



Otimização da Contratação do Fornecimento de Energia Elétrica

VÍTOR MANUEL NEVES DE SOUSA

Novembro de 2016

Otimização da Contratação do Fornecimento de Energia Elétrica

Vítor Manuel Neves de Sousa

Dissertação submetida para a obtenção do grau de
Mestre em Energias Sustentáveis

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Departamento de Engenharia Mecânica

novembro de 2016

Relatório da Unidade Curricular de Dissertação/Projeto/Estágio do 2º ano do
Mestrado em Energias Sustentáveis

Candidato: Vítor Manuel Neves de Sousa, N° 1140174, 1140174@isep.ipp.pt

Orientação Científica: Tiago Branco Andrade, tba@isep.ipp.pt

Mestrado em Energias Sustentáveis
Departamento de Engenharia Mecânica



novembro de 2016

À minha mulher e filha – Filipa e Clara

Agradecimentos

Começo por deixar o meu especial agradecimento à minha família e amigos, cujo incentivo e apoio foram determinantes não só para o desenvolvimento desta dissertação, mas para todo o meu percurso académico.

Aproveito para agradecer ao Professor Doutor Tiago Andrade por todo o apoio, dedicação e motivação que apresentou ao longo do período em que desenvolvi esta dissertação, assim como os seus conselhos.

Deixo aqui também o meu agradecimento às instalações que tornaram possível a realização desta dissertação.

Por fim, mas não menos importante, resta-me agradecer a todos os amigos e professores que me acompanharam ao longo do meu percurso académico pelo apoio e bons momentos que partilhamos.

Resumo

A nova realidade do sector eléctrico a partir da desverticalização da sua cadeia de valor e abertura à concorrência das atividades de Produção e Comercialização fez emergir novas oportunidades para os consumidores de energia eléctrica.

Fruto dessas novas oportunidades, pretende-se com a presente dissertação simular e quantificar a redução de custos com a aquisição de energia eléctrica, obtida a partir da análise e otimização dos contratos de energia eléctrica em instalações reais.

O objetivo principal passa por verificar se as instalações a estudar terão mais benefícios na aplicação de um determinado tipo de oferta: Preço Fixo, Preço Indexado ou Mista (Preço Fixo e Preço Indexado). Para este estudo foram utilizados dados de consumo e de faturação de quatro instalações, três indústrias e um hotel, alimentadas em MT, e foi efetuada uma análise aos preços e produção de energia eléctrica no MIBEL para procurar a melhor estratégia de contratação de energia eléctrica.

Conclui-se, a partir das simulações realizadas, que a longo prazo uma oferta a Preço Indexado apresenta no geral melhores condições, no entanto, se as instalações optarem por uma oferta Mista com Preço Indexado durante determinados períodos do ano, e Preço Fixo nos restantes períodos do ano, a poupança poderá ser significativamente maior.

Contudo, como existe alguma volatilidade nos preços da energia eléctrica de base diária, semanal, mensal e anual, os consumidores devem criar um plano de consumo de energia eléctrica que vá de encontro à oferta contratada, tanto a curto como a longo prazo, de forma a poder maximizar a sua poupança.

Palavras-chave

Energia Eléctrica, MIBEL, Preço Fixo, Preço Indexado, Volatilidade

Abstract

The new reality of the electrical energy industry according to an unbundled value chain and the opening of the production and commercial segments to the competition has brought new opportunities to the electrical energy consumers.

Taking into account these new opportunities, this work intends to simulate and quantify the cost savings in electrical energy acquisition, based on the analysis and optimization of electrical energy contracts in real facilities.

The main objective of this study involves checking whether the facilities will have more benefits with the application of a particular type of offer: Fixed Price, Indexed Price or Mixed (Fixed Price and Indexed Price). For this study, billing and consumption data of four MT fed facilities was used, and an analysis of prices and production of electrical energy in MIBEL was performed to look for the best electrical energy contract strategy.

The presented simulations show that an offer with Indexed Price can, in the long-term, have overall benefits. However, if the facilities decide for a joint offer with Indexed Prices during certain periods of the year, and Fixed Prices in the remaining periods, the savings could be significantly bigger. Nevertheless, as there is price volatility in a daily, weekly, monthly and yearly basis, consumers should create an electrical energy consumption plan that meets the contracted offer, both in the short and long term, in order to maximize the savings.

Keywords

Electrical Energy, MIBEL, Fixed Price, Indexed Price, Volatility

Declaração

Vítor Manuel Neves de Sousa declara, sob compromisso de honra, que este trabalho é original e que todas as contribuições não originais foram devidamente referenciadas, com identificação da fonte.

4 de novembro de 2016



Assinatura

Índice

1. Introdução	1
1.1. Enquadramento	1
1.2. Objetivos.....	2
1.3. Estrutura da Dissertação	3
2. Setor Elétrico Nacional	5
2.1. A Reforma do Setor Elétrico em Portugal.....	5
2.2. Cadeia de Valor do Setor Elétrico Nacional.....	11
2.3. Regulação e Tarifas de Energia Elétrica.....	15
2.4. Mercado Elétrico Português e Formação de Preços	20
2.5. Resumo do Capítulo	22
3. Mercado Ibérico de Eletricidade.....	23
3.1. Mercado <i>Spot</i> – OMIE.....	26
3.1.1 Mercado Diário e Intradiário	26
3.2. Mercado a Prazo – OMIP	30
3.3. Mercado de Serviço de Sistemas	33
3.4. Os Sistemas Electroprodutores Ibéricos	34
3.5. Resumo do Capítulo	38
4. Contratação do Fornecimento de Energia Elétrica.....	39
4.1. Estrutura da Tarifa Elétrica.....	39
4.2. Períodos Horários	41
4.3. Ofertas de Fornecimento de Energia Elétrica no Mercado Liberalizado	44
4.3.1. Preço Fixo.....	45
4.3.2. Preço Fixo por Período	45
4.3.3. Preço Indexado	46
4.3.4. Ofertas Mistas – Preço Fixo e Indexado.....	47
4.3.5. Indexado ao OMIP	48
4.3.6. Compra Direta ao Mercado	48
4.4. Resumo do Capítulo	48

