

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Estimativa da Valia Económica da PRE no ano de 2017

Manuel Maria de Sousa Dias Alves da Silva

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: João Paulo Tomé Saraiva

25 de Julho de 2019

Resumo

A Produção em Regime Especial tem vindo, desde a sua autonomização dos tipos de produção mais convencionais, a aumentar a sua parcela no *mix* de produção do mercado ibérico, em grande parte devido aos incentivos que lhe são concedidos. Desta forma, torna-se importante realizar um estudo sobre a sua viabilidade económica pois por muito que seja um consenso que a PRE é benéfica ainda não tinha sido realizado nenhum estudo deste tipo.

Com base no modelo do MIBEL e utilizando somente dados públicos e disponibilizados referentes ao ano de 2017, foi realizado este estudo de análise ao mercado e à PRE, com o intuito de chegar a conclusões sobre o custo de produção na presença da PRE e se este tipo de produção fosse eliminado. O objetivo desta dissertação será então a análise económica da PRE.

Para realizar tal análise, os referidos dados foram tratados de modo a obter valores de custos de produção de energia para dois casos díspares, um no qual a PRE foi incluída, sendo depois complementada pela PRO, e outro caso no qual a PRE foi excluída, de modo a somente produzir a PRO para o *mix* energético.

Colocando lado a lado os dois casos foi possível verificar a valia económica da PRE, pois a comparação entre estes permitiria identificar o que tem custo mais reduzido. Verificou-se assim que o caso com a exclusão da PRE tem um custo mais reduzido em cerca de 2,80% em relação ao caso base.

Claro que não foi somente feita uma análise tão geral. Casos mais focados foram analisados, diferentes períodos temporais e evoluções foram considerados, juntamente com análises focadas em diferentes tipos de Produção em Regime Especial.

No final os resultados deixam transparecer com um olhar económico uma das medidas mais importantes implementadas em Portugal desde o final do século 20, analisando este tema de um outro ponto de vista.

Palavras-chave: Mercados de eletricidade, Produção em Regime Ordinário, Produção em Regime Especial, tarifas *feed-in*.

Abstract

Special Regime Generation, SRG, began rising its share on the Iberian Market since its separation from the most conventional types of energy production. In this way, a study about the economical viability of this type of generation was relevant because although there is a consensus that SSG is beneficial it has yet to be performed a study having an economical perspective on the global cost of this type.

Based on the Iberian Market, MIBEL, and utilizing solely publicly available data on the year 2017, a study was conducted on the market and the SRG, in order to come to get conclusions about the global generation cost when this production is considered. The objective of this dissertation will then be the economical analysis of SSG.

To make that analysis, the referred data was handled to come to conclusions about production costs in two separate cases, one in which SRG was included and complemented with generic and conventional production, and other case in which SRG was excluded, only entering conventional and generic production in the electricity mix.

Comparing both these cases side to side it was possible to verify if the SRG production was excluded the global generation cost would be reduced by 2,80% regarding the base case in which SRG is considered together with the amounts paid by the corresponding feed in tariffs.

Of course that the analysis wasn't as general as that. More focused cases were analyzed, different temporal periods and evolutions were considered, along with focused analysis on different SSG technologies.

In the end the results are conclusive, reporting with an economical point-of-view a study on one of the most important measures implemented in Portugal since the end of the 20th century, analysing this subject in another standpoint.

Key-words: Electricity markets, Normal Regime Generation, Special Regime Generation, *feed-in* tariffs.

Agradecimentos

Em primeiro lugar agradeço à minha família que, não só sempre me apoiou e me fez crescer como pessoa, como ficou sempre do meu lado enquanto superava obstáculos académicos e pessoais. Agradeço à minha mãe, pelas bênçãos na testa, ao meu pai, pelas palmadas nas costas, e em especial à minha irmã, pelos berros na cara. Vós fizestes de mim a pessoa que sou hoje e por isso estou-vos eternamente grato.

Agradeço a todos com os quais já tomei um café nos degraus da Pala do DEEC. Inúmeras pausas cruciais para manutenção da sanidade mental foram passadas a vosso lado e, sem isso, o meu percurso académico nunca teria sido o mesmo.

Agradeço a todos com os quais bebi uma cerveja. Fico grato por ter encontrado tanta gente que partilhou da filosofia de que a vida universitária não é somente diurna nem somente didática. Os dias alongam quando a noite também o faz, mas não só é possível conciliar, como também é necessário.

Agradeço ao Professor João Paulo Tomé Saraiva pelo seu profissionalismo e disponibilidade, mas sobretudo por uma simplicidade que emanava no dia-a-dia. Agradeço também ao Eng. José Carlos Sousa pela disponibilidade, encorajamento e sobretudo por me ter encaminhado pelos caminhos certos. E agradeço a todos os meus professores por me terem ensinado sempre alguma coisa, quer seja sobre engenharia ou sobre a vida, quer seja o que fazer ou o que não fazer.

Finalmente agradeço à Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Agradeço a corredores que se tornaram uma segunda casa e a tantas caras estranhas que se tornaram num porto seguro.

Vai deixar saudade.

Manuel Silva

*“We’re so busy watching out for what’s just ahead of us
that we don’t take time to enjoy where we are.”*

Bill Waterson

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Enquadramento e Objetivos	1
1.2	Estrutura da Dissertação	2
2	Mercados de Eletricidade	3
2.1	Asperos Gerais	3
2.2	Modelos de Mercado	4
2.2.1	Modelo <i>Pool</i>	4
2.2.2	Contratos Bilaterais	5
2.2.3	Modelo Misto	6
2.2.4	Tipos de Propostas de Mercado	7
2.3	Mercado Ibérico de Electricidade	8
2.3.1	Estrutura e Objetivos	8
2.3.2	OMIE e OMIP	10
2.3.3	Conjuntionamentos e <i>Market Splitting</i>	11
2.3.4	Serviços de Sistema	11
2.4	Estrutura tarifária em vigor em Portugal	12
2.4.1	Organização geral	12
2.4.2	Tarifa de Energia	14
2.4.3	Tarifa de Comercialização	14
2.4.4	Tarifas de Acesso às Redes	14
3	Produção em Regime Especial	17
3.1	Introdução da PRE no Mercado	17
3.2	Tipos de PRE	19
3.2.1	Hídrica	20
3.2.2	Eólica	22
3.2.3	Fotovoltaica	25
3.2.4	Térmica	28
3.3	Evolução da PRE em Portugal	34
3.4	Paradigma da PRE em Portugal no ano de 2017	39
3.5	Estudos sobre o impacto da PRE no MIBEL	41
4	Metodologia Implementada	47
4.1	Extração de Dados	47
4.2	Algoritmo de Interseção das Curvas de Mercado	51
4.2.1	Interseção Vertical	51
4.2.2	Interseção Horizontal	52

4.3	Algoritmo de Avanço de Bloco	53
4.4	Extração da PRE	54
4.5	Cálculo dos Preços	55
5	Resultados Obtidos e Análise	57
5.1	Exemplo Horário	57
5.2	Resultados Diários	58
5.2.1	21 de Fevereiro de 2017	58
5.2.2	21 de junho de 2017	63
5.2.3	21 de Dezembro de 2017	67
5.3	Resultados Mensais	70
5.3.1	Janeiro	71
5.3.2	Fevereiro	71
5.3.3	Março	72
5.3.4	Abril	73
5.3.5	Maio	74
5.3.6	Junho	75
5.3.7	Julho	76
5.3.8	Agosto	77
5.3.9	Setembro	78
5.3.10	Outubro	79
5.3.11	Novembro	80
5.3.12	Dezembro	81
5.4	Resultados Anuais	82
6	Conclusões e Trabalho Futuro	87
6.1	Conclusão	87
6.2	Trabalhos Futuros	88
	Referências	89

Lista de Figuras

2.1	Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico [1].	3
2.2	Novo modelo desagregado do setor elétrico [1].	4
2.3	Modelo de exploração do setor elétrico em <i>pool</i> [1].	5
2.4	Modelo misto de exploração do setor elétrico [1].	7
2.5	Curva de mercado com considerando propostas complexas.	8
2.6	Consumos relativos dos mercados europeus, em 2005 [2].	9
2.7	Esquema organizativo do Operador de Mercado Ibérico [2].	10
2.8	Exemplificação gráfica de <i>Market Splitting</i> [3].	11
2.9	Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado liberalizado [4]. .	13
2.10	Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado regulado [4]. . . .	13
2.11	Estrutura dos custos marginais da tarifa de energia (2018-2020) [4].	14
3.1	Características relativas de várias fontes de energia do ponto de vista de fatores chave relacionados com estudos LCA [5].	18
3.2	Impactos ambientais de várias fontes de produção de energia [5].	19
3.3	Esquema dos componentes de uma barragem [6].	20
3.4	Custos externos das várias tecnologias de produção de energia [7].	21
3.5	Percentagem global de produção de energia renovável (%) [8].	22
3.6	Mini-hídrica instalada e com potencial de instalação (%) [8].	22
3.7	Esquema de uma turbina eólica.	23
3.8	Percentagem anual de energia eólica na União Europeia [9].	24
3.9	Evolução da capacidade instalada eólica europeia [9].	24
3.10	Evolução da capacidade instalada eólica europeia face às outras tecnologias de produção [9].	25
3.11	Mapa da radiação normal direta na Europa [10].	26
3.12	Mapa da capacidade instalada europeia (MW) [11].	27
3.13	Evolução da produção de biogás na Europa (GWh) [12].	29
3.14	Produção elétrica não-renovável, renovável e biomassa [13].	30
3.15	Tipo de centrais de biomassa (cogeração e unidades para produção unicamente de energia) [13].	30
3.16	Esquema do ciclo de cogeração [14].	31
3.17	Eletricidade gerada por cogeração por tipo de combustível usado [15].	32
3.18	Percentagem do uso de biomassa na cogeração [16].	32
3.19	Evolução das estratégias de utilização dos RSU [17].	34
3.20	Comparação das estratégias para utilização dos RSU [17].	34
3.21	Evolução da energia produzida pela PRE de 2000 a 2017 (MWh).	35
3.22	Comparação da Energia produzida pela PRE em 2012 e 2017 (MWh).	36

3.23	Evolução da Energia produzida pelas várias tecnologias de PRE de 2000 a 2017 (MWh).	37
3.24	Comparação do preço médio da PRE em 2012 e 2017 (€/MWh).	39
3.25	Evolução do Preço Médio das várias tecnologias de PRE de 2000 a 2017 (€/MWh).	39
3.26	Energia produzida por tecnologia em 2017 (MWh).	40
3.27	Preço médio por tecnologia de PRE em 2017 (€/MWh).	40
3.28	Potência instalada por tecnologia de PRE em 2017 (MVA).	41
3.29	Variação dos valores médios do preço de mercado e energia despachada [18].	42
3.30	Comparação entre subsídios pagos à produção renovável e poupanças no preço de energia [18].	43
3.31	Valores médios mensais dos preços de mercado [19].	44
3.32	Gráfico com redução percentual do preço de mercado [19]	44
3.33	Tabela contendo a redução percentual do preço de mercado [19].	45
4.1	Tabela extraída para o mercado referente à hora 13 do dia 1 de Janeiro de 2017	48
4.2	Energia por Tecnologia de PRE por intervalo horário (MWh).	49
4.3	Preços da PRE por Tecnologia para o ano de 2017 (€/MWh).	49
4.4	Exemplo de curvas de compra e venda.	51
4.5	Ilustração de Interseção Vertical.	52
4.6	Ilustração de Interseção Horizontal.	53
4.7	Curva com o ponto auxiliar $X_E < X_D$	54
4.8	Curva com o ponto auxiliar $X_E > X_D$	54
4.9	Curvas originais de compra e venda e de venda após a extração da PRE.	55
5.1	Exemplo das curvas de mercado com a extração de PRE.	58
5.2	Variações do preço de mercado para o dia 21 de fevereiro de 2017 por tecnologia (%).	62
5.3	Variações do custo de produção para o dia 21 de fevereiro de 2017 por tecnologia (%).	62
5.4	Variações do preço de mercado para o dia 21 de junho de 2017 por tecnologia (%).	66
5.5	Variações do custo de produção para o dia 21 de junho de 2017 por tecnologia (%).	66
5.6	Variações do preço de mercado para o dia 21 de dezembro de 2017 por tecnologia (%).	70
5.7	Variações do preço de mercado para o dia 21 de dezembro de 2017 por tecnologia (%).	70
5.8	Evolução da variação do custo de produção eliminando a PRE por tecnologia no mês de janeiro.	71
5.9	Evolução da variação do custo de produção eliminando a PRE por tecnologia no mês de fevereiro.	72
5.10	Evolução da variação do custo de produção eliminando a PRE por tecnologia no mês de março.	73
5.11	Evolução da variação do custo de produção eliminando a PRE por tecnologia no mês de abril.	74
5.12	Evolução da variação do custo de produção eliminando a PRE por tecnologia no mês de maio.	75
5.13	Evolução da variação do custo de produção eliminando a PRE por tecnologia no mês de junho.	76
5.14	Evolução da variação do custo de produção eliminando a PRE por tecnologia no mês de julho.	77

5.15	Evolução da variação do custo de produção eliminando a PRE por tecnologia no mês de agosto.	78
5.16	Evolução da variação do custo de produção eliminando a PRE por tecnologia no mês de setembro.	79
5.17	Evolução da variação do custo de produção eliminando a PRE por tecnologia no mês de outubro.	80
5.18	Evolução da variação do custo de produção eliminando a PRE por tecnologia no mês de novembro.	81
5.19	Evolução da variação do custo de produção eliminando a PRE por tecnologia no mês de dezembro.	82
5.20	Evolução do custo de produção médio mensal (€) e variações com extração da PRE (%).	83
5.21	Evolução das variações mensais (%) mensais do custo de produção.	84

Lista de Tabelas

3.1	Evolução da Energia produzida pela PRE de 2000 a 2017 (MWh).	35
3.2	Comparação da energia produzida pela PRE em 2012 e 2017 (MWh)	36
3.3	Evolução do Preço Médio da PRE de 2000 a 2017 (€/MWh).	38
3.4	Comparação do Preço Médio da PRE em 2012 e 2017 (€/MWh).	38
4.1	Preços da PRE por tecnologia para o ano de 2017 (com térmica agregada)	50
5.1	Preço de mercado (€/MWh) para o dia 21 de fevereiro de 2017 com eliminação de toda a PRE e de cada tecnologia de forma individual (%).	60
5.2	Custo de produção (€) para o dia 21 de fevereiro de 2017 com eliminação de toda a PRE e de cada tecnologia de forma individual (%).	61
5.3	Preço de mercado (€/MWh) para o dia 21 de junho de 2017 com eliminação de toda a PRE e de cada tecnologia de forma individual (%).	64
5.4	Custo de produção (€) para o dia 21 de junho de 2017 com variações por tecnologia (%).	65
5.5	Preço de mercado (€/MWh) para o dia 21 de dezembro de 2017 com eliminação de toda a PRE e de cada tecnologia de forma individual (%).	68
5.6	Custo de produção (€) para o dia 21 de dezembro de 2017 com eliminação de toda a PRE e de cada tecnologia de forma individual (%).	69
5.7	Custo médio mensal (€) e variação do custo de produção para o mês de janeiro. .	71
5.8	Custo médio mensal (€) e variação média média do custo de produção para o mês de fevereiro.	72
5.9	Custo médio mensal (€) e variação do custo de produção para o mês de março. .	72
5.10	Custo médio mensal (€) e variação do custo de produção para o mês de abril. . .	73
5.11	Custo médio mensal (€) e variação do custo de produção para o mês de maio. . .	74
5.12	Custo médio mensal (€) e variação do custo de produção para o mês de junho. . .	75
5.13	Custo médio mensal (€) e variação do custo de produção para o mês de julho. . .	76
5.14	Custo médio mensal (€) e variação do custo de produção para o mês de agosto. . .	77
5.15	Custo médio mensal (€) e variação do custo de produção para o mês de setembro. .	78
5.16	Custo médio mensal (€) e variação do custo de produção para o mês de outubro. .	79
5.17	Custo médio mensal (€) e variação do custo de produção para o mês de novembro. .	80
5.18	Custo médio mensal (€) e variação do custo de produção para o mês de dezembro. .	81
5.19	Custo de produção médio mensal (€).	83
5.20	Custo (€) e variação (%) destes com diferenciação de <i>Market Splitting</i> e para cada tecnologia.	85

Abreviaturas e Símbolos

AGC	<i>Automated Generation Control</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
MAT	Muito Alta Tensão
AT	Alta Tensão
RNT	Rede Nacional de Transporte
TURT	Tarifas de Uso da Rede de Transporte
TURD	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
TUGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
UGS	Uso Global do Sistema
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento e Objetivos

A Produção em Regime Especial tem vindo a ser um ponto de foco do investimento nos últimos tempos, e, como tal, tem tido um aumento considerável na sua produção nos últimos anos.

Este investimento é justificado pelas vantagens ambientais e pela grande diminuição da dependência externa. Por outro lado, é um investimento seguro por parte dos produtores porque esta produção terá prioridade no despacho. A prioridade é referente às características dos tipos de produção. Sendo parte destas produções não controláveis, torna-se economicamente imperativo a sua utilização. Esta prioridade é garantida com a entrada de toda a PRE a custo zero nas curvas de vendas do mercado de eletricidade de tal modo que será aceite dada a forma de funcionamento do mercado.

Os outros tipos de PRE são justificáveis devido à utilização de energia endógena, contribuindo para reduzir a dependência externa, ou são focadas na cogeração, que se tem revelado uma fonte bastante rentável de energia, devido ao aproveitamento do calor no âmbito de processos industriais.

Assim torna-se interessante realizar uma análise económica da Produção em Regime Especial. Um primeiro passo seria avaliar como a separação desta nas curvas de mercado alteraria o preço de mercado. Porém, uma análise somente focada no preço de mercado para a avaliação da valia económica da PRE corresponderia a uma abordagem incompleta, visto que este tipo de produção, por muito que entre a custo zero na formulação mercado, irá ser subsidiado posteriormente por tarifas *feed-in*.

Desta forma esta dissertação irá então analisar a valia económica da PRE, focando-se no ano de 2017, comparando duas situações: uma com a inclusão da PRE e da PRO e outra somente com a PRO e sem a totalidade da PRE. Como tal, irão ser comparados os custos finais de produção nas duas situações, um com o preço de mercado associado à PRO juntamente com os subsídios à PRE e outro somente com o custo de produção associado à PRO considerando o novo valor do preço de mercado que resulta da eliminação da PRE.

1.2 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação contém seis capítulos, entre os quais o presente Capítulo 1, que consiste na introdução e no qual são descritos os objetivos e a estrutura da dissertação.

No Capítulo 2 é descrito o funcionamento dos Mercados de Eletricidade, contextualizando historicamente e explicando a formulação dos mercados e propostas. Posteriormente é descrito com um foco especial o MIBEL, a sua história, formulação, estrutura e os seus regimes tarifários.

O Capítulo 3 é focado na Produção em Regime Especial. Neste capítulo é explicitada a inserção do regime especial no mercado, bem como os vários tipos de Produção em Regime Especial, as suas peculiaridades e vantagens. Posteriormente é analisada a evolução da PRE em Portugal e, no final são referenciados alguns estudos feitos sobre este tema num contexto Ibérico e Português.

No Capítulo 4 é explicada a Metodologia Implementada e a aplicação realizada em MATLAB, explicando em detalhe as várias fases do programa e várias funções implementadas, com elementos ilustrativos e equações necessárias e implementadas no código.

No Capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos com as simulações realizadas utilizando a aplicação descrita no Capítulo 4, divididos por diversos horizontes temporais.

No Capítulo 6 são apresentadas reflexões gerais, tanto sobre os resultados retirados e analisados no Capítulo 5 como sobre a dissertação em si. Também é incluída uma secção referindo possíveis formas de melhorar o programa e mesmo ideias que poderiam ser implementadas em trabalhos futuros e que seriam interessantes de aprofundar.

Capítulo 2

Mercados de Eletricidade

2.1 Asperos Gerais

O setor energético conheceu diversas transformações desde os seus primórdios. Esta situação seria de esperar num setor que foi iniciado no século XIX com a junção de redes de transporte, distribuição e centrais de produção. Porém a organização estrutural deste setor apresentava falhas por ser verticalmente integrado como se ilustra na Figura 2.1.

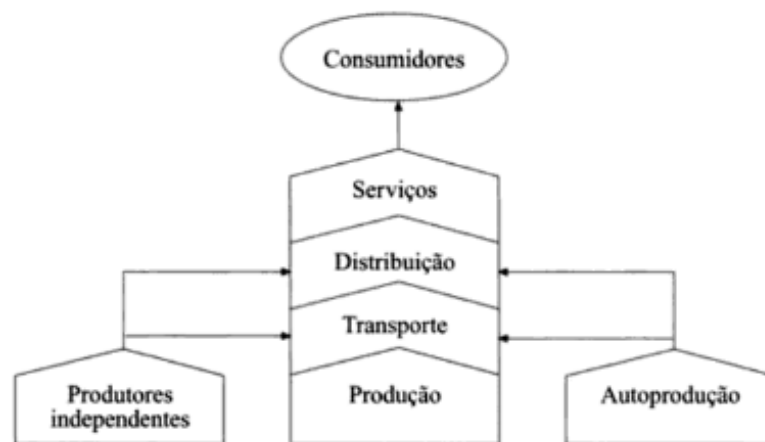


Figura 2.1: Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico [1].

Esta estrutura vertical levava a que todo o setor tivesse o mesmo responsável. Com a pequena exceção de produtores independentes e autoprodução, não havia competição. E mesmo os agentes destes dois subsectores nunca estavam no mesmo patamar que o agente produtor. Por falta de competição (e também de um supervisor), tal levava à estagnação do setor. Ora, com o desenvolvimento do setor industrial, este problema deu origem a um setor pouco flexível e associado com frequência a custos elevados.

Nos anos 80 do século XX desenvolveu-se em paralelo uma reestruturação de setores como o setor do gás e das telecomunicações, nos quais a aparição de novos agentes aumentou a concorrência e levou a um serviço melhor. Tendo estes setores como exemplo, começou um movimento

de desverticalização do setor energético em países como o Reino Unido e a Noruega. Também se formaram então mercados com vários países integrados, como o *Nordpool* e mais tarde o MIBEL.

2.2 Modelos de Mercado

O setor energético foi então reestruturado e re-regulado. Esta desverticalização do setor surgiu com a criação de novas empresas para substituir o monopólio existente. Também foram criados organismos independentes de regulação.

O modelo após reestruturação ficou, de forma esquemática, como demonstrado na Figura 2.2. Deste fazem parte a produção (P), a intermediação financeira (IF), a rede de distribuição (RD) e a comercialização (C).

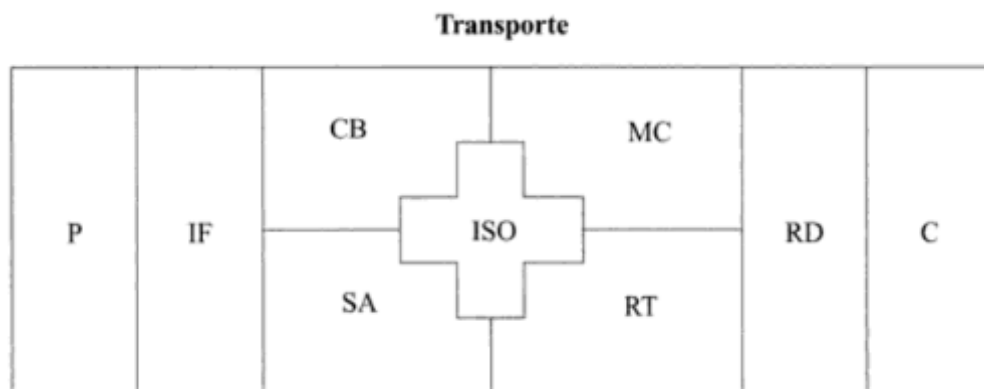


Figura 2.2: Novo modelo desagregado do setor elétrico [1].

A zona central deste esquema é composta pelo transporte de energia, que contém atividades como o estabelecimento dos Contratos Bilaterais (CB), dos Mercados Centralizados (MC), a Rede de Transporte (RT), os Serviços Auxiliares (SA). Na parte central, o *Independent System Operator* (ISO) é a entidade com funções de coordenação do sistema de produção/transporte. Esta receberá os valores de despacho tanto dos mercados centralizados tipo *pool* como dos contratos bilaterais e irá identificar e solucionar congestionamentos derivados de limites técnicos na rede de transporte e irá também analisar a necessidade de utilização de serviços auxiliares.

2.2.1 Modelo *Pool*

Um mercado, hoje em dia, funciona pelo relacionamento entre entidades produtoras e agentes comercializadores ou consumidores elegíveis. Uma das formas de relacionamento entre estas duas entidades corresponde aos mercados *spot* centralizados, ou Mercado em *Pool*. Estes são mercados a curto prazo nos quais é equilibrada a produção e o consumo através do casamento das propostas comunicadas pelos dois.

Este mercado ocorre usualmente no dia anterior com base em previsões tanto de produção como de consumo. Este mercado é denominado de Mercado Diário. Assim, no dia anterior

as propostas são aceites e no dia em si só serão feitos ajustes (porque as previsões nunca são completamente certas) no mercado intra-diário, que poderá ser organizado em diversas sessões.

No entanto, o mercado *spot* não é só relativo ao casamento das propostas de uma forma puramente económica. O mercado de eletricidade tem que ser formulado de modo a obedecer às propriedades físicas da energia. Como tal um Operador de Mercado tem como função casar as propostas do ponto de vista económico e o Operador de Sistema irá verificar se limites físicos como capacidades de produção de geradores, serviços auxiliares e limites da rede de transporte são ou não verificados. Na Figura 2.3 está esquematizado este modelo.

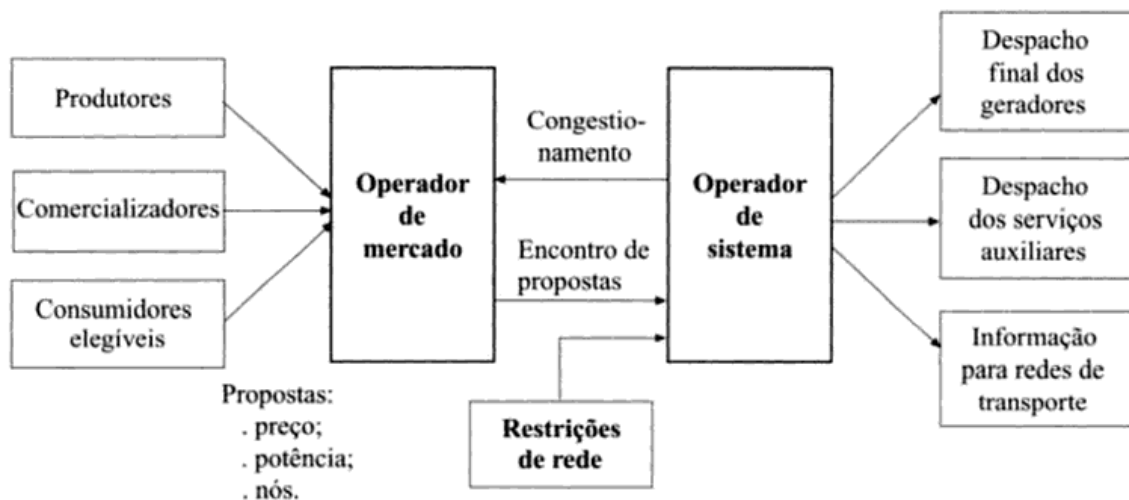


Figura 2.3: Modelo de exploração do setor elétrico em *pool* [1].

Se for verificado congestionamento nas linhas de transmissão pelo Operador de Sistema será necessária a cooperação entre o Operador de Mercado e o Operador de Sistema de modo a tratar do problema e resolvê-lo. Se a resolução do problema não for possível por redespacho de produção o Operador de Sistema tem legitimidade e autoridade para alterar os despachos iniciais.

Usualmente, o mercado diário define os valores para o dia seguinte em espaços temporais de uma hora. Convém referir que estes períodos horários são muito extensos e que não representam o dinamismo do funcionamento dos sistemas elétricos, sendo as propostas de compra e venda apresentadas no dia anterior, isto é, com bastante antecedência face ao momento de operação.

Para resolver o problema da antecedência e das possíveis alterações nas previsões que resultam em certos problemas de disparidade entre a carga e a produção são utilizados os já referidos mercados intradiários (ou mercados de ajustes) que funcionam em horários predefinidos já dentro do dia a que se refere o fornecimento da eletricidade.

Em termos de disparidades devido à dinâmica da produção e do consumo são igualmente utilizadas diversos tipos de reservas que estão ao dispor do Operador de Sistema.

2.2.2 Contratos Bilaterais

O mercado em *pool* é no entanto criticado em certos pontos.

Primeiramente é pressuposta a existência de um Operador de Mercado como entidade intermediária, que terá uma função crucial no mercado e que pode desempenhar demasiadas funções dentro do setor, o que vai, de certa forma, contra a desverticalização previamente referida.

Outra crítica deriva do facto de, com a existência do Operador de Mercado, nunca haver interação direta entre compradores e vendedores, tornando o mercado num mecanismo anónimo com somente um único vendedor e um único comprador.

O mercado em *pool* é também criticado pelo facto de se basear em custos marginais de curto prazo, que são bastante voláteis. Estes custos são influenciados por condições de carga, pelos geradores, pelas linhas em serviço e seus limites, etc.

E falando ainda dos preços, a incerteza no funcionamento do mercado eleva o risco para as entidades compradoras - que podem ver os preços se elevarem demasiado - e também para as entidades vendedoras - que podem ver os preços diminuir inesperadamente.

Os contratos bilaterais físicos conferem a possibilidade de uma negociação direta entre consumidor e produtor. Estes contratos usualmente funcionam com um prazo de contrato alongado (1 ano ou mais) e englobam não só preços e quantidades, mas também qualidade de serviço, modulação de potência e indicação de nós nos quais se realiza a injeção. No final, mesmo não havendo problemas com as restrições do ponto de vista técnico, a indicação dos nós revelar-se-à relevante para a exploração da rede elétrica, principalmente a nível de trânsitos de potência nos ramos da rede.

2.2.3 Modelo Misto

Em geral os países onde ocorreu uma reestruturação do setor elétrico optaram por um modelo misto. Este modelo é uma junção do modelo em *pool* e um modelo admitindo contratos bilaterais no qual estes não só existem em paralelo, como também dependem um do outro devido às restrições físicas da rede, como pode ser verificado no esquema da Figura 2.4.

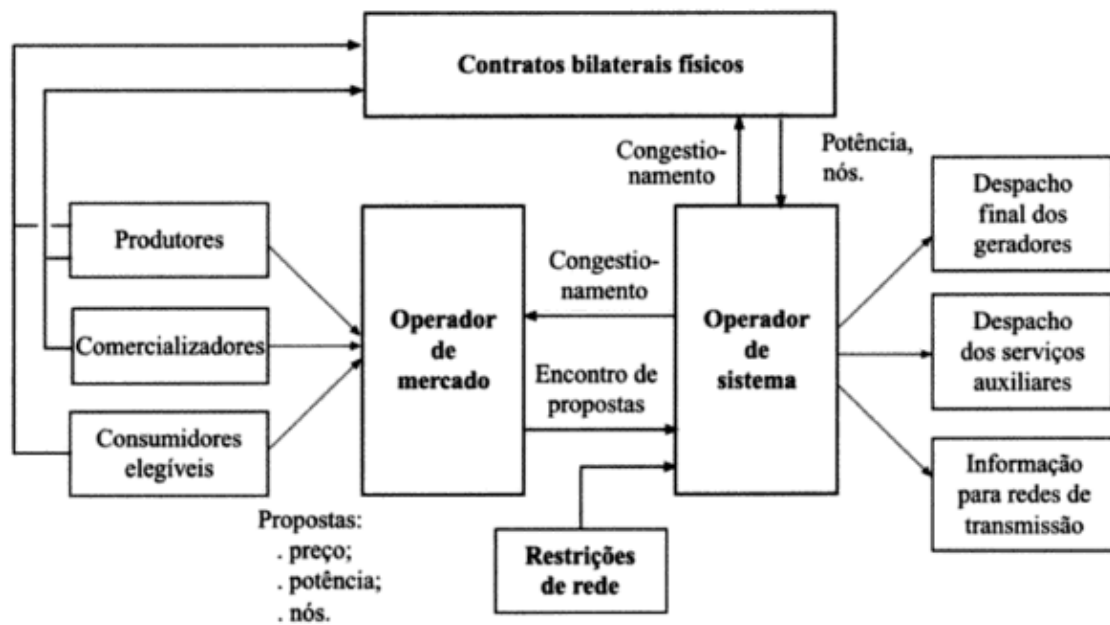


Figura 2.4: Modelo misto de exploração do setor elétrico [1].

