa aos horários das secções intradiárias pela Figura 2.26.

	SESSÃO 1ª	SESSÃO 2ª	SESSÃO 3ª	SESSÃO 4ª	SESSÃO 5ª	SESSÃO 6ª
Abertura de sessão	16:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Encerramento de sessão	17:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Concertação	18:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepção de desagregações de programa	19:00	23:00	02:45	05:45	09:45	13:45
Análise de restrições	19:10	23:10	03:10	06:10	10:10	14:10
Publicação PHF	19:20	23:20	03:20	06:20	10:20	14:20
Horizonte de programação (períodos horários)	28 horas (21-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Figura 2.26 – Horários para cada secção do mercado intradiário [42]

Analisando a Figura 2.25 e a Figura 2.26, temos que:

- A primeira sessão de intradiário forma preço para as 4 últimas horas do dia de negociação e para as 24 horas do dia seguinte ao da negociação.
- A segunda sessão de intradiário forma preço para as 24 horas do dia seguinte ao da negociação.
- A terceira sessão de intradiário forma preço para as 20 horas compreendidas entre a hora 5 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação.
- A quarta sessão de intradiário forma preço para as 17 horas compreendidas entre a hora 8 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação.
- A quinta sessão de intradiário forma preço para as 13 horas compreendidas entre a hora 12 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação.
- A sexta sessão de intradiário forma preço para as 9 horas compreendidas entre a hora 16 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação.

De forma análoga ao mercado diário, o mercado intradiário cobre todas as horas do dia (com a especificidade própria de cada sessão). A hora de negociação é determinada pela hora legal espanhola [42].

2.3.2.2 Operador do Mercado português (OMIP)

O operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), tem a função da gestão do mercado conjuntamente com a OMIClear, sociedade constituída e detida totalmente pelo OMIP, a qual assegura as funções de câmara de compensação e contraparte central das operações realizadas no mercado.

OMIP tem como principais funções [40]:

- Contribuir para o progresso do mercado ibérico de eletricidade;
- Promover preços de referência ibéricos;
- Disponibilizar instrumentos eficientes de gestão de risco;
- Superar algumas das limitações do Mercado OTC³⁷.

Mercado a Prazo

O mercado a prazo, oferece meios de gestão de risco sob a forma de derivados. Os métodos transacionados no OMIP variam com as necessidades de gestão de risco e troca de eletricidade pelos diferentes agentes. Em relação aos agentes que participam no mercado, podem ser membros do mercado a prazo do MIBEL os intermediários financeiros, que disponham de capacidade e competência de negociação, bem como de recursos suficientes exercer as funções a que estão sujeitos; produtores em regime ordinário; comercializadores; e outros agentes do sector elétrico.

Neste mercado atualmente estão disponibilizados os seguintes contratos [35]:

- Contratos Futuros, são contratos de compra ou venda de energia para um determinado intervalo de tempo em que há um compromisso entre o comprador e o vendedor, onde ficará fixado um determinado valor de preço de energia. Não existe nenhum contacto direto entre o comprador e o vendedor, sendo que cabe à câmara de compensação a supervisão do contracto e a divisão dos fundos criados pela diferença entre o preço de mercado diário e o preço contratado.
- Contratos Forward, são contratos de compra ou venda que estará pressuposto para um dado intervalo temporal e que o comprador da energia comprometer-se-á a adquiri-la nesse intervalo temporal, o preço de venda será o preço acordado

³⁷ Over-the-Counter: mercado ao balcão.

aquando a celebração do contrato, sendo que estas liquidações dar-se-ão no momento da entrega da energia.

- Contratos SWAP, destinam-se à troca de posições de preços variáveis e posições de preços fixos, gerindo assim o risco, não se trata então de uma entrega de um produto, mas apenas uma liquidação de margem do mesmo.

Sendo atualmente os mais comuns, os contratos futuros, divididos em dois tipos de produto, Baseload³⁸ e Peakload³⁹.

2.4 Gestão dos Serviços de Sistema

No âmbito das suas funções enquanto concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade a REN é responsável pela Gestão dos Serviços de Sistema (GS) necessários à operação em segurança do sistema elétrico [44].

Deste modo a REN opera o Mercado de Serviços de Sistema, assegurando a contratação e liquidação respetivas, de forma a garantir o equilíbrio entre a produção e o consumo de eletricidade, através de mecanismos eficientes, transparentes e competitivos.

Os serviços de Sistema em Portugal possuem duas vertentes:

- Serviços obrigatórios, onde estão inseridos a regulação da tensão e da frequência e a manutenção da estabilidade, sendo estes serviços não remunerados.
- Serviços complementares, são remunerados e consistem no arranque autónomo e o telearranque, na reserva, na regulação secundária e a interruptibilidade rápida.

Adicionalmente a estes serviços, existe o processo para solucionar as restrições técnicas na rede nacional de transporte (RNT) adequado aos programas obtidos dos mercados de produção, assim como as que possam surgir em tempo real.

As restrições técnicas advém de uma qualquer limitação, derivada da rede de transporte ou do sistema, para que o fornecimento de energia elétrica se possa realizar nas condições de segurança, qualidade e fiabilidade. Estas restrições podem advir do

³⁸ Neste produto a quantidade de energia é constante para cada hora do dia.

³⁹ A energia transacionada não se baseia nas 24 horas, mas sim nas 16 horas de pico (das 9h às 24h) dos dias úteis

mercado diário e intradiário por alteração do programa de contratação, ou no momento em que apareça uma incidência com desequilíbrio entre a geração e o consumo.

De modo a solucionar estas limitações, as soluções de restrições técnicas encontram-se divididas em três níveis [45]:

- Soluções de restrições técnicas do Programa Diário Base;
- Soluções de restrições técnicas no mercado intradiário;
- Soluções de restrições técnicas em Tempo Real.

2.4.1 Soluções de restrições técnicas do Programa Diário Base

As restrições técnicas que possam advir do mercado diário, são resolvidas pela alteração do programa de contratação por critérios de segurança e no reequilíbrio da relação geração – consumo.

De modo a aplicação dos critérios de segurança e reequilíbrio da rede elétrica nacional, o GS deverá receber após a publicação do programa diário base de funcionamento (PDBF)⁴⁰, a seguinte informação :

- Alteração das previsões de energia correspondentes a produção em regime especial não participante no mercado incluídas no PDBF, discriminando as entregas diretamente relacionadas a eólica.
- Desagregação dos programas de venda e aquisição de energia incorporados no PDBF, correspondentes a unidades de venda de centrais térmicas, centrais hídricas, centrais reversíveis de bombagem, produção regime especial no mercado ou através de agente titular ou de agente vendedor e de comercializadores que pertencem ao mercado de produção nacional em regime especial ou regime ordinário.
- Potências máximas hidráulicas que poderão ser mantidas durante 4 e 12 horas.

As ofertas de energia e preço de mobilização e desmobilização de energia, serão apresentadas pelos agentes titulares de unidades de venda de energia correspondente à

⁴⁰ PDBF publicado pelo GS, após ter incluído os contratos bilaterais ao programa diário base (PDBC) fornecido pelo operador de mercado.

produção em regime ordinário e regime especial e os agentes titulares de unidades de aquisição de energia para o consumo de bombagem.

Em caso de mobilização de energia relativo ao PDBF definido, os agentes associados a unidades de oferta de produção são remunerados mediante a utilização do valor mínimo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e as ofertas apresentadas que não foram casadas no mercado diário. Na desmobilização de energia para a solução de restrições técnicas serão valorizadas pela diferença entre o preço de encontro e o do valor máximo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de restrições técnicas e as apresentadas no mercado diário, com um limite de 0,15 do preço de encontro.

2.4.2 Soluções de restrições técnicas no Mercado Intradiário

As restrições técnicas que sobrevenham dos mercados intradiários são solucionadas pela eliminação das ofertas que as originam, não sendo acrescido nenhum custo adicional para o sistema. Após a eliminação dessas ofertas o GS comunica aos agentes de mercado e ao operador de mercado o programa horário final (PHF) ⁴¹.

2.4.3 Soluções de restrições técnicas em Tempo Real

As restrições técnicas em tempo real são consequência de um incidente no momento de um desequilíbrio entre a geração e o consumo, solucionadas de uma forma automática com atuação imediata da regulação primária e secundária, com a consequente perda de reserva de regulação. A reserva secundária será restabelecida pela reserva terciária quando se encontrar abaixo de um limite de segurança estabelecido pelo GS.

A mobilização e desmobilização em tempo real serão solucionadas pelas ofertas de reserva de regulação.

⁴¹ Programação estabelecida após cada sessão do mercado intradiário, como resultado da agregação de todas as transações firmes formalizadas para cada período de programa e do encontro de ofertas do mercado intradiário, uma vez resolvidas as restrições técnicas identificadas e efectuado o posterior reequilíbrio entre geração e consumo.

Dentro deste âmbito o Gestor de sistema dispõe de três serviços de regulação, de modo a resolver as restrições técnicas e os desequilíbrios entre geração e consumo em tempo real:

- Serviço complementar de Regulação Primária;
- Serviço complementar de Regulação Secundária;
- Serviço complementar de Regulação (Reserva Terciária e Reserva Adicional).

Serviço complementar de Regulação Primária

A regulação primária, associada ao estatismo dos grupos geradores, é um serviço de sistema obrigatório, não remunerado, para todos os geradores em serviço, com o objetivo de corrigir de uma forma automática os desequilíbrios instantâneos entre produção e o consumo. A oscilação de potência resultante da sua atuação deverá efetuar-se em 15 segundos perante perturbações que provoquem desvios de frequência inferiores a 100 mHz e linearmente entre 15 e 30 segundos para desvios de frequência entre 100 e 200 mHz.

Serviço complementar de Regulação Secundária

A regulação secundária, relacionada com o serviço de telerregulação dos grupos geradores, é um serviço de sistema remunerado de acordo com os mecanismos de mercado, sendo a valorização definida por duas parcelas:

- Banda de regulação secundária, designada como margem de potência, em cada um dos dois sentidos (reserva ou banda a subir ou a baixar). Dada pela soma em valor absoluto e valorizada de acordo com o máximo dos preços marginais da banda de regulação secundária a descer e a subir em cada hora.
- Energia de regulação secundária, é a energia contida dentro dos limites da banda utilizada devido a solicitação de regulação em tempo real, valorizada ao preço da última oferta de energia de regulação terciária mobilizada em cada hora, tanto a subir como a descer.

O mercado de banda de reserva de regulação secundária no qual os agentes de mercado oferecem, para cada instalação capaz de fornecer o serviço de telerregulação, uma banda

de regulação com o preço correspondente, para todas as horas do dia seguinte com uma relação de 2/3 a subir e 1/3 a descer, é iniciado após o processo de restrições técnicas do mercado diário.

O começo da atuação da regulação secundária não se deverá alongar mais de 30 segundos e a sua atuação deverá estar finalizada e eventualmente concluída pela ação da reserva de regulação, o mais tardar em 15 minutos.

O preço de custo da banda de regulação face aos desvios é um custo fixo para o sistema, pois existe independentemente de haver desvios ou não, valor este coberto por todo o consumo dos agentes de mercado. A parcela da energia de regulação secundária usada é paga por todos os agentes que se desviarem, em cada hora.

Serviço complementar de Regulação (Regulação Terciária e Reserva Terciária)

A regulação terciária, é um serviço complementar retribuído por mecanismos de mercado, com o objetivo de repor a reserva de regulação secundária. Sendo composto por duas partes:

- Regulação terciária, é estabelecida pelo Gestor do Sistema, para cada período de programação, tendo como referência a perda máxima de produção provocada de forma direta pela falha simples de um elemento do sistema elétrico, adicionando 2% ao consumo previsto.
- Reserva Terciária, tem como função assegurar a cobertura do consumo e o funcionamento do sistema nos casos em que o consumo horário previsto pelo GS supere, em mais de 2%, o consumo horário proveniente dos mercados de produção e quando a previsão de perda de geração devida a falhas sucessivas e/ou atrasos na ligação ou subida de carga de grupos térmicos seja superior à reserva de regulação terciária estabelecida.

Para os efeitos da prestação do serviço, define-se reserva terciária como a variação máxima de potência do programa de geração que se pode realizar numa unidade de produção e/ou área de balanço⁴² num tempo máximo de 15 minutos, e que pode ser mantida, pelo menos, durante 2 horas consecutivas.

Os agentes de mercado anunciam, entre as 18 e as 21 horas, ofertas de reserva de regulação a subir e a descer para todas as áreas de balanço habilitadas e para cada período de programação do dia seguinte. Estas ofertas podem ser modificadas pelos agentes pelos seguintes motivos: participação nas várias sessões dos mercados intradiários; indisponibilidades fortuitas, atribuição de banda de regulação secundária, falta ou excesso de água nas albufeiras contíguas ou situações hidrológicas extremas em áreas de balanço com centrais hídricas.

Em tempo real, o Gestor de Sistema recorre às curvas de ofertas de reserva de regulação apresentadas pelos agentes para mobilizar ou desmobilizar produção ou consumo, sendo os agentes de mercado remunerados pelo preço da última oferta mobilizada para subir ou descer.

Os sobrecustos originados pela utilização de reserva de regulação são distribuídos pelos agentes de mercado que se desviarem do respetivo programa contratado [44] [45].

No âmbito da presente dissertação para efeitos da realização do Modelo de Previsão de Licitação de Energia Eólica em mercado, serão utilizadas as soluções de restrições técnicas em tempo real, valorizando os desvios de produção ao custo de energia de regulação terciária (subir e descer).

⁴² Área de balanço é um conjunto de unidades de produção e bombagem, pertencentes a um mesmo agente, que se encontram interligadas numa área de rede, no qual se agregam os desvios de produção.

Capítulo **3**

Modelo de previsão de licitação de energia eólica em mercado

“No presente capítulo serão apresentados diferentes cenários de licitação de energia eólica em mercado”.

3 Modelo de previsão de licitação de energia eólica em mercado

Atualmente em Portugal a receita dos parques eólicos é calculada de acordo com a tarifa determinada pelo Decreto-Lei n.º 225/2007⁴³. Contudo um dos cenários possíveis no futuro é o de os parques eólicos deixarem de estar sob tarifa subsidiada e passarem a licitar em mercado. Caso este cenário se torne uma realidade, existe a necessidade de determinar qual a melhor estratégia de licitação para que a receita seja maximizada. De forma a determinar qual a melhor estratégia serão apresentados no presente capítulo vários cenários, de modo a poder maximizar a receita do produtor tendo em conta diferentes premissas de simulação.

A expressão de receita de um produtor de energia eólica em mercado, pode ser generalizado pela seguinte expressão [46]:

$$R_t = P_{d,t} \cdot \pi_{d,t} + \pi_{i,t} \cdot (P_{i,t} - P_{d,t}) + IC_t \quad (3.1)$$

Sendo que:

R_t : Receita total do produtor do parque eólico [€];

$P_{d,t}$: Previsão de energia do parque eólico do D-1 ⁴⁴[MW];

$P_{i,t}$: Previsão de energia do parque eólico para as sessões intradiárias [MW];

$\pi_{d,t}$: Preço de mercado diário dado no D-1 [€/MWh];

$\pi_{i,t}$: Preço de mercado para cada secção intradiária [€/MWh];

IC_t : Valor pago ou recebido pelo desvio da produção em relação a energia vendida. [€];

⁴³ Retificação n.º 71/2007.DR 141 Série I de 24-07-2007 e alterado pelo decreto-lei n.º 51/2010, de 20 de Maio.

⁴⁴ Refere o dia de licitação do dia anterior.

A expressão do IC_t é dada por:

$$IC_t = \begin{cases} \pi^{descer} \cdot (P_{g,t} - P_{i,t}) & \text{Se } P_{g,t} > P_{i,t} \\ \pi^{subir} \cdot (P_{g,t} - P_{i,t}) & \text{Se } P_{g,t} < P_{i,t} \end{cases} \quad (3.2)$$

Em que:

$P_{g,t}$: Geração atual do parque eólico [MW];

π^{descer} : Preço de energia de regulação secundária a descer (*Sobregeração*) [€/MWh];

π^{subir} : Preço de energia de regulação secundária a subir (*Subgeração*) [€/MWh];

No presente capítulo serão apresentados diferentes cenários sendo que o cenário 1 demonstra a receita do produtor a tarifa regulada em vigor. Os restantes cenários simulam a receita do produtor que licita em mercado de acordo com diferentes premissas.

Nas simulações efetuadas teve-se em conta um âmbito circunscrito às simulações em mercado diário apenas, pelo que a expressão simplificada resulta da seguinte forma:

$$R_t = P_{d,t} \cdot \pi_{d,t} + IC_t \quad (3.3)$$

Sendo o IC_t é dado agora pela seguinte expressão:

$$IC_t = \begin{cases} \pi^{descer} \cdot (P_{g,t} - P_{d,t}) & \text{Se } P_{g,t} > P_{d,t} \\ \pi^{subir} \cdot (P_{g,t} - P_{d,t}) & \text{Se } P_{g,t} < P_{d,t} \end{cases} \quad (3.4)$$

Atuando o produtor no mercado diário, deverá o mesmo transmitir ao operador do mercado, a previsão de geração ($P_{d,t}$) para as 24 horas do dia D . Essa previsão deve ser comunicada até 10:00 (CET)⁴⁵ do dia $D-1$.