5. Metodologia e Dados	51
5.1. Metodologia.....	51
5.2. Apresentação das Instalações	52
5.2.1. Tarifa de Acesso às Redes	57
5.3. Preço da Energia Elétrica no Mercado Ibérico	58
5.3.1. Volatilidade e Sazonalidade OMIE	58
5.3.2. Impacto da Produção Renovável nos Preços da Energia Elétrica	62
5.3.3. Análise de Preços OMIE e OMIP.....	65
5.4. Meses com Oferta Mista em Preço Fixo ou Preço Indexado	67
5.5. Resumo do Capítulo	69
6. Simulações e Resultados.....	71
6.1. Simulação 1 – Preço Fixo vs Preço Indexado	72
6.2. Simulação 2 – Oferta Mista: Preço Fixo e Preço Indexado.....	76
6.3. Simulação 3 – Oferta Mista: Preço Fixo e Preço Indexado.....	79
6.4. Simulação 4 – Oferta Mista: Preço Fixo e Preço Indexado.....	83
6.5. Resumo do Capítulo	86
7. Conclusões	89
7.1. Trabalhos Futuros	90
Referências Documentais	91
Anexo – Custo Total da Energia Ativa por Instalação	95

Índice de Figuras

Figura 1 – Efeito da Liberalização do Setor Elétrico, adaptado de [3]	7
Figura 2 – Estrutura do Sistema Elétrico Nacional Após o Pacote Legislativo de 1995 [6].....	9
Figura 3 – Calendário de Abertura do Mercado Liberalizado da Eletricidade [7]	9
Figura 4 – Estrutura do Setor Elétrico Português/ Ibérico Liberalizado [6].....	10
Figura 5 – Tarifas de Venda a Clientes Finais no Mercado Liberalizado [7]	16
Figura 6 – Tarifas de Venda a Clientes Finais no Mercado Regulado [7]	16
Figura 7 – Tarifas Incluídas nas Tarifas de Acesso às Redes dos Operadores das Redes de Distribuição [14]	18
Figura 8 – Composição dos Preços pagos e desagregação dos CIEG em 2013 [15]	19
Figura 9 – Preços pagos e desagregação das Redes em 2013 [15].....	19
Figura 10 – Conceitos na Formação do Preço no Mercado Liberalizado	21
Figura 11 – Estrutura Corporativa do Operador de Mercado Ibérico [18].....	24
Figura 12 – Sequência no Tempo dos Mercados e Processos no MIBEL [18].....	25
Figura 13 – Curvas Agregadas de Oferta e Procura.....	28
Figura 14 – Exemplo de Curva de Preços e Energia no OMIE [18]	29
Figura 15 – Mercado Diário, exemplo de <i>Market Splitting</i> [7].....	29
Figura 16 – Mercado Intradiário no MIBEL. Horizonte de Tempo das Seis Sessões [18]	30
Figura 17 – Organização do mercado a prazo OMIP e OMIClear [24]	31
Figura 18 – Exemplo de Preço de Produtos no Mercado a Prazo OMIP [24].....	32
Figura 19 – Produção de Eletricidade por Fonte em Portugal 2014, dados REN	35
Figura 20 – Produção de Eletricidade por Fonte em Espanha 2014, dados REE.....	36

Figura 21 – Produção de Eletricidade por Fonte em Portugal 2015, dados REN	36
Figura 22 – Produção de Eletricidade por Fonte em Espanha 2015, dados REE.....	36
Figura 23 – Produção de Eletricidade por Fonte em Portugal até agosto de 2016, dados REN .	37
Figura 24 – Produção de Eletricidade por Fonte em Espanha até agosto de 2016, dados REE..	37
Figura 25 – Evolução da Produção por Tecnologia e Consumo de Eletricidade entre 2006 e 2015 em Portugal, adaptado de [28].....	38
Figura 26 – Períodos Horários do Ciclo Semanal [7]	43
Figura 27 – Períodos Horários do Ciclo Semanal Opcional [7].....	43
Figura 28 – Consumo Total Médio no Período em Análise por Hora do Dia.....	52
Figura 29 – Consumo Total Médio no Período em Análise por Dia da Semana	52
Figura 30 – Consumo Total Mensal	53
Figura 31 – Consumo Total Médio no Período em Análise por Hora do Dia.....	53
Figura 32 – Consumo Total Médio no Período em Análise por Dia da Semana	54
Figura 33 – Consumo Total Mensal	54
Figura 34 – Consumo Total Médio no Período em Análise por Hora do Dia.....	55
Figura 35 – Consumo Total Médio no Período em Análise por Dia da Semana	55
Figura 36 – Consumo Total Mensal	56
Figura 37 – Consumo Total Médio no Período em Análise por Hora do Dia.....	56
Figura 38 – Consumo Total Médio no Período em Análise por Dia da Semana	57
Figura 39 – Consumo Total Mensal	57
Figura 40 – Preços Médios Mensais OMIE [18].....	59
Figura 41 – Média Diária do preço Horário no OMIE [18]	59
Figura 42 – Consumo em Portugal Continental de janeiro de 2014 a setembro de 2016 [29]....	60