Assim, ainda que o Operador de Mercado apenas trate do modelo em *pool*, o Operador de Sistema terá que verificar se as condições físicas da rede são cumpridas com os dados que lhe são enviados pelo Operador de Mercado - as propostas aceites - e pelos contratos bilaterais - potências e nós.

2.2.4 Tipos de Propostas de Mercado

Para a realização destes mecanismos será necessário trabalhar com as ofertas. Ora as curvas acima exemplificadas contêm ofertas simples, mas é necessário ter em conta ofertas diferentes com maiores peculiaridades.

As propostas simples correspondem somente um par de valores (preço, quantidade de energia) que constrói a oferta. Parte dos dados com que o Operador de Mercado trabalha referem-se a propostas simples.

No entanto, certas condições físicas dos geradores têm que ter sido em conta na formulação do mercado. Existe toda uma panóplia de problemas que surgem relacionados, por exemplo, com os mínimos técnicos de geração por parte de centrais térmicas, mas também existem complexidades ligadas aos custos de arranque e paragem de geradores e a gradientes de carga, isto é, à variação máxima da produção de um intervalo de tempo para outro.

Com a implementação de propostas complexas [20] é assim possível ter em conta fatores como a indivisibilidade do primeiro bloco, referente aos mínimos de produção, rampas de subida e descida de produção e condições de remuneração mínima.

Tal resulta numa formulação mais realista e mais ilustrativa do mercado, todavia mais complexa. Assim não só há um acréscimo de complexidade, como também os intervalos de tempo de negociação tornam-se inseparáveis temporalmente, passando este mercado de vinte e quatro

problemas separados num dia para um único problema que abrange as vinte e quatro horas de um dia de uma vez só.

Graficamente esta situação está ilustrada na Figura 2.5, com as propostas complexas. Se não respeitarem alguma restrição, não entrarão para o despacho e outras propostas tomarão o seu lugar, aumentando assim o preço de mercado, isto é, contribuindo para que a curva agregada das propostas de venda inicial se desloque para a esquerda originando o aumento do preço já mencionado.

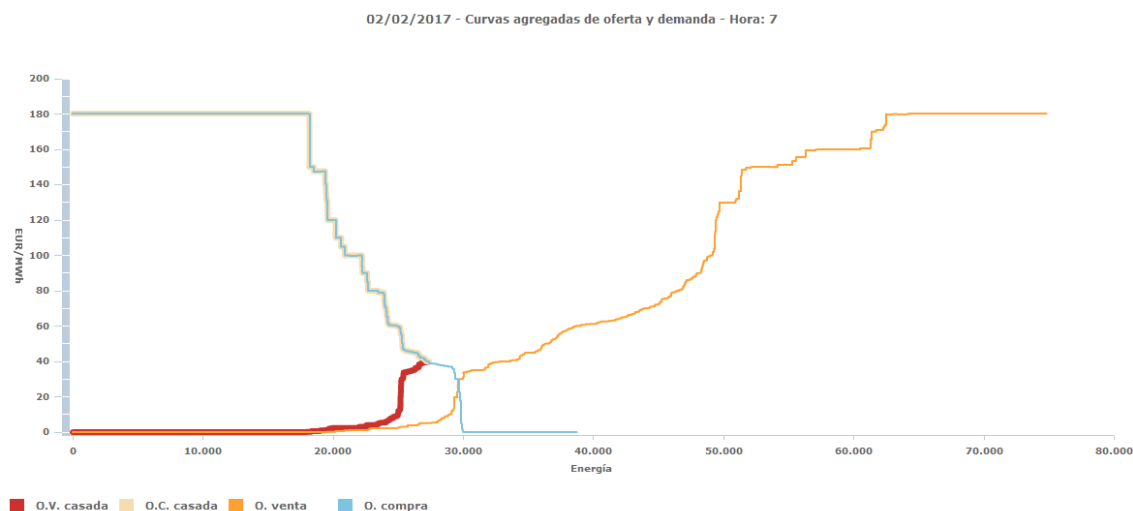


Figura 2.5: Curva de mercado com considerando propostas complexas.

2.3 Mercado Ibérico de Electricidade

2.3.1 Estrutura e Objetivos

A criação do Mercado Ibérico de Electricidade foi acordada entre os governos Português e Espanhol com a assinatura em 2001 do "Protocolo de Colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a Criação do Mercado Ibérico de Electricidade"[21] por parte do Eng. Luís Braga Cruz (Ministro da Economia da República de Portugal na altura) e D. Rodrigo de Rato y Figaredo (Ministro da Economia do Reino de Espanha na altura).

O MIBEL foi algo que nasceu naturalmente. Por um lado, a dimensão de Portugal invalidava a construção de um mercado individual, mas ao juntar os dois setores elétricos (português e espanhol) este acaba por ganhar dimensão e ficar a par de outros mercados europeus, como se pode ver na Figura 2.6, apesar de Portugal por razões de escala e mesmo geográficas ser bastante inferior em comparação com Espanha. Outro dos grandes pontos a favor da criação do MIBEL era a já elevada quantidade de transações entre os dois países. Este e vários outros pontos foram apontados no documento "A liberalização do sector da energia, o MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidade) e o OMIP"[2], pontos esses que apontavam para a criação de um Mercado Ibérico.

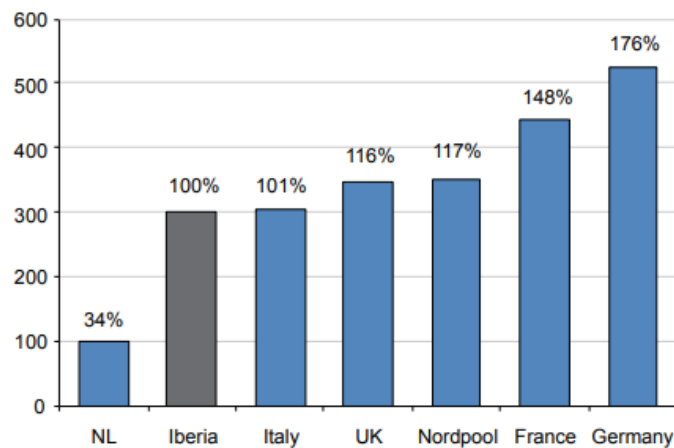


Figura 2.6: Consumos relativos dos mercados europeus, em 2005 [2].

Então, foi a partir de 2000 elaborado um modelo para a implementação do MIBEL. Tendo igualmente sido definidos os objetivos principais, tais como:

- Beneficiar os consumidores de electricidade dos dois países;
- Estruturar o funcionamento do mercado liberalizado;
- Facultar o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade, transparência e objectividade;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do sector eléctrico;
- Promover a livre concorrência entre as mesmas [2].

No final, entendimentos políticos atrasaram o arranque do MIBEL e levaram à necessidade da criação de várias entidades de gestão e regulação. Foi então criada a estrutura que se apresenta na Figura 2.7, um esquema necessariamente redundante, tendo em conta que se trata da cooperação de dois países.

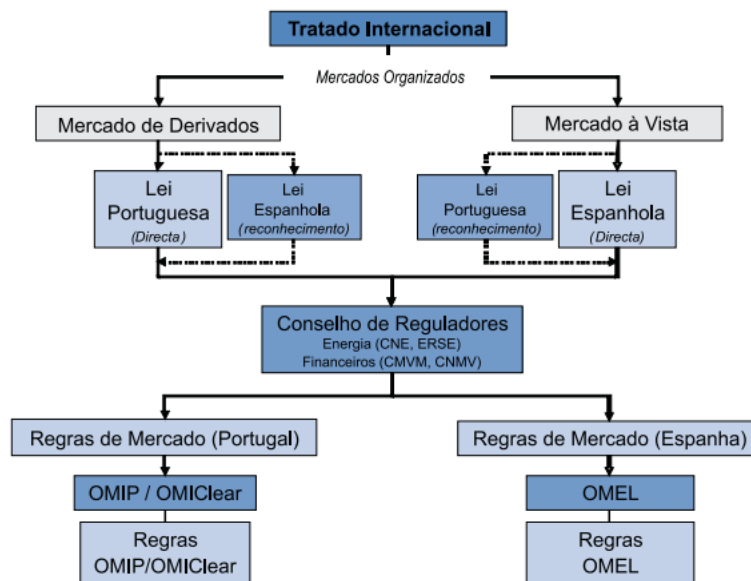


Figura 2.7: Esquema organizativo do Operador de Mercado Ibérico [2].

2.3.2 OMIE e OMIP

Após a criação do MIBEL, as responsabilidades pelo despacho foram transferidas para o Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE).

O OMIE é responsável pela gestão dos mercados diário e intradiário de Portugal e de Espanha, sendo também responsável pelas transações entre os dois mercados. O OMIE é gerido pela empresa OMEL do lado Espanhol e pelo OMIP do lado Português [22].

O OMIP surgiu após um acordo entre os governos de Portugal e Espanha e é responsável pela gestão do mercado português em conjunto com a OMIClear. O OMIP é o Operador de Mercado para a contratação a prazo e a OMIClear é responsável por prestar serviços de compensação e liquidação de contratos de derivados de electricidade.

Os principais objetivos do OMIP são:

- Contribuir para o desenvolvimento do mercado ibérico da eletricidade;
- Promover Preços de Referência Ibéricos;
- Fornecer aos clientes ferramentas eficientes de gestão de risco;
- Superar algumas limitações do mercado de contratos bilaterais.

O OMIP também fornece um amplo conjunto de serviços no mercado grossista e retalhista de energia, bem como no mercado de telecomunicações, incluindo a organização de um conjunto completo de leilões concebidos para cobrir um variado espectro de ativos [23].

2.3.3 Conjuntionamentos e *Market Splitting*

Os congestionamentos na rede podem ser internos (dentro da área de controlo de cada país), inter-área (entre áreas de controlo) ou extra-áreas (entre áreas de controlo e áreas de controlo exteriores ao Mercado Ibérico).

No caso de congestionamentos, como já foi visto, estes são detetados pelos Operadores de Sistema e resolvidos por estes em conjunto com o Operador de Mercado.

No caso de congestionamentos inter-áreas (no caso do MIBEL, entre Portugal e Espanha), o problema é resolvido através do mecanismo designado por *Market Splitting* [24], separando o mercado em dois, havendo assim dois preços de mercado - um para cada área. Graficamente podem ser identificadas na Figura 2.8 nas horas 1, 9, 10, 17, 18, 19, 20 e 21 as disparidades do preço ocorridas entre o lado Português e Espanhol.

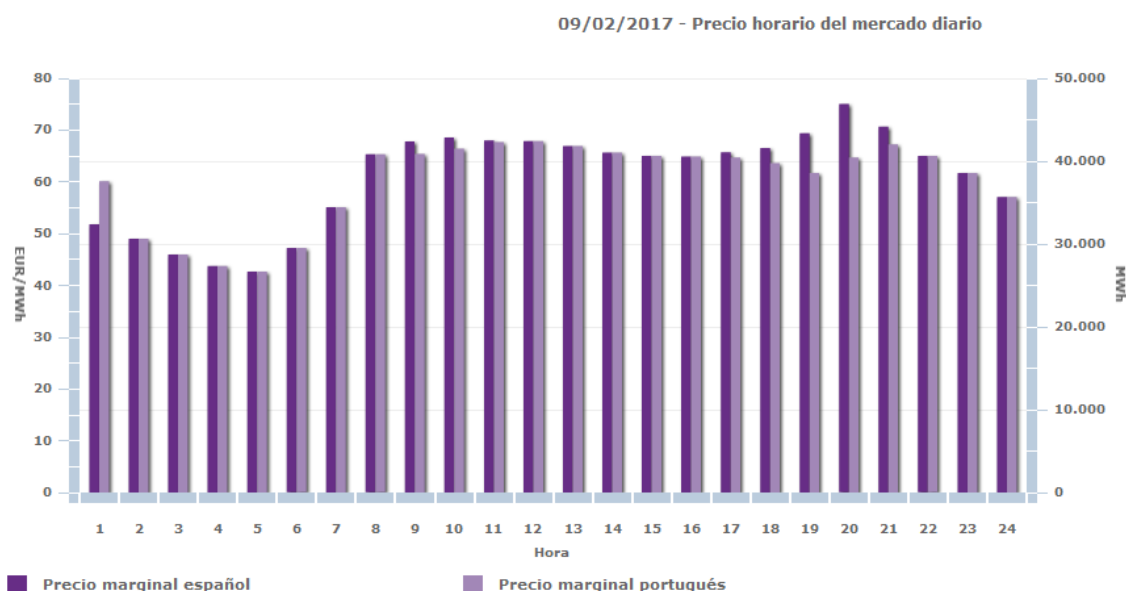


Figura 2.8: Exemplificação gráfica de *Market Splitting* [3] .

2.3.4 Serviços de Sistema

Sendo o setor energético neste momento um dos pilares da civilização moderna, é necessário este manter uma qualidade de serviço bastante elevada, e para tal é necessário ter em atenção valores de referência de tensão e frequência. Estes dois parâmetros têm de ficar sempre o mais próximo possível dos seus valores nominais.

Para que tal aconteça são utilizados os Serviços de Sistema, que correspondem a recursos que servem para colmatar problemas de desequilíbrio que possam ocorrer em tempo real. O setor elétrico tem a peculiaridade de comercializar um produto que não só tem que obedecer a leis físicas, como também é difícil de armazenar. Esta dificuldade de armazenamento obriga a existir permanentemente uma igualdade entre produção e consumo.

A ocorrência de desequilíbrios entre produção e consumo origina variações da frequência, levando-a a afastar-se do seu valor nominal.

Dos Serviços de Sistema fazem parte as reservas que serão utilizadas para solucionar este problema. Estas reservas são divididas em reserva primária, secundária e terciária

A reserva primária constitui um elemento primordial de controlo local, obrigatório e responde imediatamente a variações rápidas de carga que variem ligeiramente a frequência. Esta entra em funcionamento poucos momentos após a oscilação de frequência ser detetada e deve estar completamente ativada em não mais de 15 segundos.

A reserva secundária é controlada pelo AGC que corresponde a um mecanismo centralizado de controlo. Esta reserva é voluntária e tem remuneração em mercado. Serve para libertar a reserva primária e, no fundo, controlar a frequência causada por desigualdades produção/consumo. Também é usada para controlar intercâmbios entre áreas, evitando congestionamentos e trazendo de volta para o planeado fluxos de potência em linhas. A reserva secundária deve estar em serviço de forma completa 15 minutos após a ocorrência do incidente perturbador.

A reserva terciária serve para libertar a reserva secundária, como suplemento a esta, ou mesmo para substituí-la no caso da reserva secundária ser demasiado cara. É ativada manualmente pelo Operador de Sistema sendo igualmente contratada em mercados específicos.

Outros Serviços de Sistema são também o controlo de tensão e energia reativa, como forma de controlo de tensão e o *black start*. Todos estes serviços são geridos pelo Operador de Sistema e os seus custos são incluídos nas tarifas pagas pelos clientes finais.

2.4 Estrutura tarifária em vigor em Portugal

2.4.1 Organização geral

A estrutura tarifária é especificada pela ERSE e encontra-se definida nos seus documentos e regulamentos. Grande parte desta secção tem presente informação obtida no documento "Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2019"[4].

O setor elétrico encontra-se em constante evolução e, como tal, não pode ser menosprezada a evolução nem podem ser desprezadas as mudanças. Como por exemplo o processo de liberalização do setor tem sido um processo gradual e no qual se colocam esperanças de que, salvos certos casos pontuais, o mercado regulado seja completamente substituído em Portugal Continental pelo mercado liberalizado.

Está assim regulamentado que as tarifas são aplicadas a cada uma das atividades reguladas. As atividades reguladas são as seguintes:

- Gestão global do sistema;
- Transporte de energia elétrica;
- Distribuição de energia elétrica;

- Operação Logística de Mudança de Comercializador;
- Compra e venda de energia elétrica;
- Comercialização de energia elétrica.

Os princípios da fixação e aplicação das tarifas remontam à legislação publicada em 1995 através da qual foi criada a ERSE e foi atualizada em 2006 com o Decreto-Lei nº 29/2006 [25], mas têm havido alterações entretanto, sempre visando a manutenção dos princípios adequados e defendidos pela ERSE.

Será importante a referência de que o sistema tarifário é organizado de forma aditiva. Significando isto que quer as tarifas de Acesso às Redes quer as tarifas de Venda a Clientes Finais resultam da soma de tarifas elementares por atividade, garantindo assim a transparência na fatura.

O preço final é dividido em três parcelas, sendo estas relativas às redes, à energia e aos impostos. Na Figura 2.9 é apresentada a estrutura tarifária para os clientes do mercado liberalizado. Estes consumidores somente pagarão tarifas reguladas no âmbito do Acesso às Redes (que serão mais exaustivamente avaliadas na secção 2.4.4), ficando a tarifa da energia com o comercializador de mercado e sendo a parcela dos impostos definida pelo Estado Português.

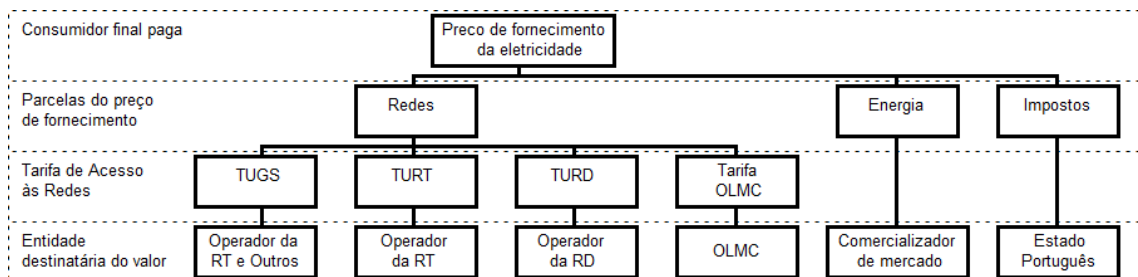


Figura 2.9: Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado liberalizado [4].

Comparando com a Figura 2.9, a Figura 2.10 apresenta a estrutura tarifária associada aos consumidores regulados, acrescentando-se as tarifas reguladas aplicadas à parcela da energia. Para além das tarifas reguladas para o acesso às redes, existe também a Tarifa de Energia e a Tarifa de Comercialização. A soma de todas estas componentes dá origem à Tarifa de Venda a Clientes Finais.

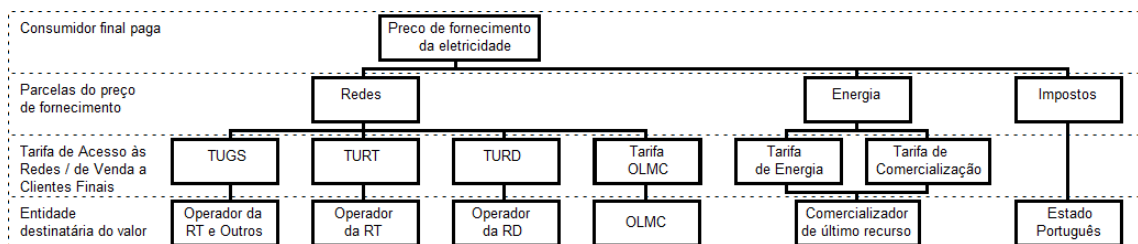


Figura 2.10: Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado regulado [4].

2.4.2 Tarifa de Energia

Esta tarifa sofre numa divisão temporal de natureza diária e trimestral. Isto leva a uma estrutura como mostrada na Figura 2.11, sendo composta por valores médios que refletem os custos marginais de energia retirados do mercado.

Custo marginal da tarifa de energia		
		p.u.
Trimestres I, IV	Ponta	1,217
	Cheias	1,137
	Vazio Normal	0,916
	Super vazio	0,815
Trimestres II, III	Ponta	1,123
	Cheias	1,058
	Vazio Normal	0,873
	Super vazio	0,847

Figura 2.11: Estrutura dos custos marginais da tarifa de energia (2018-2020) [4].

2.4.3 Tarifa de Comercialização

Esta tarifa visa recuperar os custos referentes à estrutura comercial do comercializador de último recurso. Esta tarifa é dividida por níveis diferentes para os diversos níveis de tensão.

Conforme indicado no Regulamento Tarifário, a tarifa de Comercialização é composta pelos preços:

- Termo tarifário fixo (€/mês);
- Preço de energia ativa, (€/kWh).

2.4.4 Tarifas de Acesso às Redes

A Tarifa de Acesso às Redes é obtida pela soma da Tarifa de Uso da Rede de Transporte, TURT, da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição, TURD, e da Tarifa de Uso Geral de Sistema, TUGS, e de uma tarifa recentemente implementada, a Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, resultante da aplicação do Decreto-Lei n.º 38/2017 [26].

As Tarifas de Uso das Redes são diferentes porque podem ser aglomeradas, ao invés das outras. Isto levará a uma aditividade de tarifas dentro das Tarifas de Uso das Redes, tal como se detalha de seguida.

2.4.4.1 Tarifas de Uso da Rede de Transporte, TURT

Estas tarifas são referentes ao uso da Rede Nacional de Transporte. Estas são aplicadas a todos os operadores que usufruírem da RNT, estando organizadas nos níveis de MAT e de AT, pois seguindo a aditividade acima referida, um operador somente irá pagar as TURT referentes à sua ligação à RNT. Neste caso, um cliente ligado em MAT somente irá pagar as tarifas referentes a esse nível de tensão.

Segundo a legislação, que aponta para uma uniformidade tarifária a nível nacional, a TURT (MAT e AT) será igual para todos os clientes localizados no território continental.

Estas tarifas são compostas pelos seguintes preços:

- Preço da potência contratada (€/kW/mês);
- Preço de potência em horas de ponta (€/kW/mês);
- Preço de energia ativa (€/kWh);
- Preço de energia reativa (indutiva e capacitiva) (€/kvarh).

2.4.4.2 Tarifas de Uso da Rede de Distribuição, TURD

As TURD funcionam de forma análoga às TURT, visto que novamente são uniformizadas a nível nacional. Estas tarifas refletem os custos de utilização da rede de distribuição, nos seus três níveis de tensão - AT, MT e BT. Esta é composta pelos seguintes preços:

- Preço da potência contratada (€/kW/mês);
- Preço de potência em horas de ponta (€/kW/mês);
- Preço de energia ativa (€/kWh);
- Preço de energia reativa (indutiva e capacitiva) (€/kvarh).

Também são iguais às TURT no caso da aditividade, mas desta vez com a rede AT, MT e BT. Por exemplo, um consumidor ligado em MT irá pagar a TURD somente referente aos níveis AT e de MT garantindo-se que os agentes consumidores nunca pagam acesso à rede a jusante do ponto ao qual estão ligados.

2.4.4.3 Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, TOLMC

Até 2017 os custos associados a esta atividade estavam incluídos na TURD. Em 2017 foi aprovada juricamente a separação deste custo, sendo implementada uma tarifa autónoma. Esta foi implementada com um custo fixo para cada um dos níveis de tensão.

2.4.4.4 Tarifas de Uso Geral de Sistema, TUGS

Esta tarifa está associada à remuneração da atividade pela gestão do sistema, bem como de custos de interesse económico geral. Esta tarifa é aplicada pelo Operador da Rede de Transporte ao Operador da Rede de Distribuição (MT e AT) e pelo Operador da Rede de Distribuição aos clientes finais.

A tarifa do Uso Global do Sistema aplicada pelo Operador da Rede de Transporte é então dividida em duas parcelas distintas (UGS I e UGS II). A parcela I é referente a um preço associado à gestão do sistema e apresenta um valor fixo. A parcela II visa a recuperação de custos relativos

a políticas energéticas, ambientais e de interesse económico geral sendo estabelecida através de preços sobre a energia ativa.

As TUGS aplicada pelo Operador da Rede de Distribuição às entregas aos clientes finais também estão organizadas em duas parcelas.

A primeira é similar à parcela I referida acima e é composta por custos referente à gestão do sistema.

A parcela II apresenta custos relativos a medidas energéticas, ambientais e de interesse económico geral. Isto abrange sobrecustos com centrais com contratos de aquisição de energia, Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual, CMEC, encargos com garantia de potência, sobrecustos para a convergência tarifária das Regiões Autónomas, custos de sustentabilidade e, finalmente, os sobrecustos com a Produção em Regime Especial com preços garantidos (PRE), que serão um aspeto muito relevante tendo em conta o tema desta dissertação.

Capítulo 3

Produção em Regime Especial

A Produção em Regime Especial tem prioridade na entrada no mercado e na injeção da sua produção nas redes, dado que devido à natureza da PRE, esta pode ser considerada ou imperativa industrialmente, ou imperativa de modo ambiental, ou simplesmente imperativa por serem desperdiçados recursos se estes não forem utilizados.

A verdade é que fazem parte da PRE diversas tecnologias que apresentam ou uma ou várias das características acima sendo tecnologias não só aliciantes por serem muitas delas renováveis, mas também pela sua eficiência energética.

A PRE está acompanhada por diversos mecanismos de subsídio que competem ao Governo, através da ERSE ou da DGEG nomeadamente no que se refere às tarifas.

3.1 Introdução da PRE no Mercado

Em 1988 foi criado o estatuto de Produção em Regime Especial, PRE, definido pelo Decreto-Lei n.º 189/88 [27]. Este decreto ditava que este tipo de produção não podia ultrapassar uma potência aparente instalada de 10 MVA se se tratasse de pequenas centrais hídricas e que deviam ser utilizados "recursos renováveis, combustíveis nacionais ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos" ou então instalações de cogeração sem limite de potência [27].

Em 2001, o Decreto-Lei n.º 339-C/2001 definiu as remunerações pelo fornecimento de energia por parte da PRE [28]. A Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005 [29] visava a diminuição da dependência externa e para tal foram definidas metas relativas à produção endógena e renovável.

Em 2006, no artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006 ficou definida "electricidade em regime especial a actividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, no âmbito da adopção de políticas destinadas a incentivar a produção de electricidade, nomeadamente através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e electricidade"[25].

A Produção em Regime Especial é, não obstante, produção de energia. Assim, na Figura 3.1 é possível verificar que grande parte das energias à base de combustão são insuficientes em

termos ambientais, apesar de terem classificações significativas nos outros parâmetros. Mas a verdade é que a PRE não tem como intuito obter uma energia mais barata *per se*, mas sim reduzir a dependência internacional, utilizando ou recursos endógenos ou fontes renováveis, e priorizar a cogeração.

Factors important for decision-making	Combustion based				Nuclear	Hydro	Wind	Solar
	Coal	Oil	Gas	Biomass				
Energy accessibility (related to the direct costs of energy)	F	M	M	M	F	F	D	D
Energy availability (related to the security/reliability dimension)	F	M	M	M	F	F	D	D
Energy acceptability (environmental externalities)	D	D	M	F	F	F	F	F

Relative rankings in the perspective of factors important for decision-making:

F = energy source in **favourable** position

M = energy source in **medium/neutral** position

D = energy source in **disfavoured** position

Figura 3.1: Características relativas de várias fontes de energia do ponto de vista de fatores chave relacionados com estudos LCA [5].

Observando mais a fundo para esta tabela, nota-se que os dois tipos de produção que são mais favoráveis são a Nuclear e a Hídrica. A energia nuclear é inexistente em Portugal e em Espanha não é considerada PRE devido à sua escala. A produção hídrica não é toda considerada PRE, somente as mini-hídricas, devido à elevada capacidade instalada em muitas hídricas.

Por outro lado, o grande problema do carvão, *fuel oil* e gás não é somente a sua fraca avaliação a nível ambiental, mas sim o progressivo esgotamento dos recursos primários, tal como pode ser identificado na Figura 3.2.

Type of impact	Combustion based				Nuclear	Hydro	Wind	Solar
	Coal	Oil	Gas	Biomass				
Resource depletion	X	X	X		X			
Land use, visual impact	(X)			X		X	X	X
Watercourse regulation						X		
Thermal releases	X	X	X	X	X			
Noise							X	
Radiation					X			
Air quality	X	X	X	X				
Acidification	X	X	X	X				
Eutrophication	X	X	X	X				
Greenhouse effect	X	X	X	X				

Figura 3.2: Impactos ambientais de várias fontes de produção de energia [5].

Com base neste tipo de estudos [5], chega-se à conclusão de que é favorável realizar um investimento ponderado em energias renováveis. É em estudos como este que se chega a conclusões sobre a necessidade de priorizar a utilização de energias renováveis.

Concluindo, as tecnologias incorporadas na Produção em Regime Especial são:

- Hídrica;
- Eólica;
- Fotovoltaica;
- Térmica:
 - Biogás;
 - Biomassa;
 - Cogeração;
 - Cogeração renovável;
 - Resíduos Sólidos Urbanos;
- Marés;
- Ondas.

3.2 Tipos de PRE

Os diferentes tipos de produção em regime especial enumerados acima têm as suas próprias características e, como tal, apresentarão diferentes formas de subsídio. Seria ingénuo tratar todas estas formas de produção como idênticas.

Como tal, para explicitação das várias tecnologias ir-se-á neste capítulo dividir a PRE por tecnologia e será analisado individualmente o processo de produção de energia de cada uma.

3.2.1 Hídrica

A energia hídrica é obtida a partir da energia potencial da água. Esta é uma das tecnologias de produção de energia elétrica mais utilizada atualmente e também é das mais versáteis, visto que as centrais hídricas podem variar desde capacidades muito pequenas até centrais capazes de alimentar energeticamente países inteiros.

Uma central hídrica, convencionalmente falando, é algo do género do representado na Figura 3.3. A água retida no reservatório é conduzida até à turbina que, uma vez em funcionamento, acciona um gerador que produz energia elétrica.

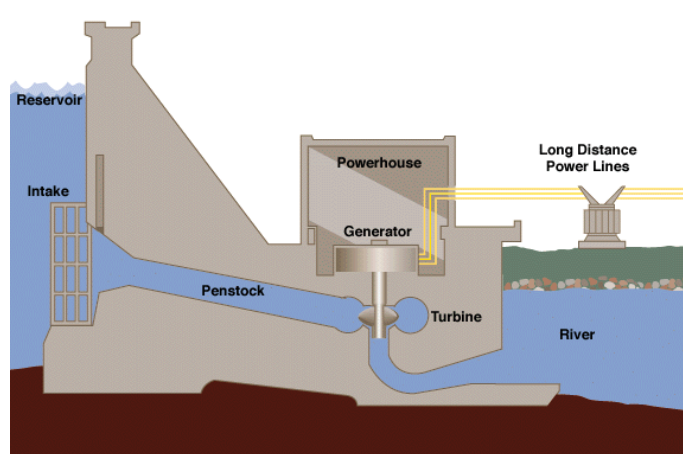


Figura 3.3: Esquema dos componentes de uma barragem [6].

Um estudo sobre os custos externos acrescentados aos tipos de produção de energia mostra que, de todas as tecnologias, a hídrica é a que tem menores custos externos - custos adicionais de gestão e operação e custos de emissões de CO_2 - quando comparada com as outras tecnologias. Na Figura 3.4 apresenta-se um gráfico com os valores dos custos externos - baseados em emissões, operação da central e custos na cadeia de energia - por unidade de energia produzida.