⁴⁵ Central European Time (hora espanhola).

No algoritmo em estudo são aplicados os dados obtidos num parque eólico com uma potência instalada de 60 MW, durante o mês de Junho do ano de 2010, em que é calculado o valor da receita total para as 720 horas referente ao período indicado.

Utilizando assim para o presente estudo os seguintes dados de entrada retirados do mês referido, nomeadamente:

- Previsão de energia do parque eólico (Figura 3.1):

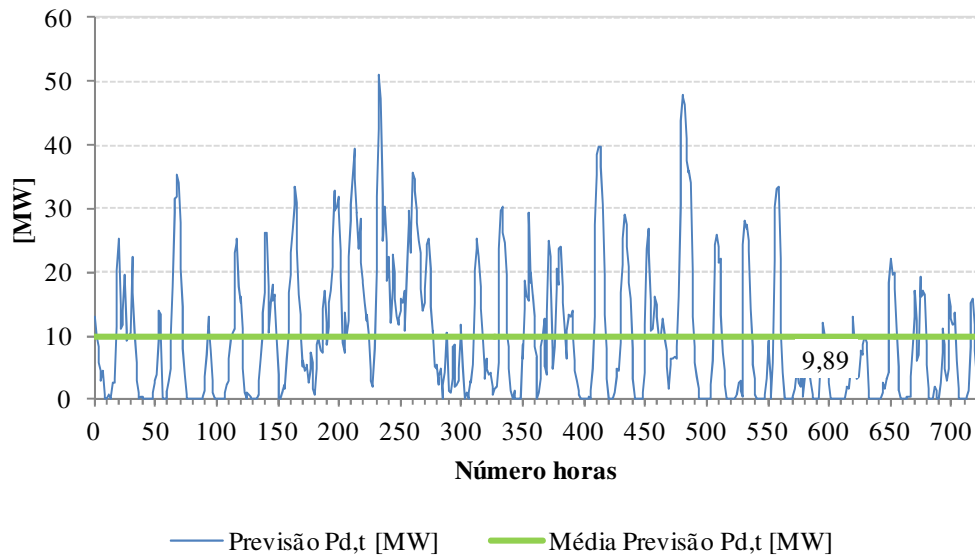


Figura 3.1 – Previsão de energia do parque eólico [MW]

- Geração atual de energia do parque eólico (Figura 3.2):

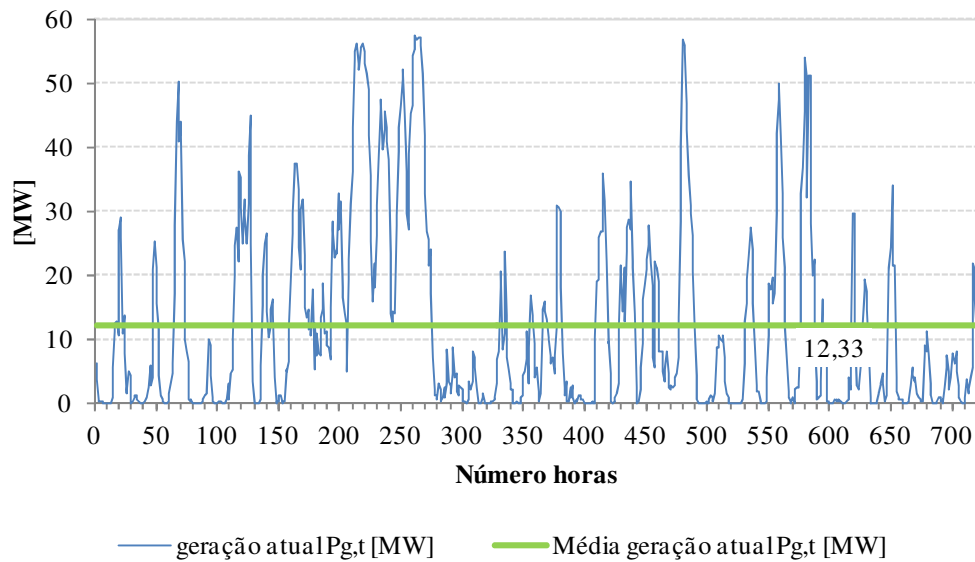


Figura 3.2 – Geração atual de energia do parque eólico [MW]

- Preço de mercado diário (Figura 3.3):

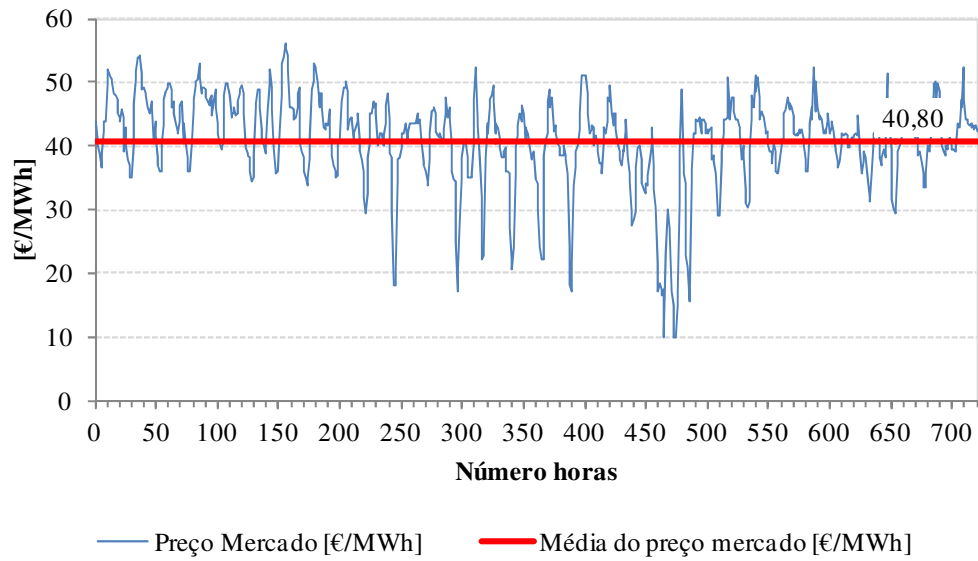


Figura 3.3 – Preço de mercado durante as 720 horas

- Preço de energia de regulação secundária a descer (Figura 3.4):

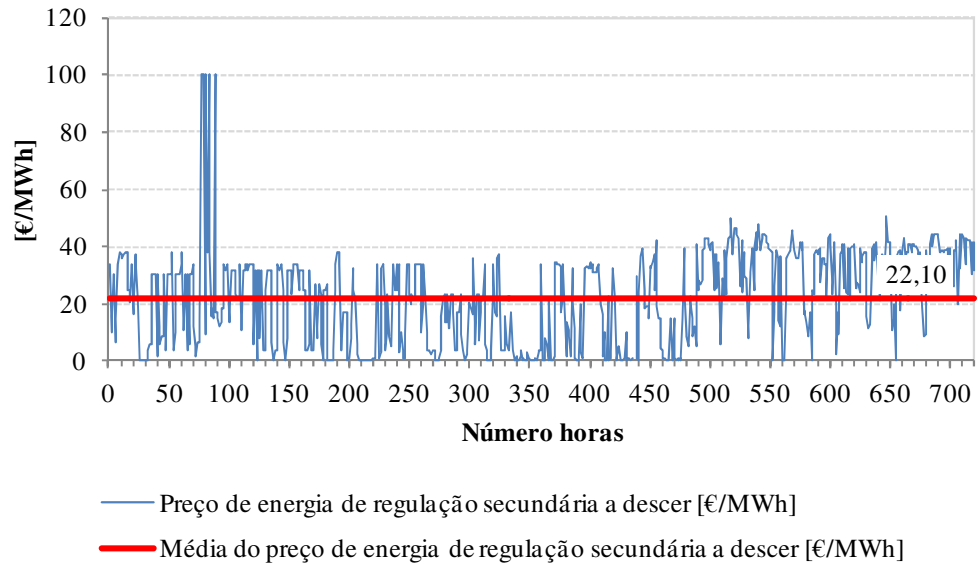


Figura 3.4 – Preço de energia de regulação secundária a descer

- Preço de energia de regulação secundária a subir (Figura 3.5):

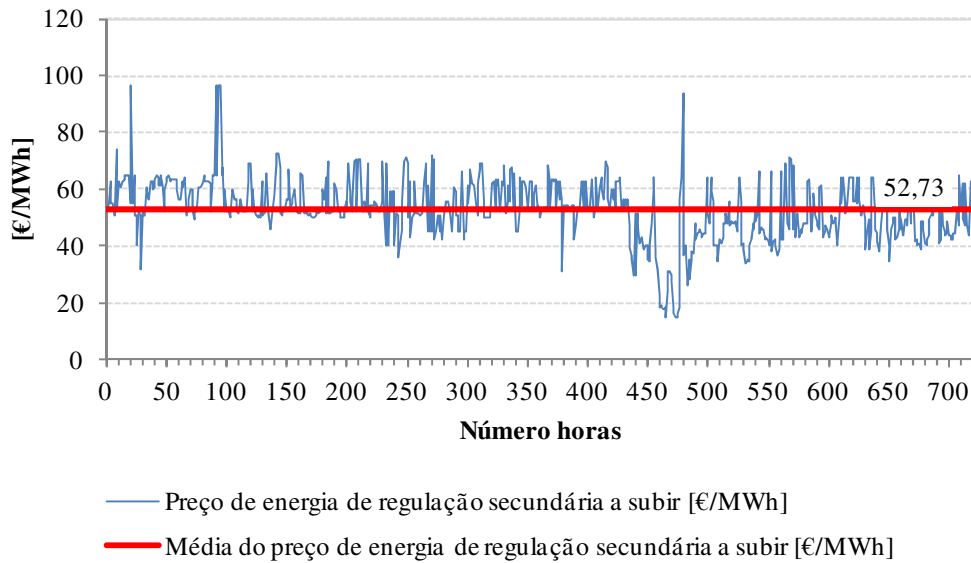


Figura 3.5 – Preço de energia de regulação secundária a subir

Os resultados obtidos do cálculo da receita, serão apresentados de forma decrescente, formando assim 720 amostras de evolução de receita. Sendo assim possível efetuar uma comparação de evolução de receita com os diversos cenários apresentados.

De salientar que a produção através de fontes de energia renovável tem dois mercados distintos, onde o produtor vende a sua energia no mercado de energia elétrica, correspondente ao valor das simulações apresentadas entre os cenários 2 e 8, e outro através de um conjunto de benefícios ambientais e sociais que tomam a forma de certificados verdes. Os certificados verdes podem ser transacionados em mercado próprio, incrementando à venda de energia elétrica uma receita adicional. Contudo a presente dissertação apenas incide na maximização da receita em mercado excluindo o incremento do mercado dos certificados verdes nas simulações.

3.1 Cenário #1 – Produtor a tarifa regulada

No presente cenário é efetuada a simulação para um produtor em tarifa regulada, ou seja, conforme o atual sistema remuneratório para as energias renováveis de acordo com o Decreto-Lei n.º 225/2007.

Pelo decreto-lei indicado anteriormente aplica-se a expressão disposta em (1.1) para calcular a remuneração da energia produzida anualmente.

Uma vez que não é possível ter acesso a todos os parâmetros da equação (1.1), recorreu-se ao valor médio anual do custo de energia eólica no ano de 2010. O valor da remuneração (VRD) utilizado toma assim o valor de 91,6 €/MWh.

Na Figura 3.6 verifica-se que a receita (VRD) será sempre positiva e depende apenas da quantidade de energia produzida.

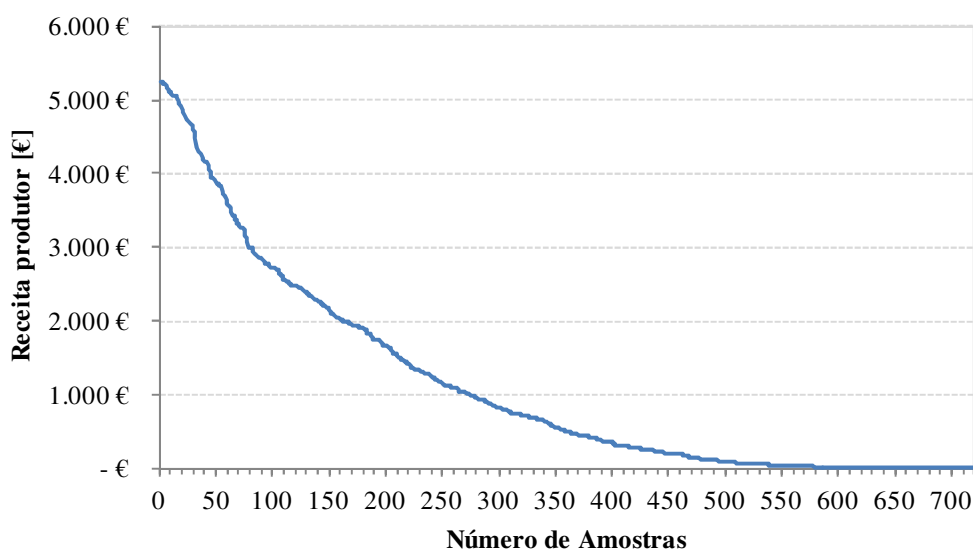


Figura 3.6 – Receita do produtor a tarifa regulada em função das 720 amostras

A Figura 3.6 indica a receita para as 720 amostras do mês de Junho de 2010 com uma receita total de **813.149 €**

Como se pode verificar na Figura 3.7, toda a produção traduz-se em receita, sendo esta dada pela seguinte expressão (3.5):

$$R_t = P_{g,t} \cdot VRD \quad (3.5)$$

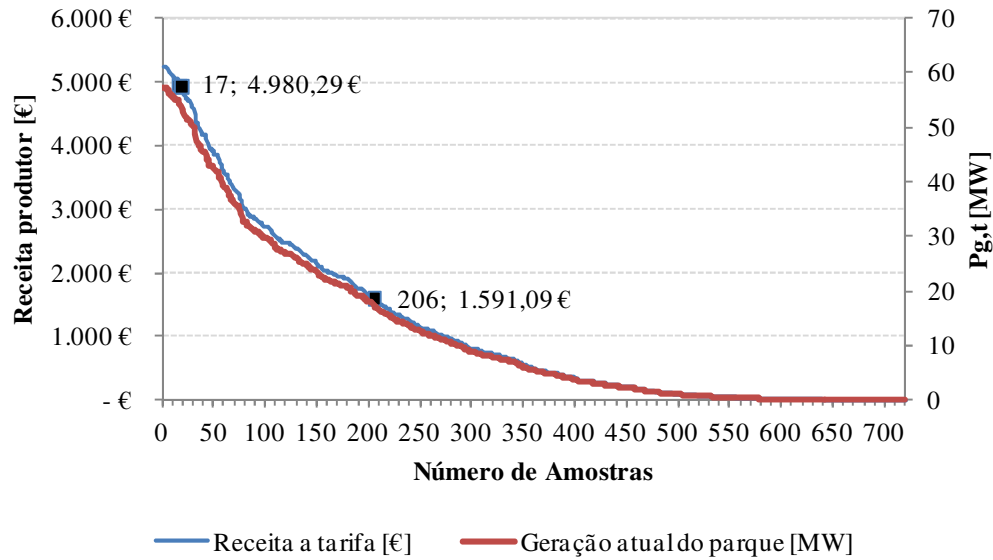


Figura 3.7 – Receita a tarifa vs energia real produzida

Na Tabela 3.1 pode verificar-se a respetiva correspondência da geração, para dois pontos como exemplo, onde é possível verificar a receita de acordo com a tarifa e a respetiva potência atual:

Tabela 3.1 – Receita segundo decreto-lei n.º 225/2007

Nº Amostra	Nºhora Junho	Hora Mês	P _{g,t} [MW]	P.Tarifa [€/MWh]	Receita [€]
17	260	20	54,37	91,60	4.980,29 €
206	630	6	17,37	91,60	1.591,09 €

3.2 Cenário #2 – Produtor em mercado livre com previsão perfeita

Neste cenário pressupõe-se que existiria uma previsão perfeita da geração eólica, em que o produtor não teria qualquer penalização por desvios de sobregeração ou subgeração. Assim sendo o valor da previsão no dia anterior à produção D-1 ($P_{d,t}$) seria exatamente igual ao produzido no dia da entrega física da energia à rede ($P_{g,t}$) pelo que o andamento da receita se traduz na Figura 3.8, andamento esse semelhante ao cenário 1.