Figura 43 – Energia Mensal por Tecnologia Entrada no MIBEL 2014 [18].....	61
Figura 44 – Energia Mensal por Tecnologia Entrada no MIBEL 2015 [18].....	61
Figura 45 – Energia Mensal por Tecnologia Entrada no MIBEL 2016 [18].....	62
Figura 46 – Energia Renovável e Não Renovável no MIBEL vs OMIE [18].....	62
Figura 47 – Evolução da Produção de Eletricidade por Fonte, Acumulado janeiro a Agosto [30]	63
Figura 48 – Preço no OMIE vs Produção Energia por Fontes Renováveis [18].....	63
Figura 49 – Preço no OMIE vs Produção em Térmica e Hídrica [18].....	64
Figura 50 – Preço no OMIE vs Produção em Térmica [18].....	64
Figura 51 – Preço no OMIE vs Produção em.....	64
Figura 52 – Produção em Térmica vs Produção em Hídrica.....	65
Figura 53 – Comparação de Preços OMIE – OMIP [18] [24]	67
Figura 54 – Variação Mensal dos Resultados da Simulação 1 em 2014.....	72
Figura 55 – Variação Mensal dos Resultados da Simulação 1 em 2015.....	73
Figura 56 – Variação Mensal dos Resultados da Simulação 1 em 2016.....	74
Figura 57 – Variação dos Resultados da Simulação 1 nos Diferentes Anos e Instalações	75
Figura 58 – Variação Mensal dos Resultados da Simulação 2 em 2014.....	76
Figura 59 – Variação Mensal dos Resultados da Simulação 2 em 2015.....	77
Figura 60 – Variação Mensal dos Resultados da Simulação 2 em 2016.....	78
Figura 61 – Variação dos Resultados da Simulação 2 nos Diferentes Anos e Instalações	79
Figura 62 – Variação Mensal dos Resultados da Simulação 3 em 2014.....	80
Figura 63 – Variação Mensal dos Resultados da Simulação 3 em 2015.....	81
Figura 64 – Variação Mensal dos Resultados da Simulação 3 em 2016.....	81

Figura 65 – Variação dos Resultados da Simulação 3 nos Diferentes Anos e Instalações	82
Figura 66 – Variação Mensal dos Resultados da Simulação 4 em 2014.....	83
Figura 67 – Variação Mensal dos Resultados da Simulação 4 em 2015.....	84
Figura 68 – Variação Mensal dos Resultados da Simulação 4 em 2016.....	85
Figura 69 – Variação dos Resultados da Simulação 4 nos Diferentes Anos e Instalações	86

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Evolução do Enquadramento Regulatório Europeu dos Mercados de Eletricidade [2]	6
Tabela 2 – Comercializadores no Mercado Liberalizado [7]	13
Tabela 3 – Potência Instalada nos Sistemas Elétricos Português e Espanhol (MW). Fonte: REN e REE	34
Tabela 4 – Produção e Consumo de Eletricidade em Portugal e Espanha (GWh). Fonte: REN e REE	35
Tabela 5 – Resumo de Percentagem dos Custos Incluídos na Fatura	41
Tabela 6 – Duração dos Períodos Horários [14]	42
Tabela 7 – Tarifas de Acesso às Redes em MT, adaptado de [7].....	58
Tabela 8 – Média Mensal do Preço da Energia Elétrica no OMIE em €/MWh [18]	65
Tabela 9 – Meses a Preços Fixos e Preços Indexados Utilizados na Simulação 2.....	68
Tabela 10 – Meses a Preços Fixos e Preços Indexados Utilizados na Simulação 3.....	68
Tabela 11 – Meses a Preços Fixos e Preços Indexados Utilizados na Simulação 4.....	69
Tabela 12 – Resultados da Simulação 1 em 2014.....	72
Tabela 13 – Resultados da Simulação 1 em 2015	73
Tabela 14 – Resultados da Simulação 1 em 2016.....	74
Tabela 15 – Resumo dos Resultados da Simulação 1 nos Diferentes Anos e Instalações	75
Tabela 16 – Resultados da Simulação 2 em 2014.....	76
Tabela 17 – Resultados da Simulação 2 em 2015	77
Tabela 18 – Resultados da Simulação 2 em 2016.....	77
Tabela 19 – Resumo dos Resultados da Simulação 2 nos Diferentes Anos e Instalações	78

Tabela 20 – Resultados da Simulação 3 em 2014	79
Tabela 21 – Resultados da Simulação 3 em 2015	80
Tabela 22 – Resultados da Simulação 3 em 2016	81
Tabela 23 – Resumo dos Resultados da Simulação 2 nos Diferentes Anos e Instalações	82
Tabela 24 – Resultados da Simulação 4 em 2014	83
Tabela 25 – Resultados da Simulação 4 em 2015	84
Tabela 26 – Resultados da Simulação 4 em 2016	85
Tabela 27 – Resumo dos Resultados da Simulação 4 nos Diferentes Anos e Instalações	86
Tabela 28 – Resumo dos Resultados das Simulações nas Diferentes Instalações.....	87
Tabela 29 – Custo Total da Energia Ativa Instalação A: Preço Fixo e Indexado 2014	95
Tabela 30 – Custo Total da Energia Ativa Instalação A: Preço Fixo e Indexado 2015	95
Tabela 31 – Custo Total da Energia Ativa Instalação A: Preço Fixo e Indexado 2016	95
Tabela 32 – Custo Total da Energia Ativa Instalação B: Preço Fixo e Indexado 2014	96
Tabela 33 – Custo Total da Energia Ativa Instalação B: Preço Fixo e Indexado 2015	96
Tabela 34 – Custo Total da Energia Ativa Instalação B: Preço Fixo e Indexado 2016	96
Tabela 35 – Custo Total da Energia Ativa Instalação C: Preço Fixo e Indexado 2014	97
Tabela 36 – Custo Total da Energia Ativa Instalação C: Preço Fixo e Indexado 2015	97
Tabela 37 – Custo Total da Energia Ativa Instalação C: Preço Fixo e Indexado 2016	97
Tabela 38 – Custo Total da Energia Ativa Instalação D: Preço Fixo e Indexado 2014	98
Tabela 39 – Custo Total da Energia Ativa Instalação D: Preço Fixo e Indexado 2015	98
Tabela 40 – Custo Total da Energia Ativa Instalação D: Preço Fixo e Indexado 2016	98

Abreviaturas

AT – Alta Tensão

BTE – Baixa Tensão Especial

BTN – Baixa Tensão Normal

CUR – Comercializador de Último Recurso

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

MIBEL – Mercado Ibérico de Energia Elétrica

MAT – Muita Alta Tensão

MT – Média Tensão

OMIE – Operador do Mercado Ibérico de Energia - Polo Espanhol

OMIP – Operador do Mercado Ibérico (Portugal)

PRE – Produção em Regime Especial

PRO – Produção em Regime Ordinário

REE – Red Eléctrica de España

REN – Rede Elétrica Nacional

SEN – Sistema Elétrico Nacional

TAR – Tarifa de Acesso às Redes

TVCF – Tarifa de Venda a Clientes Finais

1. Introdução

A presente dissertação é desenvolvida no âmbito da unidade curricular, Dissertação, lecionada no Mestrado de Energias Sustentáveis (MES) do Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP), e tem como título a “Otimização da Contratação do Fornecimento de Energia Elétrica”.