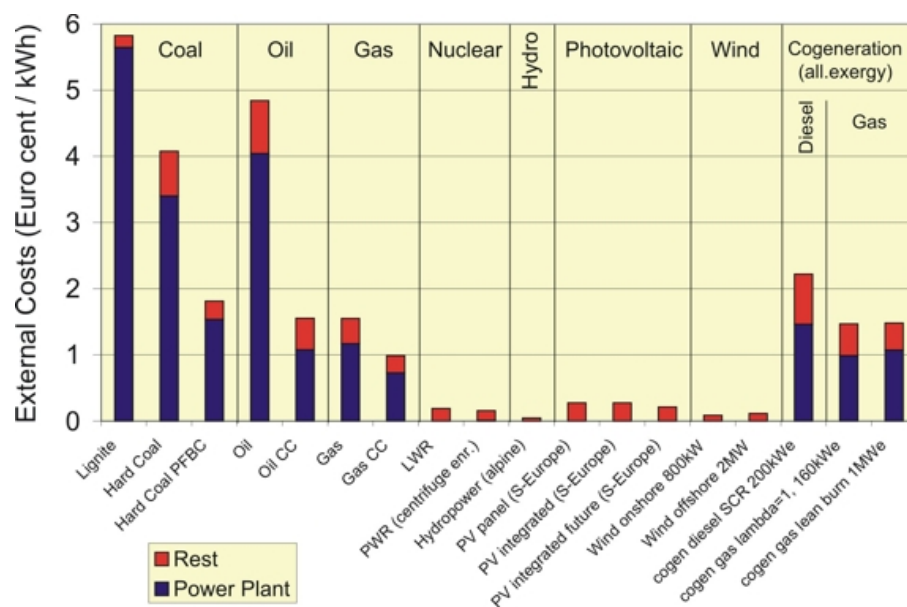


Figura 3.4: Custos externos das várias tecnologias de produção de energia [7].

E como se pode concluir, a produção hídrica não só é uma tecnologia renovável e limpa, como também é viável economicamente. O único senão mais significativo é o impacto na paisagem por parte do aproveitamento hídrico e a degradação do habitat natural que é um rio.

Estatisticamente falando, está estimado que em 2017 se produziu um recorde de 4.185 TWh, evitando a emissão de 4 mil milhões de toneladas de gases nocivos. Também a capacidade mundial de produção hídrica foi elevada para 1.267 GW, com 153 GW referentes a aproveitamentos com bombagem [30].

No entanto, a produção hídrica considerada como PRE é somente a correspondente às centrais mini-hídricas (centrais hídricas até 10 MVA e nalguns casos 30 MW) [31], uma medida que resulta da implementação do Decreto-Lei n.º 198/88 [27] que facilitava e incentivava a sua construção.

A produção mini-hídrica é, atualmente, considerada uma forma de produção renovável versátil, sendo bastante útil para zonas menos urbanas e sem tanta necessidade produção. Claro que tem havido diversos melhoramentos na tecnologia, mas neste momento é uma tecnologia de produção extremamente sustentável [8].

Na Figura 3.5 consegue-se ver que, neste momento, 61% da energia renovável mundial é proveniente de recursos hídricos e que 7% resulta de centrais mini-hídricas.

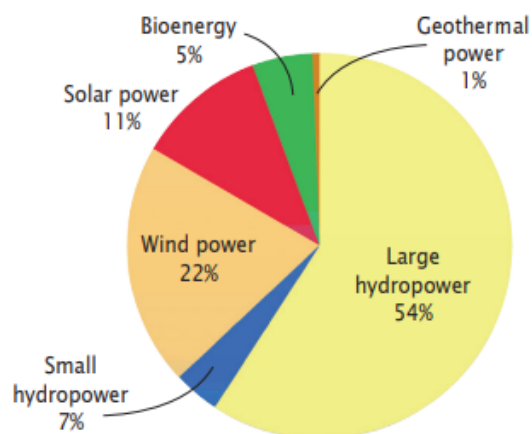


Figura 3.5: Percentagem global de produção de energia renovável (%) [8].

No entanto, sendo esta a tecnologia completamente moderna do ponto de vista técnico, existem ainda imensos recursos hídricos para a construção de centrais mini-hídricas, tal como se pode verificar na Figura 3.6, que indica que ainda só 36% dos recursos de mini-hídrica é que formam instalados em todo o mundo [8].

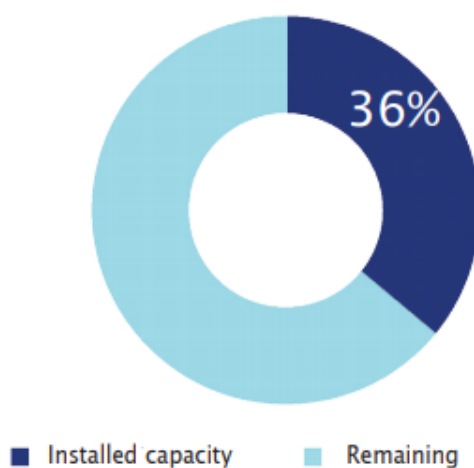


Figura 3.6: Mini-hídrica instalada e com potencial de instalação (%) [8].

3.2.2 Eólica

A energia eólica consiste na transformação da energia cinética do vento em energia elétrica. É um tipo de energia renovável e permanentemente disponível. A energia é obtida a partir de turbinas eólicas tal como se ilustra na Figura 3.7.

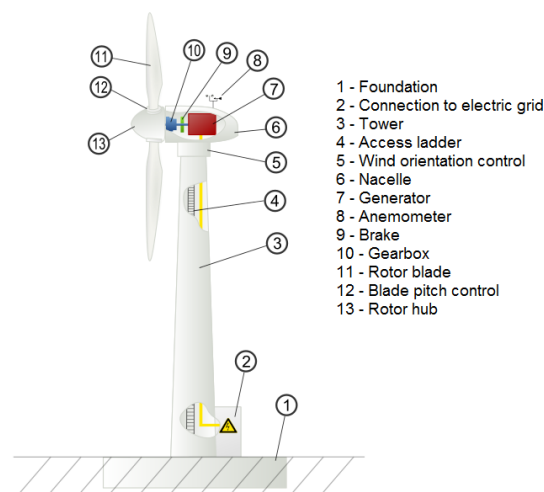


Figura 3.7: Esquema de uma turbina eólica.

Cedo várias opiniões surgiram sobre a produção eólica ser demasiado variável e dificilmente previsível e de como esta característica a impediria de ser um recurso viável. Defensores desta teoria apontavam o facto da produção eólica depender quase completamente do tempo atmosférico como uma característica negativa. E na realidade é uma limitação.

No entanto, a viabilidade da produção eólica não depende da sua produção constante, mas sim da qualidade das previsões. Neste momento já existe uma qualidade elevada de previsões de vento, podendo assim o resto do sistema adequar a sua produção à produção eólica, preenchendo as necessidades com produção convencional.

A título de exemplo, no Reino Unido a energia eólica contribuiu com cerca de 15,5 TWh em 2011, o que significaria níveis de CO_2 entre 5.5 milhões de toneladas e 12 milhões de toneladas acima dos valores de CO_2 emitidos nesse ano [32].

Na Figura 3.8 é apresentada a percentagem de produção eólica nos países pertencentes à União Europeia. É de notar que não só Portugal se encontra acima da média com 24% de produção eólica na produção total como o valor de 14% a nível europeu é também ele muito significativo.

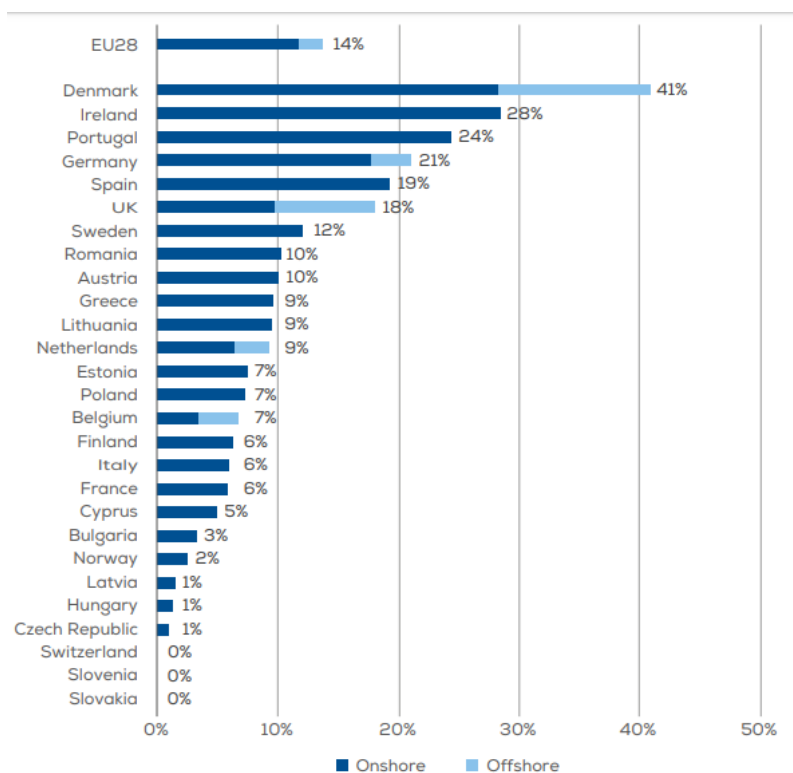


Figura 3.8: Percentagem anual de energia eólica na União Europeia [9].

Na Figura 3.9 pode verificar-se que esta tecnologia tem vindo a aumentar a sua potência instalada em toda a Europa, fruto de políticas de incentivo desta tecnologia que foram aplicadas um pouco por todos os países.

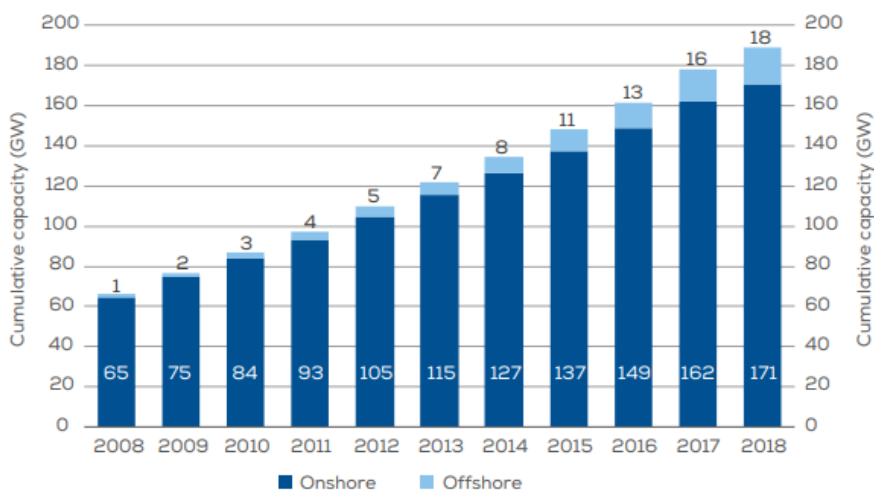


Figura 3.9: Evolução da capacidade instalada eólica europeia [9].

Torna-se, no entanto, mais interessante analisar a evolução da produção com base no vento quando comparada com outras tecnologias de produção. Na Figura 3.10 pode-se ver claramente

que esta é a tecnologia com a subida mais acentuada da sua potência instalada, apenas ligeiramente equiparável com a produção fotovoltaica.

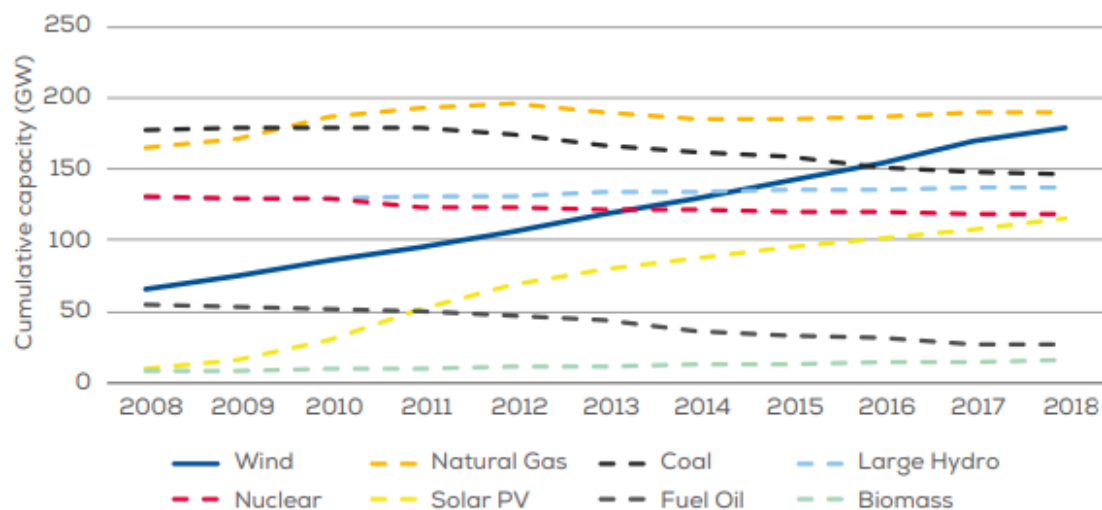


Figura 3.10: Evolução da capacidade instalada eólica europeia face às outras tecnologias de produção [9].

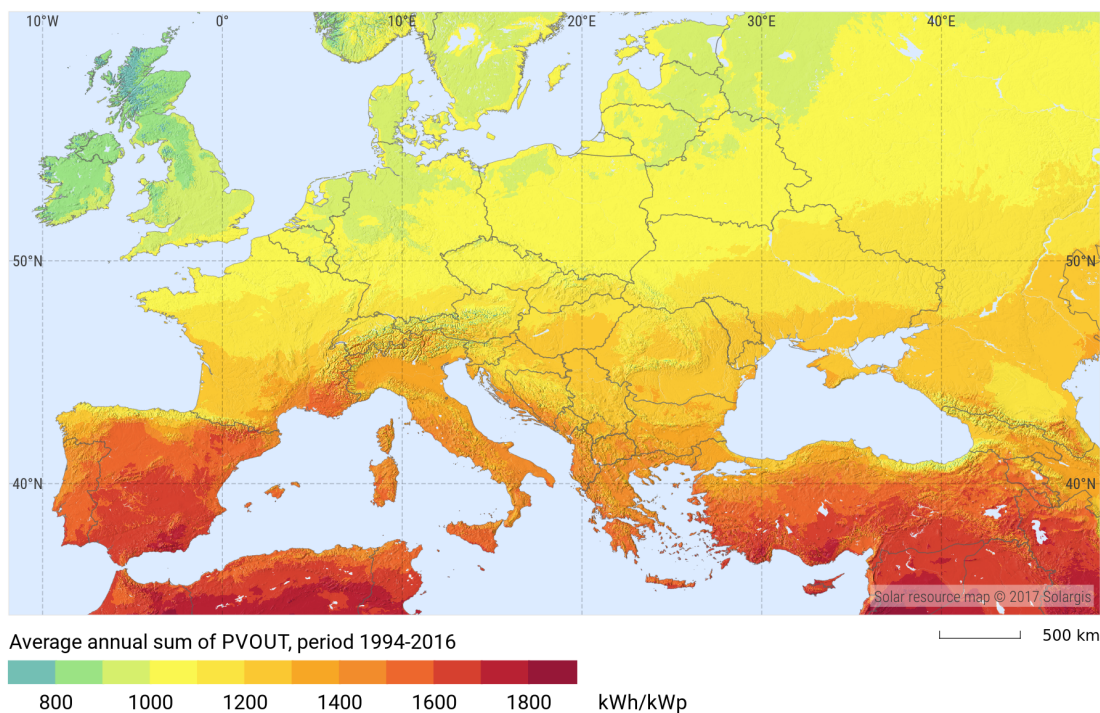
3.2.3 Fotovoltaica

A energia fotovoltaica é obtida através da radiação solar e calor. Historicamente não é tão utilizada mas evoluiu significativamente nas últimas duas décadas.

Esta evoluiu de uma tecnologia de aplicação focada e de pequena escala para uma fonte relevante e viável de energia.

De todos os pontos de vista faz sentido o uso de energia proveniente da energia solar. Esta é praticamente inextinguível e o sol nasce todos os dias, pelo que o investimento neste tipo de tecnologia é atualmente considerado como muito promissor.

A nível europeu a Figura 3.11 representa o mapa Europeu e os níveis de radiação solar. Observando atentamente é possível verificar que Portugal tem uma posição geográfica favorável. E mesmo na Europa é uma tecnologia de viável implementação.

PHOTOVOLTAIC POWER POTENTIAL**EUROPE****SOLARGIS**

This map is licensed by Solargis under the Creative Commons Attribution license (CC BY-SA 4.0). You are encouraged to use content of the map to benefit yourself and others in creative ways. For more information, please visit <http://solargis.com/download>.

Figura 3.11: Mapa da radiação normal direta na Europa [10].

No entanto na Europa ainda é uma tecnologia de produção de energia em expansão e que ainda não tem uma parcela muito importante no *mix* elétrico. Na Figura 3.12 está representada a capacidade de produção fotovoltaica nos vários países europeus e verifica-se que é uma parcela ainda muito pequena, mas com bastante potencial para crescer de forma rápida.

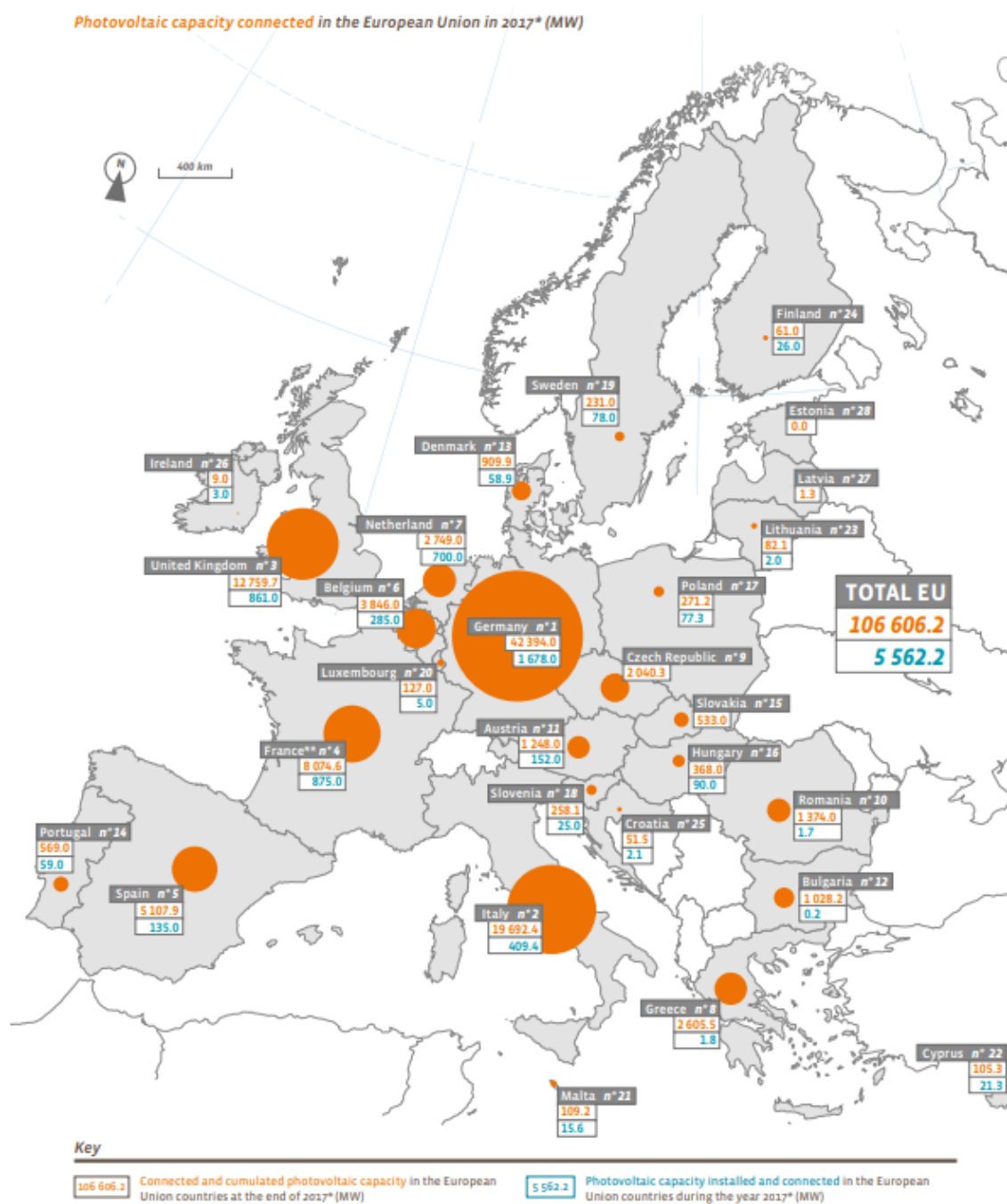


Figura 3.12: Mapa da capacidade instalada europeia (MW) [11].

Na atualidade países como a Itália e a Alemanha já têm setores de produção fotovoltaica de a produzir 7% da energia nacional, e é estimado que foram produzidos 113,9 TWh de energia fotovoltaica na Europa em 2017 [11].

Estudos sobre a eficiência energética da produção fotovoltaica são realizados frequentemente, sendo continuamente introduzido melhoramentos tecnológicos. É assim possível concluir que, muito provavelmente, se conseguirá uma eficiência de 50% em produção fotovoltaica num futuro

próximo, eventualmente utilizando centrais solares de concentração [33].

3.2.4 Térmica

A produção térmica divide-se em várias tecnologias, todas elas com as suas peculiaridades, mas todas com base no ciclo térmico de produção de energia.

3.2.4.1 Biogás

O biogás é uma mistura de gases que são obtidos a partir da decomposição de matéria orgânica. Este pode ser utilizado para produção de energia da mesma forma que o gás natural, mas com a grande vantagem deste ser considerado uma fonte de energia renovável.

Especificamente, o biogás é o resultado da digestão anaeróbia, uma denominação referente ao processo natural de degradação que ocorre em locais desprovidos de oxigénio.

Os perigos e riscos do biogás são sensivelmente os mesmos que os do gás natural. Este é ligeiramente instável e possivelmente explosivo em certos rácios de combinação com ar, para não falar também da poluição atmosférica que vem acrescida por este ser um combustível térmico.

Um estudo do impacto ambiental da produção de eletricidade com base em biogás [34] realizado em 2014 indica que, se este método de produção de eletricidade for preferido face a outros combustíveis fósseis, o impacto ambiental pode ser reduzido para metade. Todavia, devido às emissões de amoníaco durante o processo de digestão, haveria um aumento entre 12 e 25 vezes dos potenciais de eutrofização e acidificação.

Ainda assim é uma tecnologia que tem vindo a aumentar a sua capacidade instalada ao nível do mercado europeu, tal como pode ser identificado em relatórios elaborados por parte da EBA (*European Biogas Association*) [12], de onde foi retirado o gráfico na Figura 3.13.

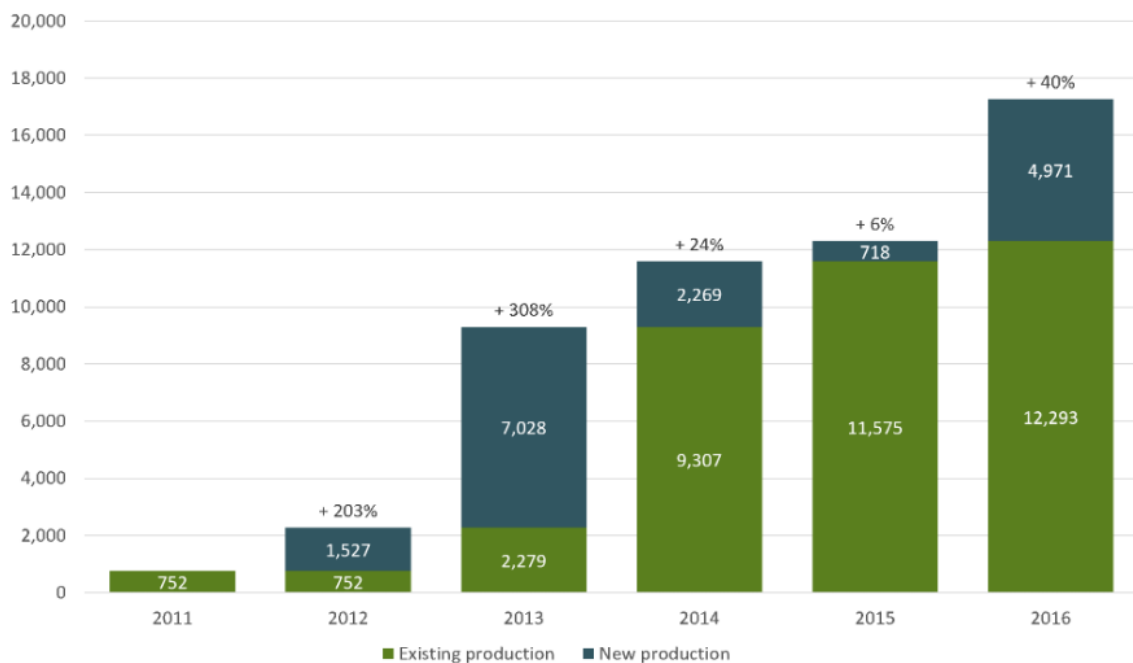


Figura 3.13: Evolução da produção de biogás na Europa (GWh) [12].

Em conclusão, o biogás é uma fonte viável de produção de energia elétrica por via térmica e ambientalmente aceite como uma boa tecnologia de produção, com algumas desvantagens face a outros tipos de produção térmica como a fraca disponibilidade de matéria-prima, sendo neste momento ainda pouco acessível.

3.2.4.2 Biomassa

A biomassa é um material orgânico que advém de plantas e animais, e é utilizado como uma fonte renovável para produção de energia. A energia guardada após absorção solar é quimicamente libertada quando a biomassa entra em combustão, criando calor e assim tornando possível o ciclo térmico de produção de energia elétrica.

A biomassa pode ser obtida a partir de fontes como madeira, resíduos de processamento de madeira, culturas agrícolas e mesmo comida [35].

A nível de uso, a biomassa tem apresentando valores bastante bons para um tipo de produção não tão historicamente utilizado. Estatísticas da União Europeia apresentadas na Figura 3.14 demonstram que neste momento cerca de 6% da energia total produzida é proveniente de biomassa [13].

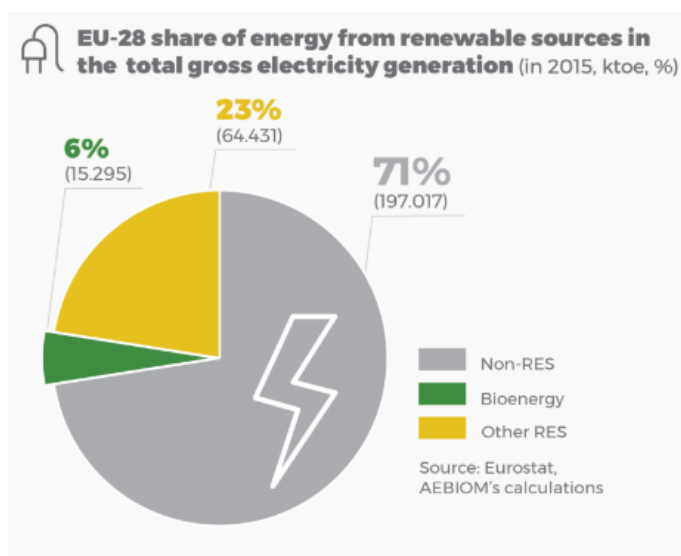


Figura 3.14: Produção elétrica não-renovável, renovável e biomassa [13].

No entanto, o mesmo estudo indica que a maior parte da biomassa é utilizada em cogeração, tal como indica a Figura 3.15, mas tal será analisado em seguida na secção 3.2.4.4.

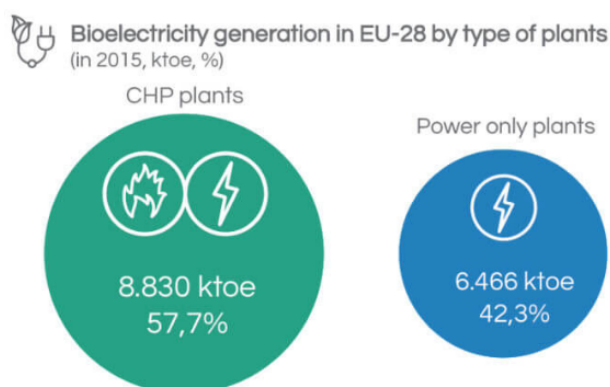


Figura 3.15: Tipo de centrais de biomassa (cogeração e unidades para produção unicamente de energia) [13].

3.2.4.3 Cogeração

Cogeração é a denominação utilizada para a produção simultânea de eletricidade e calor, obtendo o segundo a partir do primeiro. Comparando com outras tecnologias de produção de energia e aquecimento, o uso da cogeração pode economizar cerca de 40% da matéria prima [14]. Este tipo de centrais encontra-se maioritariamente perto do consumidor. Estes consumidores são maioritariamente indústrias, em que o calor é necessário ao processo produtivo e adicionalmente produz eletricidade, ou realiza o aquecimento de água, por exemplo.

Na Figura 3.16 pode ser identificado o ciclo de cogeração esquematizado, com as saídas de energia elétrica e de calor.

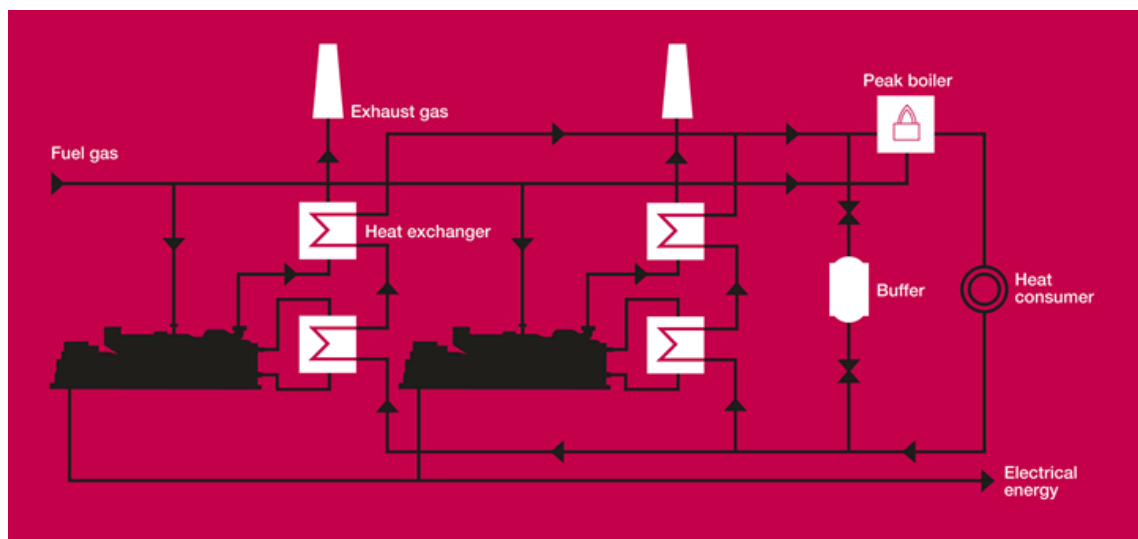


Figura 3.16: Esquema do ciclo de cogeração [14]

Neste ciclo o calor é aproveitado de várias fontes, sendo estas:

- Água de arrefecimento do motor;
- Arrefecimento do óleo do motor;
- *Intercooler* de primeiro grau de entrada de ar;
- Gases de escape;
- Calor irradiado do motor, *intercooler* de segundo grau [14].