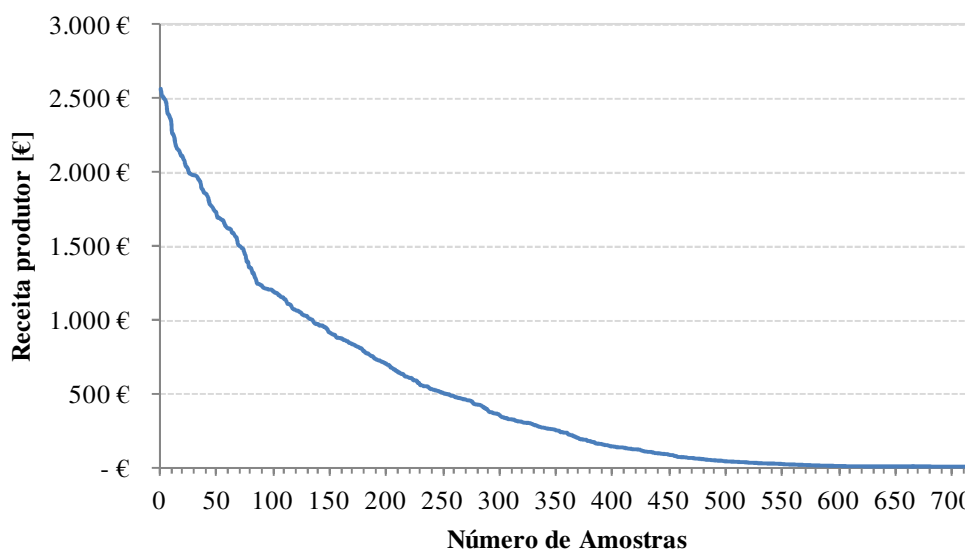


Figura 3.8 – Receita do produtor sem penalização

A Figura 3.8 representa o valor da receita total para o valor da produção gerada pelo parque eólico originando um acumulado de 354.598 €. Em termos comparativos com o cenário 1 verifica-se que o acumulado é inferior, uma vez que o preço da energia em mercado não é tão elevado como o da tarifa.

Pela Figura 3.9 podemos observar que mesmo tendo uma antevisão perfeita da produção, a receita do produtor terá um decréscimo acentuado em relação ao valor que seria obtido sob tarifa, sendo a diferença entre cenários cifrada em 458.551 €.

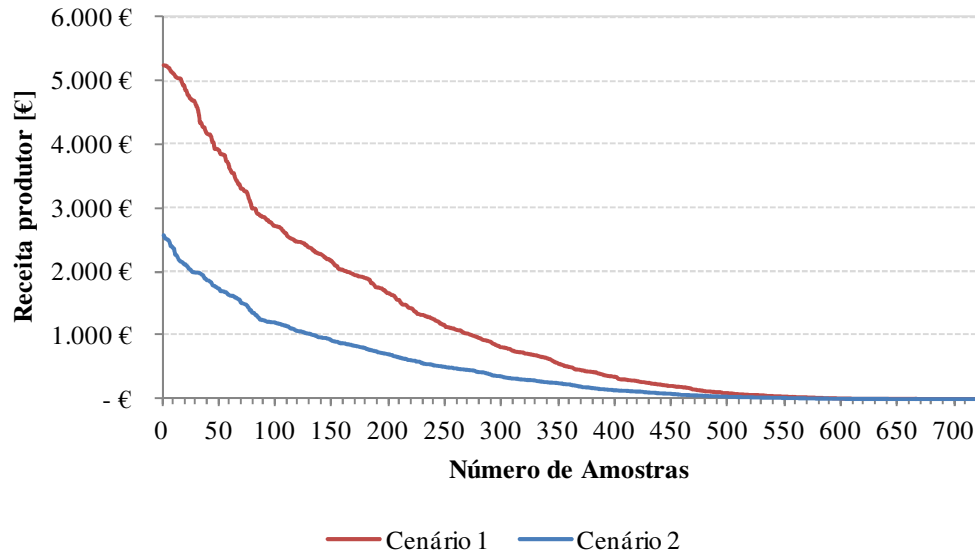


Figura 3.9 – Comparativo Cenário 1 (Tarifa) e Cenário 2 (Previsão Perfeita)

Outro aspeto a observar é se existe uma relação direta entre a receita e a quantidade de energia atual produzida. A Tabela 3.2 apresenta duas amostras das 720 existentes e que demonstram que o valor da receita nem sempre é proporcional à quantidade da geração atual, o que será de certa forma expectável uma vez que este cenário simula a venda de energia em mercado.

Tabela 3.2 – Geração atual ($P_{g,t}$) e preço mercado ($\pi_{d,t}$) da amostra 61 e 153

Nº Amostra	Nºhora Junho	Hora Mês	$P_{g,t}$ [MW]	$P_{d,t}$ [MW]	$\pi_{d,t}$ [€/MWh]	Receita [€]
61	127	7	44,94	44,94	35,99	1.617,39 €
153	484	4	42,82	42,82	21,02	900,08 €

Na Figura 3.10, pode-se observar de uma forma mais abrangente o explicado anteriormente sobre a relação entre a receita e a geração atual.

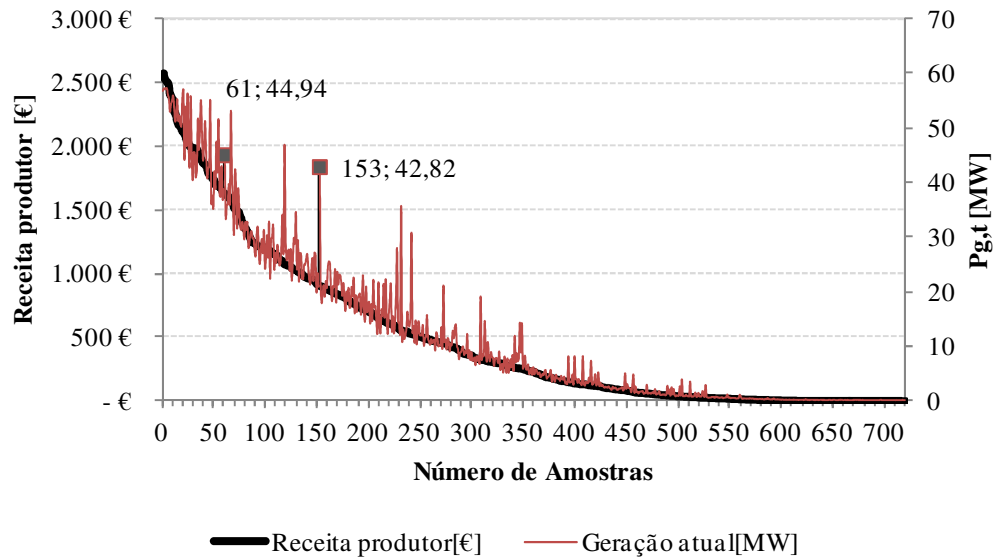


Figura 3.10 – Receita previsão perfeita face geração atual

Este cenário tem como objetivo principal observar qual o impacto na receita entre o cenário 1 de acordo com o Decreto-Lei n.º 225/2007, e a licitação direta em mercado tendo como base uma previsão perfeita, situação esta pouco provável numa ocasião real. A receita relativa ao cenário 2 é substancialmente inferior, tendo um decréscimo de 56% comparativamente ao cenário 1 (Figura 3.11).

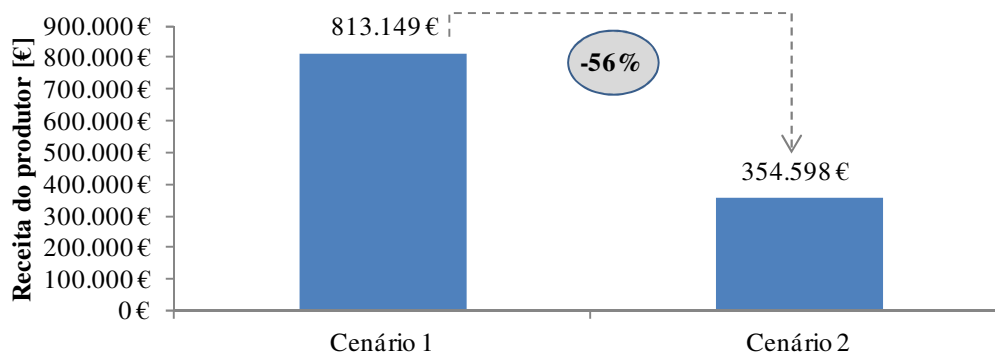


Figura 3.11 – Receita produtor cenário 1 (tarifa) e cenário 2 (previsão perfeita)

3.3 Cenário #3 - Produtor em mercado livre com desvios de sobregeração e subgeração

Este cenário tem como principal objetivo demonstrar a receita do produtor caso o mesmo passe a licitar diretamente em mercado sujeito às condições de penalidades inerentes aos desvios de previsão. Neste cenário o produtor poderá estar em *sobregeração* o que significa que energia gerada é superior à previsão ($P_{g,t} > P_{d,t}$), o que implica que o produtor tem uma receita da energia subejante, no dia da entrega a um preço estabelecido como preço de energia de regulação secundária a descer (π^{descer}). Por outro lado o produtor pode estar num regime de *subgeração*, o que significa que energia gerada é inferior à previsão ($P_{g,t} < P_{d,t}$), o que implica que o produtor terá uma penalidade pela energia que não produziu a um preço estabelecido como preço de energia de regulação secundária a subir (π^{subir}).

Assim sendo a receita do produtor será afetada pelo preço de energia de regulação secundária subir ou descer como está indicada nas expressões (3.3) e (3.4). O gráfico da Figura 3.12 mostra a variação da receita do produtor consoante a diferença da previsão dada no D-1 e a $P_{g,t}$ do parque eólico, e que contempla as devidas penalizações, resultantes dos desvios entre o perfil de “*sobregeração*” ou de “*subgeração*”.

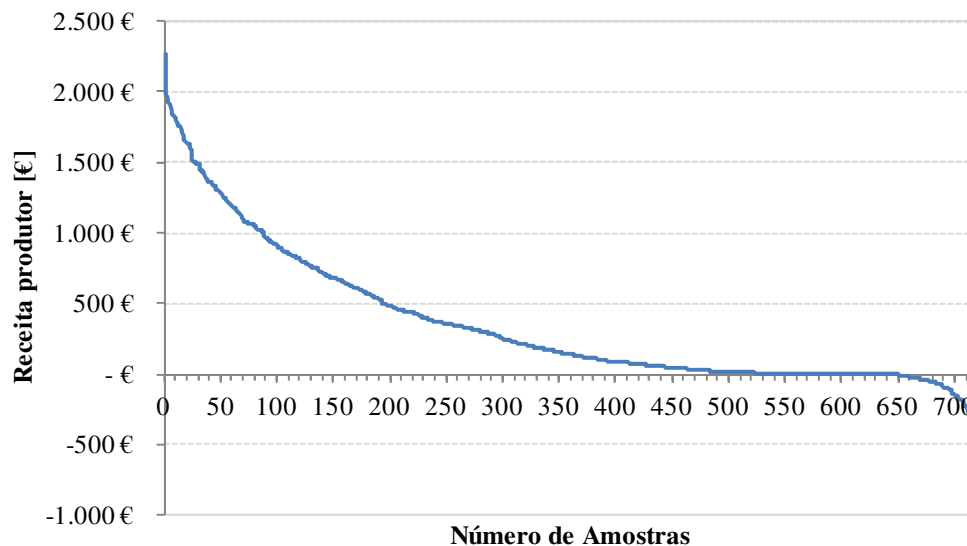


Figura 3.12 – Receita do produtor com desvios de “*sobregeração*” ou “*subgeração*”

Para o presente cenário constata-se que existe um valor de receita acumulada de 251.860 €. A Figura 3.13, apresenta o comparativo dos cenários anteriores com o agora apresentado, onde se observa um decréscimo da receita no cenário 3, chegando a receita inclusivamente a registar valores negativos para algumas amostras.

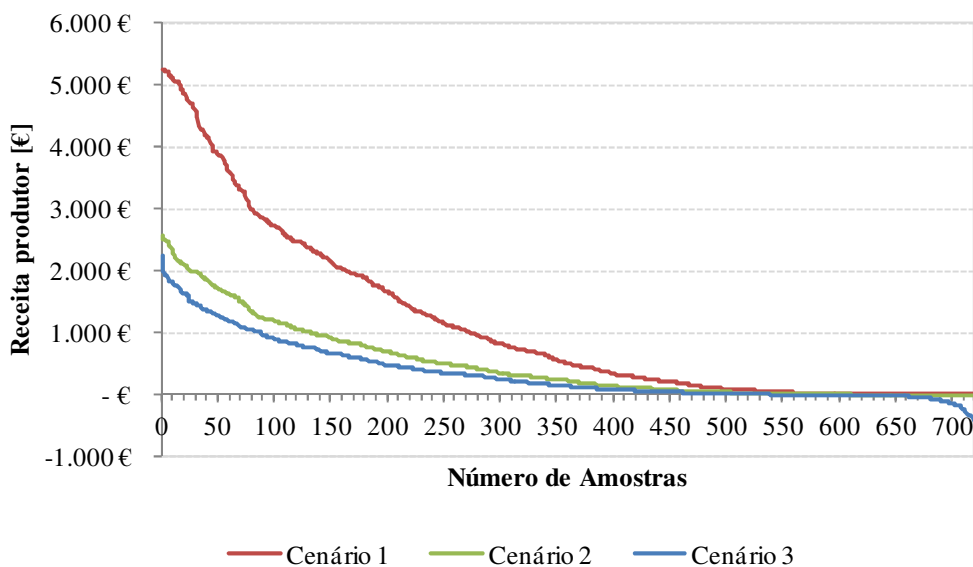


Figura 3.13 – Comparativo receita cenários 1,2 e 3

Para se melhor entender o comportamento das curvas foi elaborada a Figura 3.14 referente as amostras compreendidas no intervalo de 450 a 720 onde se identificam valores negativos de receita.

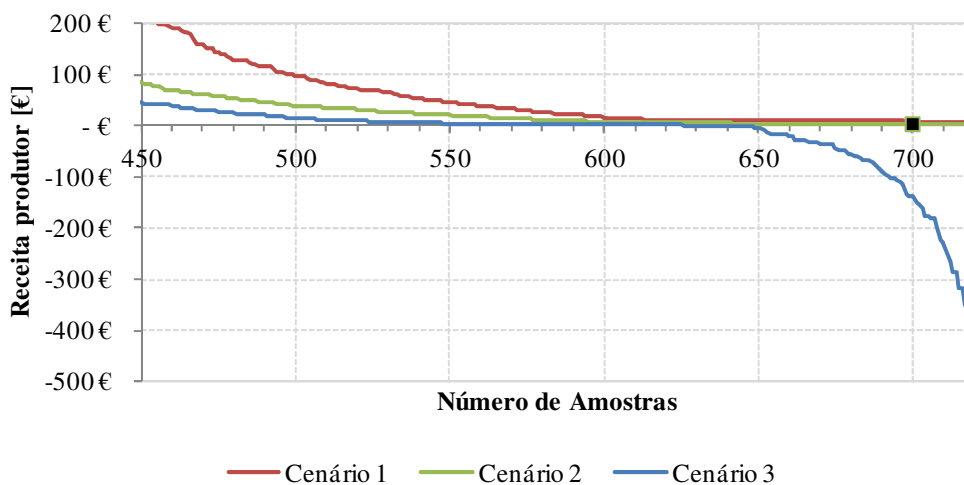


Figura 3.14 – Intervalo de valores da Figura 3.13 entre as amostras 450 e 700

Analisando agora um ponto comum (amostra 700) entre as três curvas constata-se que para os cenários 1 e 2 esse valor é de aproximadamente zero devido à falta de geração do parque, ou seja, uma menor geração implica uma menor receita. Em contrapartida o cenário 3 tem em linha de conta os valores de energia de regulação a subir ou a descer, pois apesar do baixo valor de geração a previsão era de 11,89 MW o que será afetado do valor de subgeração (π^{subir}) de acordo com as expressões (3.3) e (3.4). Conforme se pode observar na Tabela 3.3 para o cenário 3 o valor da receita atinge um valor negativo de -138,62 €, valor este resultante de um erro na previsão.

Tabela 3.3 – Comparativo cenário 1,2 e 3 para amostra 700

Cenário	Nº Amostra	Nºhora Junho	$P_{g,t}$ [MW]	$P_{d,t}$ [MW]	$\pi_{d,t}$ [€/MWh]	P.Tarifa [€/MWh]	π^{subir} [€/MWh]	π^{descer} [€/MWh]	Receita [€]
1	700	85	0,09	-	-	91,60 €	-	-	8,24 €
2	700	545	0,09	0,09	45,48	-	45,60	44,50	4,09 €
3	700	300	2,20	11,89	38,05	-	61,00	20,30	-138,62 €

Na Figura 3.15 pode-se ainda entender a dinâmica do valor da receita dependendo da quantidade de geração atual e do preço de venda, tendo em conta os preços de energia de regulação para as 720 amostras.