Este trabalho foi desenvolvido em ambiente académico e com recurso a dados de consumo de energia elétrica de instalações reais, com ligação à rede pública de eletricidade, e a dados do MIBEL.

No presente capítulo é efetuada uma apresentação do tema de dissertação, o enquadramento do mesmo e os objetivos a atingir com o seu desenvolvimento. No final deste capítulo é apresentada a estrutura geral do documento de forma a tornar mais acessível a sua leitura.

1.1. Enquadramento

A energia elétrica é um bem essencial e necessário para qualquer tipo de atividade. Com o crescente aumento dos consumos e dos preços da energia elétrica é importante estabelecer estratégias e construir ferramentas, que conduzam a poupanças na fatura de energia elétrica.

Existem diferentes formas de se reduzir os custos com a aquisição da energia elétrica. Uma das mais simples, e sem investimento, é a escolha de um período horário adequado às características e perfil de utilização da energia elétrica na instalação, assim como, em alguns casos, é possível deslocar as cargas de maior consumo para períodos horários em que o custo da energia é mais barato, por exemplo, deslocar do período horário de ponta para outro período horário.

Outras das formas, surge com a abertura dos mercados à concorrência, onde surgiram novos modelos de contratação de energia elétrica, que se bem aplicados, resultam em grandes poupanças nos custos com a energia elétrica nas instalações.

Exemplo disso, são os contratos a Preço Indexado ao mercado grossista que, se aplicados corretamente e a um perfil de usuário com determinada característica de consumo, podem garantir elevadas poupanças.

Como o preço no mercado apresenta um elevado grau de volatilidade, que resulta da própria natureza da energia elétrica, é necessário entender a variação desses preços e de que forma poderão influenciar o processo de compra de energia elétrica.

Desta forma, para melhorar a competitividade das empresas deve ser elaborada uma estratégia inovadora, de contratação de energia elétrica, que dependendo do tipo de contrato, gestão e referência, permita reduzir significativamente os custos com a aquisição da energia elétrica.

1.2. Objetivos

Com a presente dissertação pretende-se simular e quantificar a redução de custos com a aquisição de energia elétrica, obtida a partir da análise e otimização dos contratos de energia elétrica em instalações reais, alimentadas em MT. Tem-se como objetivo principal verificar se as instalações a estudar terão mais benefícios na aplicação de um determinado tipo de oferta: Preço Fixo, Preço Indexado ou Mista (Preço Fixo e Preço Indexado).

Como objetivos intermédios definem-se os seguintes:

- Estudar a estrutura do Sistema Elétrico Nacional;
- Estudar o funcionamento do Mercado Ibérico de Eletricidade;
- Análise da evolução dos mercados elétricos diário e a prazo;
- Estudar a estrutura tarifária das instalações em MT;
- Obter curvas de consumo quarto-horário de instalações em MT;
- Obter dados de preços da energia elétrica nos mercados OMIE e OMIP;
- Analisar dados de consumo de energia elétrica no período em análise;
- Desenvolver ferramentas de análise tarifária;
- Realizar a simulação com base nos pressupostos e metodologia adotada;
- Análise crítica dos resultados obtidos.

1.3. Estrutura da Dissertação

A presente dissertação é constituída por 7 capítulos. No atual capítulo, é apresentada uma introdução sucinta dos aspetos gerais da dissertação, fazendo uma pequena introdução ao tema abordado e expondo os objetivos que se pretendem atingir, e ainda, a estrutura da dissertação.

No capítulo 2, é descrito o “estado da arte” relativo ao Sistema Elétrico Nacional (SEN) onde é feita uma breve resenha histórica e uma revisão à estrutura atual do SEN, que passa pela descrição da cadeia de valor, dos aspetos regulatórios e constituição do mercado elétrico português e formação de preços no mesmo.

No capítulo 3, é explicado o funcionamento do Mercado Ibérico de Eletricidade e os diferentes tipos de mercado existentes, sendo também descrito o processo de formação de preços da energia elétrica. É ainda apresentado como está a atual produção e consumo de eletricidade no sistema ibérico e particularmente em Portugal.

No capítulo 4, é efetuada uma revisão ao processo de contratação do fornecimento da energia elétrica, que passa pela análise da estrutura tarifária e períodos tarifários para instalações em MT e uma análise das ofertas de contratação disponíveis no mercado liberalizado.

No capítulo 5, é descrita a metodologia utilizada na realização do estudo que será apresentado, assim como, informações relevantes para esse mesmo estudo, que inclui a apresentação das instalações e uma análise aos preços da energia elétrica no mercado ibérico.

No capítulo 6, são apresentados os resultados das simulações realizadas e a sua respetiva análise.

No capítulo 7, são apresentadas as principais conclusões deste projeto. É efetuada uma comparação entre o objetivo proposto e os resultados alcançados. É ainda identificado quais os trabalhos futuros que se poderão desenvolver para aprofundar este trabalho.

2. Setor Elétrico Nacional

A liberalização dos mercados energéticos, em particular o setor elétrico, desenvolveu-se de maneira muito intensa nos últimos anos e em todas as latitudes, motivado pela busca de uma maior eficiência económica na contratação de energia.

2.1. A Reforma do Setor Elétrico em Portugal

Durante várias décadas a indústria de eletricidade assentou num regime de integração vertical, até que a partir de finais do século XX, começam a ser diversos os países que optam por levar a cabo, principalmente devido ao primeiro choque petrolífero que aumentou os custos no setor energético, uma reestruturação ao nível deste setor, que é de extrema importância para a economia de um país.