A cogeração é uma tecnologia presente já há algumas décadas na Europa, mas tem vindo a aumentar a sua parcela no setor elétrico e no setor industrial. Na Figura 3.17, retirada de um estudo estatístico a nível europeu, é possível verificar o aumento gradual da eletricidade produzida por cogeração.

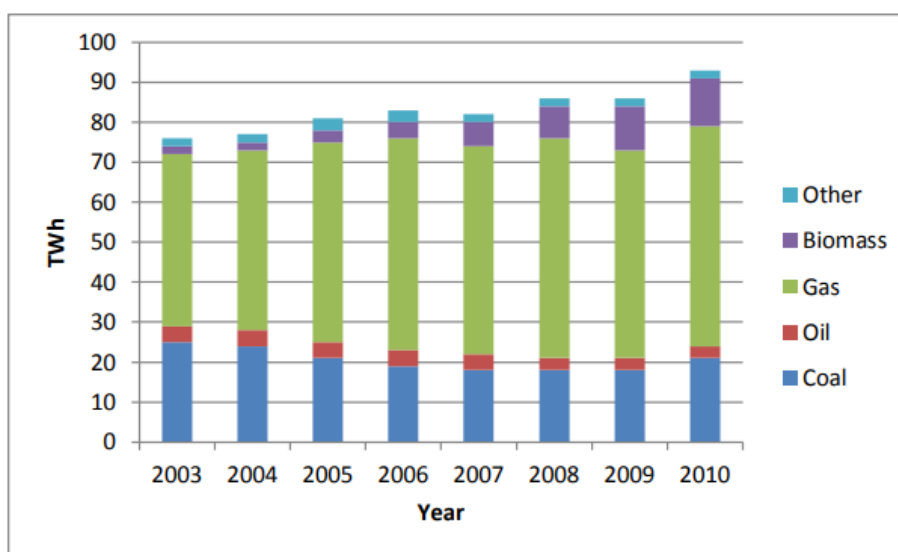


Figura 3.17: Eletricidade gerada por cogeração por tipo de combustível usado [15]

Pode-se também verificar na Figura 3.17 que existe uma parcela que está a crescer substancialmente correspondente ao uso de biomassa na cogeração.

3.2.4.4 Cogeração Renovável

Como referido previamente, existe um caso específico de cogeração no qual são utilizadas fontes renováveis de energia. O ciclo é exatamente igual, sendo a única mudança significativa a matéria prima utilizada. Neste tipo de produção de energia são utilizados maioritariamente biocombustíveis sólidos, biocombustíveis gasosos com origem industrial e biocombustíveis gasosos com origem em aterros sanitários [36]

Estudos a nível mundial realizados pela *International Energy Agency* (IEA) (Figura 3.18) elucidam o quão viável o uso de biomassa é na cogeração, sendo até bastante utilizada em países desenvolvidos com uma grande atividade da indústria florestal justificando utilizar resíduos e sobras deste tipo de indústria.

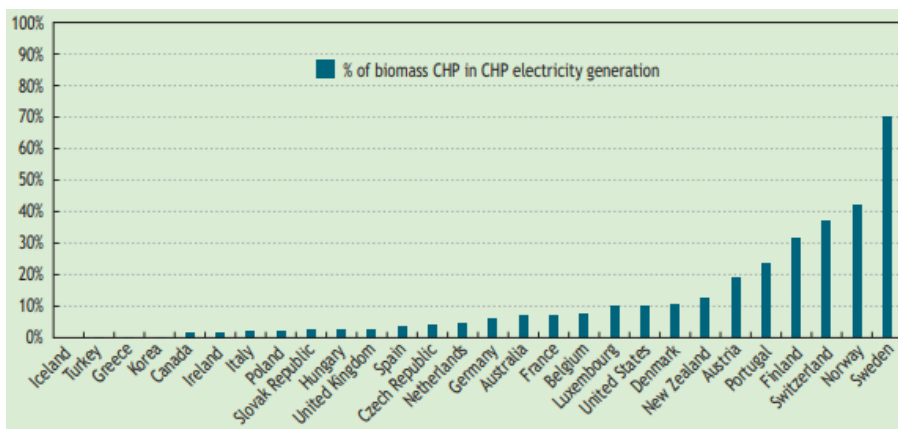


Figura 3.18: Percentagem do uso de biomassa na cogeração [16].

A cogeração em si é uma tecnologia muito útil, mas é necessário ter em conta que é necessário seleccionar de forma cuidada a localização destas centrais. Um dos pontos mais relevantes da cogeração é que, muitas vezes, a produção de calor é menosprezada face à produção de eletricidade, sendo que a cogeração está associada aos dois.

Assim a cogeração renovável é uma tecnologia com potencial para produção de energia bem como calor tendo um impacto ambiental reduzido.

3.2.4.5 Resíduos Sólidos Urbanos, RSU

A produção de energia com base em resíduos sólidos urbanos é comumente referida como incineração. Apesar de ser antigamente uma grande fonte de poluição, novas regulamentações face a esta tecnologia e desenvolvimentos tecnológicos conseguiram com que esta tecnologia tenha atualmente com muito menos impacto ambiental.

Atualmente existem várias formas de produção de energia utilizando resíduos:

- Captura de gases de aterro - de maneira similar ao biogás, a digestão anaeróbica produz gases que depois são utilizados como combustível;
- Combustão - simples combustão dos resíduos que, com desenvolvimentos tecnológicos, é possível que seja minimamente aceitável a nível de poluição;
- Pirólise - os resíduos sólidos urbanos são aquecidos sem a existência de oxigénio, produzindo gás de síntese e líquido, sendo que ambos podem ser utilizados para produzir eletricidade;
- Gaseificação - aquecimento com pequenas doses de oxigénio, viável em pequenas quantidades mas ainda não equiparável à combustão;
- Gaseificação por Arco Plasma - os resíduos sólidos urbanos são superaquecidos, incinerando quase na sua totalidade, produzindo valores energéticos 2 a 10 vezes superiores aos da combustão [17].

Em termos de tecnologias e estratégias utilizadas, a comparação é apresentada nas Figuras 3.19 e 3.20, correspondendo à evolução temporal e percentual, respetivamente.

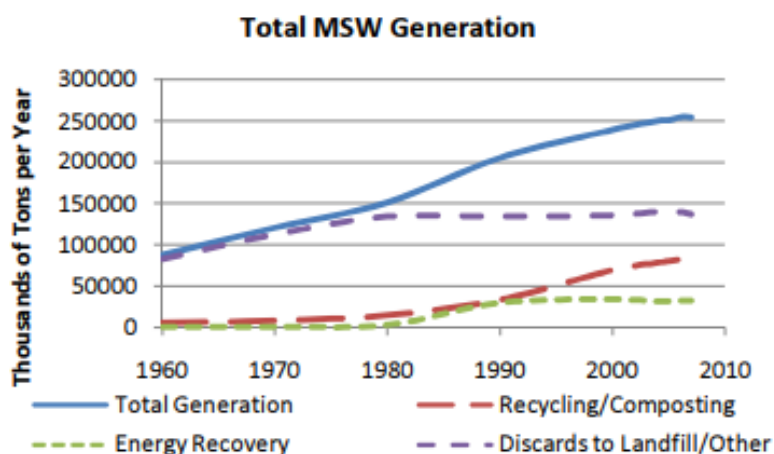


Figura 3.19: Evolução das estratégias de utilização dos RSU [17].

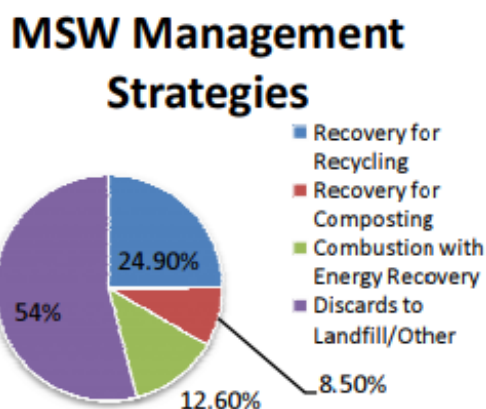


Figura 3.20: Comparação das estratégias para utilização dos RSU [17].

É assim possível afirmar que a recuperação energética aumentou e representa neste momento 12,6% do uso dos resíduos sólidos urbanos, apesar de uma estagnação recente.

Porém a reciclagem e a compostagem têm vindo a constituir cada vez mais uma parcela importante na utilização dos RSU - 24,9% e 8,5% respetivamente - e estão a aproximar-se cada vez mais do depósito em lixeiras.

3.3 Evolução da PRE em Portugal

Tendo já definido e elucidado sobre os tipos de Produção em Regime Especial, é também importante referenciar como estes evoluíram ao longo dos tempos em Portugal. Para tal foram recolhidos dados a partir do *site* da ERSE [37].

Ao longo dos anos mais recentes as diversas tecnologias de PRE foram sendo incentivadas, por exemplo por via tarifária e regulatória, visto que são tecnologias de produção um patamar acima das restantes. Daqui resultando uma subida significativa da sua produção.

Neste aspeto, é importante realçar que estas tecnologias têm vindo a ser incentivadas através de tarifas subsidiadas em geral superiores ao preço de mercado.

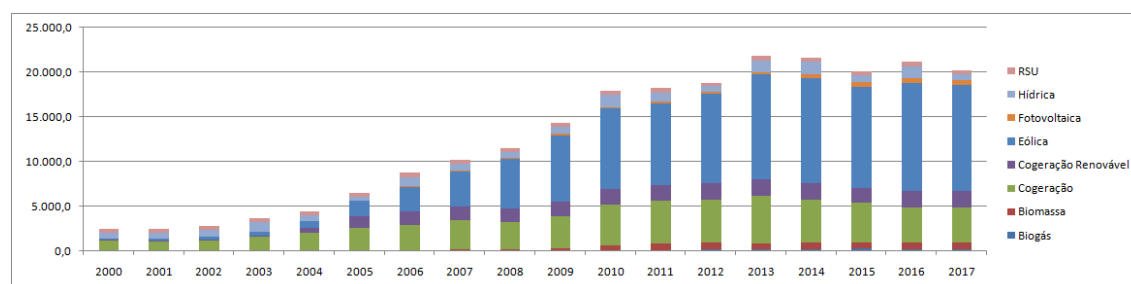


Figura 3.21: Evolução da energia produzida pela PRE de 2000 a 2017 (MWh).

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Biogás	0,1	0,1	0,1	0,1	9,0	25,3
Biomassa	6,9	20,7	39,4	43,1	54,0	59,7
Cogeração Não Renovável	1.147,7	1.087,1	1.180,8	1.549,7	2.051,9	2.539,5
Cogeração Renovável	104,2	89,3	104,9	128,7	462,9	1.331,1
Eólica	152,8	237,6	337,3	465,7	782,7	1.728,2
Fotovoltaica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hídrica	601,7	675,4	707,6	1.038,7	694,9	393,3
RSU	446,7	442,2	448,4	456,3	412,7	471,5
	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Biogás	23,8	46,6	59,1	70,6	92,2	152,3
Biomassa	71,3	148,6	146,2	304,9	611,9	687,8
Cogeração Não Renovável	2.806,3	3.252,3	3.010,8	3.590,4	4.480,4	4.768,4
Cogeração Renovável	1.508,0	1.565,4	1.519,4	1.542,6	1.733,9	1.810,8
Eólica	2.891,9	4.017,9	5.690,8	7.480,1	9.031,9	9.128,1
Fotovoltaica	0,3	20,4	33,4	139,5	167,0	188,7
Hídrica	991,8	697,3	658,6	816,2	1.374,1	1.016,8
RSU	460,3	425,3	441,4	457,6	454,3	485,6
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Biogás	202,3	238,3	265,2	282,4	272,2	270,8
Biomassa	741,8	683,9	712,6	2012	2013	2014
Cogeração Não Renovável	4.847,2	5.265,2	4739,9	4389,6	3915,5	3872,8
Cogeração Renovável	1.788,9	1.861,4	1847,0	1662,1	1842,4	1901,7
Eólica	10.014,5	11.708,8	11809,8	11333,4	12130,0	11835,8
Fotovoltaica	221,1	256,4	361,7	482,9	503,8	534,0
Hídrica	619,3	1.324,7	1507,7	810,9	1330,7	609,5
RSU	394,6	470,5	381,0	467,2	488,3	488,2

Tabela 3.1: Evolução da Energia produzida pela PRE de 2000 a 2017 (MWh).

Assim, na Figura 3.21 obtida a partir dos dados na Tabela 3.1 é possível verificar que a produção da PRE aumentou significativamente desde os incentivos iniciais. A tecnologia que passou a

ocupar grande parte da produção foi a eólica, quando no início era maioritariamente a cogeração. É possível identificar também uma estagnação da produção nos anos a seguir a 2013.

Para uma comparação mais focada foi criada a Tabela 3.2 e, consequentemente, a Figura 3.22, comparando os dados referentes aos anos de 2012 e 2017.

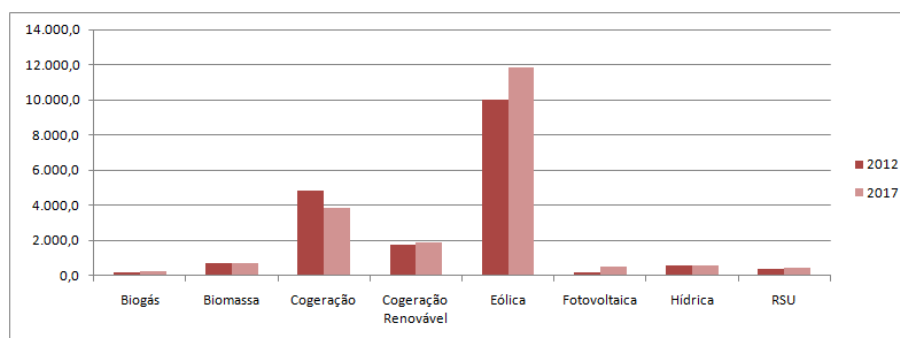


Figura 3.22: Comparação da Energia produzida pela PRE em 2012 e 2017 (MWh).

	2012	2017	Variação (%)
Biogás	202,3	270,8	33,84
Biomassa	741,8	717,1	-3,33
Cogeração Não Renovável	4.847,2	3.872,8	-20,10
Cogeração Renovável	1.788,9	1.901,7	6,30
Eólica	10.014,5	11.835,8	18,19
Fotovoltaica	221,1	534,0	141,51
Hídrica	619,3	609,5	-1,58
RSU	394,6	488,2	23,72

Tabela 3.2: Comparação da energia produzida pela PRE em 2012 e 2017 (MWh)

Assim pode-se verificar que a energia eólica teve uma subida substancial, 18,19%, enquanto a produção fotovoltaica apresenta uma subida de 141,52% uma vez que esta era quase inexistente no ano de 2012. As outras produções não apresentam muitas oscilações, ou pelo menos nada de relevante. O biogás subiu 33,84%, a cogeração não renovável desceu 20,10% e a energia obtida utilizando RSU subiu 23,27% e as restantes tiveram variações quase insignificantes.

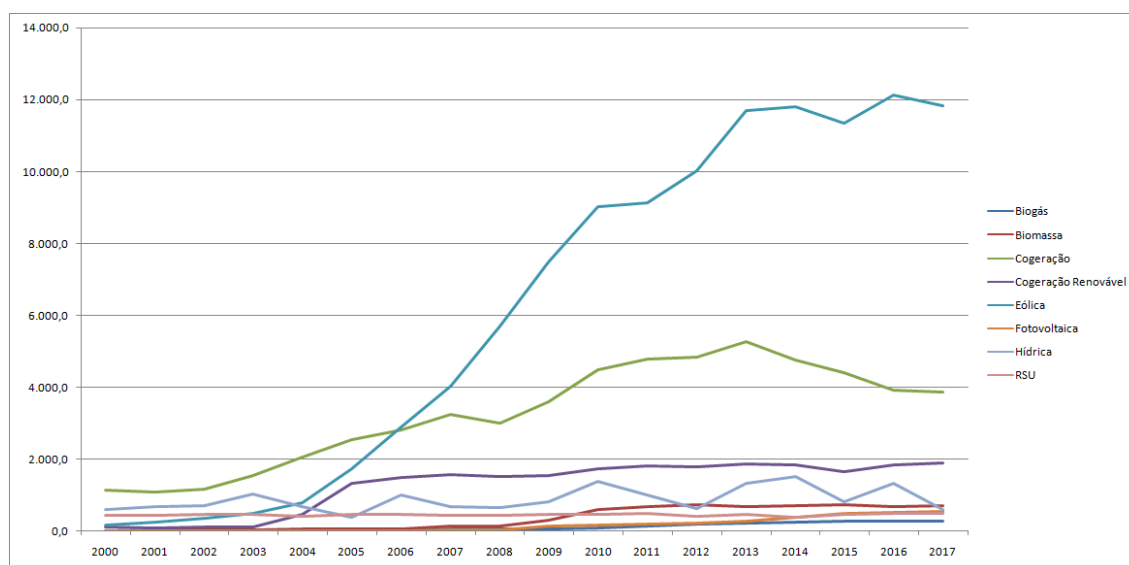


Figura 3.23: Evolução da Energia produzida pelas várias tecnologias de PRE de 2000 a 2017 (MWh).

Na Figura 3.23 é possível avaliar mais concisamente a evolução das várias tecnologias, visto esta ter graficamente representada a evolução individual das várias tecnologias. Assim é possível ver a evolução da energia eólica, bem como o grande aumento da cogeração desde 2000. A produção hídrica é bastante dependente da pluviosidade do ano, daí a irregularidade da sua produção.

Em termos de preço médio de produção, o *site* da ERSE [37] disponibiliza igualmente os valores pagos por tecnologia de 2000 a 2017. Tal como se indica na Tabela 3.3.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Biogás	53,2	55,0	45,0	52,5	69,5	94,9
Biomassa	59,5	63,0	66,6	69,3	72,3	102,1
Cogeração Não Renovável	47,6	56,2	66,7	76,6	78,9	91,4
Cogeração Renovável	43,6	47,5	55,2	79,5	80,9	78,1
Eólica	60,2	61,9	80,1	84,1	87,5	88,8
Fotovoltaica	-	-	-	542,7	543,7	542,0
Hídrica	64,3	65,3	75,1	78,0	79,4	81,5
RSU	55,7	65,7	68,5	70,9	72,7	74,7
	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Biogás	106,2	105,7	109,0	106,4	107,2	110,5
Biomassa	110,8	109,9	111,9	110,1	108,1	112,9
Cogeração Não Renovável	103,0	100,1	121,6	97,8	104,2	111,8
Cogeração Renovável	81,5	85,4	90,4	89,8	90,5	95,1
Eólica	92,0	94,5	94,7	93,7	91,6	93,5
Fotovoltaica	379,7	330,2	338,5	327,4	330,2	343,7
Hídrica	84,3	88,6	88,7	87,5	88,6	91,4
RSU	76,9	78,2	80,9	80,3	80,8	84,0
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Biogás	111,5	112,3	112,4	112,1	112,0	114,3
Biomassa	116,2	116,9	116,4	117,3	117,8	119,8
Cogeração Não Renovável	133,3	124,3	121,5	106,7	87,9	93,7
Cogeração Renovável	99,7	99,0	99,0	99,5	94,8	97,4
Eólica	96,7	93,9	93,5	94,1	93,2	95,0
Fotovoltaica	346,3	334,5	308,5	298,6	296,5	299,4
Hídrica	93,9	95,2	94,9	94,1	95,2	94,5
RSU	85,8	86,4	85,3	86,5	87,5	89,2

Tabela 3.3: Evolução do Preço Médio da PRE de 2000 a 2017 (€/MWh).

Para comparação do ano 2012 e 2017 foi criada a Tabela 3.4, que depois resultou no gráfico da Figura 3.24, no qual se pode verificar que maior parte das tecnologias não viu grande alterações do preço médio, a não ser a cogeração que baixou em 29,71%, a produção fotovoltaica que baixou 13,55% e a eólica que subiu 36,33%.

	2012	2017	Variação (%)
Biogás	111,5	114,3	2,53%
Biomassa	116,2	119,8	3,13%
Cogeração Não Renovável	133,3	93,7	-29,71%
Cogeração Renovável	99,7	97,4	-2,28%
Eólica	96,7	95,0	36,33%
Fotovoltaica	346,3	299,4	-13,55%
Hídrica	93,9	94,5	0,61%
RSU	84,0	89,2	6,13%

Tabela 3.4: Comparação do Preço Médio da PRE em 2012 e 2017 (€/MWh).

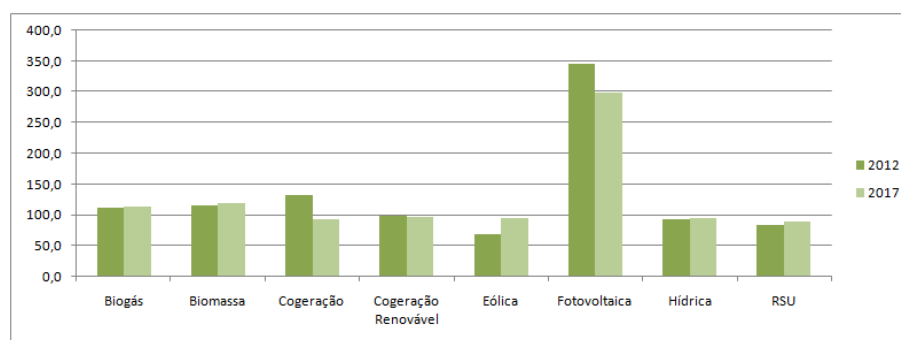


Figura 3.24: Comparação do preço médio da PRE em 2012 e 2017 (€/MWh).

Na Figura 3.25 está representada a evolução gráfica dos preços individuais por tecnologia. Pode-se apreciar o decréscimo significativo nos preços da produção fotovoltaica e o aumento gradual dos preços das outras produções, ainda que pouco substanciais.

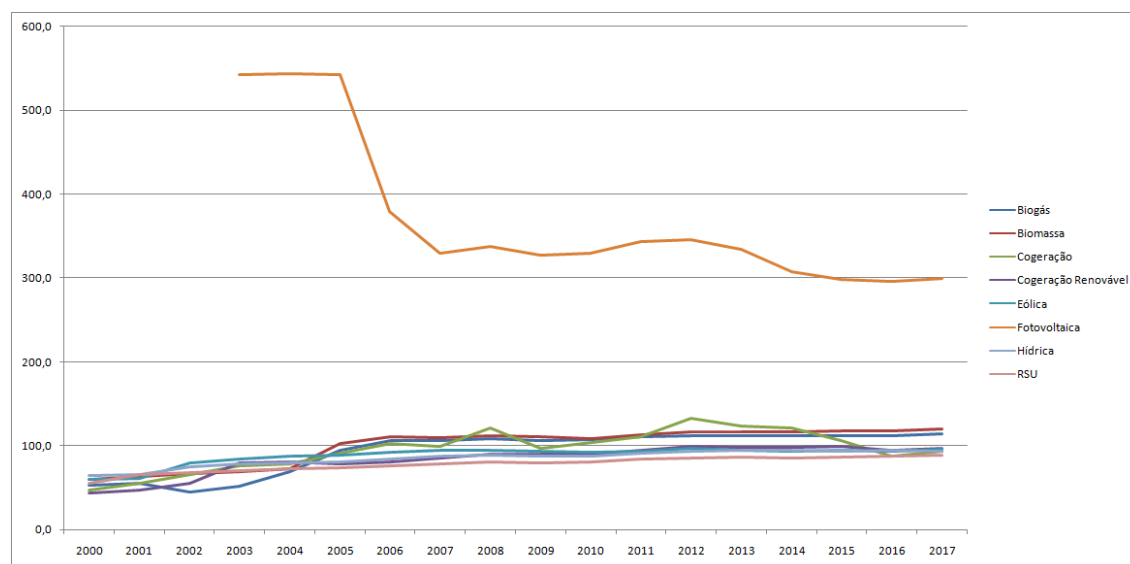


Figura 3.25: Evolução do Preço Médio das várias tecnologias de PRE de 2000 a 2017 (€/MWh).

3.4 Paradigma da PRE em Portugal no ano de 2017

Tendo em conta que os dados da PRE analisados nesta dissertação são os referentes ao ano de 2017, torna-se necessário avaliar o paradigma da Produção em Regime Especial para esse ano considerando valores retirados do *site* da ERSE [37]. A Figura 3.26 apresenta a energia produzida por tecnologia para esse ano.

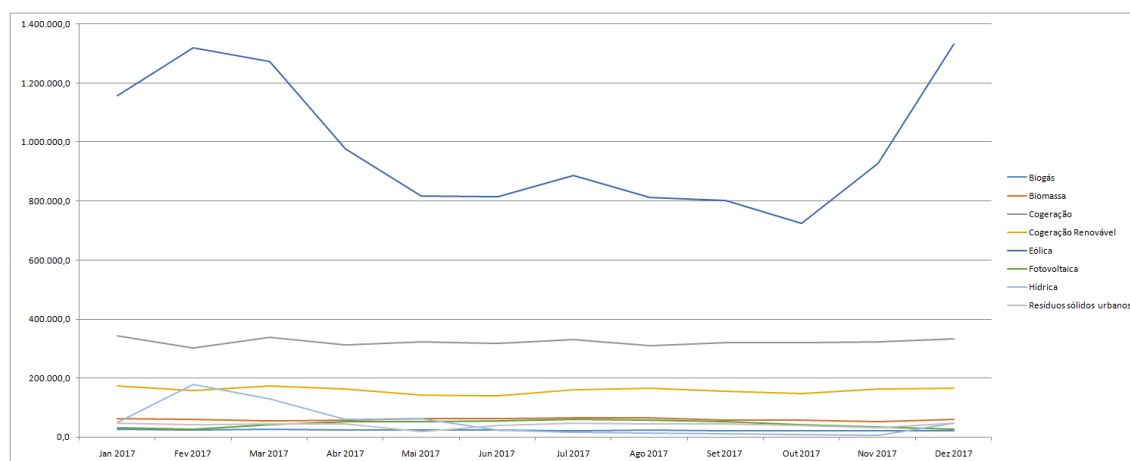


Figura 3.26: Energia produzida por tecnologia em 2017 (MWh).

Como seria de esperar, a energia eólica apresenta níveis de produção bastante mais elevados que as outras tecnologias, e apresenta um decréscimo de energia produzida nos meses de verão e valores bastante mais elevados nos outros. Mas mesmo descendo a sua produção, esta continua a ser bastante significativa, quase sempre acima dos 800.000 MWh por mês.

De seguida, a maior produção refere-se à cogeração não renovável, situando-se sempre entre os 300.000 MWh e os 350.000 MWh mensais, tal como seria de esperar, visto que a cogeração é utilizada em serviços e indústria, com utilização muito uniforme ao longo do ano.

Os outros tipos de PRE térmica também apresentam produções muito estáveis ao longo do ano, apesar destes serem ligeiramente mais reduzidos quando comparados com os anteriores.

Em relação à produção solar nota-se claramente um acréscimo nos meses do verão. Por outro lado, a PRE hídrica depende da pluviosidade do mês apresentando valores mais elevados em Fevereiro, descendo em abril e maio, depois descendo para níveis de produção bastante baixos de junho até novembro e, por fim, aumentando em dezembro.

A Figura 3.27 apresenta os valores médios do preço pago por tecnologia de PRE.

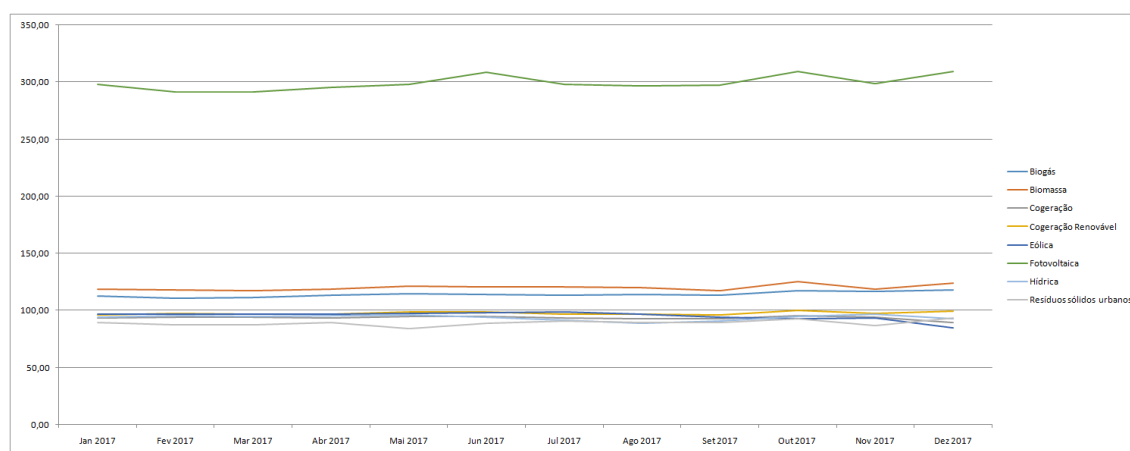


Figura 3.27: Preço médio por tecnologia de PRE em 2017 (€/MWh).

O preço médio tende a manter-se anualmente constante em todas as tecnologias. À exceção da produção fotovoltaica que apresenta um preço claramente mais elevado, existem dois grupos de preços similares: biogás e biomassa com um valor próximo de 120 €/MWh e cogeração, cogeração renovável, eólica e RSU entre 90 e 100 €/MWh. A fotovoltaica mantém um valor perto do 300 €/MWh.

Na Figura 3.28 é indicado o valor de capacidade instalada para os vários tipos de PRE em 2017.

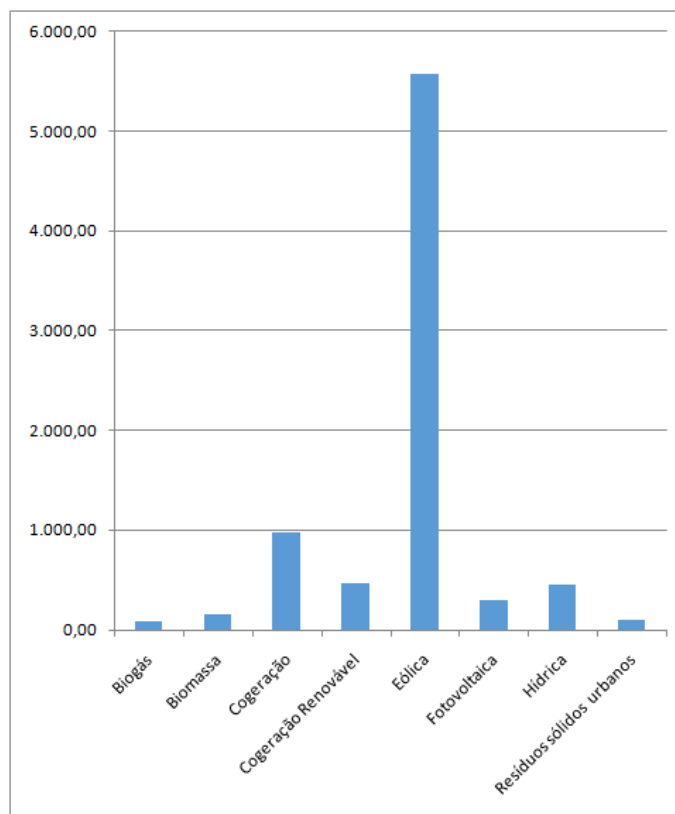


Figura 3.28: Potência instalada por tecnologia de PRE em 2017 (MVA).

De acordo com este gráfico verifica-se que a potência instalada eólica bastante mais elevada que as restantes, com a cogeração num nível aceitável. A hídrica e a cogeração renovável encontram-se quase no mesmo patamar, e as restantes têm valores muito mais reduzidos.