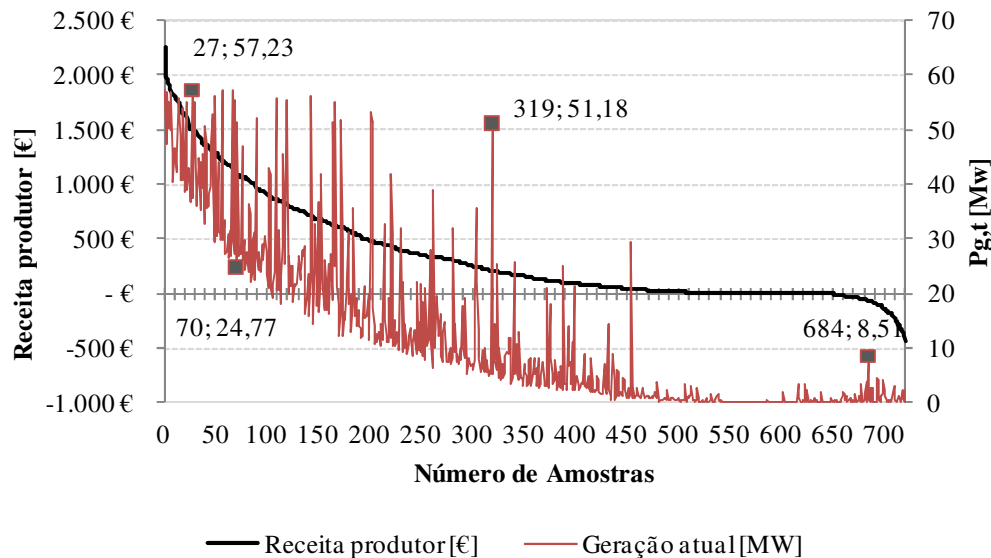


Figura 3.15 – Receita cenário 3 face a geração atual ($P_{g,t}$)

A Tabela 3.4 traduz os pontos assinalados na Figura 3.15, em que possível ter vários valores de receita para valores diferentes de produção, face as contingências de mercado. Da Figura 3.15 pode-se efetuar a seguinte análise:

- A amostra 27 apesar de se ter traduzido na maior receita o valor de Geração Atual ($P_{g,t}$) é superior ao de Previsão ($P_{d,t}$), assim sendo o produtor foi penalizado, visto que existiu uma diferença entre $P_{g,t}$ e $P_{d,t}$. O produtor vendeu 27,78 MW pelo preço de mercado ($\pi_{d,t}$) de 43,50 €/MWh, contudo obteve uma remuneração da produção remanescente, originada pela diferença entre $P_{g,t}$ e $P_{d,t}$ de 29,45 MW, ao valor de energia de regulação secundária a descer, que se cifrou em 10 €/MWh.
- Na amostra 70 a Previsão ($P_{d,t}$) é bastante próxima da Geração Atual ($P_{g,t}$), em que o produtor vende 23,05 MW a preço de mercado ($\pi_{d,t}$), e é penalizado na parcela da receita respeitante à produção remanescente de 1,72 MW que é bastante inferior à da amostra 27. Considera-se assim que esta amostra foi uma boa licitação para o produtor eólico.
- Na amostra 319 observou-se que a Geração Atual ($P_{g,t}$) foi elevada mas a receita baixa. Isto deve-se ao facto de existir um erro elevado da previsão ($P_{d,t}$), mas também devido ao valor de energia de regulação secundária a descer (π^{descer}) ser zero, ou seja, toda a geração subejante à previsão não teve qualquer remuneração. Neste caso o produtor apenas vendeu 4,78 MW a preço de mercado.
- A amostra 684 é o exemplo em que a previsão ($P_{d,t}$) é superior ao real ($P_{g,t}$), neste caso o produtor é penalizado com o valor de energia de regulação secundária a subir (π^{subir}), que é superior ao valor de mercado ($\pi_{d,t}$), ou seja, toda a produção excedente à previsão é uma parcela negativa na receita. Mesmo o valor de energia vendido a preço de mercado não é suficiente para manter o valor total de receita em valores positivos.

Tabela 3.4 – Receita para cenário 3 conforme amostras 27,70,319 e 684

Nº Amostra	Nºhora Junho	Hora Mês	$P_{g,t}$ [MW]	$P_{d,t}$ [MW]	$\pi_{d,t}$ [€/MWh]	π^{subir} [€/MWh]	π^{descer} [€/MWh]	Receita [€]
27	264	24	57,23	27,78	43,50	63,00	10,00	1.502,76 €
70	115	19	24,77	23,05	44,68	52,00	34,00	1.088,35 €
319	584	8	51,18	4,78	43,57	63,40	0,00	208,05 €
684	333	21	8,51	30,28	38,05	56,00	4,00	- 66,88 €

Após análise deste cenário e ainda pela Figura 3.16, abaixo representada verificamos que existe um decréscimo de 69% em relação a receita do produtor a tarifa (cenário 1) para a receita do produtor em mercado liberal com os respetivos desvios (cenário3), assim como um decréscimo de 29% entre o cenário 2 e 3.

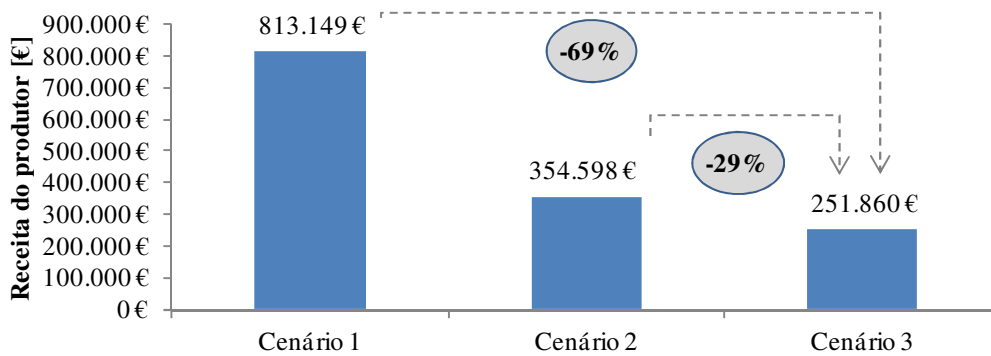


Figura 3.16 – Receita produtor para o cenário 1,2 e 3

Tendo em conta estes desvios de receita é necessário adotar alguma metodologia que maximize a receita do produtor em mercado liberalizado sem qualquer tarifa fixa. Os cenários seguintes irão então incidir sobre esse mesmo estudo.

3.4 Cenário #4 - Produtor em mercado livre com alteração da previsão no intervalo ($\bar{\varepsilon} \pm \sigma$)

O presente cenário aborda diversas metodologias como tentativa maximização da receita originada no cenário anterior. Das várias amostras do cenário 3 determinou-se o erro entre a previsão e a geração atual, dada pela expressão (3.6):

$$\varepsilon = P_{g,t} - P_{d,t} \quad (3.6)$$

Com o erro de todas as amostras obteve-se a média do mesmo $\bar{\varepsilon}$, que assumiu um valor de -2,4. Para além disso calculou-se o desvio padrão σ dos valores de $\bar{\varepsilon}$, onde se obteve o valor de 11,04. A diferença entre a média e o desvio padrão revela-se bastante acentuada devido sobretudo ao facto de o vento apresentar uma variação significativa e com isso o desvio padrão ser relativamente grande.

A previsão da energia gerada será então afetada de diversos valores como metodologias de maximização de receita, dando origem assim a diversos sub-cenários possíveis:

3.4.1 Cenário #4.1 - Produtor em mercado livre com alteração da previsão no intervalo ($\bar{\varepsilon} - \sigma$)

O cenário 4.1, apresenta a previsão afetada da média menos o desvio padrão, como indica a seguinte expressão (3.7):

$$Rt = [P_{d,t} - (\bar{\varepsilon} - \sigma)] \cdot \pi_{d,t} + IC_t \quad (3.7)$$

O resultado da aplicação desta afetação dá origem a um intervalo de [-13,48]. Uma vez que o valor da previsão não pode ser negativo foi assumido que os valores que ultrapassem valores de previsão negativos serão considerados [0].

A receita total do produtor aplicando a expressão 3.7, traduz uma receita total de 197.572 €. Constatando-se assim que o presente cenário não maximiza a receita do produtor tendo em conta o cenário de referência 3, com um valor de receita de 251.860 €.

3.4.2 Cenário #4.2 - Produtor em mercado livre com alteração da previsão no intervalo $(\bar{\varepsilon} + \sigma)$

O cenário 4.2 resulta do cenário 3 afetado da média mais o desvio padrão, o que se traduz na seguinte expressão (3.8):

$$Rt = [P_{d,t} + (\bar{\varepsilon} + \sigma)] \cdot \pi_{d,t} + IC_t \quad (3.8)$$

Com esta expressão obtém-se a receita do produtor para um desvio positivo, demonstrado nos resultados apresentados na Figura 3.17:

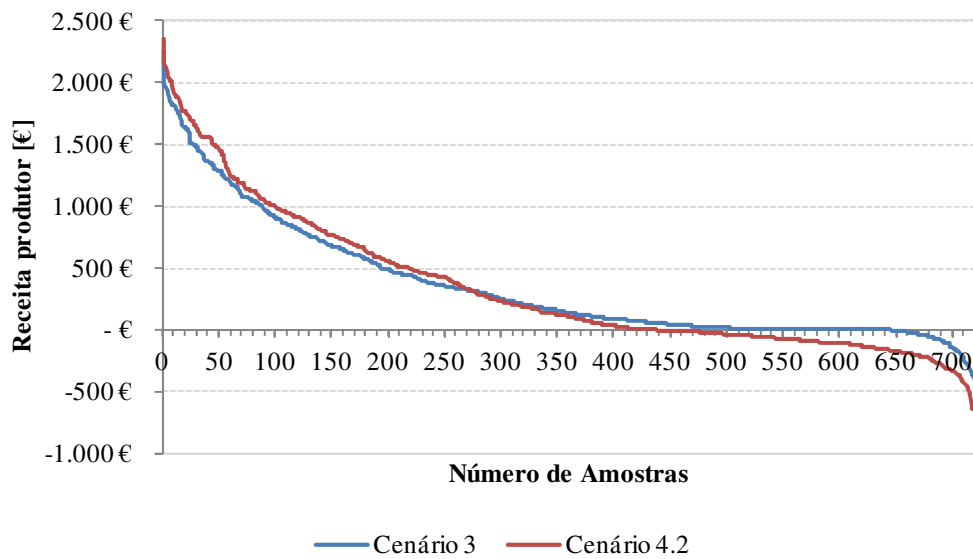


Figura 3.17 – Cenário 3 e cenário 4.2 com a receita do produtor com erro do desvio padrão $(+\sigma)$

Na Figura 3.17 pode-se verificar que existem duas zonas distintas a partir do qual as curvas se intercetam e trocam de posição. Estas duas zonas podem então ser repartidas para uma melhor análise (Figura 3.18 e Figura 3.19), podendo-se assim concluir se a receita que advém de cada uma das zonas resulta num balanço positivo, compreendendo-se assim se o cenário 4.2 maximiza o cenário 3.

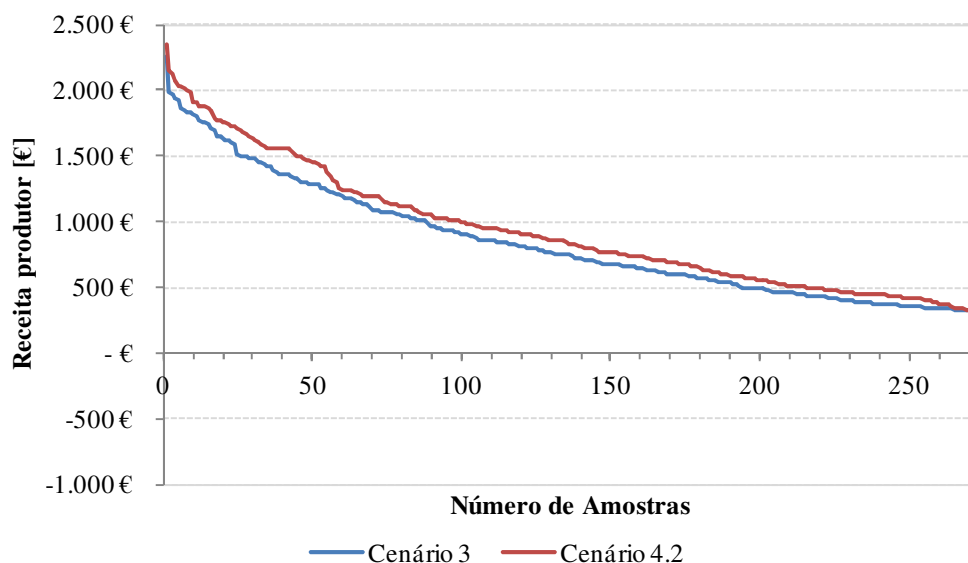


Figura 3.18 – Intervalo valores [0:273] com receita do cenário 4.2 superior ao cenário 3

As diferenças de receita entre os cenários ao longo das curvas não são significativas, mesmo incrementando o valor do desvio padrão ao cenário 3 que originou o cenário 4.2. A título de exemplo, pegando na amostra nº 100 verifica-se que apesar da diferença entre a previsão e a geração atual ser mínima nos dois cenários, a receita do cenário 4.2 é superior. Este facto deve-se à diferença entre o preço de mercado e o preço de energia de regulação secundária a subir ser substancialmente maior em relação no cenário 3.

Tabela 3.5 – Amostra 100 dos cenários 3 e 4.2 da Figura 3.18

Cenário	Nº Amostra	Nºhora Junho	Hora Mês	$P_{g,t}$ [MW]	$P_{d,t}$ [MW]	$\pi_{d,t}$ [€/MWh]	π^{subir} [€/MWh]	π^{descer} [€/MWh]	Receita [€]
3	100	241	1	23,38	22,53	38,90	51,50	34,00	905,29 €
4,2	100	274	10	24,09	29,11	42,10	45,00	0,00	999,63 €

No caso da Figura 3.19 o incremento vai prejudicar a receita, visto que o valor de energia de regulação secundária a subir é elevado relativamente ao preço de mercado.

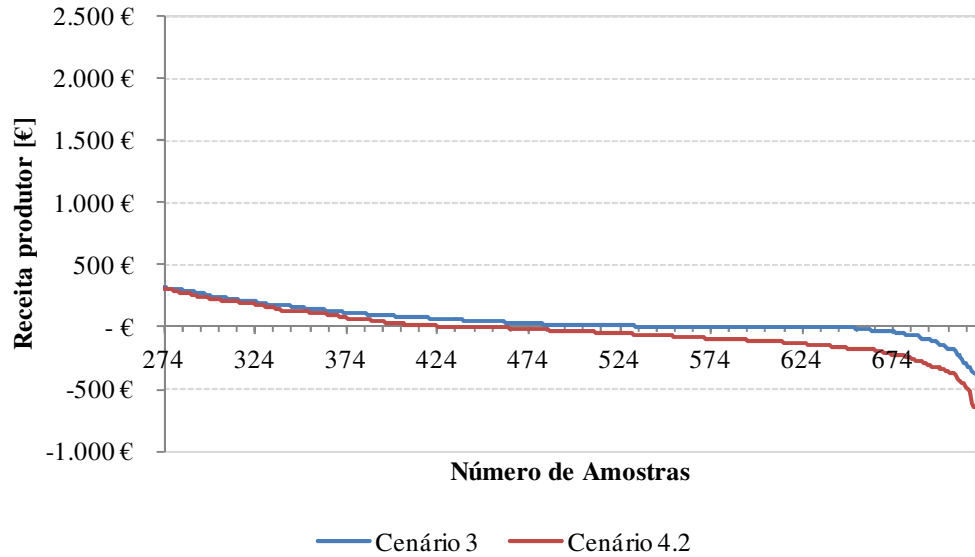


Figura 3.19 – Intervalo valores [274:720] com receita do cenário 3 superior ao cenário 4.2

Verifica-se a título de exemplo a amostra nº674 como explicação à Figura 3.19.

Tabela 3.6 – Amostra 674 dos cenários 3 e 4.2 da Figura 3.19

Cenário	Nº Amostra	Nºhora Junho	Hora Mês	P _{g,t} [MW]	P _{d,t} [MW]	$\pi_{d,t}$ [€/MWh]	π^{subir} [€/MWh]	π^{descer} [€/MWh]	Receita [€]
3	674	691	19	0,33	2,75	41,17	62,00	37,80	- 36,82 €
4,2	674	304	16	0,11	9,55	38,05	61,70	13,60	-219,04 €

Neste caso o incremento vai prejudicar o produtor do parque, visto que o valor de energia de regulação secundária a subir é elevado.

Observando o resumo de ambos cenários temos:

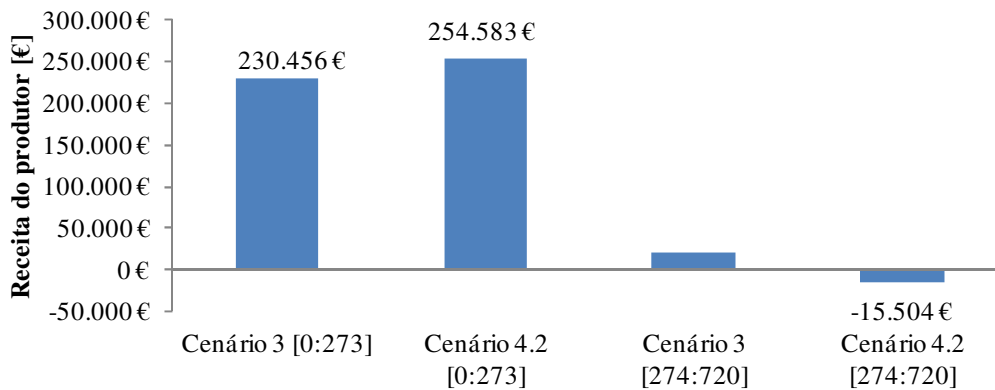


Figura 3.20 – Intervalo valores [0:273] e [274:720] do cenário 4.2

Efetuada o somatório de ambos os intervalos obtemos a Figura 3.21, da qual pode observar-se que este cenário também não será solução a maximização da receita, visto que o resultado apresentado ainda é mais baixo que o cenário 3 (-5%).