Enquadrado no âmbito do processo de integração europeia, a União Europeia (UE) traçou o objetivo da criação do Mercado Interno de Eletricidade, que tinha por exigência desencadear o mais complexo grau de integração de mercados, bem como das diversidades patentes entre os vários sistemas electroprodutores [1].

O benefício imediato que se esperava obter deste mercado interno de eletricidade seria o aumento da concorrência e a redução dos preços de contratação de energia elétrica para os consumidores finais. Simultaneamente, existiam outros objetivos: reforçar a segurança no abastecimento, diversificação das fontes de produção de energia elétrica e a promoção de novas instalações de produção de energia elétrica que fossem mais “amigas do ambiente”. Na prática, a União Europeia ainda está longe de alcançar o objetivo de um autêntico mercado interno, especialmente pelo poder de mercado das empresas que dominam o setor energético e da ainda deficiente transposição das Directivas.

A Directiva 96/92/CE, de 19 de dezembro, (Directiva Europeia da Eletricidade), teve como objetivo fundamental dar os primeiros passos para a criação do mercado interno de eletricidade da UE, através da abertura à concorrência nas atividades de produção e comercialização de energia elétrica. É ainda de realçar a criação da figura de operador da rede de transporte, responsável pela gestão da mesma e que deve ser independente das

demais atividades, pelo menos no plano da gestão, assim como o estabelecimento de acesso de terceiros à rede como atividade negociada, regulada ou de comprador único.

Por sua vez, a Directiva 2003/54/CE, de 26 de junho, tratou de aprofundar o processo de liberalização do setor elétrico nos países europeus, estabelecendo os critérios mínimos para garantir a independência dos gestores da rede de transporte e distribuição e uma separação mais explícita das empresas com atividades de monopólio natural (rede de transporte e de distribuição) relativamente às atividades em concorrência (produção e comercialização).

Para responder aos problemas no processo de liberalização e criação do mercado interno de eletricidade na Europa, foi lançada em 2009, e a vigorar no presente, a terceira Directiva Comunitária - Directiva 2009/72/CE, de 13 de julho, conhecida pelo terceiro pacote para a energia, que veio aprofundar a desagregação das atividades do setor elétrico.

Na tabela seguinte é esquematizado e sintetizado as principais mudanças no enquadramento regulatório europeu dos mercados de eletricidade que derivam da implementação das Directivas Comunitárias acima referidas.

Tabela 1 – Evolução do Enquadramento Regulatório Europeu dos Mercados de Eletricidade [2]

Directiva 96/92/CE	<ul style="list-style-type: none">• Criação de operador da rede de transporte (TSO)• Acesso de Terceiros à Rede (negociado, regulado e comprador único)• <i>Accountig Unbundling</i>
Directiva 2003/54/CE	<ul style="list-style-type: none">• Criação de Entidades Reguladoras• Acesso de Terceiros à Rede (baseado em tarifas publicadas e aplicadas sem discriminação entre os utilizadores da rede)• <i>Legal Unbounding</i>
Directiva 2009/72/CE	<ul style="list-style-type: none">• Promoção da Cooperação entre Estados-Membros• <i>Ownership Unbundling</i>

Todos estes pacotes legislativos mencionados anteriormente abordam, no seu conjunto, temas como o acesso ao mercado, a transparência e a regulamentação, a proteção dos consumidores, o apoio às interligações e os níveis adequados de fornecimento, no sentido da promoção à entrada de novos fornecedores de gás e eletricidade nos mercados dos Estados-Membros, e à livre escolha de fornecedores por parte dos consumidores industriais e domésticos. Paralelamente a estes pacotes legislativos, existem outras políticas associadas que apontam para a segurança do fornecimento de eletricidade e para o desenvolvimento de redes transeuropeias de transporte de eletricidade.