Será importante referir que as produções eólica, hídrica e fotovoltaica são sempre dependentes das condições atmosféricas, não sendo por isso a sua grande potência instalada (principalmente na eólica) uma garantia de uma produção de energia constante.

3.5 Estudos sobre o impacto da PRE no MIBEL

Um estudo realizado em 2014 relativo ao MIBEL avaliou o impacto da energia renovável no mercado energético espanhol. Este estudo considerou dados desde 2008 a 2012 e fez uma análise não só a custos como também a preços de mercado [18].

Esta publicação está dividida em duas partes. Na primeira foi analisado o impacto de propostas complexas face a somente propostas simples. Este tema não é relevante para esta dissertação, pelo que não será aqui abordado.

Numa segunda parte é analisado o impacto da energia renovável em si. Este tópico é relevante, visto que analisa algo similar ao tema desta dissertação de uma maneira mais geral, durante um maior período de tempo mas utilizando dados mas antigos.

O impacto é primeiramente visto em relação às alterações decorrentes no preço de mercado e à quantidade de energia no mercado. Os dados apresentados permitem construir então a Figura 3.29, na qual é possível verificar como é alterado o preço de mercado e a quantidade de energia no mercado face à variação de energia renovável disponível.

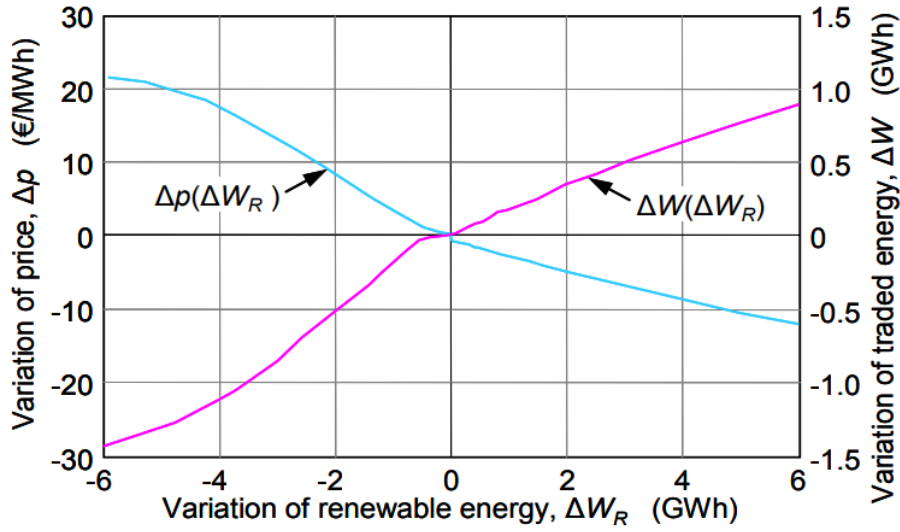


Figura 3.29: Variação dos valores médios do preço de mercado e energia despachada [18].

Admitindo que estas curvas são linearizadas, a variação do preço de mercado devido a reduções de energia renovável é dada pela Equação (3.1) e a variação da energia despachada devido a reduções da energia renovável é dada pela Equação (3.2).

$$\Delta p(\Delta W_R) = -3.8 * \Delta W_R - 0.7027 \quad \forall \quad \Delta W_R \in [-6GWh, 0] \quad (3.1)$$

$$\Delta W(\Delta W_R) = 0.2737 * \Delta W_R + 0.073 \quad \forall \quad \Delta W_R \in [-6GWh, 0] \quad (3.2)$$

Se a energia renovável aumentar, as variações do preço de mercado e da energia despachada são dadas pelas Equações (3.3) e (3.4), respetivamente.

$$\Delta p(\Delta W_R) = -2.0 * \Delta W_R - 0.8325 \quad \forall \quad \Delta W_R \in (0, 6GWh) \quad (3.3)$$

$$\Delta W(\Delta W_R) = 0.1472 * \Delta W_R + 0.027 \quad \forall \quad \Delta W_R \in (0, 6GWh) \quad (3.4)$$

Observando o gráfico da Figura 3.29 e as equações apresentadas podemos concluir que, no caso de redução da produção, por cada GWh retirado o preço de mercado aumenta 3,8€/MWh em média e que, por outro lado, o aumento de 1 GWh na energia renovável significaria uma redução em média de 2€/MWh.

Outra forma de avaliar o impacto apurado neste artigo pode ser comparando as poupanças com os subsídios, estando esta comparação na Figura 3.30. As poupanças correspondem ao custo poupado com a inserção de energia renovável, tendo em conta que esta energia não é paga diretamente, mas entrando para o despacho e contribuindo para reduzir o preço de mercado.

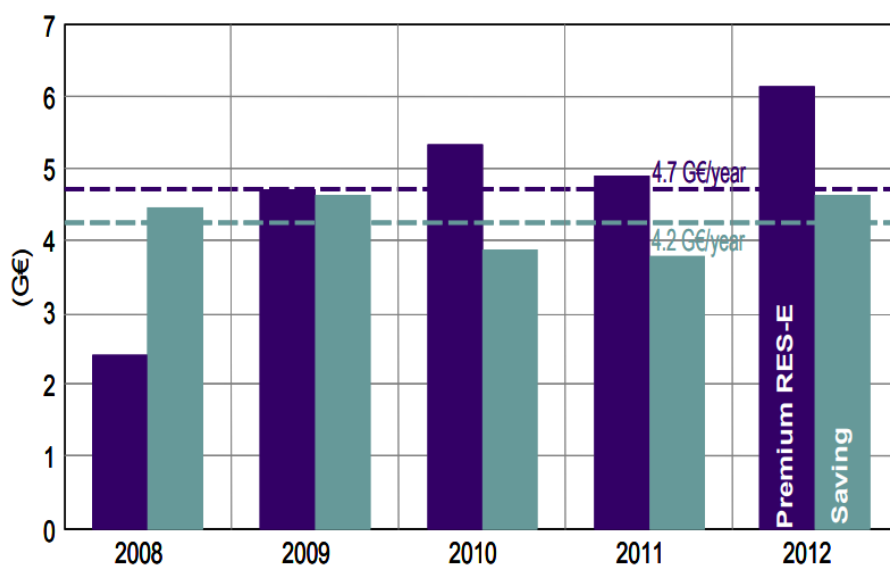


Figura 3.30: Comparação entre subsídios pagos à produção renovável e poupanças no preço de energia [18].

Neste gráfico pode-se verificar que os valores dos subsídios ao longo dos anos 2008-2012 são em média mais elevados que as poupanças, sendo as poupanças 5,6% menores que os subsídios [18]. Se assim for pode-se concluir que a introdução da PRE e o sistema de pagamentos existente poderia representar um sobrecusto para os consumidores.

Em termos conclusivos pode-se dizer, com base no artigo, que os subsídios à produção renovável aumentam não os custos totais face a um mercado normal, apesar de com o seu aumento o preço de mercado diminuir.

Um outro estudo de 2018 [19] avaliou o comportamento dos preços do MIBEL com o aumento da geração paga através tarifas *feed-in*. Este estudo olhou de uma forma geral, bem como de uma forma individual para certas tecnologias pagas com este regime tarifário, especificamente a hídrica, a eólica e a fotovoltaica. Individualizando as tecnologias pode-se então identificar quais destas é que são mais importantes e significativas no mercado.

Nesta publicação foram analisados então quatro casos, aumentando a produção de diversos tipos de tecnologia:

- Caso 1 - apenas a produção hídrica;

- Caso 2 - apenas a produção eólica;
- Caso 3 - apenas a produção fotovoltaica;
- Caso 4 - as produções hídrica, eólica e fotovoltaica.

O estudo consistiu no aumento da produção destas tecnologias avaliando-se em seguida o seu impacto no preço de mercado.

Foram então tratados os dados de modo a, com um aumento de 25% na produção em cada caso referido, ser calculado um novo preço de mercado. Os resultados são obtidos em base horária, sendo depois analisados mensalmente, dando origem à tabela na Figura 3.31 abaixo.

	Market Price (€/MWh)	Case 1 €/MWh	Case 2 €/MWh	Case 3 €/MWh	Case 4 €/MWh
month					
Jan	36.28	34.68	34.23	36.22	32.73
Feb	27.36	25.84	25.76	27.35	24.42
Mar	28.13	27.07	26.99	28.10	25.99
Apr	23.51	22.03	22.36	23.50	20.87
May	24.96	23.43	23.97	24.93	22.46
Jun	38.29	37.34	36.95	38.20	36.01
Jul	40.38	40.08	39.74	40.33	39.38
Aug	41.16	40.89	40.46	41.09	40.13
Sep	43.62	43.41	43.17	43.58	42.92
Oct	52.78	52.45	52.14	52.75	51.76
Nov	56.28	55.91	55.21	56.25	54.90
Dec	60.28	59.90	59.13	60.26	58.75

Figura 3.31: Valores médios mensais dos preços de mercado [19].

Utilizando estes dados foi criado o gráfico na Figura 3.32 e a tabela na Figura 3.33, em que se pode verificar a evolução percentual dos preços obtidos nos diversos casos analisados quando comparados com os valores associados ao caso base.

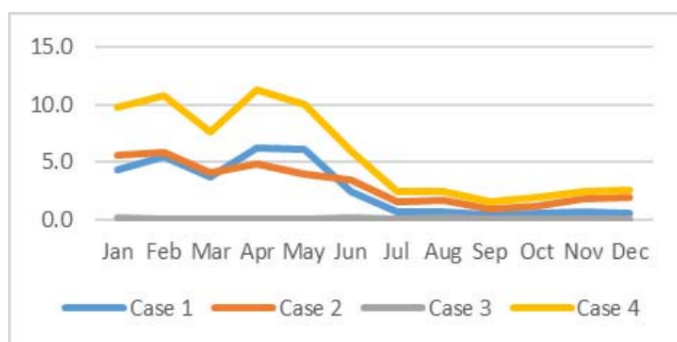


Figura 3.32: Gráfico com redução percentual do preço de mercado [19]

	Market Price (€/MWh)	% reduction
Original Value	39.42	---
Case 1	38.59	2.98
Case 2	38.34	3.72
Case 3	38.25	0.23
Case 4	37.53	6.57

Figura 3.33: Tabela contendo a redução percentual do preço de mercado [19].

O resultados globais apresentados na Figura 3.33 apontam para uma grande influência no meses de inverno e primavera, devido não só à produção eólica como a produção hídrica, enquanto a fotovoltaica é quase irrelevante. O aumento de 25% da produção fotovoltaica origina uma redução de 0,23% face ao caso base e que pode ser explicado pela pouca produção fotovoltaica ainda existente em Portugal.

No seu total, o aumento da PRE paga através de tarifas *feed-in* em 25% reduz em 6,57% o valor médio anual do preço de mercado.

Assinala-se que esta publicação apenas analisa uma das vertentes do problema, isto é, como é que o aumento da produção de algumas tecnologias de PRE contribuíam para reduzir o preço de mercado. Uma análise mais completa teria de incluir a estimativa do aumento do valor total dos subsídios de modo a avaliar de forma como variava o custo total de produção devido ao aumento da PRE.

Capítulo 4

Metodologia Implementada

Por motivos de eficácia foi desenvolvida uma aplicação em *Matlab* e este Capítulo servirá para explicitar não só os dados utilizados e como estes foram extraídos, mas também toda a metodologia que foi utilizada para os trabalhar e, no final, analisar os resultados.

Dividindo o programa em duas grandes partes, este é, dizendo de forma simples, composto pelo cálculo da interseção das curvas agregadas das ofertas de compra e venda da qual resulta o preço de mercado e pelo algoritmo de exclusão da PRE, que criará uma curva agregada de ofertas de venda modificada e uma nova interseção com um novo preço de mercado resultante.

Isto leva à criação de várias funções e sub-funções para resolução de problemas como determinar o Preço de Mercado, determinar se a interseção é horizontal ou vertical, percorrer as curvas de compra e venda, entre outras.

Em termos de análise, foram implementadas em código não só funções para análise da PRE, como este também foi concebido de modo a calcular e apresentar resultados para análises horárias, diárias e mensais, para além da análise global anual.

Estas funções foram desenvolvidas de modo a ser possível a análise somente de períodos nos quais ocorre *Market Splitting* ou não. Tal dará uma melhor percepção de como se comporta o MIBEL como um todo ou somente olhando para o lado português.

Também é possível escolher as várias tecnologias que são eliminadas na extração da PRE. Assim será possível verificar quais são aquelas cuja presença tem mais impacto no mercado.

4.1 Extração de Dados

Antes de prosseguir, será boa prática explicar como é que os dados são extraídos.

Os dados para a análise foram extraídos do site do OMIE. Estes são devolvidos tal como se indica na Figura 4.1.

Os ficheiros extraídos correspondem a um total de 8760 (número de horas num ano) e cada um deles inclui informação relativa às ofertas de compra e venda e ao resultado do mercado.

Em cada ficheiro está indicada a hora, a data e o país. O país corresponderá à indicação MI de MIBEL ou então PT ou ES no caso de ocorrer *Market Splitting* referente ao país do qual os dados foram extraídos.

De seguida, figuram as colunas referentes ao tipo de oferta e se a oferta foi casada ou não. O tipo de oferta dita se foi uma oferta de compra (C) ou de venda (V) e assim se diferenciam os comercializadores/compradores dos produtores. Na coluna de Ofertada/Casada é especificado se a oferta foi realmente casada (C) pelo Operador de Mercado ou não, sendo assim simplesmente ofertada (O). Por oferta casada entende-se uma oferta de produção ou consumo que esteja incluída no resultado final do mercado para a hora analisada.

As duas colunas restantes correspondem à energia e ao preço, que são o par de valores que compõem a oferta em si.

Hora	Fecha	País	Unidad	Tipo Oferta	Energía	Precio	Ofertada/Casada
13	01/01/2017	MI		C	2.048,1	180,30	O
13	01/01/2017	MI		C	7,0	180,30	O
13	01/01/2017	MI		C	1.327,3	180,30	O
13	01/01/2017	MI		C	555,8	180,30	O
13	01/01/2017	MI		C	65,2	180,30	O
13	01/01/2017	MI		C	1.730,9	180,30	O
13	01/01/2017	MI		C	7,8	180,30	O
13	01/01/2017	MI		C	0,6	180,30	O
13	01/01/2017	MI		C	0,1	180,30	O
13	01/01/2017	MI		C	501,6	180,30	O
13	01/01/2017	MI		C	2.474,9	180,30	O
13	01/01/2017	MI		C	1.680,0	180,30	O
13	01/01/2017	MI		C	2.818,6	180,30	O

Figura 4.1: Tabela extraída para o mercado referente à hora 13 do dia 1 de Janeiro de 2017

Analisando as ofertas de venda não casadas nota-se que podem existir valores que, quando colocados por ordem crescente de preço de mercado, ficariam no meio das propostas casadas. Tal acontece devido às propostas complexas referidas na secção 2.2.4 sobre os tipos de propostas de mercado. Estas são propostas que, por não satisfazerem condições incluídas nas propostas complexas, não foram casadas no resultado final do mercado.

Tal levanta dois tipos de problemas que não foram considerados na aplicação desenvolvida por falta de dados disponíveis face às propostas complexas. Um deles é a incerteza sobre quais das propostas não casadas acima do preço de mercado são propostas complexas, e o outro resulta de não se saber quais as propostas complexas que seriam validadas com a inclusão de outras ofertas no despacho final.

Foram depois obtidos valores de produção da Produção em Regime Especial por tecnologia, que, quando ocultadas as colunas não relevantes, deram origem à tabela na Figura 4.2.

Date	Hora	SSG Hydro	SSG Thermal	SSG Wind	SSG Photovoltaic
01-01-2017	0:00	23	748,275	373,775	0
01-01-2017	1:00	22,6	747,95	419,65	0
01-01-2017	2:00	25,4	741,675	432,6	0
01-01-2017	3:00	24,45	746,725	450,1	0
01-01-2017	4:00	24,625	745,075	434,8	0
01-01-2017	5:00	24,65	745,075	394,775	0
01-01-2017	6:00	30,225	743,625	458,1	0
01-01-2017	7:00	34,025	731,325	492,4	0,075
01-01-2017	8:00	71,225	742,75	464,4	34,475
01-01-2017	9:00	75,9	745,15	422,025	129,925
01-01-2017	10:00	81,35	726,875	374,525	197,55
01-01-2017	11:00	71,75	707,7	370,3	232,95
01-01-2017	12:00	75,325	714,1	409,375	248,4
01-01-2017	13:00	73,2	730,475	420,425	219,65
01-01-2017	14:00	66,7	730,05	435,075	169,5
01-01-2017	15:00	72,675	734,375	492,95	90,325
01-01-2017	16:00	71,075	737,125	597,5	25,15
01-01-2017	17:00	69,9	729,525	771,575	0,225
01-01-2017	18:00	67,625	727,05	1114,2	0
01-01-2017	19:00	65,525	717,7	1441,925	0
01-01-2017	20:00	79,475	709,625	1794,3	0

Figura 4.2: Energia por Tecnologia de PRE por intervalo horário (MWh).

Uma vez que foi apenas possível obter produções para estas tecnologias, não foram consideradas as várias tecnologias referentes à PRE Térmica.

Finalmente serão necessários dados sobre os preços pagos à PRE para cada uma das tecnologias. Estes estão apresentados abaixo na Figura 4.3 que foi obtida a partir do site da ERSE [37].

Preço médio (€/MWh)	Jan 2017	Fev 2017	Mar 2017	Abr 2017	Mai 2017	Jun 2017	Jul 2017	Ago 2017	Set 2017	Out 2017	Nov 2017	Dez 2017	2017
Biogás	112,89	111,04	111,89	113,41	114,67	114,17	113,98	114,01	113,82	117,94	116,84	118,28	114,32
Biomassa	118,70	117,59	117,14	118,65	121,02	120,43	120,11	119,59	117,26	125,04	118,52	123,83	119,84
Cogeração	93,52	94,46	94,36	93,54	94,93	95,04	93,36	92,61	92,98	95,70	94,47	89,50	93,69
Cogeração Renovável	96,11	97,08	96,26	96,93	98,68	98,82	96,52	96,71	95,90	100,08	97,56	99,13	97,43
Eólica	96,74	96,84	96,94	97,00	97,69	98,02	98,74	96,43	94,35	92,82	93,16	84,57	95,02
Fotovoltaica	298,25	291,50	291,36	295,63	297,80	308,77	298,14	296,87	297,20	309,38	298,93	309,18	299,36
Hídrica	94,17	95,20	94,71	95,37	95,66	93,66	91,07	88,59	90,33	94,70	96,59	92,83	94,47
Ondas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resíduos sólidos urbanos	88,98	87,02	87,49	89,46	83,86	88,57	90,29	89,05	88,98	92,46	86,77	93,21	89,15
TOTAL	100,21	99,45	100,70	103,26	105,10	106,06	105,63	104,36	102,53	102,59	99,58	91,59	101,37

Figura 4.3: Preços da PRE por Tecnologia para o ano de 2017 (€/MWh).

No entanto, como anteriormente já foi explicitado, na Figura 4.2 só existem dados referentes à PRE Térmica. Assim foi necessária a incorporação de uma média pesada mensal para obter os preços da PRE Térmica. Esta foi calculada utilizando a Equação 4.1.

$$\bar{x} = \frac{\sum(Energia_T * PrecoMedio_T)}{\sum PrecoMedio_T} \quad (4.1)$$

Na Equação 4.1:

- $Energia_T$ - energia produzida por tecnologia;
- $PrecoMedio_T$ - preço médio mensal por tecnologia.

No final, após cálculos, surge a Tabela 4.1 que contém os valores utilizados para os procedimentos durante os cálculos da aplicação desenvolvida.

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho
Hídrica	94,166	95,198	94,707	95,370	95,659	93,657
Térmica	97,054	97,600	97,114	97,353	99,145	98,968
Eólica	96,739	96,839	96,935	97,000	97,688	98,016
Fotovoltaica	298,255	291,498	291,364	295,630	297,802	308,774
	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Hídrica	91,065	88,587	90,327	94,700	96,591	92,832
Térmica	97,426	97,135	96,537	100,234	97,850	96,585
Eólica	98,741	96,433	94,352	92,817	93,157	84,571
Fotovoltaica	298,145	296,868	297,197	309,381	298,929	309,178

Tabela 4.1: Preços da PRE por tecnologia para o ano de 2017 (com térmica agregada)

Depois da obtenção da informação relativa aos blocos ofertados será necessária a criação das curvas agregada de compra e de venda. Os blocos já vêm organizados por ordem crescente de preço para a venda e decrescente para a compra, tal como estes são inseridos nas curvas, mas existem tratamentos necessários.

O primeiro deles é que a energia associada às propostas individuais que compõem cada bloco deverá ser somada. De certa forma, os blocos são empilhados uns em cima dos outros, visto que o que está para trás será energia garantida.

Outro procedimento necessário será transformar os valores dos blocos em segmentos de reta, visto que estes são extraídos como pontos.

E finalmente, é necessário excluir os pontos em excesso. Estes ocorrem por dois poderem ter o mesmo preço, não havendo nenhuma diferenciação no seu preço, pelo que duas ou mais ofertas com o mesmo preço podem ser agregadas numa só. Este passo é feito meramente para diminuir a complexidade na procura do ponto de interseção das curvas.

No final, com as curvas construídas, a Figura 4.4 ilustra o gráfico que será possível obter.

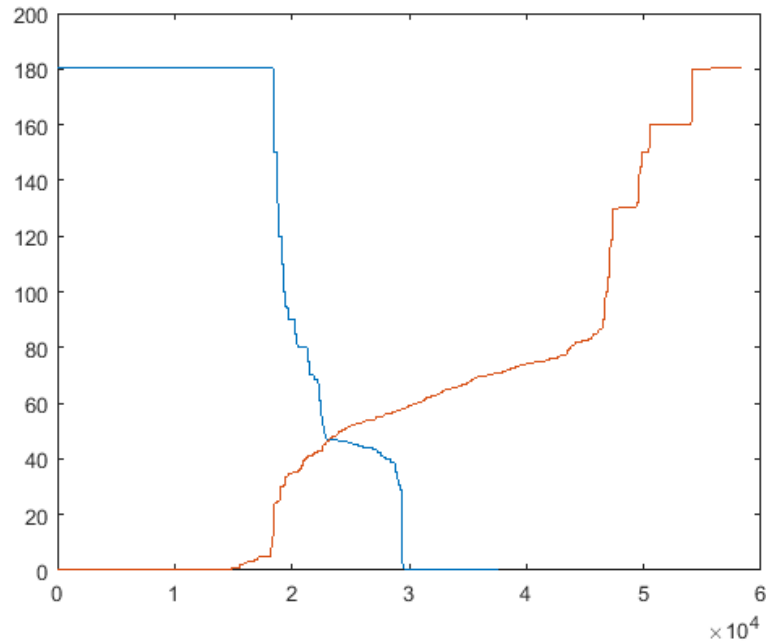


Figura 4.4: Exemplo de curvas de compra e venda.

4.2 Algoritmo de Interseção das Curvas de Mercado

Após a construção das curvas agregadas das ofertas de compra e venda será necessário obter a sua interseção.

Para se realizar a interseção deve notar-se que quer a curva agregada das ofertas de venda como as de compra não são representadas por um único segmento com um determinado declive. Na verdade cada uma das curvas é composta por um conjunto de segmentos horizontais e verticais, pelo que o algoritmo para determinar a interseção terá de ser mais específico. Devido à natureza das curvas, a interseção será sempre entre uma linha horizontal e outra vertical, sendo cada um destes segmentos definidos por dois pontos (acessíveis porque as curvas são desenhadas por esses pontos).

Por motivos de nomeação, iremos chamar Interseção Vertical àquela que tiver a curva de compra vertical e Interseção Horizontal àquela em que o segmento da curva de compra é horizontal.

4.2.1 Interseção Vertical

Numa Interseção Vertical esta é definida por dois segmentos, sendo um segmento de compra AB e o outro um segmento de venda CD, como se indica na Figura 4.5.

Os pontos são definidos por uma abcissa x e uma ordenada y , sendo assim o ponto A definido por $A = (X_A, Y_A)$.

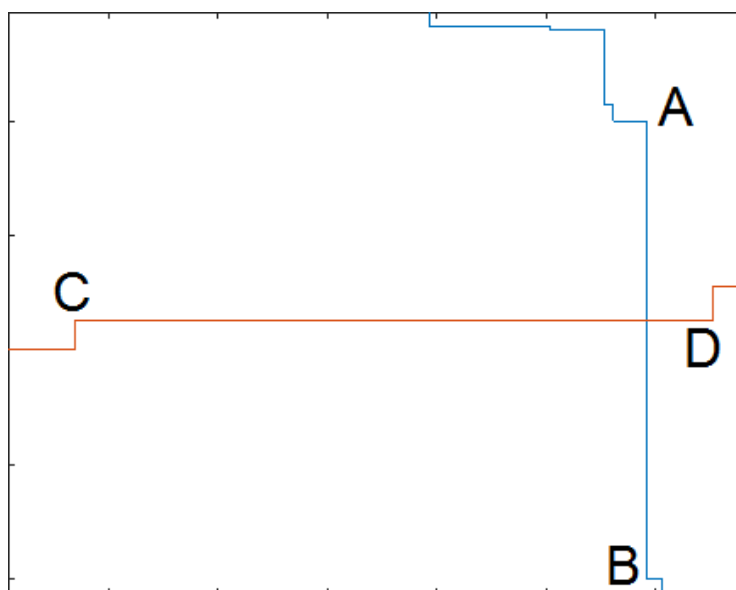


Figura 4.5: Ilustração de Interseção Vertical.

A interseção é então identificada por várias condições que deverão ser cumpridas e que são enumeradas de seguida.

1. $X_C \leq X_A$;
2. $X_C \leq X_B$;
3. $X_D \geq X_A$;
4. $X_D \geq X_B$;
5. $Y_A \geq Y_C$;
6. $Y_A \geq Y_D$;
7. $Y_B \leq Y_C$;
8. $Y_B \leq Y_D$;

Se todas estas condições forem garantidas então os segmentos interseitam-se e que o ponto de interseção é dado pela Equação (4.2).

$$Ponto = (X_A, Y_C) \quad (4.2)$$

4.2.2 Interseção Horizontal

No outro caso de a interseção ser de tipo horizontal (curva de compra horizontal e curva de venda vertical), a abordagem é semelhante, mas como ilustra a Figura 4.6 a posição dos pontos foi alterada.

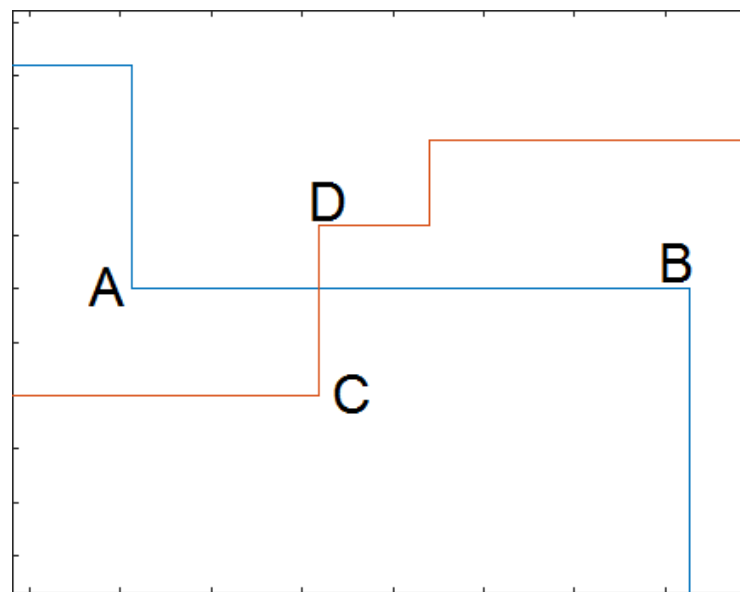


Figura 4.6: Ilustração de Interseção Horizontal.

Sendo assim, a interseção será identificada quando as condições abaixo forem todas cumpridas.

1. $X_A \leq X_D$;
2. $X_A \leq X_C$;
3. $X_B \geq X_D$;
4. $X_B \geq X_C$;
5. $Y_D \geq Y_A$;
6. $Y_D \geq Y_B$;
7. $Y_C \leq Y_A$;
8. $Y_C \leq Y_B$;

Quando todas estas condições forem garantidas, é sinal de que os segmentos se intersectam e que o ponto de interseção é obtido pela Equação (4.3).

$$Ponto = (X_C, Y_A) \quad (4.3)$$

4.3 Algoritmo de Avanço de Bloco

No entanto grande parte das tentativas para identificar a interseção das duas curvas não irão resultar, pois as condições anteriores não são cumpridas. Sendo assim foi criado um algoritmo de avanço de bloco para percorrer as duas curvas do início ao fim até encontrar a sua interseção.

Como tal é utilizado um algoritmo de avanço de bloco no qual é utilizado um ponto auxiliar E, como está representado tanto nas Figuras 4.7 e 4.8. Este será sempre o ponto a seguir ao segmento vertical, seja este o da curva de venda ou compra. Para se exemplificar será utilizada uma tentativa de interseção vertical.

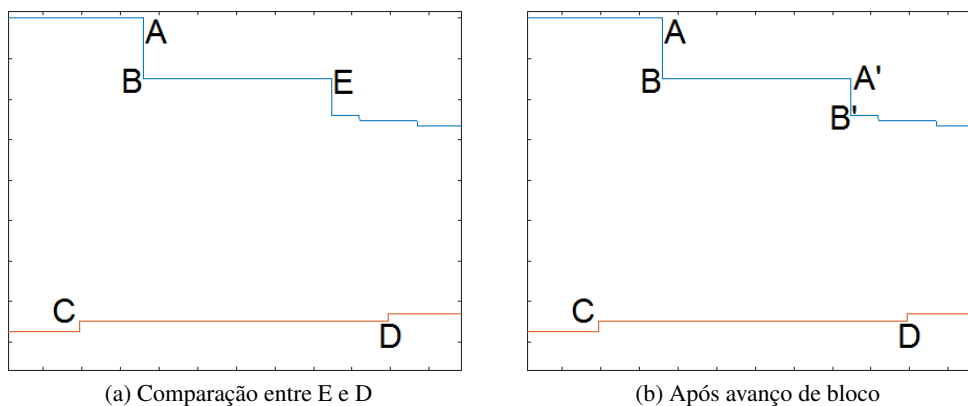


Figura 4.7: Curva com o ponto auxiliar $X_E < X_D$

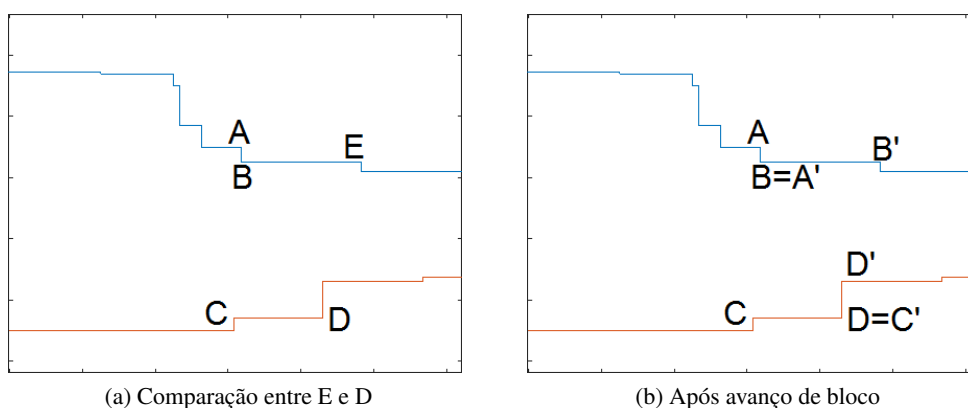


Figura 4.8: Curva com o ponto auxiliar $X_E > X_D$

Daqui surgem duas opções, ou o ponto E tem a sua abcissa X_E menor que X_D significando que os pontos seguintes (A' e B') irão definir a próxima interseção, ficando algo como exemplificado no gráfico do lado direito da Figura 4.7.