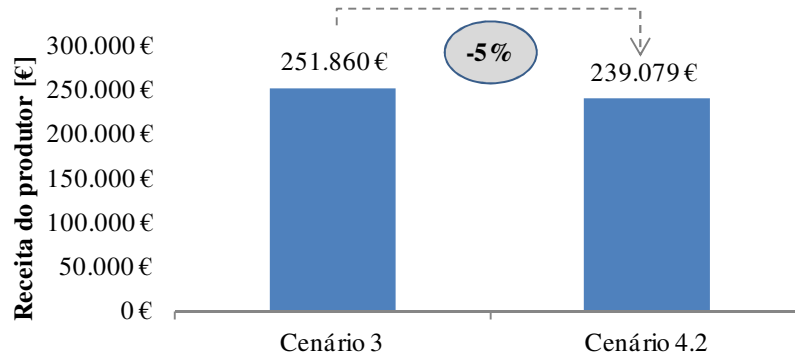


Figura 3.21 – Receita produtor para o cenário 3 e 4.2

3.5 Cenário #5 – Produtor em mercado livre com variação da previsão com fator α

Os seguintes cenários são elaborados com o princípio de afetar a previsão do produtor ($P_{d,t}$), com um fator multiplicativo (α), com uma variação compreendida entre 0 e 6 com intervalos de 0,2 conforme pode observar-se pela expressão (3.9). Pretendendo assim maximizar a receita do produtor.

$$R_t = (P_{d,t} \cdot \alpha) \cdot \pi_{d,t} + IC_t \quad \alpha = [0;0,2;0,4.....5,6;5,8;6] \quad (3.9)$$

Para criação dos seguintes cenários foram admitidos alguns pressupostos para não afetar as simulações e por consequente a avaliação de resultados, na maximização da receita do produtor. Assim sendo:

- Sempre que o valor da previsão for zero, não teremos qualquer valor de α , visto que o valor da receita será sempre zero.
- O valor da previsão afetado pelo fator multiplicativo α , tomará sempre um teto máximo de 60 MW, por se tratar da capacidade máxima de potência instalada no parque eólico.

3.5.1 Cenário 5.1 – Produtor em mercado livre com α máximo relativo à receita

No presente cenário, com a afetação do valor de α na expressão (3.9), foi determinado para cada hora do dia do respectivo mês (720 horas), qual seria a melhor receita. Sendo assim encontrado também um valor de α correspondente ao valor da melhor receita ($\alpha^{máximo}$).

A Figura 3.22 reflete todos os valores de ($\alpha^{máximo}$) das 720 horas para a melhor receita do produtor, onde se pode constatar que o valor de α é bastante volátil. Observa-se ainda que algumas amostras tomam o valor de α igual a seis, tal fato deve-se à limitação imposta no modelo ou seja a limitação do parque a 60 MW.

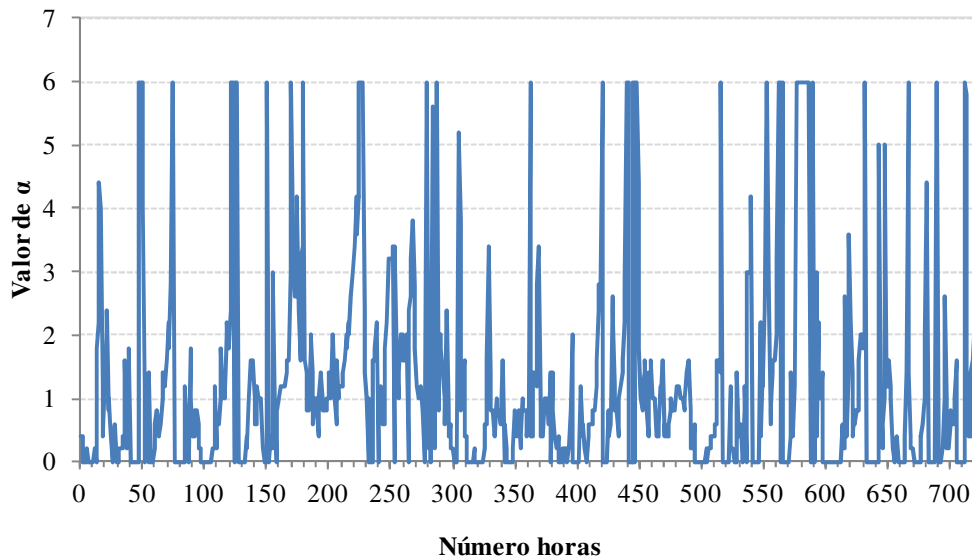


Figura 3.22 – Valor de $\alpha^{máximo}$ durante 720 horas

A Figura 3.23 reflete a receita do produtor com a aplicação do fator multiplicativo ($\alpha^{máximo}$), durante as 720 horas do respectivo mês, com a sobreposição dos cenários 1, 2 e 3.

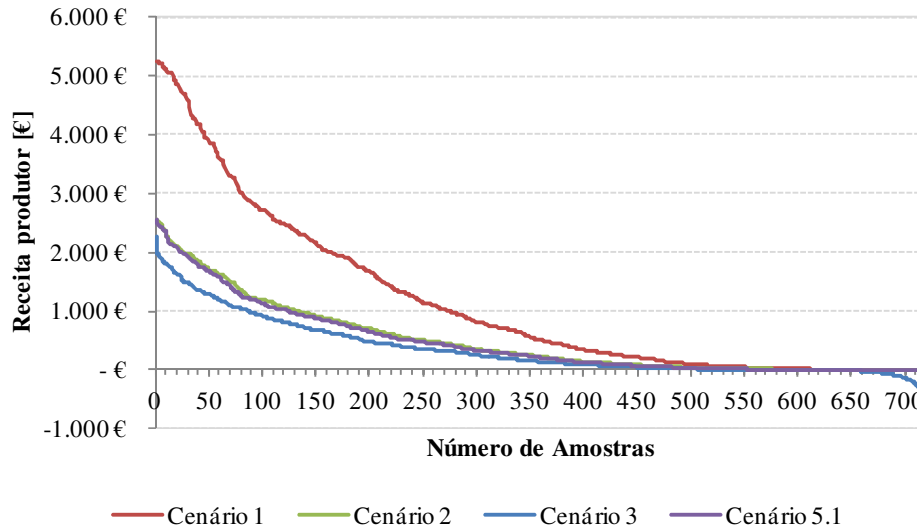


Figura 3.23 – Receita do produtor cenários 1, 2, 3 e 5.1

Sendo este um cenário idealista, em que é encontrado o ponto ótimo de cada hora bem como o cenário 2 em que a previsão é perfeita, a Figura 3.24, demonstra a comparação de ambos os cenários bem como a inclusão da receita do decreto-lei n.º 225/2007 e o cenário 3 que seria o cenário em mercado atual.

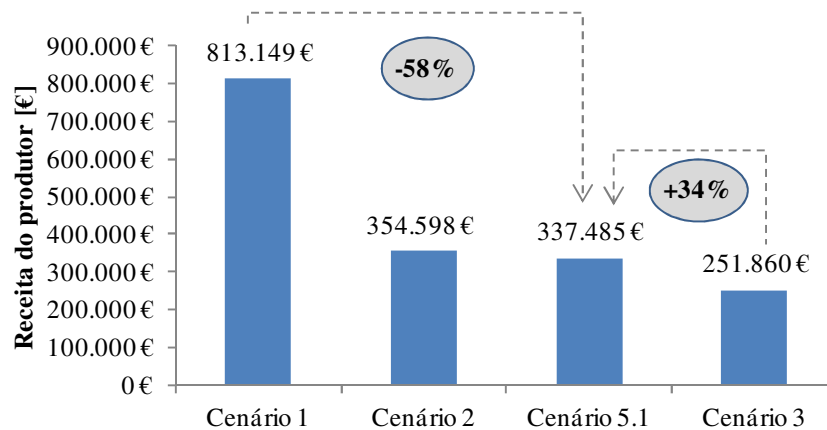


Figura 3.24 – Receita produtor para o cenário 1,2,3 e 5.1

De igual modo ao cenário 2, este cenário apenas demonstra o que seria uma boa licitação por parte do produtor, contudo impossível de fazer a sua antevisão uma vez que seria necessário prever todos os valores da amostra utilizando o melhor valor de α

para cada hora de licitação, atendendo as restrições do mercado. Assim constatou-se que o cenário 2 continua a ser a melhor opção para uma maximização perfeita em mercado liberal uma vez que não existe diferença entre geração e previsão e apenas depende do preço da energia em mercado, enquanto o presente cenário apesar de licitar na hora da melhor receita tem de ter em conta os acertos de sobregeração e subgeração. Representando uma queda de 58% relativo ao cenário 1 e um aumento de 34% relativo ao cenário 3.

3.5.2 Cenário #5.2 – Produtor em mercado livre com valor de α maximizado

Ao contrário do cenário anterior, o presente cenário tem objetivo encontrar um único valor de α que maximize a receita do produtor, tendo em conta o somatório das receitas através da expressão (3.9) com a variação de α para as 720 horas do mês. Dessa simulação resultou o seguinte resultado:

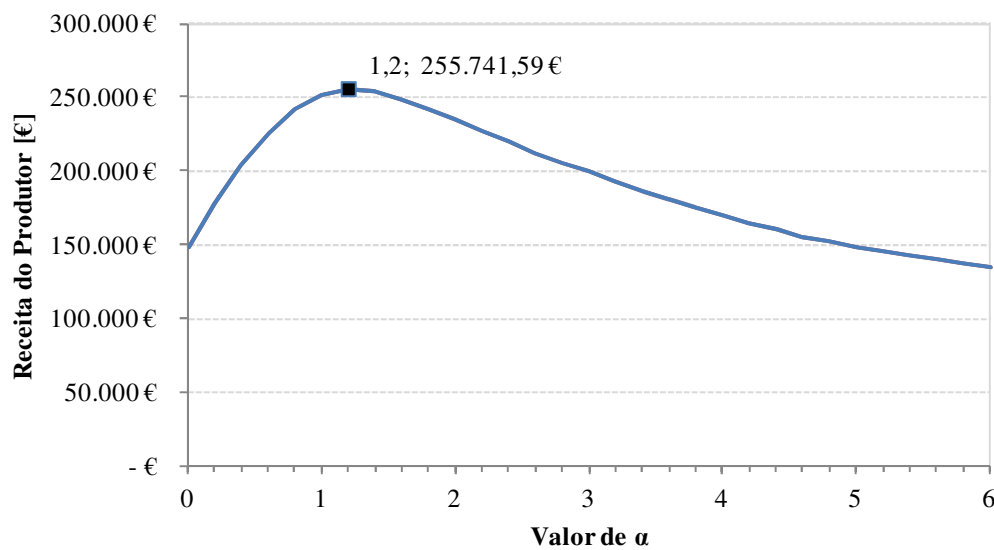


Figura 3.25 – Valor de α para maximizar a receita do produtor ($\alpha=1,2$)

Perante a Figura 3.25 observou-se que o valor de α para maximizar a receita do produtor toma o valor de 1,2, ou seja 20% acima do valor da previsão, atingindo um valor de 255.742 €, obtendo assim um valor superior ao cenário de referência 3 (+2%), como se pode constatar na Figura 3.26.

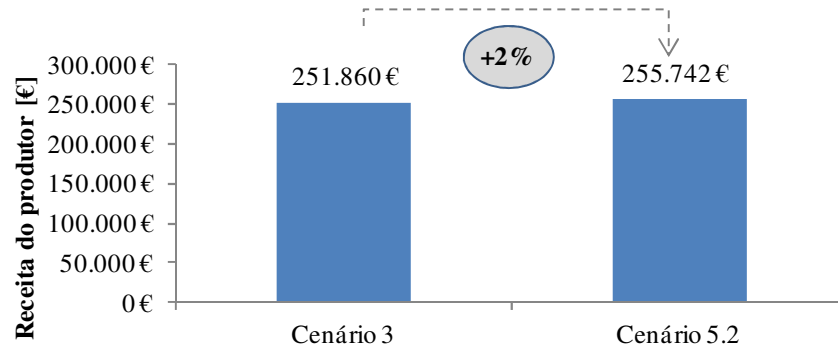


Figura 3.26 – Receita cenário 3 e 5.2

Na Figura 3.27 pode-se verificar a comparação da evolução das duas receitas ao longo das 720 amostras.

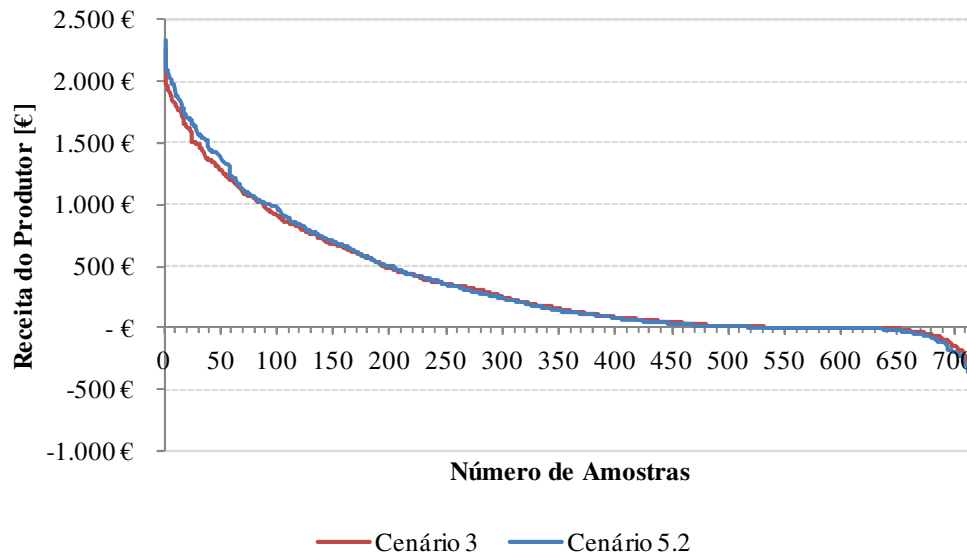


Figura 3.27 – Comparação cenário 3 e 5.2 (com $\alpha = 1,2$)

Como pode observar-se as duas curvas estão praticamente sobrepostas, para compreender melhor a sua evolução serão repartidas em duas zonas distintas (Figura 3.28 e Figura 3.30)

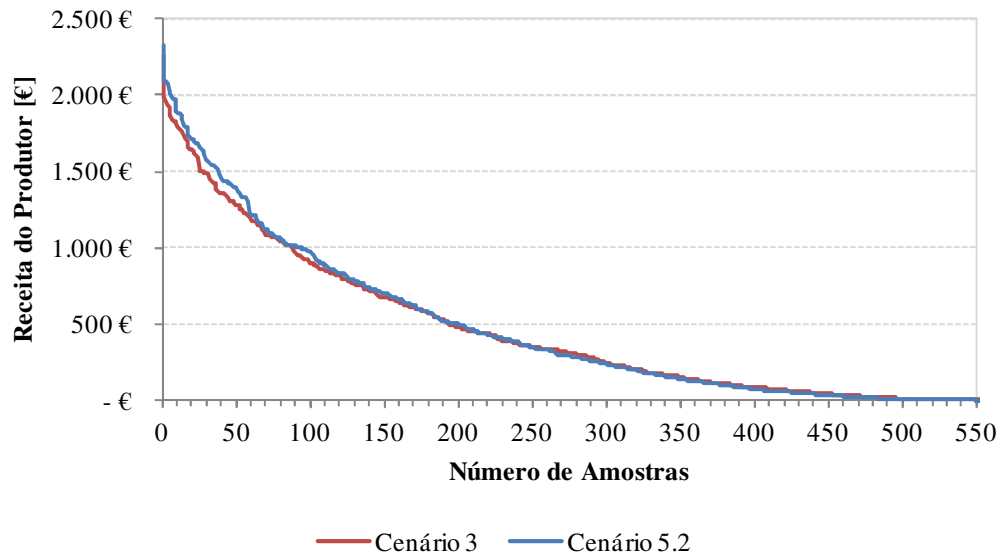


Figura 3.28 – Intervalo [0:550] cenário 3 e 5.2

Pode-se observar na Figura 3.29, as receitas de ambos os cenários e verificar que o presente cenário tem nas primeiras 550 amostras tem uma receita superior ao cenário comparativo como facilmente também se podia verificar na Figura 3.28.