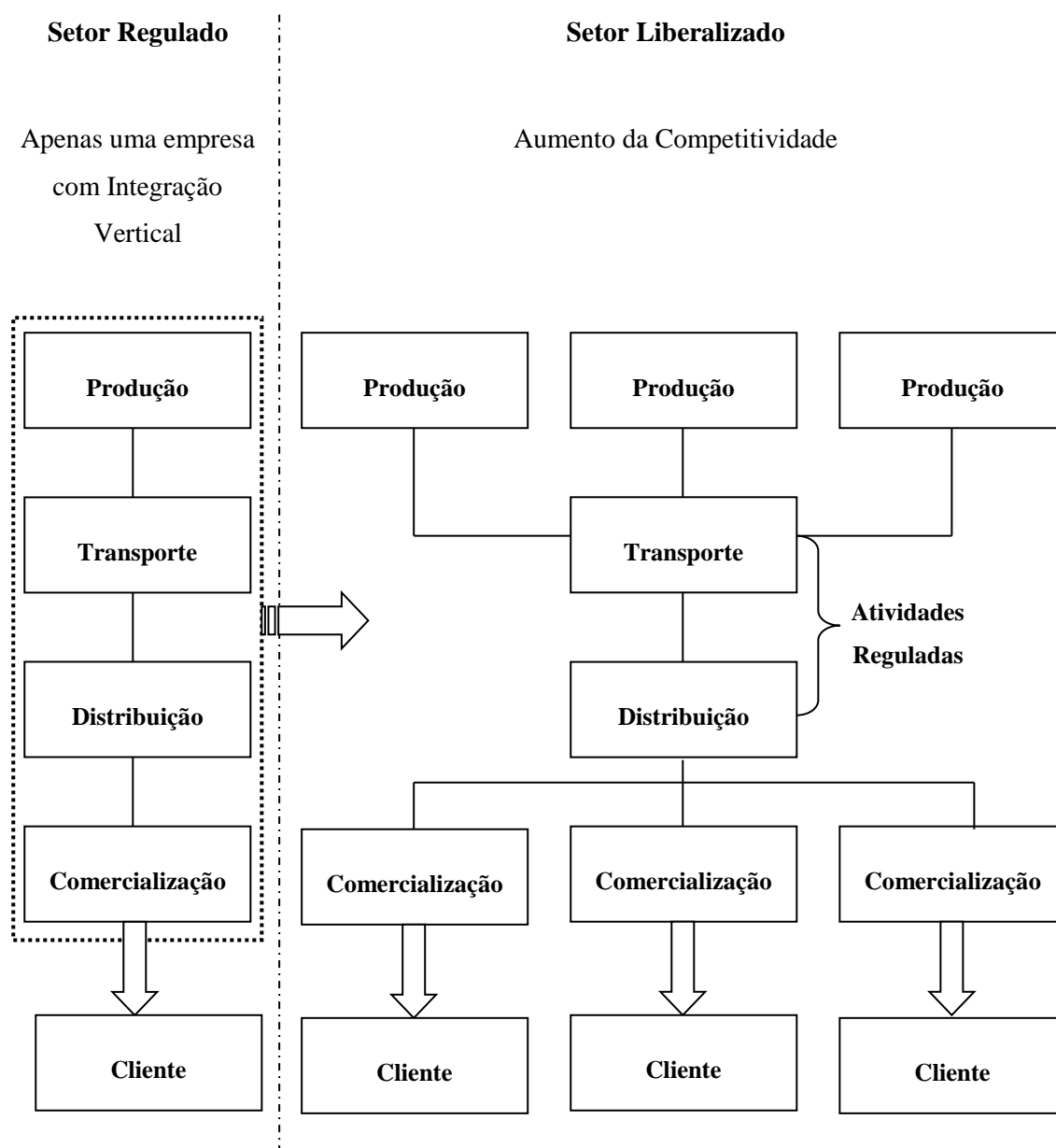


Figura 1 – Efeito da Liberalização do Setor Elétrico, adaptado de [3]

Portugal, como a maioria dos países europeus, conheceu mudanças profundas no funcionamento do mercado de eletricidade com a adoção gradual do sistema liberalizado. Nos últimos 40 anos, o setor elétrico português sofreu uma assinalável evolução do ponto de vista estrutural, regulamentar e de propriedade de ativos envolvidos [4].

Como já foi identificado anteriormente, na prossecução da Directiva 96/92/CE, de 19 de dezembro, introduziu-se o conceito de *unbundling* para designar a separação contabilística e jurídica das atividades, o que implicava a fragmentação das empresas verticalmente integradas. No entanto, em 1995, antecipando em alguns anos a entrada em vigor da referida Directiva, foi publicada nova legislação, designadamente os Decretos-Leis n.º182/95 a 188/95 de 27 de julho, consolidados pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro, que se traduz na separação jurídica das atividades de produção, transporte e distribuição, na distinção do sistema de serviço público independente, e na criação de um sistema elétrico que permite o acesso de terceiros às redes de transporte e distribuição [5].

Ainda no seguimento da organização do setor elétrico, é efetuada a reestruturação vertical e horizontal do Grupo EDP, SA, criando-se uma empresa holding e de diversas outras empresas participadas atuando, nomeadamente, nas áreas de produção hídrica e térmica, transporte e distribuição de energia elétrica [4].

Inserido no mesmo pacote legislativo, de coexistência do mercado regulado com o liberalizado, é criada uma entidade reguladora do setor elétrico que garantisse a universalidade do fornecimento de energia elétrica, a Entidade Reguladora do Setor Elétrico [4]. Em 1997 é alterado o nome para Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, uma vez que ganha novas competências noutros setores energéticos.

Assim, o SEN dos anos 90 dividia-se em Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) e Sistema Elétrico Independente (SEI), o qual abrangia o sistema elétrico não vinculado. O SEP tem como figuras principais os produtores e clientes vinculados. Por sua vez, o SEI caracteriza-se pela existência de concorrência e de formação de preços de mercado, e dos chamados clientes elegíveis, que adquiriam energia elétrica no mercado ou diretamente aos produtores independentes.

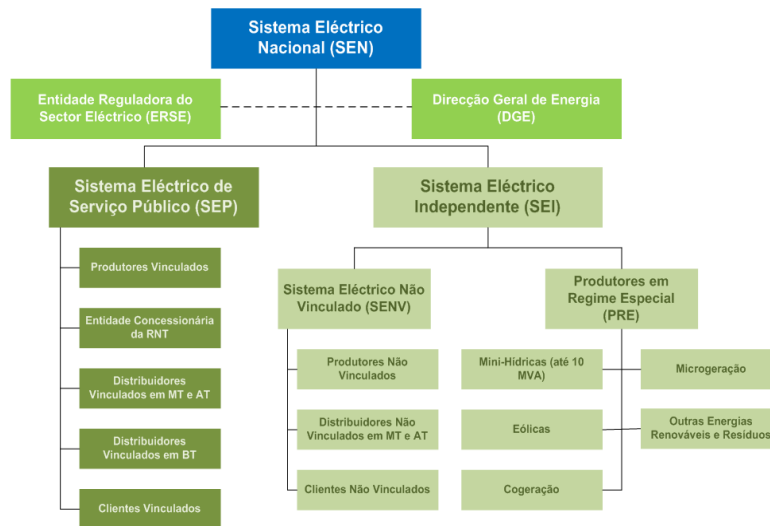


Figura 2 – Estrutura do Sistema Eléctrico Nacional Após o Pacote Legislativo de 1995 [6]

A liberalização do mercado seguiu uma lógica de processo gradual, começando por incluir primeiramente os clientes de maiores consumos e os restantes posteriormente, como se pode verificar na figura seguinte.



Figura 3 – Calendário de Abertura do Mercado Liberalizado da Eletricidade [7]

Com a publicação dos Decretos-Lei nº 184/2003 e 185/2003, ambos de 20 de agosto, dá-se o início do processo de liberalização global do sector elétrico. Esta liberalização tem os seus princípios expressos na Directiva 2003/54/CE, de 26 de junho, e inspira a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) (ver capítulo 3: Mercado Ibérico de Eletricidade), expresso nos acordos celebrados entre Portugal e Espanha [4].

A Directiva 2003/54/CE, de 26 de junho, foi transposta para o ordenamento jurídico nacional através da aprovação e publicação do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, complementado pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, e estes, estabelecem as bases gerais da organização e funcionamento do SEN, bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade.