Ou então o ponto E tem a sua abcissa X_E maior que X_D , o que levará à outra opção de avançar todos os pontos em uma unidade (tal como se ilustra no gráfico do lado direito da Figura 4.8), e a interseção mudará de vertical para horizontal.

4.4 Extração da PRE

Visto esta dissertação abordar a análise económica da PRE avaliando o que ocorre em termos económicos se ela não for considerada, será necessário criar uma nova curva agregada das vendas

com as alterações necessárias. Como tal são utilizados os valores da tabela da Figura 4.2 para alterar a curva das vendas.

Tendo a tabela valores horários estes serão usados para deslocar a curva das vendas para a esquerda, dando origem a um gráfico similar ao da Figura 4.9 em que a curva das vendas original (situada à direita) foi deslocada para a esquerda, subtraindo no vetor das produções os valores de PRE retirados da tabela referente à hora a analisar

Esta subtração origina que o vetor das produções ficará com alguns valores negativos, sendo então necessário eliminar esses valores negativos para se obter a nova curva das vendas e, em seguida, realizar a sua interseção com a curva das compras que se manteve inalterada.

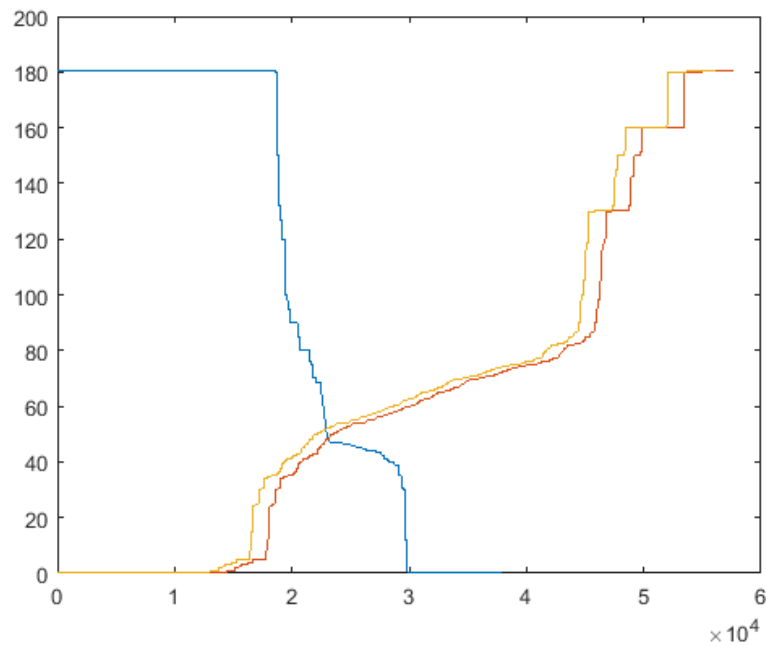


Figura 4.9: Curvas originais de compra e venda e de venda após a extração da PRE.

4.5 Cálculo dos Preços

Nestas condições, serão então determinados dois pontos de interseção. Um ponto de interseção referente às condições de mercado que realmente ocorreram para a hora em análise e um ponto de interseção resultante da exclusão da PRE e cujo preço de mercado será mais elevado que o anterior. Serão então calculados dois custos horários de aquisição de energia que serão comparados.

Surgem então $Preco_{1h}$ e $Preco_{2h}$ como o preço de mercado na hora h inicial obtido com a presença da PRE e o preço de mercado na hora h após a extração da PRE, respetivamente. E surgem também $Energia_{1h}$ como a quantidade de energia despachada na hora h com a presença da PRE e $Energia_{2h}$ como a quantidade de energia despachada na hora h após a extração da PRE.

Então, o custo da aquisição de energia em cada hora h considerando a PRE será dado pela Equação (4.4).

$$Custo_{1h} = (Energia_{1h} - \sum PRE_{Tech}) * Preco_{1h} + \sum (PRE_{Tech} * PrecoPRE_{Tec}) \quad (4.4)$$

Sendo que na equação 4.4:

- $Custo_{1h}$ - custo horário com presença de PRE na hora h ;
- $Energia_{1h}$ - quantidade de energia despachada com presença de PRE na hora h ;
- PRE_{Tech} - energia produzida pela tecnologia Tec da PRE na hora h ;
- $Preco_{1h}$ - preço de mercado com presença da PRE na hora h ;
- $PrecoPRE_{Tec}$ - preço médio mensal por tecnologia Tec .

Nesta expressão a primeira parcela refere-se ao custo de aquisição à Produção em Regime Ordinário. Estas unidades produzem em cada hora a energia dada pela diferença entre a energia total nessa hora e a energia total obtida via PRE e esta energia é paga a preço de mercado. A segunda parcela refere-se aos pagamentos feitos a cada uma das tecnologias de PRE tendo em conta a produção de cada uma e o respetivo preço médio mensal de PRE.

Se se eliminar a PRE então o custo de aquisição de energia refere-se apenas à PRO e será dado pela Equação (4.5):

$$Custo_{2h} = Energia_{2h} * Preco_{2h} \quad (4.5)$$

Na Equação (4.5):

- $Custo_{2h}$ - custo horário com exclusão da PRE na hora h ;
- $Energia_{2h}$ - quantidade de energia despachada com exclusão da PRE na hora h ;
- $Preco_{2h}$ - preço de mercado com exclusão da PRE na hora h .

Nesta expressão a energia referente à hora h é paga ao preço de mercado obtido após eliminar a PRE na sua totalidade.

Capítulo 5

Resultados Obtidos e Análise

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos através das simulações realizadas utilizando a aplicação descrita no Capítulo 4. Esta aplicação foi feita de forma a poder retornar resultados anuais, mensais, diários e horários, sendo que os resultados são obtidos com uma base horária podendo depois os resultados ser agregados.

O programa também torna possível uma análise com a extração total da PRE, ou uma análise com extração por tecnologia de PRE. Esta variante será utilizada para melhor perceber como as várias tecnologias afetam o custo de produção quando tidos em conta os subsídios que a PRE recebe no âmbito das tarifas *feed-in*.

Os resultados neste capítulo encontram-se tratados e vão ser apresentados quer graficamente quer em tabelas. Os resultados incluem casos diários específicos, casos mensais e um caso final anual.

5.1 Exemplo Horário

Porém antes de recolher os resultados o programa foi corrido para uma hora aleatória, somente para visualizar graficamente as curvas de mercado.

Como tal, após correr o programa pode obter-se a Figura 5.1, em que se pode ver a curva de compra e as várias curvas das ofertas de venda, considerando os dados originais bem como eliminando toda a PRE e cada uma das tecnologias individualmente.

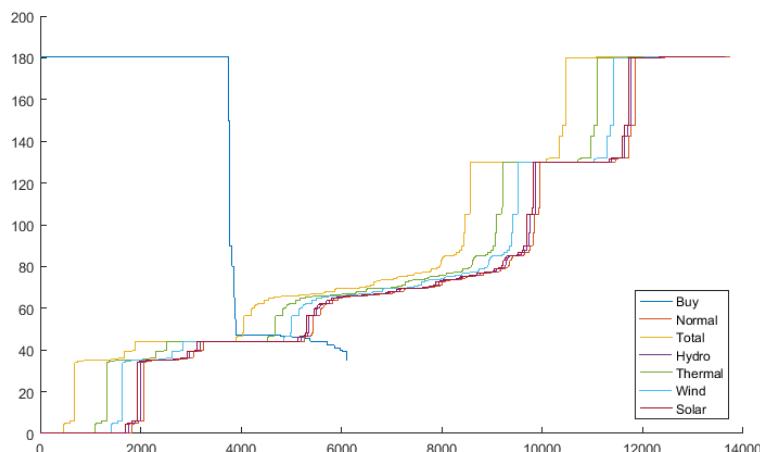


Figura 5.1: Exemplo das curvas de mercado com a extração de PRE.

Nesta figura estão representadas cada uma das curvas de venda (Normal, Extração Total da PRE, Extração da PRE Hídrica, Extração da PRE Térmica, Extração da PRE Eólica, Extração da PRE Fotovoltaica), tendo pontos de interseção diferentes com a curva das compras. A curva de venda mais à direita é referente ao caso base e a curva mais à esquerda referente à extração total da PRE. Cada uma destas interseções dá origem a diferentes preços de mercado e a diferentes quantidades de energia despachada.

5.2 Resultados Diários

Para casos diários foram tidos em conta certos dias do ano de 2017, escolhidos não demasiado especificamente mas sempre com uma intenção associada.

Os dias escolhidos foram:

- 21 de fevereiro de 2017 - um dia exemplo do mês de fevereiro devido à forte pluviosidade e mau tempo;
- 21 de junho de 2017 - um dia exemplo de verão;
- 21 de dezembro de 2017 - um dia exemplo de inverno.

Para a análise diária ir-se-à ter em conta as alterações decorrentes por hora no preço de mercado e no custo final horário obtido pela Equação (4.5).

5.2.1 21 de Fevereiro de 2017

No dia 21 de fevereiro, escolhido devido à forte pluviosidade, ocorreu no final um aumento em 3,24% no custo diário total pago à produção quando comparado o caso normal com o da extração da PRE.

Esta situação poderá ser compreendida tendo em conta as Tabelas 5.1 e 5.2, que contêm os valores para os preços de mercado horários e custos horários de produção. Estes valores resultantes

da extração da PRE estão discriminados por tecnologia e são sempre comparados com o caso Normal em que toda a PRE está incorporada no mercado.

21-fev-17			Preço de Mercado (€/MWh)									
Hora	MI/PT	Normal	sem PRE Total		sem PRE Térmica		sem PRE Hídrica		sem PRE Eólica		sem PRE Fotov.	
				%		%		%		%		%
1	MI	45,17	59,69	32,15%	49,00	8,48%	46,09	2,04%	58,11	28,65%	45,17	0,00%
2	MI	41,72	57,69	38,28%	43,27	3,72%	42,69	2,33%	54,69	31,09%	41,72	0,00%
3	MI	39,19	52,69	34,45%	40,20	2,58%	39,64	1,15%	47,63	21,54%	39,19	0,00%
4	PT	36,40	46,27	27,12%	39,00	7,14%	38,00	4,40%	42,69	17,28%	36,40	0,00%
5	PT	34,90	43,70	25,21%	38,00	8,88%	35,00	0,29%	42,40	21,49%	34,90	0,00%
6	MI	36,40	46,09	26,62%	39,00	7,14%	38,00	4,40%	42,69	17,28%	36,40	0,00%
7	MI	46,48	59,87	28,81%	52,00	11,88%	47,63	2,47%	58,11	25,02%	46,65	0,37%
8	MI	56,89	111,28	95,61%	58,69	3,16%	56,89	0,00%	80,01	40,64%	56,89	0,00%
9	MI	54,69	126,16	130,68%	58,44	6,86%	56,21	2,78%	72,35	32,29%	54,69	0,00%
10	MI	57,19	130,07	127,43%	59,19	3,50%	58,10	1,59%	68,79	20,28%	58,10	1,59%
11	MI	57,68	60,07	4,14%	58,52	1,46%	57,75	0,12%	59,69	3,48%	57,97	0,50%
12	MI	58,00	60,01	3,47%	58,69	1,19%	58,11	0,19%	59,36	2,34%	58,13	0,22%
13	MI	55,46	59,32	6,96%	57,19	3,12%	56,04	1,05%	57,69	4,02%	56,04	1,05%
14	MI	54,14	58,44	7,94%	56,62	4,58%	54,72	1,07%	56,55	4,45%	54,72	1,07%
15	MI	52,78	56,98	7,96%	54,72	3,68%	53,20	0,80%	54,60	3,45%	53,10	0,61%
16	MI	51,16	54,87	7,25%	52,94	3,48%	51,82	1,29%	52,57	2,76%	51,51	0,68%
17	MI	50,55	54,93	8,66%	52,57	4,00%	51,22	1,33%	52,61	4,08%	50,93	0,75%
18	MI	51,16	56,60	10,63%	52,69	2,99%	51,70	1,06%	54,14	5,82%	51,22	0,12%
19	MI	57,36	60	4,60%	58,44	1,88%	57,69	0,58%	59,69	4,06%	57,36	0,00%
20	MI	61,23	66,54	8,67%	62,16	1,52%	61,68	0,73%	63,15	3,14%	61,23	0,00%
21	MI	60,71	66,34	9,27%	62,01	2,14%	61,40	1,14%	63,15	4,02%	60,71	0,00%
22	MI	59,36	62,49	5,27%	60,00	1,08%	59,69	0,56%	61,40	3,44%	59,36	0,00%
23	MI	54,69	59,94	9,60%	56,86	3,97%	55,02	0,60%	58,69	7,31%	54,69	0,00%
24	MI	49,82	56,07	12,55%	50,05	0,46%	49,98	0,32%	53,30	6,99%	49,82	0,00%

Tabela 5.1: Preço de mercado (€/MWh) para o dia 21 de fevereiro de 2017 com eliminação de toda a PRE e de cada tecnologia de forma individual (%).

21-fev-17			Custo de Produção (€)									
Hora	MI/PT	Normal	sem PRE Total		sem PRE Térmica		sem PRE Hídrica		sem PRE Eólica		sem PRE Fotov.	
				%		%		%		%		%
1	MI	1407337	1550985	10,21%	1449874	3,02%	1418145	0,77%	1551577	10,25%	1407337	0,00%
2	MI	1240259	1368320	10,33%	1226022	-1,15%	1249219	0,72%	1342193	8,22%	1240259	0,00%
3	MI	1125333	1163179	3,36%	1091174	-3,04%	1123325	-0,18%	1107457	-1,59%	1125333	0,00%
4	MI	1075909	995596	-7,46%	1058542	-1,61%	1091453	1,44%	975988	-9,29%	1075909	0,00%
5	MI	1050016	928446	-11,58%	1049598	-0,04%	1038668	-1,08%	955483	-9,00%	1050016	0,00%
6	MI	1094804	1006509	-8,06%	1075709	-1,74%	1110788	1,46%	991238	-9,46%	1094804	0,00%
7	MI	1394845	1489720	6,80%	1454506	4,28%	1405746	0,78%	1494243	7,13%	1397063	0,16%
8	PT	612979	815649	33,06%	581273	-5,17%	604246	-1,42%	633275	3,31%	599437	-2,21%
9	PT	638956	984174	54,03%	615172	-3,72%	635640	-0,52%	641594	0,41%	604134	-5,45%
10	PT	700832	1125014	60,53%	673602	-3,89%	696243	-0,65%	700566	-0,04%	653796	-6,71%
11	MI	2058853	1941276	-5,71%	2042346	-0,80%	2051206	-0,37%	2047179	-0,57%	2004134	-2,66%
12	MI	2050261	1926301	-6,05%	2024158	-1,27%	2043711	-0,32%	2026605	-1,15%	1985853	-3,14%
13	MI	1949447	1895268	-2,78%	1952906	0,18%	1953190	0,19%	1961002	0,59%	1896454	-2,72%
14	MI	1876739	1854254	-1,20%	1908544	1,69%	1883641	0,37%	1909569	1,75%	1832465	-2,36%
15	MI	1755150	1743491	-0,66%	1767698	0,71%	1756439	0,07%	1775081	1,14%	1715992	-2,23%
16	MI	1659642	1647099	-0,76%	1664823	0,31%	1667053	0,45%	1664388	0,29%	1641636	-1,08%
17	MI	1609139	1621594	0,77%	1619468	0,64%	1616330	0,45%	1618182	0,56%	1612093	0,18%
18	MI	1638857	1648478	0,59%	1629388	-0,58%	1642607	0,23%	1636543	-0,14%	1640384	0,09%
19	MI	1845700	1782084	-3,45%	1833597	-0,66%	1845319	-0,02%	1818782	-1,46%	1845700	0,00%
20	MI	2116187	2126292	0,48%	2102955	-0,63%	2120956	0,23%	2072431	-2,07%	2116187	0,00%
21	MI	2181822	2195635	0,63%	2178044	-0,17%	2192955	0,51%	2148807	-1,51%	2181822	0,00%
22	MI	2092206	2032475	-2,85%	2073256	-0,91%	2095372	0,15%	2052299	-1,91%	2092206	0,00%
23	MI	1830924	1825455	-0,30%	1846087	0,83%	1833040	0,12%	1836355	0,30%	1830924	0,00%
24	MI	1548592	1519284	-1,89%	1479377	-4,47%	1537285	-0,73%	1492337	-3,63%	1548592	0,00%
TOTAL		36554788	37186579	1,73%	36398118	-0,43%	36612577	0,16%	36453176	-0,28%	36192528	-0,99%

Tabela 5.2: Custo de produção (€) para o dia 21 de fevereiro de 2017 com eliminação de toda a PRE e de cada tecnologia de forma individual (%).

Com estas tabelas foram construídos os gráficos das Figuras 5.2 e 5.3, nos quais podem ser analisadas graficamente face às várias tecnologias as variações do preço de mercado e do custo de produção.

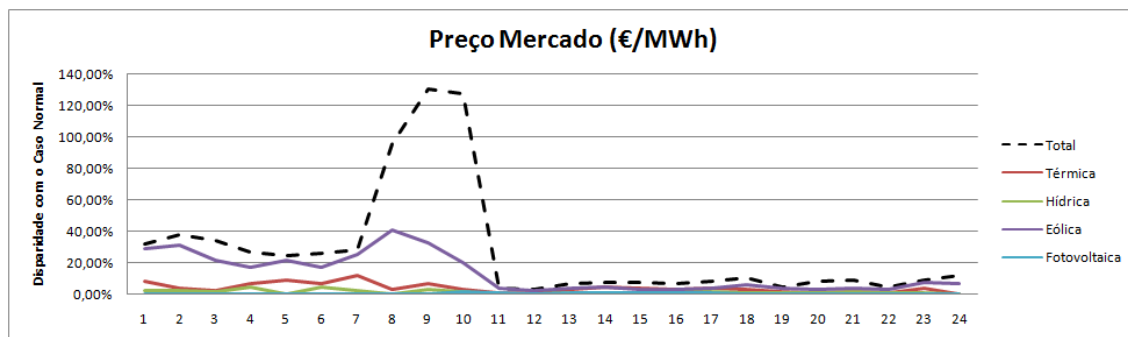


Figura 5.2: Variações do preço de mercado para o dia 21 de fevereiro de 2017 por tecnologia (%).

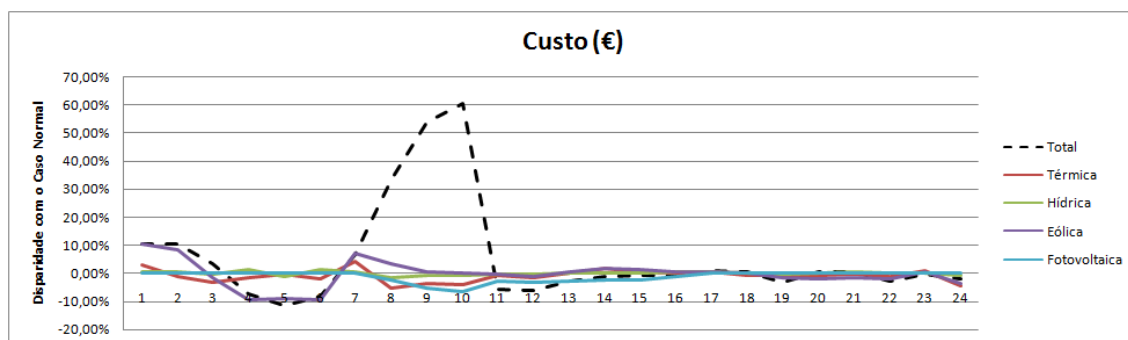


Figura 5.3: Variações do custo de produção para o dia 21 de fevereiro de 2017 por tecnologia (%).

Nestes dois gráficos é possível identificar que, neste dia, a tecnologia mais influente é a eólica, como se pode ver por, tanto na Figura 5.2 como na Figura 5.3, uma vez que a curva representativa da variação total está quase sobreposta com a curva da variação eólica.

Seria de esperar que, na presença de dias mais chuvosos, a PRE Hídrica fosse mais preponderante. No entanto, como se pode ver na Figura 3.28, a potência instalada hídrica é reduzida, principalmente quando comparada com a eólica, sendo que em fevereiro o vento é usualmente mais forte pelo que a influência da eólica sobressai mais.

O ponto peculiar destes gráficos encontra-se entre as 8 e as 12 horas, nas quais há um pico tanto na variação do custo como na variação do preço de mercado. Tal acontece porque durante estas horas o mercado se encontra a funcionar quase só com energia renovável, sendo grande parte desta de Regime Especial. Quando é retirada toda a Produção em Regime Especial do mercado o preço de mercado sobe drasticamente. Devido à natureza não linear das curvas de mercado esta mudança não é tão notória quando extraídas as várias tecnologias separadamente, nem quando se elimina somente a PRE eólica.

Esta variação (que no seu máximo chega aos 60% no custo de produção) faz com que ocorra a variação média de 1,73% do custo total de produção, apesar de, quando analisadas individualmente, nenhuma das tecnologias apresenta variações médias diárias superiores a 1%.

5.2.2 21 de junho de 2017

O dia 21 de junho, dia exemplo de verão, teve uma no final uma diminuição em 1,92% no custo diário de produção entre o custo de produção para a situação normal e o custo de produção decorrente da eliminação de toda a PRE.

Para além dos valores finais, com o auxílio dos gráficos e das tabelas é possível verificar quais as tecnologias mais preponderantes nas alterações do preço. Isto porque estas estão discriminadas por tecnologia extraída e a sua variação é comparada com o caso normal

Nas Tabelas 5.3 e 5.4 estão o preço de mercado e os preços de produção, respetivamente.

21-jun-17			Preço de Mercado (€/MWh)									
Hora	MI/PT	Normal	sem PRE Total		sem PRE Térmica		sem PRE Hídrica		sem PRE Eólica		sem PRE Fotov.	
				%		%		%		%		%
1	MI	59,84	60,30	0,77%	60,00	0,27%	59,89	0,08%	59,99	0,25%	59,84	0,00%
2	MI	54,21	58,00	6,99%	56,93	5,02%	54,40	0,35%	56,75	4,69%	54,21	0,00%
3	MI	51,57	56,75	10,04%	54,04	4,79%	51,64	0,14%	54,04	4,79%	51,57	0,00%
4	PT	51,04	56,08	9,87%	52,71	3,27%	51,06	0,04%	54,04	5,88%	51,04	0,00%
5	PT	50,97	54,89	7,69%	52,15	2,32%	51,00	0,06%	52,71	3,41%	50,97	0,00%
6	MI	51,64	56,75	9,90%	54,04	4,65%	51,64	0,00%	54,04	4,65%	51,64	0,00%
7	MI	54,15	58,01	7,13%	56,93	5,13%	54,15	0,00%	56,75	4,80%	54,15	0,00%
8	MI	58,01	59,84	3,15%	59,20	2,05%	58,03	0,03%	58,72	1,22%	58,03	0,03%
9	MI	58,69	59,99	2,22%	59,49	1,36%	58,72	0,05%	59,08	0,66%	58,99	0,51%
10	MI	57,55	59,03	2,57%	58,62	1,86%	57,61	0,10%	58,00	0,78%	57,66	0,19%
11	MI	57,35	59,03	2,93%	58,50	2,01%	57,55	0,35%	57,61	0,45%	57,85	0,87%
12	MI	57,68	59,05	2,38%	58,72	1,80%	57,85	0,29%	58,00	0,55%	58,03	0,61%
13	MI	59,00	59,89	1,51%	59,35	0,59%	59,00	0,00%	59,03	0,05%	59,03	0,05%
14	MI	59,00	59,89	1,51%	59,49	0,83%	59,03	0,05%	59,05	0,08%	59,05	0,08%
15	MI	59,00	59,98	1,66%	59,49	0,83%	59,00	0,00%	59,05	0,08%	59,05	0,08%
16	MI	58,93	59,89	1,63%	59,35	0,71%	58,99	0,10%	59,03	0,17%	59,03	0,17%
17	MI	59,00	59,99	1,68%	59,80	1,36%	59,03	0,05%	59,25	0,42%	59,05	0,08%
18	MI	59,03	59,99	1,63%	59,84	1,37%	59,03	0,00%	59,49	0,78%	59,05	0,03%
19	MI	58,69	59,89	2,04%	59,25	0,95%	58,72	0,05%	59,05	0,61%	58,72	0,05%
20	MI	58,00	59,49	2,57%	59,03	1,78%	58,03	0,05%	59,00	1,72%	58,01	0,02%
21	MI	58,62	59,84	2,08%	59,25	1,07%	58,62	0,00%	59,05	0,73%	58,62	0,00%
22	MI	59,40	60,15	1,26%	59,99	0,99%	59,49	0,15%	59,99	0,99%	59,40	0,00%
23	MI	58,62	59,99	2,34%	59,50	1,50%	58,72	0,17%	59,35	1,25%	58,62	0,00%
24	MI	54,83	56,93	3,83%	56,08	2,28%	54,89	0,11%	56,01	2,15%	54,83	0,00%

Tabela 5.3: Preço de mercado (€/MWh) para o dia 21 de junho de 2017 com eliminação de toda a PRE e de cada tecnologia de forma individual (%).

21-jun-17			Custo de produção (€)									
Hora	MI/PT	Normal	sem PRE Total		sem PRE Térmica		sem PRE Hídrica		sem PRE Eólica		sem PRE Fotov.	
				%		%		%		%		%
1	MI	1855910	1818497	-2,02%	1823691	-1,74%	1856832	0,05%	1846581	-0,50%	1855910	0,00%
2	MI	1549139	1585088	2,32%	1585169	2,33%	1552715	0,23%	1587599	2,48%	1549139	0,00%
3	MI	1417903	1470200	3,69%	1444751	1,89%	1419028	0,08%	1439272	1,51%	1417903	0,00%
4	PT	1375541	1410681	2,55%	1379235	0,27%	1375442	-0,01%	1398661	1,68%	1375541	0,00%
5	PT	1348968	1361815	0,95%	1340968	-0,59%	1349125	0,01%	1345546	-0,25%	1348968	0,00%
6	MI	1378532	1418818	2,92%	1399287	1,51%	1377939	-0,04%	1392053	0,98%	1377459	-0,08%
7	MI	1535996	1544922	0,58%	1559983	1,56%	1534741	-0,08%	1561826	1,68%	1523769	-0,80%
8	MI	1839797	1802046	-2,05%	1832214	-0,41%	1838793	-0,05%	1836999	-0,15%	1815530	-1,32%
9	MI	2055738	2004812	-2,48%	2041818	-0,68%	2054733	-0,05%	2053678	-0,10%	2027621	-1,37%
10	MI	2152047	2103813	-2,24%	2153962	0,09%	2151736	-0,01%	2159080	0,33%	2107587	-2,07%
11	MI	2244241	2200591	-1,94%	2249926	0,25%	2249108	0,22%	2246288	0,09%	2202422	-1,86%
12	MI	2310087	2234979	-3,25%	2312556	0,11%	2314598	0,20%	2315212	0,22%	2253668	-2,44%
13	MI	2439616	2329757	-4,50%	2391243	-1,98%	2436956	-0,11%	2426340	-0,54%	2355997	-3,43%
14	MI	2470646	2355917	-4,64%	2430975	-1,61%	2469511	-0,05%	2444388	-1,06%	2379818	-3,68%
15	MI	2468572	2353786	-4,65%	2428741	-1,61%	2467334	-0,05%	2439054	-1,20%	2381348	-3,53%
16	MI	2453732	2344945	-4,43%	2411202	-1,73%	2454799	0,04%	2431424	-0,91%	2387712	-2,69%
17	MI	2441504	2338266	-4,23%	2413785	-1,14%	2438490	-0,12%	2406947	-1,42%	2375477	-2,70%
18	MI	2396164	2320305	-3,17%	2373910	-0,93%	2392052	-0,17%	2373533	-0,94%	2355055	-1,72%
19	MI	2295695	2232370	-2,76%	2256586	-1,70%	2294878	-0,04%	2258846	-1,61%	2281215	-0,63%
20	MI	2214278	2172313	-1,90%	2212362	-0,09%	2213089	-0,05%	2218099	0,17%	2211934	-0,11%
21	MI	2204265	2156819	-2,15%	2167142	-1,68%	2202156	-0,10%	2174877	-1,33%	2204265	0,00%
22	MI	2244843	2193731	-2,28%	2230584	-0,64%	2246518	0,07%	2238702	-0,27%	2244843	0,00%
23	MI	2154316	2142261	-0,56%	2149312	-0,23%	2157122	0,13%	2154921	0,03%	2154316	0,00%
24	MI	1879645	1893361	0,73%	1887130	0,40%	1880974	0,07%	1892704	0,69%	1879645	0,00%
TOTAL		48727176	47790093	-1,92%	48476533	-0,51%	48728670	0,00%	48642633	-0,17%	48067142	-1,35%

Tabela 5.4: Custo de produção (€) para o dia 21 de junho de 2017 com variações por tecnologia (%).

Com estas tabelas foram construídos os gráficos nas Figuras 5.4 e 5.5, nos quais podem ser analisadas graficamente as variações face às várias tecnologias.

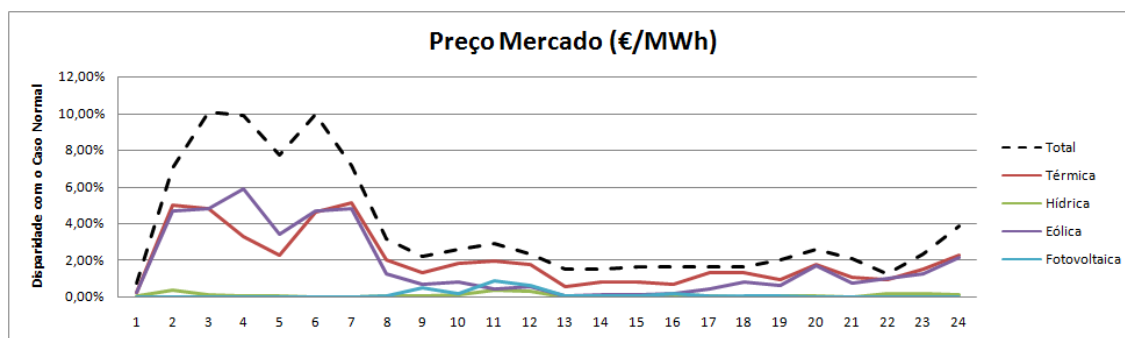


Figura 5.4: Variações do preço de mercado para o dia 21 de junho de 2017 por tecnologia (%).

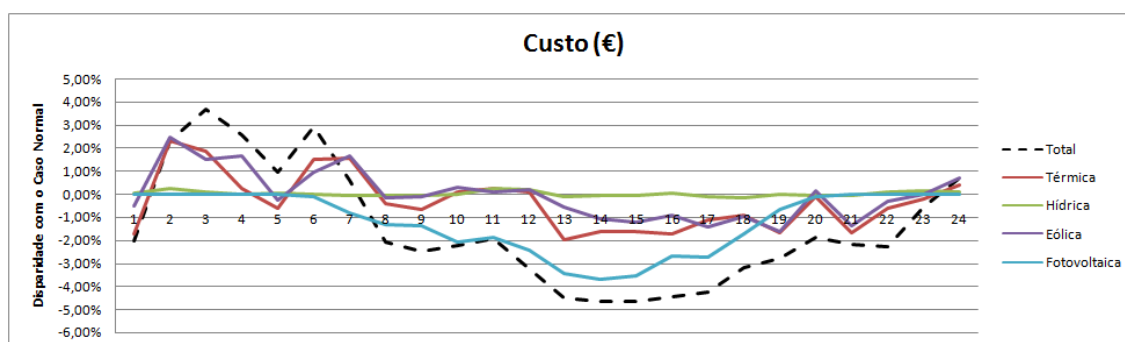


Figura 5.5: Variações do custo de produção para o dia 21 de junho de 2017 por tecnologia (%).