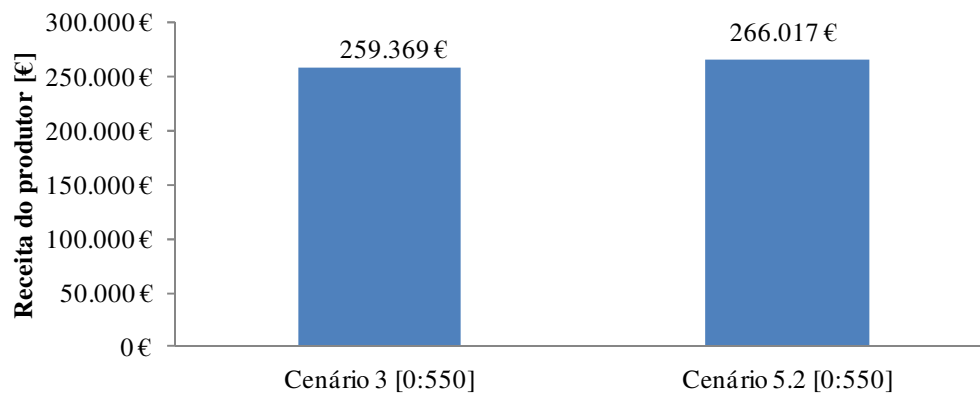


Figura 3.29 – Receita cenário 3 e 5.2 no intervalo [0:550]

Analisando agora a outra zona da Figura 3.27, apresentado pela Figura 3.30 resulta a seguinte figura:

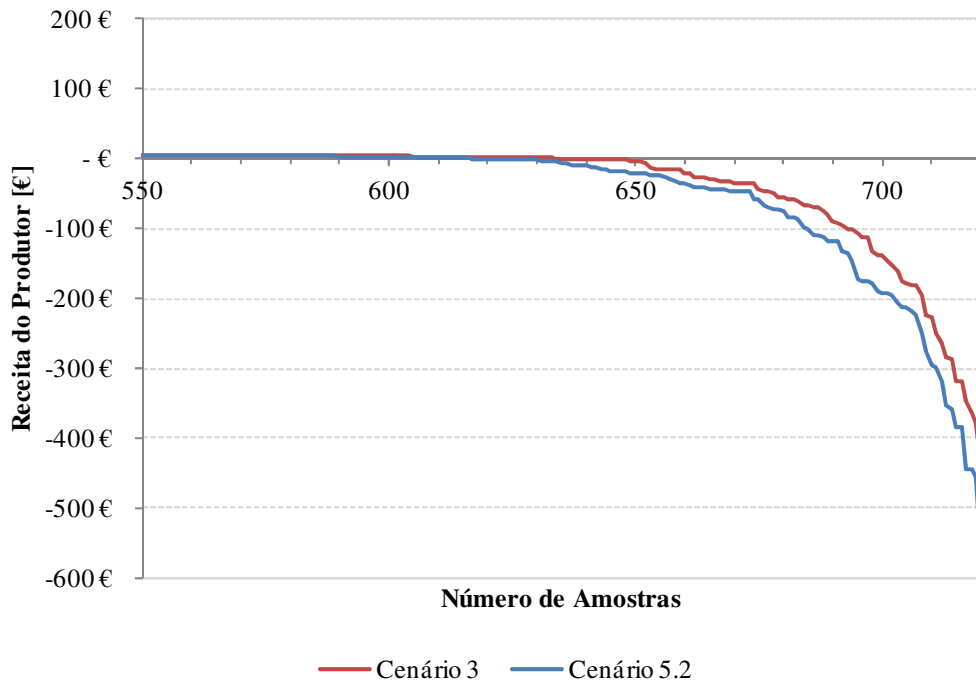


Figura 3.30 – Intervalo [551:720] cenário 3 e 5.2

Analisando a resultado da Figura 3.30 e da Figura 3.31, verifica-se que o presente cenário nesta situação tem uma penalização superior ao cenário comparativo 3, contudo face ao observado na Figura 3.26, o somatório dos dois intervalos continua a ser vantajoso em termos de receita final para o produtor, fazendo deste cenário um modelo de maximização do produtor.

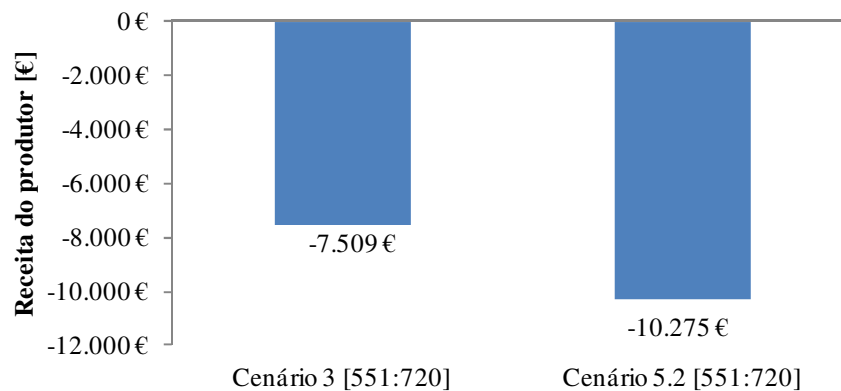


Figura 3.31 – Receita cenário 3 e 5.2 no intervalo [551:720]

Para compreender as oscilações da receita entre o cenário 3 e o cenário 5.2 a Figura 3.32 demonstra a dinâmica da receita em comparação com a energia gerada evidenciando assim algumas contingências de mercado.

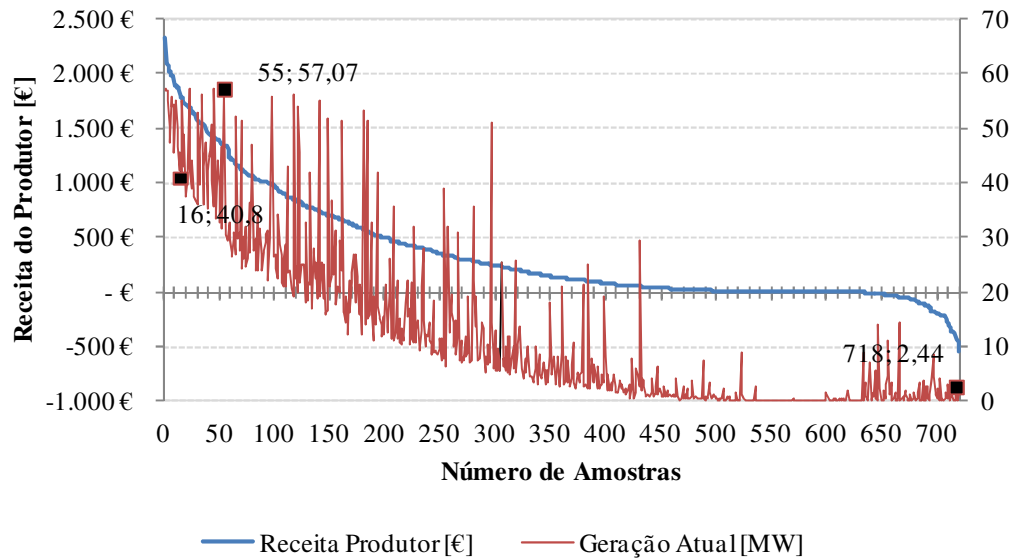


Figura 3.32 – Receita cenário 5.2 face geração atual

A Tabela 3.7 demonstra todos os parâmetros necessários para observar a variação da receita consoante a geração de energia face a previsão, preço mercado e energia de regulação secundária a subir ou descer.

Tabela 3.7 – Amostras da Figura 3.32 – Receita cenário 5.2 face geração atual

Nº Amostra	Nºhora Junho	Hora Mês	$P_{g,t}$ [MW]	$P_{d,t}$ [MW]	$\pi_{d,t}$ [€/MWh]	π^{subir} [€/MWh]	π^{descer} [€/MWh]	Receita [€]
16	69	21	40,80	40,82	43,79	56,40	30,00	1.786,44 €
55	266	2	57,07	27,60	44,00	61,00	4,00	1.332,28 €
718	388	4	2,44	16,05	18,11	54,00	0,80	- 444,27 €

De forma resumida pode-se descrever os pontos atrás indicados na tabela da seguinte forma:

Amostra 16 é o caso em que afetação de 20% sobre a previsão inicial permitiu ao produtor efetuar uma previsão perfeita e por consequente obter uma maximização ótima.

Na amostra 55 apesar de se traduzir numa boa receita foi uma má licitação devido à diferença de 29,47 MW entre geração ($P_{g,t}$) e a previsão ($P_{d,t}$), onde o produtor vende apenas 27,60 MW por 44 €/MWh e recebe da diferença entre $P_{g,t}$ e $P_{d,t}$ o valor de energia de regulação secundária a descer (π^{descer}) de apenas 4 €/MWh o que se refletiu em apenas 117,88 € da receita total, valor esse que poderia ascender aos 2511,08 € se o produtor efetuasse a previsão igual à geração.

Por último a amostra 718 demonstra o inverso da amostra 55, em que previsão ($P_{d,t}$) é superior a geração ($P_{g,t}$) e o produtor vende 16,05 MW ao preço de mercado ($\pi_{d,t}$), e é penalizado pela diferença entre $P_{g,t}$ e $P_{d,t}$ ao valor de energia de regulação secundária a subir (π^{subir}), parcela esta no valor de -734,94 €. O valor total de receita também se tornou mais acentuado devido ao baixo preço de mercado durante esta hora.

Outro aspeto importante neste resultado será perceber a influência da afetação de 20% da previsão para poder maximizar a receita do produtor, para efetuar tal estudo foi criado o histograma com a percentagem de erro e a Figura 3.34 que indica a diferença entre a geração atual e a previsão do parque eólico para todas as horas do mês.

Através do histograma apresentado na Figura 3.33, verifica-se que a grande percentagem das 720 amostras, tem um erro pequeno entre geração e a previsão.

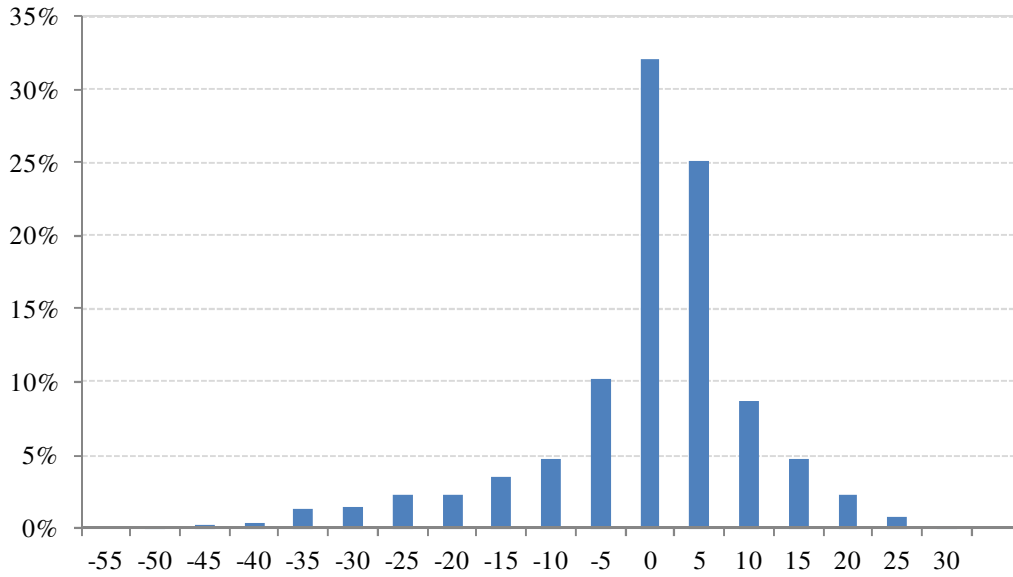


Figura 3.33 – Histograma percentagem de erro entre geração atual e previsão

Da Figura 3.34 pode verificar-se que a média da geração atual encontra-se em 12,33 MW e a média da previsão de 9,89 MW, valor esse que se traduz também numa diferença aproximadamente de 20%, daí resulta o facto de que se a previsão for afetado desse valor, a receita do produtor aproxima-se do valor da geração atual.

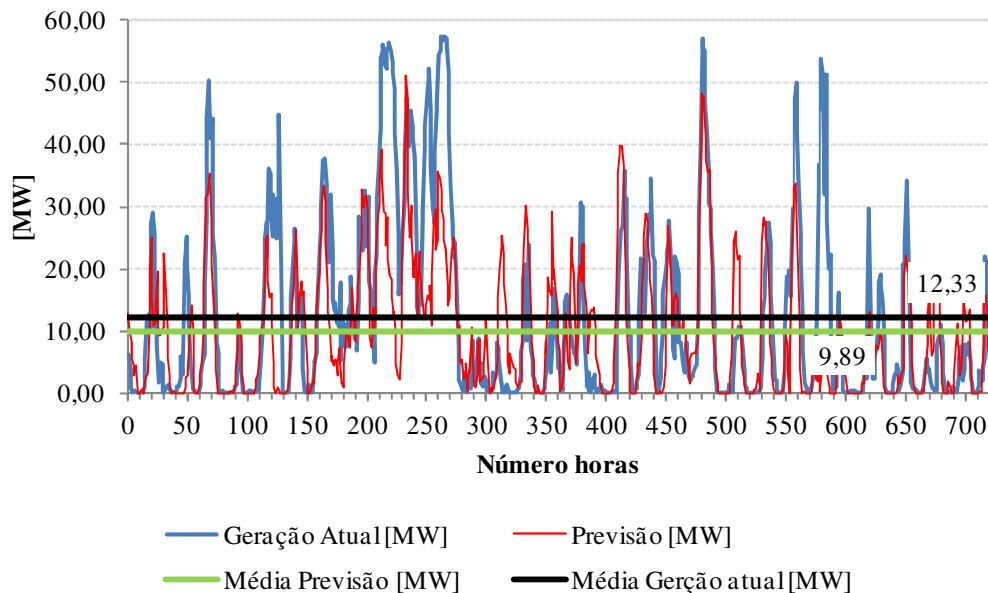


Figura 3.34 – Geração atual vs previsão

3.6 Cenário #6 – Produtor em mercado livre com valor de α móvel

O cenário 6 foi criado com base nos valores de ($\alpha^{máximo}$), efetuando a média das primeiras 24 horas desses valores e incrementando hora a hora dando origem assim a um valor de α móvel ($\alpha^{móvel}$) para cada uma das seguintes horas como mostra a Figura 3.35, contudo este cenário não pode ser utilizado em mercado devido ao mercado em bolsa funcionar para o dia anterior à entrega da energia. Para aplicar este cenário a um caso prático era necessário que o mercado funcionasse com licitação hora a hora. Na prática mesmo no intradiário, as ofertas devem ser dadas com um tempo incompatível com o método de previsão aqui indicado.

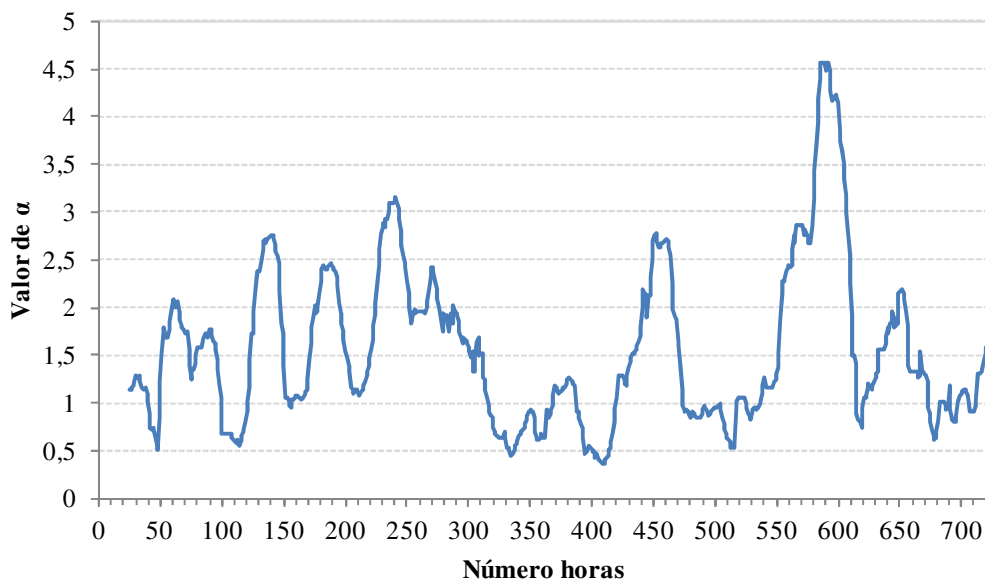


Figura 3.35 – Variação de $\alpha^{móvel}$

Com base no valor α da média móvel, foi calculada a receita para todas as horas conforme mostra Figura 3.36.

Para se efetuar a média móvel será necessário recorrer às primeiras 24 horas, assim sendo todos os cenários comparativos não incluem essas mesmas primeiras horas, de modo a não deturpar os resultados finais.