Por fim, foi publicada a Directiva 2009/72/CE, de 13 de julho, e transposta para o ordenamento jurídico nacional através do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, que apesar de não alterar significativamente o quadro legislativo nacional e, logo, a configuração do setor elétrico, tratou de estabelecer medidas propensas à eliminação de obstáculos à venda de eletricidade em igualdade de condições, reforçando a supervisão reguladora, através da criação de um regulador supranacional.

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, constitui ainda hoje o quadro legal de referência para o setor elétrico, obviamente com as devidas alterações sofridas entretanto, nomeadamente pela transposição da Directiva de 2009. Atualmente o setor elétrico Português/ Ibérico assume a seguinte configuração:

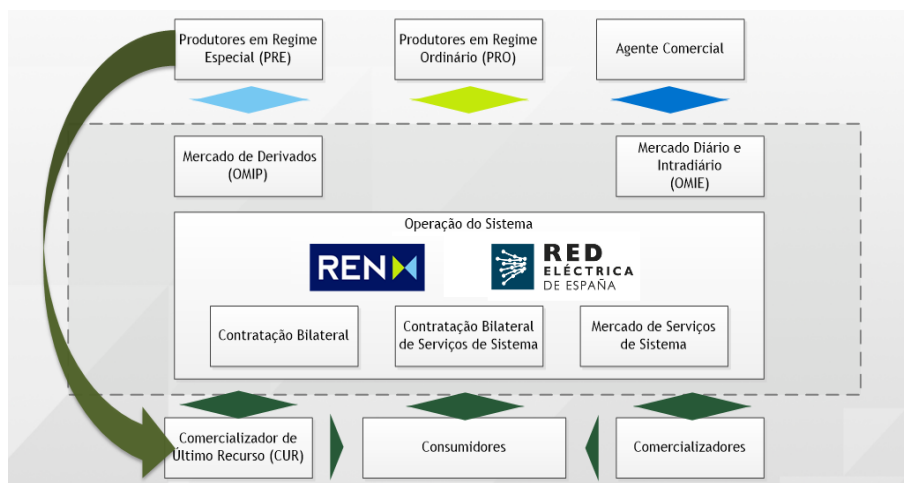


Figura 4 – Estrutura do Setor Elétrico Português/ Ibérico Liberalizado [6]

É importante referir que a extinção, ainda que gradual, das Tarifas Reguladas de Venda a Clientes Finais (TVCF), se encontra agendada e em curso. O processo iniciou-se em 2010, aprovada pelo Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, com a extinção das TVCF, para clientes em MAT, AT, MT e BTE e posteriormente em 2012 para os clientes em BTN. A extinção das tarifas transitórias do mercado regulado está prevista para 31 de dezembro de 2017, de acordo com a Portaria n.º 97/2015 de 30 de março. Durante este período de extinção é aplicada uma tarifa transitória, para os clientes no mercado regulado, definida pela ERSE [7].

2.2. Cadeia de Valor do Setor Elétrico Nacional

O atual SEN consiste numa estrutura organizada, Figura 2 e Figura 4, que contempla um conjunto de atividades reguladas e não reguladas: produção, transporte, distribuição, comercialização, operação dos mercados de eletricidade e a logística na mudança do comercializador.

As atividades que são exercidas em regime de livre concorrência são a produção, e a comercialização, mediante atribuição de licença pelo regulador de mercado, sendo que, as atividades de transporte, distribuição e comercialização de último recurso, funcionam mediante atribuição de concessões de serviço.

Cada uma destas atividades é operada de forma independente, desde um ponto de vista legal, organizacional e de tomada de decisões. O objetivo de ter atividades separadas, em particular as que são reguladas, é garantir a neutralidade no serviço, superar a integração vertical e evitar discriminações, subsídição cruzada e outras possíveis violações dos princípios de livre concorrência [8].

Como foi referido anteriormente o SEN compreende um conjunto de atividades que serão de seguida explicadas em mais pormenor.

Produção

A produção de energia elétrica é exercida num contexto de livre concorrência e pode entrar no SEN de três formas distintas sendo submetida a controlo prévio através da emissão de licença ou através de comunicação prévia.

Produção em Regime Ordinário (PRO)

Neste regime, a produção assenta em fontes de produção hídrica ou em grandes centros electroprodutores térmicos que utilizam fontes de energia não renovável, sobretudo carvão e gás natural. Estes centros são livres de vender a energia em mercado organizado ou por contratos bilaterais com comercializadores no mercado liberalizado.

Produção em Regime Especial (PRE)

O regime especial assenta na produção por recurso a fontes de energia renovável (eólica, solar, hídrica, biomassa, entre outras) ou na cogeração (produção conjunta de eletricidade e vapor). Sob este regime de produção encontram-se vários tipos de centros produtores que gozam de garantia de compra da energia pela EDP Serviço Universal.

Importação/ Exportação

Após a entrada em funcionamento do MIBEL, foi possível interligar em termos de mercado os sistemas electroprodutores de Portugal e Espanha.

A rede ibérica está também integrada na rede europeia, embora mais limitada, através da interligação entre Espanha e França, sendo possível haver importação ou exportação de energia para outro sistema.

Transporte

O transporte de eletricidade é feito através da Rede Nacional de Transporte (RNT), em Alta e Muito Alta Tensão. Atualmente a concessão da RNT é atribuída exclusivamente à empresa Redes Eléctricas Nacionais (REN), que tem por função a gestão técnica global do sistema, assegurando a coordenação sistémica das instalações de produção e de distribuição, tendo em vista a continuidade e a segurança do abastecimento e o funcionamento integrado e eficiente do sistema (função de Operador de Sistema) [6].

Distribuição

A distribuição de eletricidade é feita através da RND - Rede Nacional de Distribuição, em Média e Alta Tensão e das Redes Municipais de Distribuição, em Baixa Tensão.

A RND é operada através de uma concessão exclusiva exercida em regime de serviço público atribuída pelo Estado português, atualmente concedida à empresa EDP Distribuição. No caso das redes de BT, a atividade é exercida ao abrigo de contratos de concessão estabelecidos entre os municípios e a EDP.