Nestes dois gráficos é possível identificar que a eliminação da Produção em Regime Especial, nos dias de verão, origina uma elevação do custo de produção durante as horas de madrugada devido às produções térmicas e eólicas, que apresentam valores elevados durante a noite. A extração da PRE Térmica afeta em menos 0,51% o custo total enquanto a extração da PRE eólica diminui o custo em 0,17%.

A energia hídrica, tal como seria de esperar para os meses secos de verão, pouco altera os valores base não existindo qualquer alteração no custo de produção.

A PRE fotovoltaica é a mais interessante e é a razão principal de se ter analisado ao promenor um dia de verão. Esta, em grande parte devido à altura do ano, tem uma produção bastante elevada, o que associado ao elevado valor dos subsídios pagos a esta tecnologia, origina a uma variação elevada entre os valores normais e os valores quando extraída a PRE fotovoltaica. Assim, o custo de produção reduz-se 1,35%. Estes valores são ainda mais relevantes visto que a fotovoltaica não produz durante sensivelmente metade do dia. Durante o dia esta redução do custo de produção chega a valores superiores a 3%.

No final, esta parcela da PRE fotovoltaica demonstra-se dominante durante o dia, como se pode ver graficamente na Figura 5.5, em que se pode verificar que durante o dia a redução do custo de produção é elevada.

5.2.3 21 de Dezembro de 2017

O dia 21 de dezembro é tido como o dia exemplo de inverno, apresentando no final Uma redução de 0,80% no custo diário de produção comparando o caso normal com o da extração de toda PRE.

Nas Tabelas 5.5 e 5.6 estão os preços de mercado e os custos de produção da energia, respectivamente. As Figuras 5.6 e 5.7 foram construídas com base nas variações indicadas nas tabelas tornando graficamente mais perceptível as variações de custo de produção e de preços de mercado.

21-dez-17			Preço de Mercado (€/MWh)									
Hora	MI/PT	Normal	sem PRE Total		sem PRE Térmica		sem PRE Hídrica		sem PRE Eólica		sem PRE Fotov.	
				%		%		%		%		%
1	MI	62,07	71,01	14,40%	68,71	10,70%	62,69	1,00%	70,62	13,77%	62,07	0,00%
2	MI	53,56	70,19	31,05%	54,28	1,34%	53,60	0,07%	68,82	28,49%	53,56	0,00%
3	MI	51,00	66,90	31,18%	53,00	3,92%	51,08	0,16%	58,83	15,35%	51,00	0,00%
4	PT	46,40	72,19	55,58%	53,10	14,44%	46,70	0,65%	70,19	51,27%	46,40	0,00%
5	PT	45,79	71,69	56,56%	47,69	4,15%	45,94	0,33%	70,19	53,29%	45,79	0,00%
6	MI	50,83	62,69	23,33%	52,11	2,52%	50,93	0,20%	55,00	8,20%	50,83	0,00%
7	MI	57,50	70,97	23,43%	66,01	14,80%	57,94	0,77%	70,19	22,07%	57,76	0,45%
8	MI	70,19	73,00	4,00%	71,01	1,17%	70,32	0,19%	71,70	2,15%	70,32	0,19%
9	MI	70,97	73,33	3,33%	71,44	0,66%	70,97	0,00%	72,19	1,72%	71,01	0,06%
10	MI	71,35	74,32	4,16%	71,70	0,49%	71,46	0,15%	73,02	2,34%	71,68	0,46%
11	MI	70,97	73,00	2,86%	71,68	1,00%	71,01	0,06%	71,69	1,01%	71,02	0,07%
12	MI	70,32	71,69	1,95%	71,01	0,98%	70,62	0,43%	71,02	1,00%	70,69	0,53%
13	MI	68,71	70,62	2,78%	69,99	1,86%	68,90	0,28%	69,87	1,69%	69,26	0,80%
14	MI	69,65	70,97	1,90%	70,19	0,78%	69,97	0,46%	70,19	0,78%	69,99	0,49%
15	MI	70,62	71,69	1,52%	71,19	0,81%	70,69	0,10%	70,97	0,50%	70,77	0,21%
16	MI	70,69	71,69	1,41%	71,35	0,93%	70,89	0,28%	71,01	0,45%	70,89	0,28%
17	MI	70,97	71,69	1,01%	71,39	0,59%	70,97	0,00%	71,35	0,54%	70,97	0,00%
18	MI	71,69	73,33	2,29%	72,60	1,27%	71,70	0,01%	72,51	1,14%	71,69	0,00%
19	MI	73,66	76,46	3,80%	74,98	1,79%	73,80	0,19%	74,89	1,67%	73,66	0,00%
20	MI	75,69	78,17	3,28%	77,53	2,43%	75,78	0,12%	77,49	2,38%	75,69	0,00%
21	MI	73,03	75,69	3,64%	74,07	1,42%	73,16	0,18%	73,99	1,31%	73,03	0,00%
22	MI	71,69	73,33	2,29%	72,67	1,37%	71,70	0,01%	72,37	0,95%	71,69	0,00%
23	MI	70,19	71,46	1,81%	71,00	1,15%	70,30	0,16%	70,97	1,11%	70,19	0,00%
24	MI	67,12	69,69	3,83%	68,90	2,65%	67,13	0,01%	68,74	2,41%	67,12	0,00%

Tabela 5.5: Preço de mercado (€/MWh) para o dia 21 de dezembro de 2017 com eliminação de toda a PRE e de cada tecnologia de forma individual (%).

21-dez-17			Custo de produção (€)									
Hora	MI/PT	Normal	sem PRE Total		sem PRE Térmica		sem PRE Hídrica		sem PRE Eólica		sem PRE Fotov.	
				%		%		%		%		%
1	MI	1724030	1854547	7,57%	1842313	6,86%	1737367	0,77%	1866470	8,26%	1724030	0,00%
2	MI	1447762	1661896	14,79%	1393654	-3,74%	1445638	-0,15%	1664103	14,94%	1447762	0,00%
3	MI	1358979	1495777	10,07%	1344364	-1,08%	1358718	-0,02%	1357942	-0,08%	1358979	0,00%
4	PT	441466	364610	-17,41%	400110	-9,37%	439329	-0,48%	376839	-14,64%	441466	0,00%
5	PT	436650	353718	-18,99%	383009	-12,28%	434007	-0,61%	368751	-15,55%	436650	0,00%
6	MI	1338970	1384095	3,37%	1310383	-2,14%	1339643	0,05%	1262786	-5,69%	1338970	0,00%
7	MI	1586566	1792319	12,97%	1725408	8,75%	1593979	0,47%	1799515	13,42%	1592199	0,35%
8	MI	2205459	2209893	0,20%	2201690	-0,17%	2207459	0,09%	2213282	0,35%	2195000	-0,47%
9	MI	2510426	2481179	-1,17%	2499255	-0,44%	2508880	-0,06%	2514836	0,18%	2465980	-1,77%
10	MI	2649523	2630564	-0,72%	2635779	-0,52%	2651443	0,07%	2676388	1,01%	2595117	-2,05%
11	MI	2647354	2594172	-2,01%	2645320	-0,08%	2647233	0,00%	2647887	0,02%	2574220	-2,76%
12	MI	2611726	2539690	-2,76%	2608227	-0,13%	2620175	0,32%	2619031	0,28%	2546982	-2,48%
13	MI	2476335	2405360	-2,87%	2473858	-0,10%	2481032	0,19%	2501628	1,02%	2417987	-2,36%
14	MI	2487059	2410170	-3,09%	2459786	-1,10%	2495032	0,32%	2477250	-0,39%	2416576	-2,83%
15	MI	2456297	2411551	-1,82%	2449625	-0,27%	2457429	0,05%	2460524	0,17%	2414009	-1,72%
16	MI	2396617	2380889	-0,66%	2392716	-0,16%	2401855	0,22%	2399234	0,11%	2388133	-0,35%
17	MI	2331212	2314856	-0,70%	2317686	-0,58%	2329986	-0,05%	2331418	0,01%	2331069	-0,01%
18	MI	2382150	2391621	0,40%	2382550	0,02%	2381116	-0,04%	2391716	0,40%	2382150	0,00%
19	MI	2602002	2660246	2,24%	2620397	0,71%	2605337	0,13%	2629630	1,06%	2602002	0,00%
20	MI	2773458	2823407	1,80%	2810834	1,35%	2775464	0,07%	2822080	1,75%	2773458	0,00%
21	MI	2666533	2723538	2,14%	2677936	0,43%	2669784	0,12%	2688313	0,82%	2666533	0,00%
22	MI	2619544	2639044	0,74%	2626461	0,26%	2619153	-0,01%	2631104	0,44%	2619544	0,00%
23	MI	2393533	2393374	-0,01%	2389894	-0,15%	2396299	0,12%	2406977	0,56%	2393533	0,00%
24	MI	2009468	2042530	1,65%	2033305	1,19%	2008917	-0,03%	2039515	1,50%	2009468	0,00%
TOTAL		50553120	50959045	0,80%	50624563	0,14%	50605276	0,10%	51147219	1,18%	50131817	-0,83%

Tabela 5.6: Custo de produção (€) para o dia 21 de dezembro de 2017 com eliminação de toda a PRE e de cada tecnologia de forma individual (%).

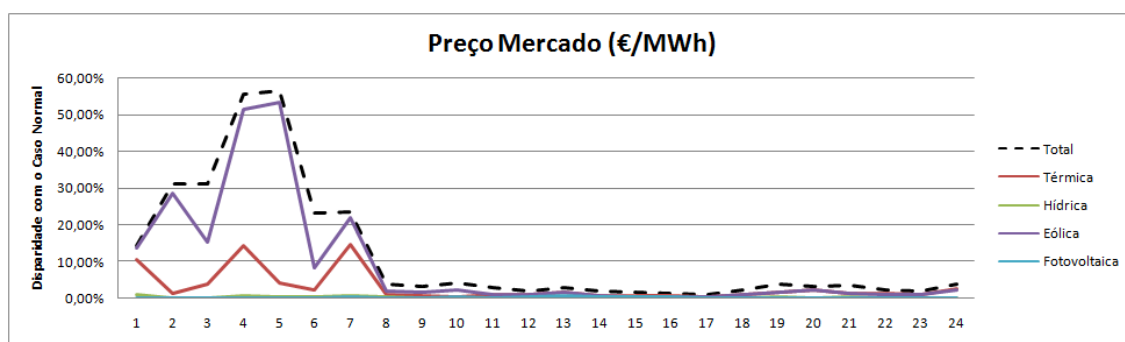


Figura 5.6: Variações do preço de mercado para o dia 21 de dezembro de 2017 por tecnologia (%).

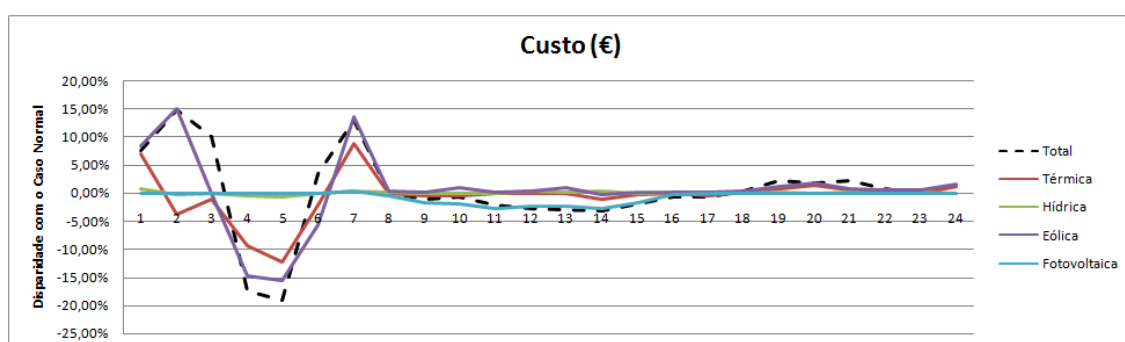


Figura 5.7: Variações do preço de mercado para o dia 21 de dezembro de 2017 por tecnologia (%).

No gráfico da Figura 5.7 encontram-se visíveis as alterações que as produções Térmica e Eólica suscitam quando excluídas, principalmente nas horas de madrugada e da manhã.

Mais uma vez, a natureza não linear das curvas faz com que as alterações sejam ligeiramente erráticas, mas é perceptível que, no caso das horas 4 e 5 a produção da PRE tenha sido tão elevada que, quando excluída, elimina uma parcela muito grande dos custos por tarifas *feed-in*. Tal não é descabido na PRE Térmica e Eólica, visto que a produção eólica tem uma maior produção no inverno e a PRE Térmica, em grande parte cogeração, é utilizada de um modo muito uniforme ao longo de todo o mercado.

As tecnologias que mais influenciaram o preço de mercado neste caso são a produção eólica, seguida pela PRE térmica e da PRE Hídrica com valores quase insignificantes.

A PRE fotovoltaica tem uma produção muito reduzida, afetando pouco o preço de mercado. No entanto, o valor das tarifas *feed-in* é elevado, pelo que a influência no custo total de produção tende a ser mais elevada.

5.3 Resultados Mensais

Afim de ter uma percepção não só com o ponto de vista das várias tecnologias e como estas afetam o impacto económico da PRE e as variações do custo de produção, mas também ter

uma percepção do mesmo associado a uma exposição temporal mensal, esta secção serve para aprofundar a análise e a estimativa sobre estes dois campos.

Como tal foram analisados os meses de forma individual a partir de valores médios diários para cada um dos dias.

5.3.1 Janeiro

Com os dados obtidos para o mês de janeiro foi criada a Tabela 5.7 contendo valores médios mensais do custo de produção e suas variações.

	Normal	Total	Hídrica	Térmica	Eólica	Fotov.
Custo (€)	1111895	1070069	1112037	1088740	1091730	1101759
Variação (%)	-	-6,50%	-0,14%	-4,63%	-3,32%	-1,22%

Tabela 5.7: Custo médio mensal (€) e variação do custo de produção para o mês de janeiro.

Com estes valores foi criado o gráfico na Figura 5.8, com a evolução ao longo dos dias do mês.

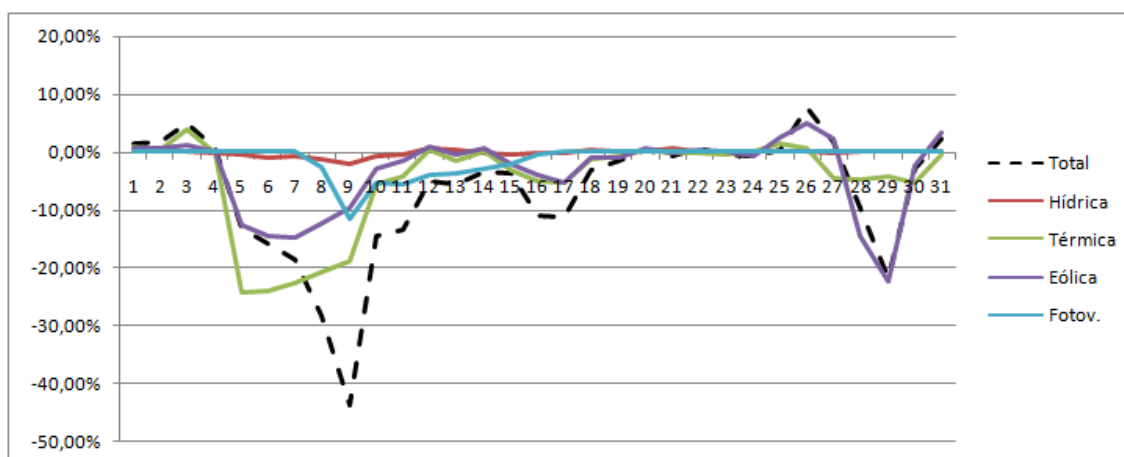


Figura 5.8: Evolução da variação do custo de produção eliminando a PRE por tecnologia no mês de janeiro.

A extração da produção hídrica revela pouco impacto no custo de produção. A produção térmica revela uma variação negativa, bem como a produção eólica, apesar de ser menor. A produção fotovoltaica é muito pouco relevante.

As variações ocorrem esporadicamente ao longo do mês, revelando valores médios de variações negativos.

5.3.2 Fevereiro

Com os dados obtidos para o mês de fevereiro foi criada a Tabela 5.8 contendo valores médios mensais do custo de produção e suas variações.

	Normal	Total	Hídrica	Térmica	Eólica	Fotov.
Custo (€)	1697606	1849088	1699030	1691021	1762523	1693839
Variação (%)	-	18,97%	0,07%	-0,53%	8,45%	-0,25%

Tabela 5.8: Custo médio mensal (€) e variação média média do custo de produção para o mês de fevereiro.

Com estes valores foi criado o gráfico na Figura 5.9, com a evolução ao longo dos dias deste mês.

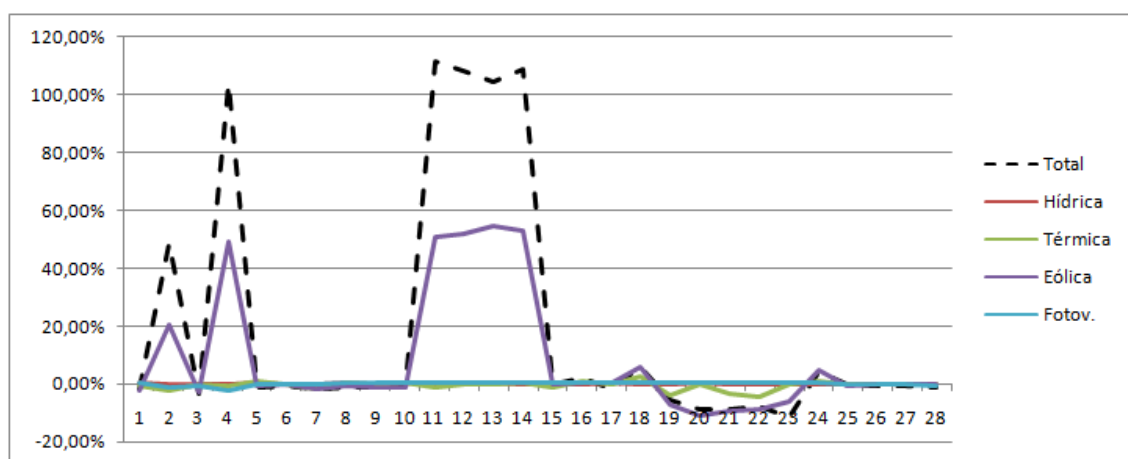


Figura 5.9: Evolução da variação do custo de produção eliminando a PRE por tecnologia no mês de fevereiro.

Em fevereiro a tecnologia da PRE com mais impacto no mercado é a eólica. As restantes apenas demonstram flutuações desprezáveis e efêmeras.

5.3.3 Março

Com os dados obtidos para o mês de março foi criada a Tabela 5.9 contendo valores médios mensais do custo de produção e suas variações.

	Normal	Total	Hídrica	Térmica	Eólica	Fotov.
Custo (€)	2085248	2067950	2087378	2078604	2086948	2078602
Variação (%)	-	-3,01%	0,05%	-2,20%	-0,42%	-0,20%

Tabela 5.9: Custo médio mensal (€) e variação do custo de produção para o mês de março.

Com os dados utilizados para construir a Tabela 5.9 foi criado o gráfico na Figura 5.10, com a evolução ao longo dos dias deste mês.

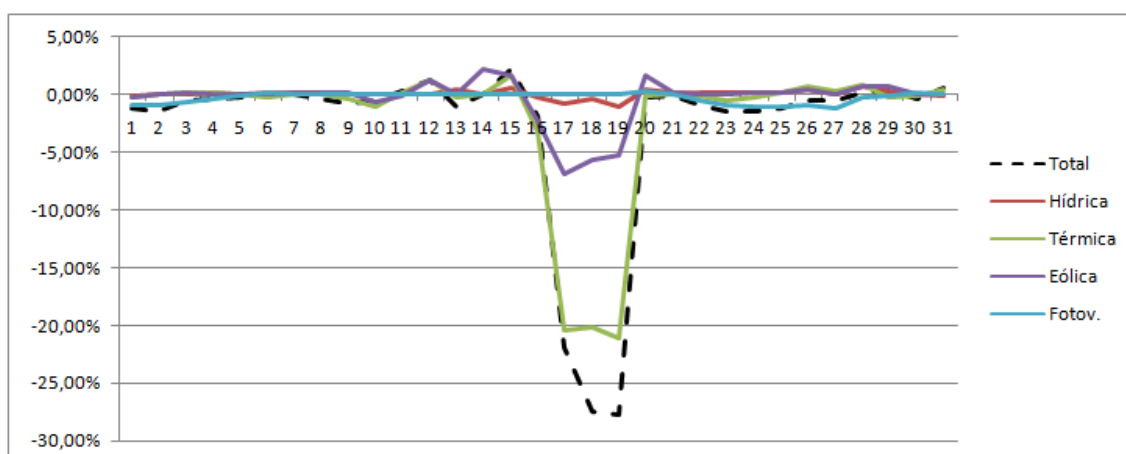


Figura 5.10: Evolução da variação do custo de produção eliminando a PRE por tecnologia no mês de março.

Somente a produção térmica apresenta um impacto relevante quando excluída do despacho. Com exceção da energia eólica, que apresenta um pequeno degrau negativo, as restantes tecnologias não apresentam valores dignos de consideração.

5.3.4 Abril

Com os dados obtidos para o mês de abril foi criada a Tabela 5.10 contendo valores médios mensais do custo de produção e suas variações.

	Normal	Total	Hídrica	Térmica	Eólica	Fotov.
Custo (€)	1988322	1988397	1990446	1995460	1989684	1981854
Variação (%)	-	-0,90%	0,09%	-0,62%	-0,93%	-0,26%

Tabela 5.10: Custo médio mensal (€) e variação do custo de produção para o mês de abril.

Com os dados utilizados para construir a Tabela 5.10 foi criado o gráfico na Figura 5.11, com a evolução ao longo dos dias deste mês.

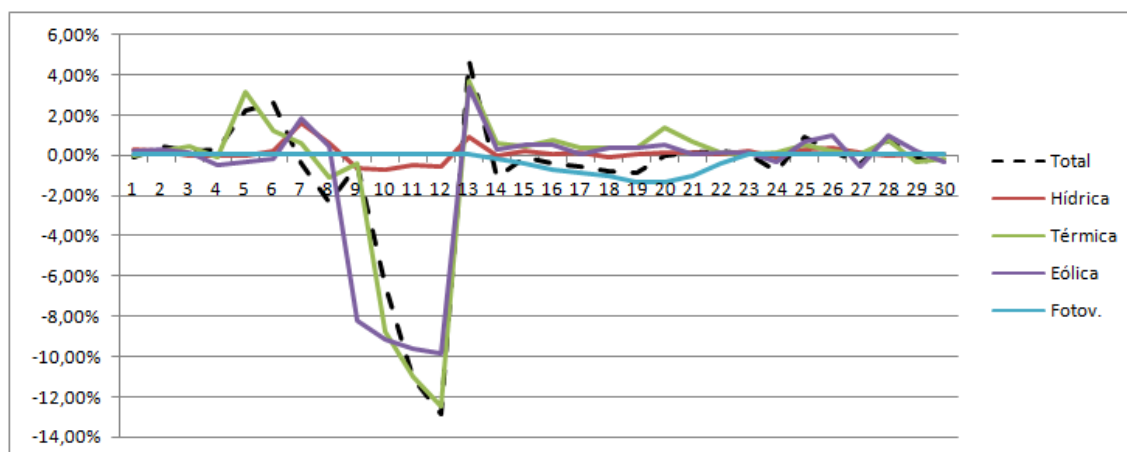


Figura 5.11: Evolução da variação do custo de produção eliminando a PRE por tecnologia no mês de abril.

A extração da PRE eólica e térmica tiveram impactos relevantes em alguns dias deste mês como se pode observar no gráfico da Figura 5.11.

5.3.5 Maio

Com os dados obtidos para o mês de maio foi criada a Tabela 5.11 contendo valores médios mensais do custo de produção e suas variações.

	Normal	Total	Hídrica	Térmica	Eólica	Fotov.
Custo (€)	1798476	1775412	1801435	1802284	1798166	1778026
Variação (%)	-	-1,76%	0,16%	0,06%	-0,38%	-1,11%

Tabela 5.11: Custo médio mensal (€) e variação do custo de produção para o mês de maio.

Com os dados utilizados para construir a Tabela 5.11 foi criado o gráfico na Figura 5.12, com a evolução ao longo dos dias deste mês.

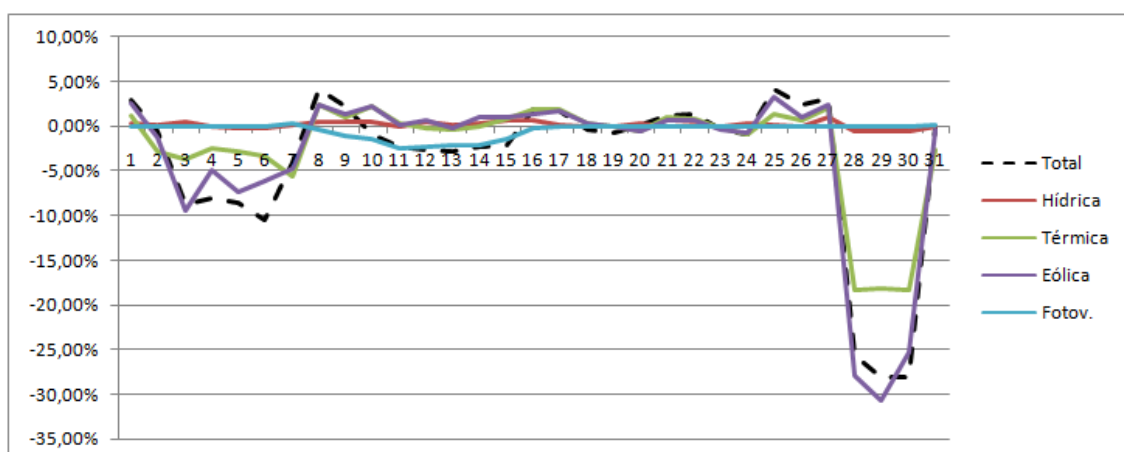


Figura 5.12: Evolução da variação do custo de produção eliminando a PRE por tecnologia no mês de maio.

A extração da PRE do *mix* de produção no mês de maio a revelou que em média o custo de produção de energia se reduzia com extração. A produção fotovoltaica ainda pouco é relevante, sendo a PRE eólica e térmica as mais relevantes.

5.3.6 Junho

Com os dados obtidos para o mês de junho foi criada a Tabela 5.12 contendo valores médios mensais do custo de produção e suas variações.

	Normal	Total	Hídrica	Térmica	Eólica	Fotov.
Custo (€)	1798476	1775412	1801435	1802284	1798166	1778026
Variação (%)	-	-1,76%	0,16%	0,06%	-0,38%	-1,11%

Tabela 5.12: Custo médio mensal (€) e variação do custo de produção para o mês de junho.

Com os dados utilizados para construir a Tabela 5.12 foi criado o gráfico na Figura 5.13, com a evolução ao longo dos dias deste mês.

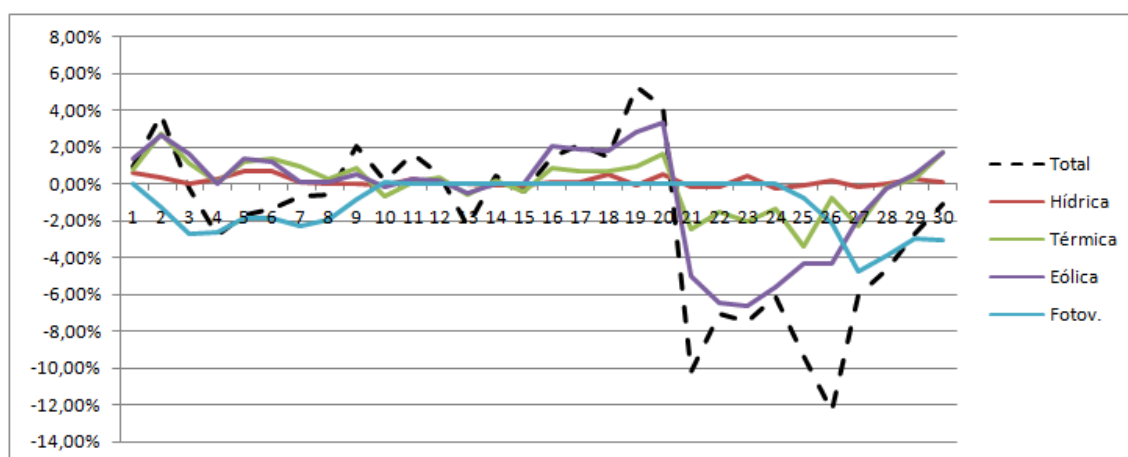


Figura 5.13: Evolução da variação do custo de produção eliminando a PRE por tecnologia no mês de junho.

A produção fotovoltaica, a par da eólica e da térmica, foram as tecnologias com os impactos mais relevantes. A produção fotovoltaica, devido aos seus valores altos das tarifas *feed-in* tornavam a utilização da PRE mais cara.

5.3.7 Julho

Com os dados obtidos para o mês de julho foi criada a Tabela 5.13 contendo valores médios mensais do custo de produção e suas variações.

	Normal	Total	Hídrica	Térmica	Eólica	Fotov.
Custo (€)	1991262	1996998	1992506	1982850	1985363	1970978
Variação (%)	-	3,66%	0,09%	-0,05%	-0,13%	-0,96%

Tabela 5.13: Custo médio mensal (€) e variação do custo de produção para o mês de julho.

Com os dados utilizados para construir a Tabela 5.13 foi criado o gráfico na Figura 5.14, com a evolução ao longo dos dias deste mês.

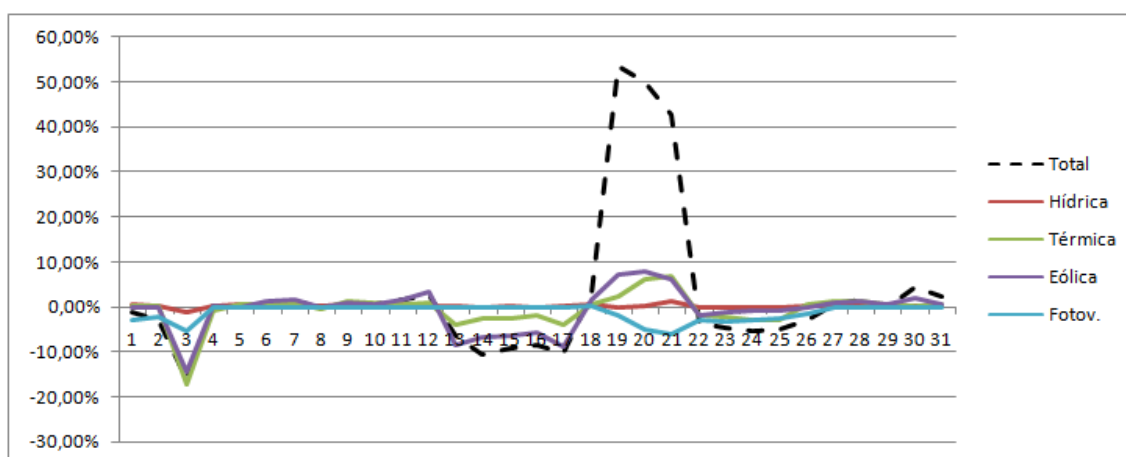


Figura 5.14: Evolução da variação do custo de produção eliminando a PRE por tecnologia no mês de julho.

A variação do custo de produção com a extração da PRE revelou-se elevada de 18 a 22 deste mês, tal como demonstra a Figura 5.14. Tal deve-se não só às produções térmica, eólica e fotovoltaica serem elevadas mas também à formulação não linear do mercado.

5.3.8 Agosto

Com os dados obtidos para o mês de agosto foi criada a Tabela 5.14 contendo valores médios mensais do custo de produção e suas variações.