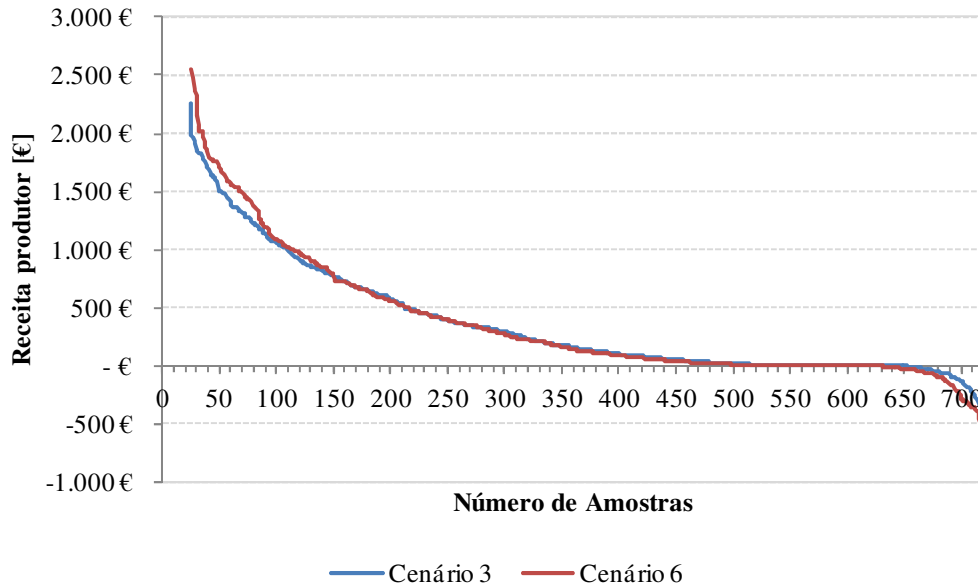


Figura 3.36 – Cenário 3 e 6 (Receita do Produtor com valor da média móvel de α)

Na Figura 3.37, pode observar-se as receitas do produtor dos cenários 3 e 5.2 juntamente com o cenário atual, em que caso fosse possível atuar no mercado, efetuando a previsão hora a hora, jogando com a média móvel, também seria um modelo que poderia maximizar a receita do produtor contudo o cenário 5.2 continua a ser mais rentável.

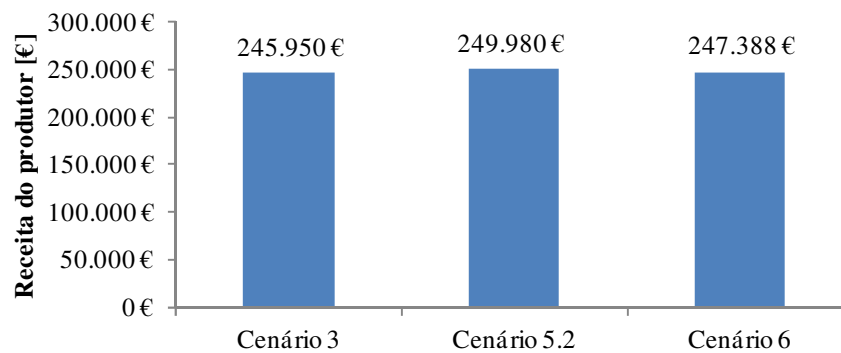


Figura 3.37 – Receita cenário 3, 5.2 e 6

3.7 Cenário #7 – Produtor em mercado livre com valor de α fixo

Este cenário foi construído tendo em conta o valor da média dos valores máximos de α do dia anterior para todas as horas do dia (D+1). Fixando assim um valor de α (α^{fixo}) para cada dia do mês, conforme se pode constatar na Figura 3.38.

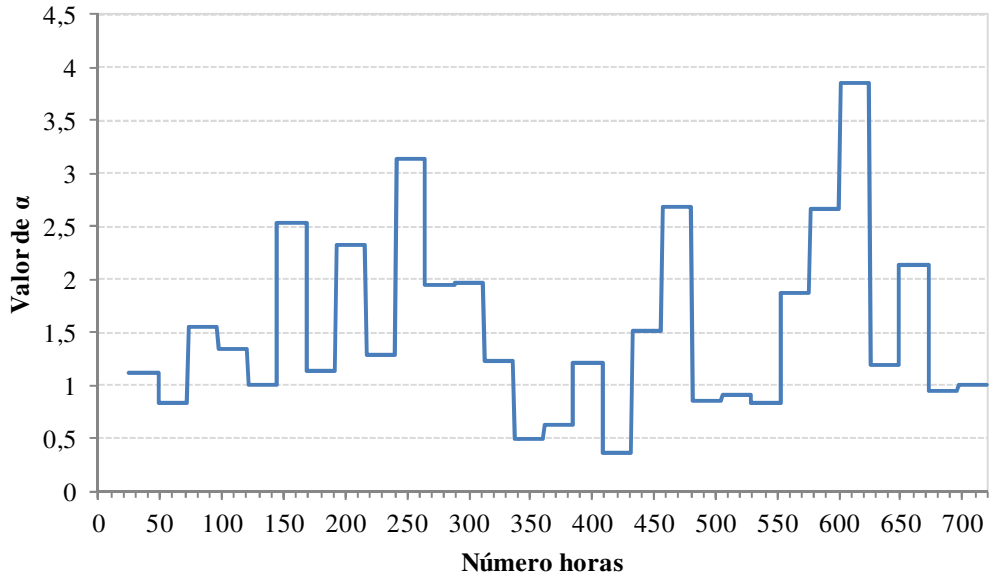


Figura 3.38 – Média dos valores máximos de α do dia anterior para dia D+1

Após obter os valores de α e afetar a previsão com esse valores apresenta-se na Figura 3.39 a receita total de todas as horas em comparação com os cenários anteriores.

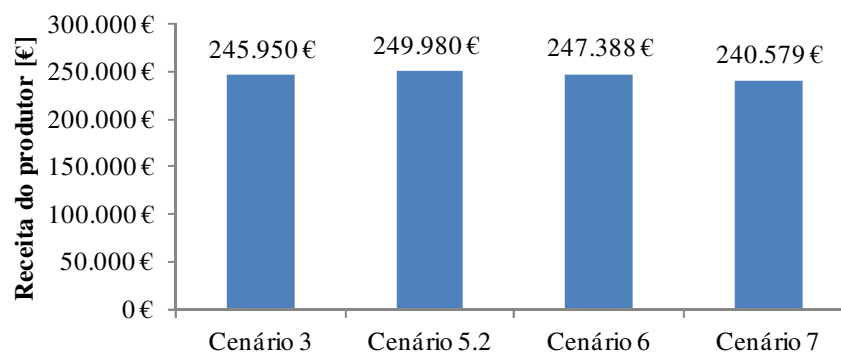


Figura 3.39 – Receita cenários 3, 5.2, 6 e 7

Como se pode observar a receita deste cenário não supera a do cenário 3, sendo assim o presente cenário não será uma forma de o produtor maximizar a sua receita.

3.8 Cenário #8 – Produtor em mercado livre com valores máximos de α do dia anterior

O cenário 8 teve como objetivo estudar a afetação da previsão do dia seguinte hora a hora, com os valores máximos de α do dia anterior igualmente para cada hora. Todos os valores de receita do cenário comparativo (3) não incluem as primeiras 24 horas do mês derivado à simulação do presente cenário ter início na hora 25 do mês.

Na Figura 3.40, pode observar-se todos os valores de α para as correspondentes horas do dia seguinte:

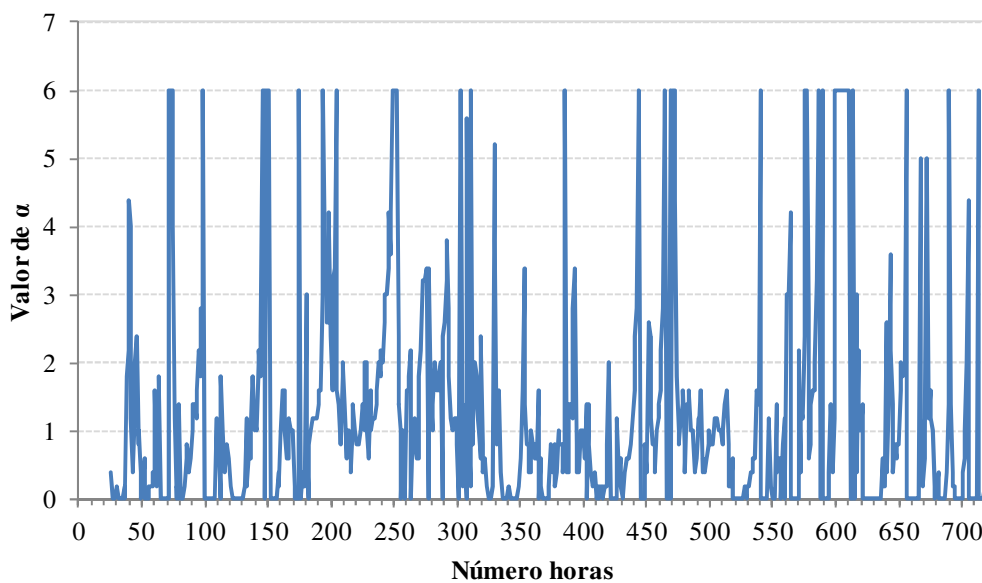


Figura 3.40 – Valores de α do dia (D-1) hora utilizadas no dia (D+1)

Com base nos valores de α de cada hora, foi obtida a receita do produtor em comparação com o cenário de referência 3.

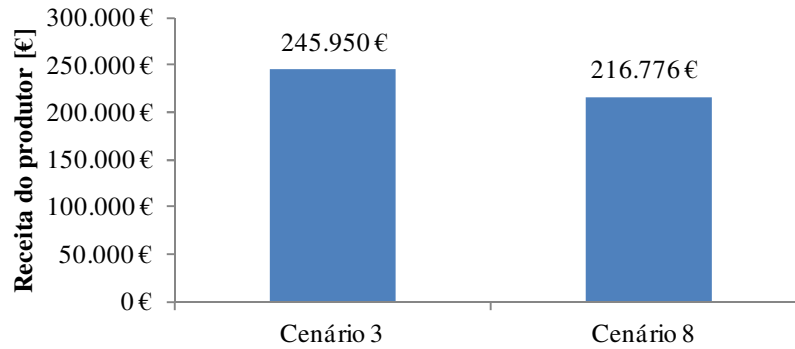


Figura 3.41 – Comparativo receita cenário 5.5 e 3

Como se pode observar pela Figura 3.41 a utilização do valor de α da hora do dia (D-1) para hora do dia (D+1) não serve como metodologia para maximização da receita gerada.

3.9 Discussão dos resultados

O modelo desenvolvido teve como objetivo analisar a receita de um produtor eólico instalado em Portugal em mercado liberalizado, ou seja, deixando de estar sob tarifa regulada de acordo com o decreto-lei em vigor, tendo de licitar a sua energia em mercado como qualquer outro produtor em regime ordinário. Com esta participação no mercado pretende-se estimar o potencial decréscimo de receita do produtor eólico em mercado livre, para o que foram efetuados 8 cenários distintos de forma a calcular a diferença de receita entre ambos os modelos de remuneração. A análise incidiu sobre a remuneração de acordo com a previsão eólica de um parque de 60 MW num total de 720 horas do mês de Junho do ano de 2010 (720 Amostras).

Pode-se assim explicar sucintamente cada um dos 8 cenários:

- **Cenário 1**, teve como objetivo simular a receita do produtor de energia eólica conforme o atual sistema remuneratório para as energias renováveis, utilizando para o cálculo da simulação da receita total do produtor o preço médio anual de produção eólica no ano de 2010 (VRD). Verifica-se que a receita apenas varia com a produção atual visto que tudo o que produz é vendido ao preço de tarifa fixa.

- **Cenário 2**, pressupõe que a previsão de produção de energia eólica efetuada pelo produtor seja perfeita, querendo isto dizer que o diferencial entre a previsão e geração atual de energia é nulo. Como consequência não haverá necessidade do operador de sistema compensar essas oscilações. Em comparação com o cenário 1 a diferença de preço é significativa, derivado essencialmente ao custo de remuneração sob tarifa em relação ao preço de mercado.
- **Cenário 3**, indica o que seria na atualidade uma licitação diretamente em mercado, sendo assim necessário o ajuste dos desvios de produção face à previsão, obrigando o operador de sistema a efetuar as devidas medidas de compensação dessas mesmas oscilações da rede. Esta regulação implica que o produtor está em Sobregeração (energia gerada é superior à previsão), neste caso o produtor tem uma receita com origem na energia subejante no dia da entrega a um preço estabelecido como preço de energia de regulação secundária a descer, ou então está em regime de Subgeração (energia gerada é inferior à previsão) onde o produtor terá uma penalidade pela energia que não produziu a um preço estabelecido como preço de energia de regulação secundária a subir. Observou-se neste cenário a necessidade de adotar alguma metodologia que maximize a receita do produtor face ao desnível de preços entre a remuneração da tarifa fixa e a remuneração em mercado liberalizado.
- **Cenário 4**, composto por dois subcenários, inicia um processo de tentativa de criar uma metodologia em maximizar a receita do produtor eólico face ao cenário 3, visto que este seria então a receita em mercado livre na atualidade. O cenário 4 bem como os seguintes, tem como propósito efetuar essa maximização afetando o valor da previsão do parque para licitar em mercado. No presente cenário foi calculado o erro da média entre a geração atual do parque e a previsão, obtendo o desvio padrão respectivo. Com estes valores a previsão foi afetada com o valor da média em torno do desvio padrão. No entanto os resultados obtidos não foram os esperados, não sendo este um cenário de maximização do produtor.
- **Cenário 5**, sendo também composto por dois subcenários foi elaborado com o princípio de afetar a previsão do produtor de um fator multiplicativo (α), com uma variação compreendida entre 0 e 6 com intervalos de 0,2.

No cenário 5.1, foi determinado um valor de α máximo para todas as horas do intervalo de amostras correspondente ao valor de receita máximo para cada hora. Cenário este que demonstra o que seria uma boa licitação por parte do produtor maximizando o cenário de referência 3, contudo impossível de fazer a sua antevisão uma vez que seria necessário prever todos os valores da amostra utilizando o melhor valor de α para cada hora de licitação, atendendo as restrições do mercado.

Ao contrário do cenário anterior, o cenário 5.2 teve como objetivo encontrar um único valor de α que maximize a receita do produtor, tendo em conta o somatório das receitas de todas as horas do mês (720), tomando esse valor de α 1,2, ou seja 20% acima do valor da previsão, representando uma maximização de 2% num total de 48 mil euros acumulado por ano, valor este devido principalmente ao erro obtido entre a previsão e a geração.

- **Cenário 6** foi criado tendo como base os valores máximos de α , efetuando a média das primeiras 24 horas desses valores e incrementando hora a hora, dando origem assim a um valor de α móvel, para cada uma das seguintes horas, afetando o valor da previsão do produtor com o valor de α . Este cenário também poderia ser um modelo de maximização da receita do produtor, caso fosse possível atuar no mercado efetuando a previsão hora a hora, contudo constatou-se que o cenário 5.2 seria sempre mais rentável para o produtor.
- **Cenário 7** foi obtido através do valor da média dos valores máximos de α do dia anterior para todas as horas do dia (D+1), fixando assim um valor de α para cada dia do mês, constatando que com a aplicação deste método a receita do produtor ainda ser inferior a do cenário de referência 3.
- **Cenário 8**, por último o estudo deste modelo foi analisar a afetação da previsão do dia seguinte hora a hora, com os valores máximos de α do dia anterior igualmente para cada hora, porém os valores obtidos foram inferiores à receita que foi constatada no cenário 3, fazendo do presente cenário uma má aplicação de maximização do produtor.

Após a realização e análise de vários cenários na tentativa de maximizar a receita do produtor pode constatar-se que o melhor cenário para maximizar a receita do produtor trata-se do cenário 5.2, e que consiste na afetação do valor da previsão com um $\alpha=1,2$,

obtendo um incremento de 2% relativo ao cenário 3. Verifica-se ainda que para ambos os cenários a receita pode ser influenciada por vários fatores, sendo estes os seguintes:

- A incerteza da previsão do vento;
- Preços de Energia de Regulação Secundária a subir ou baixar;
- Preços de mercado.

A Figura 3.42, demonstra todos os valores de receita dos cenários anteriores, com a exclusão das primeiras 24 horas devido à utilização das mesmas para a realização da média móvel. Pode verificar-se rapidamente que o cenário ideal seria o produtor continuar na tarifa, embora a evolução económico política Portugal tenderá para que as energias renováveis passem para o mercado liberalizado tal como em Espanha recentemente. Assim o produtor tem a necessidade de desenvolver ferramentas e métodos que o auxiliem a maximizar as suas receitas mediante uma previsão o mais eficaz possível.

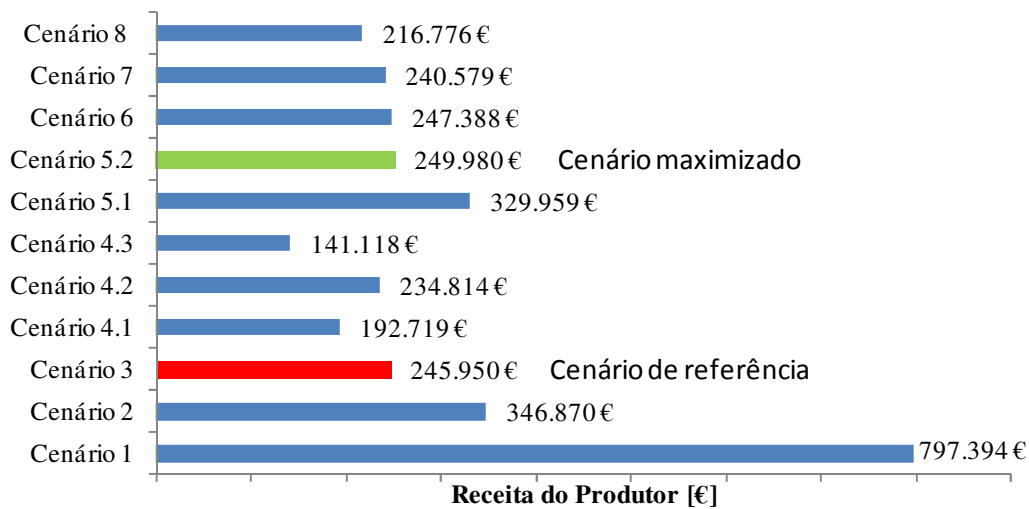


Figura 3.42 – Valor da receita do produtor dos diversos cenários

Capítulo **4**

Conclusões

“Neste capítulo serão apresentadas todas as conclusões relativas a presente dissertação”.

4 Conclusões

A produção através de fontes de energia renováveis tem crescido de uma forma acentuada nos últimos anos, especialmente no que diz respeito a energia eólica, sendo esse crescimento dominado pela Europa, América do Norte e Ásia. Contudo, os veículos de financiamento de novos projetos de energias renováveis necessitam de uma reformulação devido ao atual contexto económico e devido às constantes alterações legislativas a nível mundial, que são ainda suscetíveis de continuar a afetar as receitas das energias renováveis. Apesar destas dificuldades o setor da energia eólica mundial registou um crescimento de 6% em 2011, com uma instalação de 40,5 GW, o que representou um investimento aproximado de 68 mil milhões de dólares e um total acumulado de 238 GW. Este valor representa um crescimento acumulado superior a 20%, sendo o maior número de instalações de energia eólica em 2011 efetuadas fora dos países da OCDE, prevendo-se como uma tendência para se manter no futuro próximo. Mundialmente, prevê-se um crescimento do mercado eólico em 8 %, representando assim uma instalação total de 500 GW até final de 2016.

Constatou-se que em Portugal, no final do ano de 2011, a potência eólica ligada à rede aumentou 375 MW, totalizando no final do ano 4081 MW, o que representa 22% da potência total ligada no Sistema Elétrico Nacional. Isto fez com que Portugal encontrasse entre os 10 países a nível mundial com maior potência instalada de energia eólica e em terceiro lugar mundial no que diz respeito ao consumo de energia proveniente da eólica com uma percentagem de 15,6%. Este crescimento foi fortemente impulsionado pela política energética e ambiental da UE, nomeadamente através da resolução do conselho de Ministros n.º29/2010 que aprova a estratégia nacional para a energia 2020 e pelos apoios governamentais nacionais dados, estabelecendo tarifas reguladas de remuneração dos produtores de energia em regime especial, permitindo assegurar o seu investimento.

Foi ainda retratada a evolução no mercado Espanhol, Alemão e Chinês, tendo este último a maior potência mundial em instalação eólica. A nível remunerativo a China aplica uma política dependente das áreas onde é instalada esta tecnologia de produção, ou seja, locais com melhores recursos eólicos tem uma tarifa mais baixa, enquanto que nas zonas com menos recursos eólicos, a tarifa é mais alta. As tarifas são fixadas em

65 €/MWh, 69 €/MWh, 74 €/MWh e 77 €/MWh, consoante o local. Na análise ao mercado Espanhol pode apurar-se que a Espanha tem dois tipos de remuneração alternativa, uma taxa fixa com o valor de 79,08 €/MWh, e uma remuneração variável com um prémio de referência de 20,142 €/MWh, com um máximo de 91,737 €/MWh e um mínimo de 76,975 €/MWh. Na Alemanha a tarifa inicial para a energia eólica “*onshore*” é paga pelo menos por cinco anos, dependendo das condições do local, mantida em 89,3 €/MWh, após a tarifa inicial a tarifa básica permanece em 48,7 €/MWh. Em Portugal o valor da tarifa médio dos últimos 5 anos situa-se nos 93,60 €/MWh, constatando-se assim como o país com um valor remuneratório de tarifa mais elevado face aos países anteriormente referidos.

Portugal atualmente enquadrado numa política energética europeia e nacional com objetivos ambiciosos de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis de acordo com a ENE2020, que forçosamente irá representar um esforço económico para os consumidores de energia elétrica, visto que atualmente, o custo de Produção em Regime Especial (PRE) é mais dispendioso do que o custo de produção por centrais convencionais, surge a necessidade de adotar medidas de atenuação desses mesmos custos. Nesse âmbito o modelo de previsão de licitação de energia eólica em mercado da presente dissertação teve como objetivo principal o estudo da receita de um produtor eólico em mercado liberalizado bem como determinar qual seria a melhor estratégia de licitação para que a sua receita seja maximizada.

Após a sua análise com a criação de vários cenários, pode constatar-se no cenário 1, a receita apenas varia com a produção atual visto que tudo o que produz é vendido ao preço da tarifa regulada, que para o presente estudo tomou o valor de 91,60 €/MWh, originando uma receita total de 797.394 €. O cenário 2, sendo um cenário em mercado livre pressupõe que a previsão de produção de energia eólica efetuada pelo produtor seja perfeita, verificando-se que a diferença de preço entre o cenário 1 e 2 é apenas derivado essencialmente ao custo de remuneração a tarifa em relação ao preço de mercado (preço médio 40,80 €/MWh). O cenário 3 correspondente ao que seria na atualidade um produtor em mercado livre, onde pode observar-se um decréscimo de 69% e 29% face ao cenário 1 e 2 respetivamente. Esses decréscimos devem-se ao ajuste necessário dos desvios de produção face à previsão, obrigando o operador de sistema a efetuar as devidas medidas de compensação dessas mesmas oscilações da rede. Esta regulação implica que o produtor está em sobregeração (energia gerada é superior à previsão),

neste caso o produtor tem uma receita com origem na energia subejante no dia da entrega a um preço estabelecido como preço de energia de regulação secundária a descer (preço médio 22 €/MWh), ou então está em regime de subgeração (energia gerada é inferior à previsão) onde o produtor terá uma penalidade pela energia que não produziu a um preço estabelecido como preço de energia de regulação secundária a subir (preço médio 52,73 €/MWh). Tendo sido o cenário 3 utilizado no presente documento como referência da receita do produtor em mercado livre, apenas se consegui maximizar a receita do produtor com os modelos utilizados no cenário 5.1 e 5.2. No cenário 5.1, foi determinado um valor máximo de receita para todas as horas do intervalo de amostras correspondente ao valor da previsão afetado pelo coeficiente multiplicativo para cada hora, cenário este que demonstra o que seria uma boa licitação por parte do produtor maximizando o cenário de referência 3, contudo impossível de fazer a sua antevisão uma vez que seria necessário prever todos os valores da amostra utilizando o melhor valor da previsão do produtor afetada pelo coeficiente multiplicativo para cada hora de licitação, atendendo as restrições do mercado. Por outro lado o cenário 5.2 teve como objetivo encontrar um único coeficiente multiplicativo que maximizasse a receita do produtor, tendo em conta o somatório das receitas de todas as horas do mês (720), tomando esse coeficiente um valor de 1,2, ou seja 20% acima do valor da previsão, representando uma maximização de 2% num total de 48 mil euros acumulado por ano, valor este devido principalmente ao erro obtido entre a previsão e a geração.

Como pode observar-se face a uma receita do produtor em mercado livre, existem vários fatores para a contribuição de influência dos resultados como a incerteza da previsão do vento, preços de energia de regulação secundária a subir ou descer e ainda aos preços de mercado de eletricidade. Concluindo relativamente aos preços de energia de regulação secundária a subir e a descer, o produtor terá de tomar sempre uma estratégia defensiva de licitação de modo a evitar penalizações de subgeração, visto que o preço é superior ao preço de mercado.

Assim sendo novas medidas adicionais devem ser tomadas para garantir que se assegura a promoção destas tecnologias ao menor custo ou utilizar meios que possam atenuar essas mesmas diferenças promovendo assim a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

Desta forma podem-se sugerir alguns temas visando o incentivo ao investimento de produção de energia através de fontes renováveis, sem que para isso se recorra diretamente aos veículos de incentivo financeiro estatal:

1. Com as alterações que se avizinham no terceiro período da Diretiva 2009/29/CE do Comércio Europeu de Licenças de Emissão, incluída no Pacote Clima Energia, iniciara a 1 de Janeiro de 2013, que tem como obrigação a compra da totalidade das licenças de emissão pelos centros electroprodutores através de leilões de licenças. Neste âmbito importava assegurar que as receitas gerados com estes leilões de licenças de CO₂ sejam utilizadas para reduzir o sobrecusto da produção em regime especial e por consequente atenuar a parcela dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas dos consumidores.
2. Com certificados verdes que de acordo com o decreto-lei n.º 225/2007, as energias renováveis em mercado liberal serão remunerados não só com a venda de energia no mercado de energia, mas também para a venda de certificados verdes, tornando-se assim num complemento adicional ao valor de venda de energia no mercado compensando de certa forma a receita final.
3. Clarificação dos custos da produção das E-FER face ao custo da Produção em Regime Ordinário (PRO). No qual se compara o custo final da E-FER com o preço médio do mercado grossista, preço este que não reflete a totalidade dos custos da PRO, faltando ainda incrementar todos os custos associados a esse preço como o custo das rendas dos terrenos das centrais, o valor das licenças de CO₂ e de sobrecusto relativo aos contratos de aquisição de energia da PRO, denominados CAE (Contratos de Aquisição de Energia) e CMEC (Contratos de Manutenção do Equilíbrio Contratual). Relativamente à produção de fontes de energia renovável, os acertos deduzem ao custo total as parcelas de custos extra ou benefícios da E-FER não contabilizados nas tarifas fixas, especificamente: o pagamento obrigatório da renda de 2,5% das centrais eólicas aos Municípios; o efeito da ordem de mérito, resultante da diminuição do preço de mercado devido à deslocação da curva de oferta derivado à entrada de ofertas de energia; as perdas evitadas na rede de transporte; contrapartidas pagas ao estado nos últimos concursos de atribuição de potência e cujas receitas foram retiradas do sistema elétrico e o custo de back up do sistema, isto é, o custo de energia de reserva

para fazer face às oscilações na produção da E-FER controlado pelo gestor de sistema.

Face aos tópicos expostos, fica lançado o desafio para um trabalho futuro, em que se incorpore estes três pontos tornando-se estes num complemento essencial à receita financeira do produtor e incentivando o investimento de produção de energia através de fontes de energia renovável.

Capítulo **5**

Bibliografia

“Neste capítulo serão apresentadas todas as referências bibliográficas utilizadas para a realização da presente dissertação”.

5 Bibliografia

- [1] Nacional, REN - Rede Eléctrica. *Dados Técnicos* . 2011.
- [2] Diário da República, 1ª série - N.º73. "Presidência do Conselho de Ministros - Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010". 15 de Abril de 2010.
- [3] Energéticos, ERSE - Entidade Reguladora Dos Serviços. *Tarifas e Preços Para A energia Eléctrica e Outros Serviços em 2012 e Parâmetros para o Período de regulação 2012-2014*. Dezembro 2011.
- [4] RE.NEW.ABLE. <http://www.renewable.pt>. [Acedido a 27 de Julho de 2012]
- [5] APREN - associação de energias renováveis. *"Avaliação dos Custos e Benefícios da Electricidade de Origem Renovável"*.
- [6] Portal das Energias Renováveis. <http://www.energiasrenovaveis.com>. [Acedido a 27 de Julho de 2012]
- [7] GWEC - Global Wind Energy Council. "Global Wind Report - Annual market update 2011". Março de 2012.
- [8] International Energy Agency. *"The Impact of the Financial and Economic Crisis on Global Energy Investment"*. 25 de Maio de 2009.
- [9] Database of state Incentives for Renewables & Efficiency. <http://dsireusa.org>. [Acedido a 27 de Julho de 2012]
- [10] International Energy Agency. *"World Energy Outlook 2012"*. 2011.
- [11] European Wind Energy Association. *"wind in power - 2011 European Statistics"*. Fevereiro de 2012.
- [12] Castro, Rui M.G. *"Introdução à Energia Eólica"*. IST, Março de 2009.
- [13] Fernandes, Nuno. *"Impacto da ligação de geradores eólicos na rede de distribuição"*. IST, Abril de 2010.
- [14] Parlamento Europeu. "Diretiva 2001/77/EC". 27 de Setembro de 2001.

- [15] REN - Rede Elétrica Nacional. "*A Energia Eólica Em Portugal*". 2011.
- [16] Ministério da Economia e da Inovação. "Decreto-Lei nº2257/2007". 31 de Maio de 2007.
- [17] Diário da República, 1ª série - Nº141. "Declaração de Rectificação n.º 71/2007". 24 de Julho de 2007.
- [18] Diário da República, 1ª série - Nº98. "Decreto-Lei n.º 51/2010". 20 de Maio de 2010.
- [19] Matos F., Sousa J., Mendes V., "*Os Certificados Verdes: Promoção das Energias Renováveis no Espaço Ibérico*", Portalegre 2005.
- [20] Sousa, Jorge Alberto Mendes. "*Externalidades e Mercados Ambientais - Tarifa renovável, certificados verdes e comércio de emissões*".
- [21] Europeia(2001), Comissão. "*Directiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho: relativa à promoção da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no mercado interno de electricidade*". 27 Setembro de 2001.
- [22] ERSE - Entidade Reguladora Dos serviços Energéticos (2012). "*Comércio Europeu de Licenças de Gases com Efeito de Estufa - Análise para Portugal no Período 2005-2010*". Janeiro de 2012.
- [23] AEE - Asociación Empresarial eólica. <http://www.aeeolica.org/en/>. [Acedido a 27 de Julho de 2012]
- [24] Watson, Farley & wiliams. "Spain: New renewables - Royal Decree-Law 1/2012". Fevereiro de 2012.
- [25] Gobierno de España (2012). "*Real Decreto-ley 1/2012*". 28 de Janeiro de 2012.
- [26] Gobierno de España (2007). "*Real Decreto-ley 661/2007*". 25 de Maio de 2007.
- [27] BusinessGreen Sustainable thinking. <http://www.businessgreen.com>. [Acedido a 28 de Julho de 2012]
- [28] NRDC - National Development and Reform Commission. <http://en.ndrc.gov.cn>. [Acedido a 28 de Julho de 2012]

- [29] Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e do Ambiente. <http://www.ceeeta.pt>. [Acedido a 29 de Julho de 2012]
- [30] REN - Rede Elétrica Nacional. *"Hidroelectricidade em Portugal - memória e desafio"*. Novembro de 2002.
- [31] Aicep Portugal Global. *"O Sector Eléctrico"*. Agosto de 2008.
- [32] Paiva, José Pedro Sucena. *Redes de energia eléctrica : uma análise sistématica*. Lisboa : ISP press, Abril de 2005.
- [33] EDP Distribuição. <http://www.edpdistribuicao.pt>. [Acedido a 29 de Julho de 2012]
- [34] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (2012). *"Resumo informativo, Mercado Liberalização do Mercado Eléctrico"*. Maio de 2012.
- [35] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. www.erse.pt. [Acedido a 29 de Julho de 2012]
- [36] Conselho de Reguladores do MIBEL. *"Descrição do Funcionamento do MIBEL"*. Novembro de 2009.
- [37] BPI - Banco Português de Investimento. *"O Sector Eléctrico em Portugal Continental, Contributo para a discussão"*. 31 de Março de 2011.
- [38] Ministério da Economia e da Inovação. *"Decreto-Lei nº172/2006"*. 23 de Agosto de 2006.
- [39] EDP. www.edp.pt. [Acedido a 29 de Julho de 2012]
- [40] Portugal, Ministro da Economia da República de. *"Protocolo de Colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade"*. 14 de Novembro de 2001.
- [41] OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SGMR, S.A. <http://www.omip.pt>. [Acedido a 29 de Julho de 2012]
- [42] MIBEL - Mercado Ibérico de Electricidade. <http://www.mibel.com>. [Acedido a 29 de Julho de 2012]

[43] OMIE - Operador del Mercado Ibérico de Energia (Pólo Español), S.A.
<http://www.omie.es.pt>. [Acedido a 29 de Julho de 2012]

[44] Trade Wind. "*Detailed investigation of electricity market rules*". Abril, 2007.

[45] REN - Rede Eléctrica Nacional. "*Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema*".
Dezembro de 2008.

[46] Bueno M., Moreno M.A., Usaola J., Nogales F.J., "Strategic Wind Energy Bidding in Adjustment", 45th International Universities' Power Engineering Conference (UPEC 2010) in Cardiff, Wales, UK, 31st August - 3rd September 2010.