	Normal	Total	Hídrica	Térmica	Eólica	Fotov.
Custo (€)	2340998	2344312	2343474	2340758	2347081	2333779
Variação (%)	-	-0,32%	0,09%	-0,21%	-0,17%	-0,26%

Tabela 5.14: Custo médio mensal (€) e variação do custo de produção para o mês de agosto.

Com os dados utilizados para construir a Tabela 5.14 foi criado o gráfico na Figura 5.15, com a evolução ao longo dos dias deste mês.

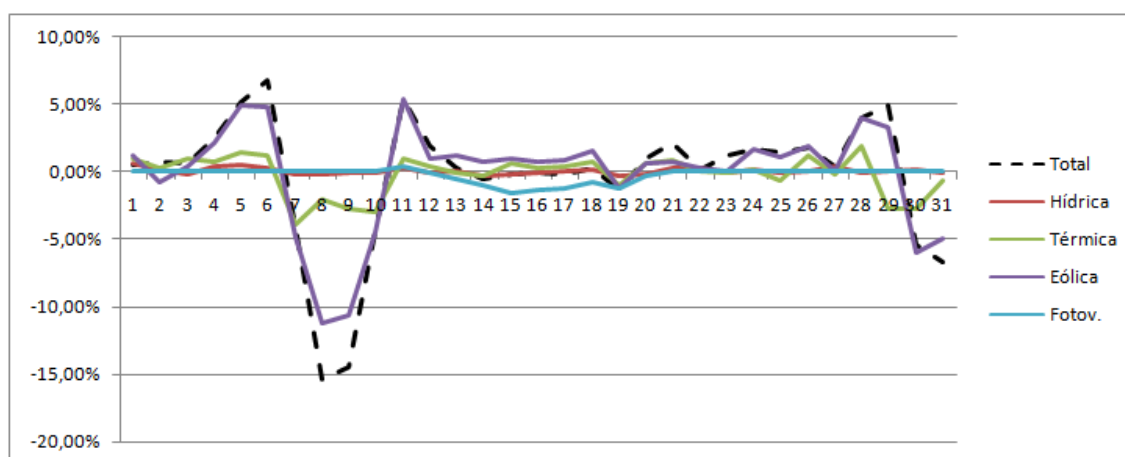


Figura 5.15: Evolução da variação do custo de produção eliminando a PRE por tecnologia no mês de agosto.

A PRE fotovoltaica voltou a não ser muito relevante. A eólica é de novo a tecnologia mais influente, influenciando a Produção em Regime Especial de tal modo que ao ser excluída provoca variações por vezes elevadas do custo de produção.

5.3.9 Setembro

Com os dados obtidos para o mês de setembro foi criada a Tabela 5.15 contendo valores médios mensais do custo de produção e suas variações.

	Normal	Total	Hídrica	Térmica	Eólica	Fotov.
Custo (€)	2260875	2265733	2263541	2260399	2256802	2247110
Variação (%)	-	0,71%	0,09%	-0,98%	-0,79%	-0,64%

Tabela 5.15: Custo médio mensal (€) e variação do custo de produção para o mês de setembro.

Com os dados utilizados para construir a Tabela 5.15 foi criado o gráfico na Figura 5.16, com a evolução ao longo dos dias deste mês.

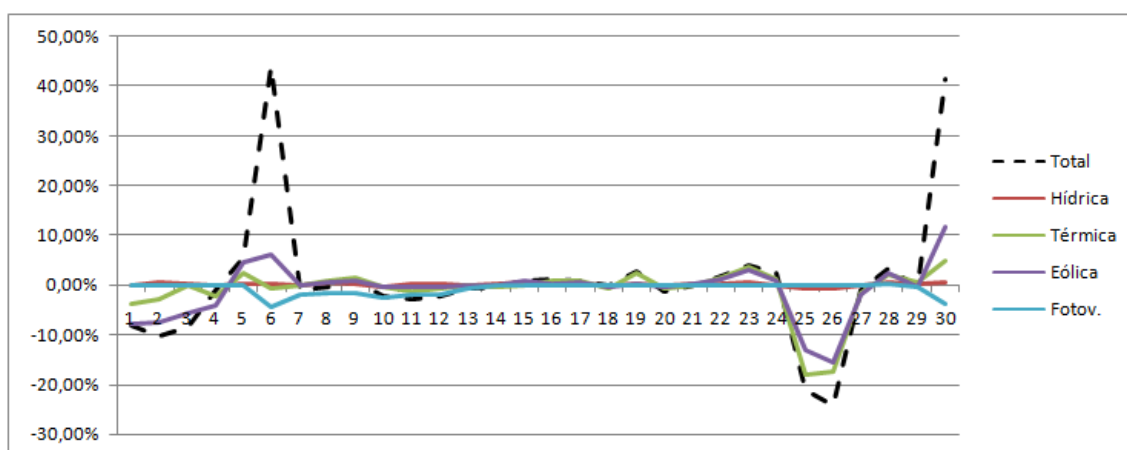


Figura 5.16: Evolução da variação do custo de produção eliminando a PRE por tecnologia no mês de setembro.

A produção fotovoltaica nesta altura do ano tornou-se muito reduzida. A PRE que influencia mais o custo de produção é a tecnologia térmica e eólica. A extração total da PRE provoca em alguns dias alterações elevadas do custo de produção.

5.3.10 Outubro

Com os dados obtidos para o mês de outubro foi criada a Tabela 5.16 contendo valores médios mensais do custo de produção e suas variações.

	Normal	Total	Hídrica	Térmica	Eólica	Fotov.
Custo (€)	2643831	2644299	2645439	2659369	2661991	2624464
Variação (%)	-	-0,41%	0,07%	0,56%	0,39%	-0,64%

Tabela 5.16: Custo médio mensal (€) e variação do custo de produção para o mês de outubro.

Com os dados utilizados para construir a Tabela 5.16 foi criado o gráfico na Figura 5.17, com a evolução ao longo dos dias deste mês.

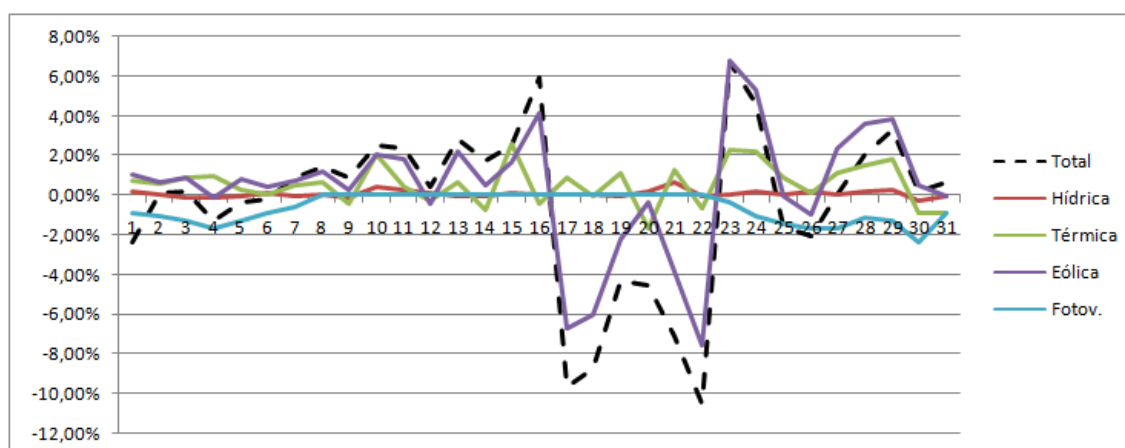


Figura 5.17: Evolução da variação do custo de produção eliminando a PRE por tecnologia no mês de outubro.

Em geral as diferentes tecnologias provocam pequenas alterações no custo de produção. Apenas a produção eólica se tornou relevante a meio do mês, tornando a produção mais cara quando incluída no *mix* energético.

5.3.11 Novembro

Com os dados obtidos para o mês de novembro foi criada a Tabela 5.17 contendo valores médios mensais do custo de produção e suas variações.

	Normal	Total	Hídrica	Térmica	Eólica	Fotov.
Custo (€)	2287152	2281273	2289404	2291785	2286400	2273297
Variação (%)	-	-0,79%	0,12%	0,10%	-0,47%	-0,63%

Tabela 5.17: Custo médio mensal (€) e variação do custo de produção para o mês de novembro.

Com os dados utilizados para construir a Tabela 5.17 foi criado o gráfico na Figura 5.18, com a evolução ao longo dos dias deste mês.

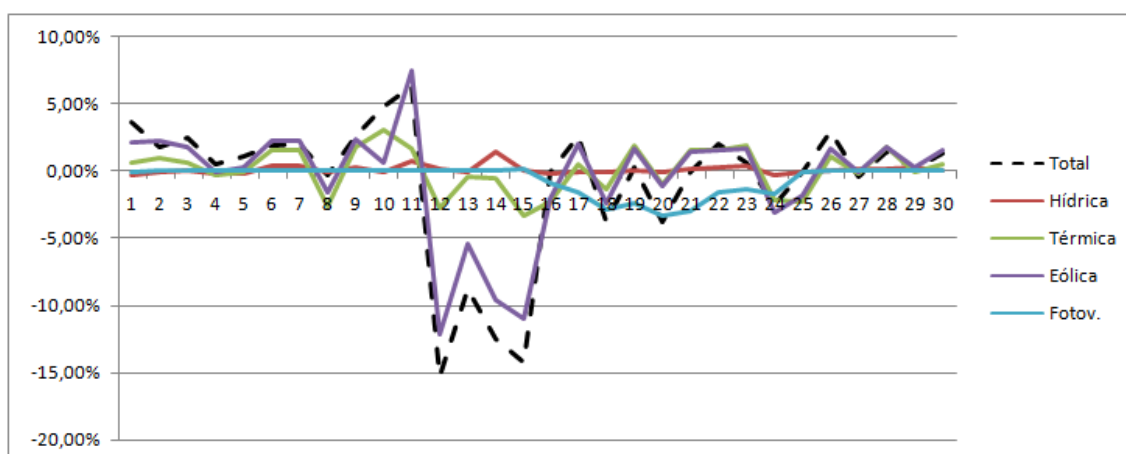


Figura 5.18: Evolução da variação do custo de produção eliminando a PRE por tecnologia no mês de novembro.

Neste mês, as diversas tecnologias têm impacto reduzido no custo de produção, com a exceção da produção eólica. Esta é a única com variações relevantes, tendo assim o gráfico da exclusão total da PRE uma relação significativa com o gráfico da exclusão da produção eólica.

5.3.12 Dezembro

Com os dados obtidos para o mês de dezembro foi criada a Tabela 5.18 contendo valores médios mensais do custo de produção e suas variações.

	Normal	Total	Hídrica	Térmica	Eólica	Fotov.
Custo (€)	1621579	1580466	1624500	1607101	1600576	1607905
Variação (%)	-	-5,89%	0,18%	-0,89%	-3,93%	-0,83%

Tabela 5.18: Custo médio mensal (€) e variação do custo de produção para o mês de dezembro.

Com os dados utilizados para construir a Tabela 5.18 foi criado o gráfico na Figura 5.19, com a evolução ao longo dos dias deste mês.

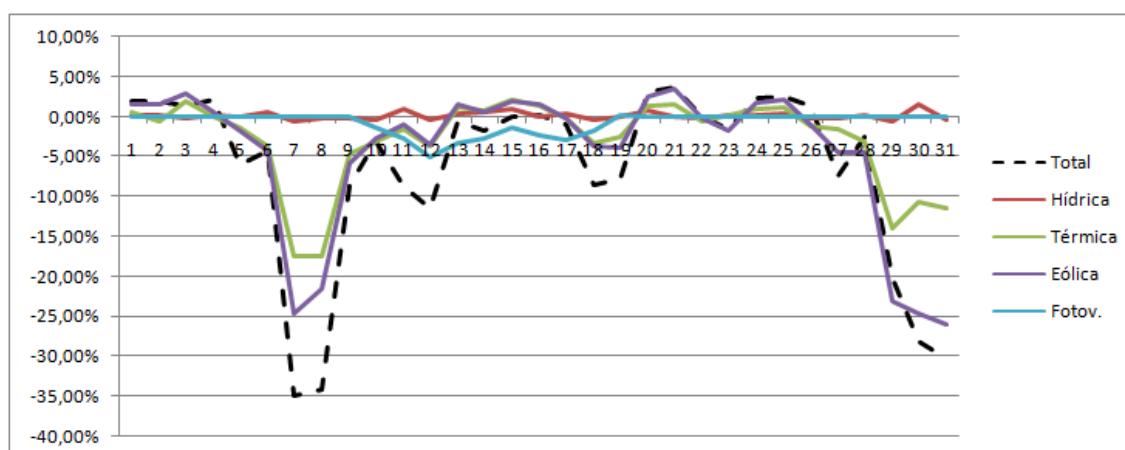


Figura 5.19: Evolução da variação do custo de produção eliminando a PRE por tecnologia no mês de dezembro.

Neste mês as produções hídrica e fotovoltaica têm impacto reduzido.

A produção térmica e a eólica continuam a ter os impactos mais significativos.

5.4 Resultados Anuais

No final e de uma maneira mais agregada, este projeto tinha como objetivo a análise do ano de 2017. Como tal nesta secção a Produção em Regime Especial e a sua valia económica irão ser analisadas anualmente de duas formas.

Por um lado, é realizada uma análise por comparação mensal e evolução cronológica da valia da PRE ao longo do ano. Assim poder-se-á identificar em que altura do ano a produção em regime especial origina aumentos ou reduções do custo total de produção.

A Tabela 5.19 contém os valores do custo de produção para o caso normal e para a extração completa da PRE. A variação entre os dois casos foi obtida com referência ao custo com PRE incorporada. Sendo positiva significa que a exclusão da PRE aumenta o custo de produção e se for negativa o custo de produção reduz-se.

Anual - 2017 - Total		com PRE	sem PRE	Variação
janeiro	Custo (€)	2.234.395,59 €	2.262.551,17 €	1,26%
fevereiro	Custo (€)	1.502.561,46 €	1.519.791,38 €	1,15%
março	Custo (€)	1.228.922,74 €	1.138.246,64 €	-7,38%
abril	Custo (€)	1.186.843,42 €	1.094.742,70 €	-7,76%
maio	Custo (€)	1.379.313,37 €	1.308.842,44 €	-5,11%
junho	Custo (€)	1.570.594,67 €	1.507.063,19 €	-4,05%
julho	Custo (€)	1.556.772,93 €	1.503.393,59 €	-3,43%
agosto	Custo (€)	1.439.645,64 €	1.372.437,10 €	-4,67%
setembro	Custo (€)	1.421.818,22 €	1.355.469,67 €	-4,67%
outubro	Custo (€)	1.597.889,08 €	1.570.865,48 €	-1,69%
novembro	Custo (€)	1.869.605,09 €	1.852.001,24 €	-0,94%
dezembro	Custo (€)	1.826.060,45 €	1.819.078,85 €	-0,38%

Tabela 5.19: Custo de produção médio mensal (€).

Com os valores desta tabela foram criados os gráficos na Figura 5.20 em que se comparam os dos dois custos da produção de energia.

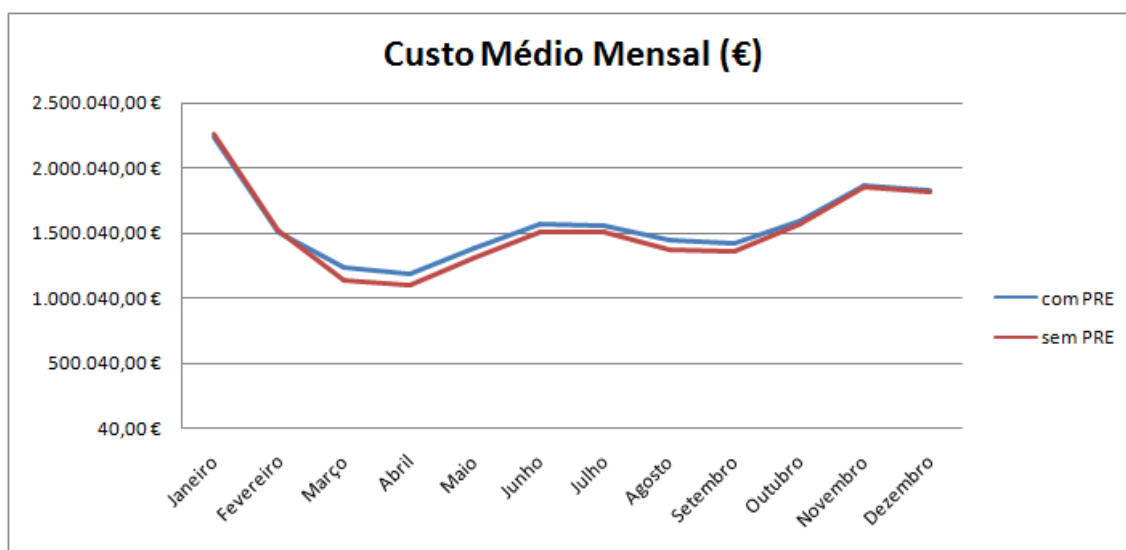


Figura 5.20: Evolução do custo de produção médio mensal (€) e variações com extração da PRE (%).

Na Figura 5.21 encontram-se as variações mensais dos custos de produção de energia, obtidas a partir dos valores da Tabela 5.19.

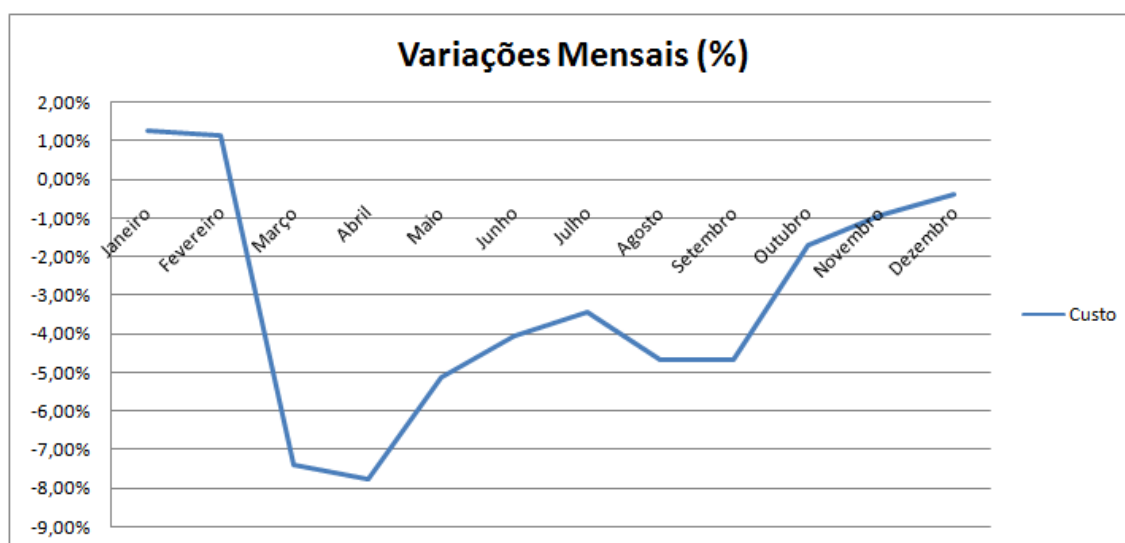


Figura 5.21: Evolução das variações mensais (%) mensais do custo de produção.

como se pode verificar, na maior parte dos meses do ano, à excepção de janeiro e fevereiro, a eliminação da PRE fez reduzir o custo mensal de produção com reduções que vão de 7,76% em abril a 0,38% em dezembro.

Estas reduções são tão mais acentuadas quanto mais elevada for a produção da PRE em geral e em particular da eólica, nomeadamente nos meses de março, abril e maio que são usualmente muito ventosos.

No verão a produção fotovoltaica é mais elevada. No entanto, apesar das suas tarifas *feed-in* serem muito mais elevadas que as restantes tecnologias, a sua capacidade instalada é ainda reduzida pelo que a eliminação da produção fotovoltaica nos meses de verão tem pouco impacto no custo de produção.

Nos meses de janeiro e fevereiro o consumo é mais elevado pelo que o preço de mercado é normalmente mais elevado. Assim, a eliminação da produção da PRE faz aumentar ainda mais o custototal da produção originando as variações positivas indicadas na Figura 5.21.

De outro lado irá ocorrer a separação por tecnologia, bem como a separação das horas nas quais ocorreu *Market Splitting* e das que não ocorreu. Assim poder-se-á verificar como as várias tecnologias afetam o ano inteiro sem segregação mensal, e também se poderá verificar como a incorporação da PRE altera o MIBEL e como altera somente o mercado português. Os valores anuais para estas duas separações, bem como o caso geral encontram-se na Tabela 5.20.

Anual - 2017		com PRE	sem PRE	Variação
Total	Custo (€)	1.569.482 €	1.525.460 €	-2,80%
MIBEL	Custo (€)	1.644.226 €	1.596.392 €	-2,91%
PT	Custo (€)	497.521 €	524.429 €	5,41%
Térmica	Custo (€)	1.569.482 €	1.558.614 €	-0,69%
Hídrica	Custo (€)	1.569.482 €	1.570.104 €	0,04%
Eólica	Custo (€)	1.569.482 €	1.549.909 €	-1,25%
Fotovoltaica	Custo (€)	1.569.482 €	1.549.507 €	-1,27%

Tabela 5.20: Custo (€) e variação (%) destes com diferenciação de *Market Splitting* e para cada tecnologia.

Finalmente, a Tabela 5.20 apresenta os valores globais e por tecnologia de PRE eliminada. Assinala-se que em algumas horas do ano ocorre separação de mercados entre Portugal e Espanha, *Market Splitting*, devido ao congestionamento das linhas de interligação.

Nos períodos em que há *Market Splitting* (cerca de 10% das horas do ano) a eliminação da PRE determina a redução do custo de produção. Se ocorrer *Market Splitting*, e analisando apenas o lado Português, o custo de produção sobe com a eliminação da PRE indicando que esta eliminação requer a entrada em funcionamento de centrais Portuguesas com custo mais elevado.

Da mesma forma, quando separadas as produções é possível ver como estas afetam anualmente o mercado.

Com a extração da PRE Térmica ocorreu uma variação de menos 0,69% no custo. Estes valores são os que seriam de esperar tendo em conta a progressão já bastante regular na secção anterior. No final da produção térmica sobressai mesmo a sua regularidade e apesar de não ser viável economicamente, continua a ser uma fonte bastante rentável de produção energética.

À PRE Hídrica mais uma vez revelou-se demasiado sub-desenvolvida para a sua extração se tornar relevantes para a análise do mercado, devolvendo valores de 0,04% para o custo.

A produção eólica, por si revela-se desenvolvida a um ponto em que, quando extraída, uma fatia muito grande do mercado em *pool*, o que faz o preço de mercado descer, o que desce o custo para 0,51% quando é excluída a PRE.

A produção fotovoltaica demonstra-se com um valor demasiado elevado de preço de energia, o que faz com que com a extração desta no mercado, apesar de não haver muita produção, o preço médio de energia desça, apesar da produção de energia solar ainda seja muito pouca.

A nível global a eliminação da totalidade da PRE localizada em Portugal Continental permitiria reduzir o custo de produção em 2,80% com contribuições significativas da PRE eólica, térmica e fotovoltaica.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalho Futuro

6.1 Conclusão

Após a realização deste trabalho pode-se dizer que são obtidos valores finais para o custo de produção na presença da PRE e procedendo à sua eliminação sobre os quais é possível tirar conclusões sobre a valia económica da Produção em Regime Especial.

Primordialmente é importante referir que o foco nunca foi a quantidade de produção de energia, mas sim os custos provenientes desta. Tal não quer dizer que a quantidade de energia produzida não seja importante, simplesmente apenas afeta os preços de forma indireta.

Dito isto, existem alguns períodos de tempo ao longo do ano analisado nos quais o custo de produção se reduz, como é o caso dos meses de inverno, mas a nível anual como um todo não o é. Esta oscilação e o facto de que várias tecnologias, quando analisadas em paralelo, possuem os mesmos pontos de referência, leva a crer que a valia económica da PRE não dependerá só das tecnologias, mas também da formulação do mercado.

Quando analisada a extração singular de somente uma tecnologia também se torna viável economicamente a PRE hídrica, mas por muito pouco e quando analisado o panorama geral da extração total da PRE estão o custo total de produção reduz-se.

Deste modo conclui-se que a presença da PRE, de um modo geral, implica um aumento do custo total de produção. Com efeito, a eliminação de toda PRE, calculando o novo preço de mercado, origina uma redução do custo total de produção em cerca de 2,80% em relação ao caso base, em que a PRE está presente e lhe são pagas as tarifas *feed-in* correspondentes.

Esta variação do custo total de produção resulta de um custo de 1.569.482 € quando a PRE está incluída e de 1.525.460 € quando é totalmente excluída. Nestas condições, é possível concluir que a inclusão da Produção em Regime Especial e dos seus subsídios origina uma elevação do custo total de produção de energia elétrica no ano de 2017.

E aqui se levanta a questão de, se a PRE origina um aumento do custo de produção, porque é que é implementada? Se no final a utilização de recursos endógenos e centrais de cogeração resulta em custos acrescidos, porque é que se incentiva a sua utilização?

A resposta é que não é nem nunca foi suposto a PRE baixar os preços. Claro que seria um acréscimo bem-vindo se tal acontecesse, mas o que se pretende obter com a sua utilização e subsídio é o aumentado aproveitamento dos recursos nacionais e aumentar o aproveitamento de energias renováveis.

Contudo não pode ser menosprezado o fator económico que continua a ser de uma importância extrema e um dos principais pontos de foco do setor elétrico. É nesse ponto que surge a relevância deste projeto relativo à análise da valia económica da PRE.

6.2 Trabalhos Futuros

Após término do trabalho, tornam-se claras três vertentes importantes em relação à possível continuação deste trabalho.

Em primeiro lugar seria prático trabalhar numa interface em MATLAB, de modo a tornar a aplicação desenvolvida mais intuitiva e de, no final do programa, apresentar os resultados de forma mais clara.

A segunda vertente na qual este projeto podia ser melhorado corresponderia a considerar não apenas a PRE Portuguesa mas igualmente a existente em Espanha de modo a aprofundar a análise realizada e a obter conclusões mais completas sobre a influência da PRE Ibérica no preço de mercado e estimar a sua valia económica a nível global.

A outra vertente deste projeto, que poderia mesmo ser um projeto por si só e não apenas um acréscimo neste projeto, seria utilizar a base deste de modo a avaliar o impacto o aumento da PRE nos preços de mercado e nos custo total de produção. Esta questão é relevante quando são conhecidas as estimativas de evolução da PRE eólica e solar fotovoltaica para os próximos anos. Desta forma, seria ainda possível estimar o impacto que esta evolução poderia ter nas tarifas pagas pelos clientes finais.

A finalizar, assinala-se que o estudo agora apresentado foi realizado com valores referentes ao ano de 2017 e apresentando uma variação não muito significativa do custo de produção, redução de 2,80% do custo de produção se a PRE for totalmente eliminada. Assim, é importante realizar estudos semelhantes para outros anos anteriores a 2017 e para o ano de 2018 de modo a poder confirmar as conclusões agora obtidas.

Referências

- [1] Maria Teresa Ponce de Leão João Paulo Tomé Saraiva, José Luís Pinto Pereira da Silva. *Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes*. FEUPedições, First edição, 2002.
- [2] Luís Braga da Cruz. A liberalização do sector da energia, o mibel (mercado ibérico de electricidade) e o omip, 2008.
- [3] OMIE. Resultados del mercado. Disponível em <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.html>, acedido a última vez em 30 de Maio de 2019.
- [4] ERSE. Estrutura tarifária do setor elétrico em 2019, 2018.
- [5] Jeff Borland, Peter Dawkins, David Johnson, e Ross Williams. Comparison of energy systems using life cycle assessment, 2004.
- [6] Tennessee Valley Authority. Esquema convencional de uma barragem hídrica, 2000. Disponível em <http://www.tva.gov/power/hydro.htm>, acedido a última vez em 9 de Junho de 2019.
- [7] Roberto Dones, Thomas Heck, Christian Bauer, Stefan Hirschberg, Peter Bickel, Philipp Preiss, Luc Int Panis, I Vlieger, e Vito Belgium. 08 2005.
- [8] World small hydropower development report 2016, 2016.
- [9] Wind energy in europe in 2018, 2018.
- [10] Solargis. Solar resource maps of europe, 2019. Disponível em <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/europe>, acedido a última vez em 14 de Junho de 2019.
- [11] Photovoltaic barometer 2018, 2018.
- [12] Eba statistical report 2017, 2017.
- [13] Bioenergy europe statistical report 2017, 2017.
- [14] Clarke Energy. Cogeneration / combined heat and power, 2019. Disponível em <http://www.clarke-energy.com/chp-cogeneration/>, acedido a última vez em 1 de Junho de 2019.
- [15] European cogeneration review - germany, 2013.
- [16] Co-generation and renewables: Solutions for a low-carbon energy future, 2011.

- [17] Reconsidering municipal solid waste as a renewable energy feedstock, 2009.
- [18] Juan-Manuel Roldán-Fernández, Manuel Burgos-Payán, Ángel Luis Trigo-García, Juan-Luis Díaz-García, e Jesús-Manuel Riquelme-Santos. Impact of renewable generation in the spanish electricity market.
- [19] João Pedro Teixeira e João Tomé Saraiva. Behavior of the iberian electricity market prices in 2016 considering increasing values of feed-in generation.
- [20] OMIE. Boletín oficial del estado núm. 114, 2014.
- [21] e Rodrigo de Rato y Figaredo Luís Braga da Cruz. Protocolo de colaboração entre as administrações espanhola e portuguesa para a criação do mercado ibérico de electricidade, 2001.
- [22] EUROPEX. Omie – operador do mercado ibérico de energia, 2019. Disponível em <https://www.europex.org/members/omie/>, acedido a última vez em 30 de Maio de 2019.
- [23] EUROPEX. Omip – operador do mercado ibérico de energia (pólo português, s.g.m.r., s.a.), 2019. Disponível em <https://www.europex.org/members/omip/>, acedido a última vez em 30 de Maio de 2019.
- [24] ERSE e Comisión Nacional de Energía. Modelo de organização do mercado ibérico de electricidade, 2002.
- [25] Ministério da Economia e da Inovação. Decreto-lei n.º 29/2006, 2006.
- [26] Ministérios da Economia e do Ambiente e do Ordenamento do Território. Decreto-lei n.º 339-c/2001, 2001.
- [27] Ministério da Economia e da Inovação. Decreto-lei n.º 189/88, 1988.
- [28] Ministério da Economia e da Inovação. Decreto-lei n.º 38/2017, 2017.
- [29] Presidência do Conselho de Ministros. Resolução do conselho de ministros n.º 169/2005, 2005.
- [30] Mathis Rogner David Samuel Nicholas Troja María Ubierna Cristina Diez Santos, Bill Girling.
- [31] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Nota explicativa da informação sobre produção em regime especial, 2017.
- [32] Reg Platt. Wind power delivers too much to ignore. *New Scientist*.
- [33] Antonio Luque. Will we exceed 50% efficiency in photovoltaics?
- [34] Andrew Whiting e Adisa Azapagic. 06 2014.
- [35] U.S. Energy Information Administration. Biomass - energy explained, 2018. Disponível em https://www.eia.gov/energyexplained/?page=biomass_home, acedido a última vez em 1 de Junho de 2019.
- [36] Portal Energia. A cogeração com recursos renováveis, 2008. Disponível em <https://www.portal-energia.com/a-cogeracao-com-recursos-renovaveis/>, acedido a última vez em 3 de Junho de 2019.

- [37] ERSE Website. Pre - produção em regime especial, 2017. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/prodregesp/Paginas/default.aspx>,
acedido a última vez em 17 de Abril de 2019.