As principais competências da entidade concessionária da RND consistem em assegurar a exploração e manutenção da rede de distribuição em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço, bem como gerir os fluxos de eletricidade na rede, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes a que esteja ligada e com as instalações dos clientes, no quadro da gestão técnica global do sistema (função Operador da Rede de Distribuição).

Comercialização

A comercialização de eletricidade é uma atividade liberalizada e que funciona numa lógica de mercado e em regime de livre concorrência. Os comercializadores são livres de comprar ou vender energia elétrica tendo o direito de aceder às redes de transporte e de distribuição mediante o pagamento de tarifas de acesso estabelecidas pela ERSE.

Tabela 2 – Comercializadores no Mercado Liberalizado [7]

Comercializadores para Clientes domésticos	Comercializadores para Grandes consumidores, Industriais e Pequenos negócios
Coopérnico EDP Comercial Elusa Enat Endesa Ylce Gold Energy HEN Iberdrola Logica Energy Luz Boa Energia Simples Rolear Viva Gas Natural Fenosa	Acciona Energia Audax Energia Xpo Ecochoice EDP Comercial Lualuz Elusa Enat Endesa Ylce Galp Energia Gas Natural Fenosa Gold Energy HEN Iberdrola Logica Energy Energia Simples Rolear Viva

Enquanto o mercado liberalizado não for eficaz e eficiente, existirá um Comercializador de Último Recurso (CUR), ou seja, uma entidade titular da licença de comercialização de eletricidade sujeita a obrigações de serviço universal cuja atividade é regulada, tendo em vista a salvaguarda dos direitos dos consumidores, nomeadamente os mais frágeis, garantindo-lhes o fornecimento de eletricidade, com tarifas reguladas, em condições de adequada qualidade e continuidade de serviço [9].

Mais recentemente, a ERSE alterou a regulamentação, no sentido de separar as funções do CUR de compra de energia para os seus clientes e de compra e venda da energia da PRE. Esta alteração visa maior transparência, tanto do funcionamento do mercado, como da própria aquisição de energia pelo CUR. Neste âmbito, e tendo em conta as recentes políticas adotadas no sentido de incentivar os consumidores a aderirem ao mercado liberalizado, foi iniciada a organização de uma série de leilões para a colocação de energia adquirida pelo CUR a produtores em regime especial [10].

Consumidores

O consumidor final pode escolher livremente o seu fornecedor, livre ou regulado, e pode trocar de comercializador, inclusive entre regulado e livre, sem quaisquer custos adicionais ou impedimentos contratuais.

A ERSE, no seguimento da política energética do governo, tem introduzido significativas alterações nas tarifas reguladas no sentido de incentivar a migração para o mercado livre.

Mercado Organizado

Os mercados organizados de eletricidade correspondem a um sistema que visa diferentes modalidades de contratação. Nesse sentido foi adotada uma estrutura que permite a aquisição de energia elétrica através de mercados a prazo e diário, e através de contratação bilateral que permite o relacionamento direto entre, nomeadamente produtores e comercializadores, ou produtores e consumidores.

Como se trata de uma das atividades com importante relevância para este trabalho será explicado em mais profundidade no capítulo 3: Mercado Ibérico de Eletricidade.

Entidades Governamentais

De forma a dar resposta à necessidade de regulação de alguns setores da cadeia de valor, explicados anteriormente, foram criados dois órgãos com responsabilidades distintas, uma de natureza mais política e administrativa, e outro com competências de âmbito mais técnico a DGEG e ERSE, respetivamente.

A DGEG tem por missão contribuir para a conceção, promoção e avaliação das políticas relativas à energia e aos recursos geológicos, numa ótica do desenvolvimento sustentável e de garantia da segurança do abastecimento [11].

A função da ERSE contempla questões de ordem mais técnica. A ERSE tem por missão proteger adequadamente os interesses dos consumidores, em particular os consumidores economicamente vulneráveis em relação a preços, qualidade de serviço, acesso à informação e segurança de abastecimento, promover a concorrência entre os agentes intervenientes nos mercados, nomeadamente no âmbito do mercado interno da energia, garantindo às empresas dos setores regulados exercidos em regime de serviço público, o equilíbrio económico-financeiro no âmbito de uma gestão adequada e eficiente, contribuir para a progressiva melhoria das condições económicas e ambientais, e ainda arbitrar e resolver litígios, fomentando a resolução extrajudicial de litígios [7].

2.3. Regulação e Tarifas de Energia Elétrica

Ao longo da cadeia do setor elétrico são gerados custos associados às atividades mencionadas no subcapítulo 2.2: Cadeia de Valor do Setor Elétrico em Portugal. Estes custos refletem-se nas tarifas definidas e publicadas anualmente pela ERSE, de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário. Os vários interessados no Setor Elétrico (consumidores e indústria de energia elétrica) são envolvidos no processo de aprovação das tarifas e do Regulamento Tarifário [12].

A forma de recuperar os custos gerados é através de diferentes tarifas que ultimamente se combinam nas Tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF), no caso dos clientes no Mercado Regulado e na Tarifa ou Preço de Venda do comercializador presente no mercado liberalizado, e rege-se pelo princípio da aditividade tarifária. Ou seja, os preços resultantes a serem suportados pelo consumidor resultam da adição dos preços das tarifas por atividade, aplicáveis em cada nível de tensão e opção tarifária.

As tarifas incluídas são: (i) tarifa de Energia, (ii) tarifa de Uso Global do Sistema, (iii) tarifa de Uso da Rede de Transporte, (iv) tarifas de Uso da Rede de Distribuição e (v) tarifa de Comercialização [13].

As tarifas de acesso às redes, aprovadas pela ERSE e pagas por todos os consumidores de energia elétrica, incluem as tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição.

Os clientes que escolherem o seu comercializador no mercado livre pagam as tarifas de acesso às redes e negociam livremente os preços de fornecimento de Energia e de Comercialização com o seu comercializador.

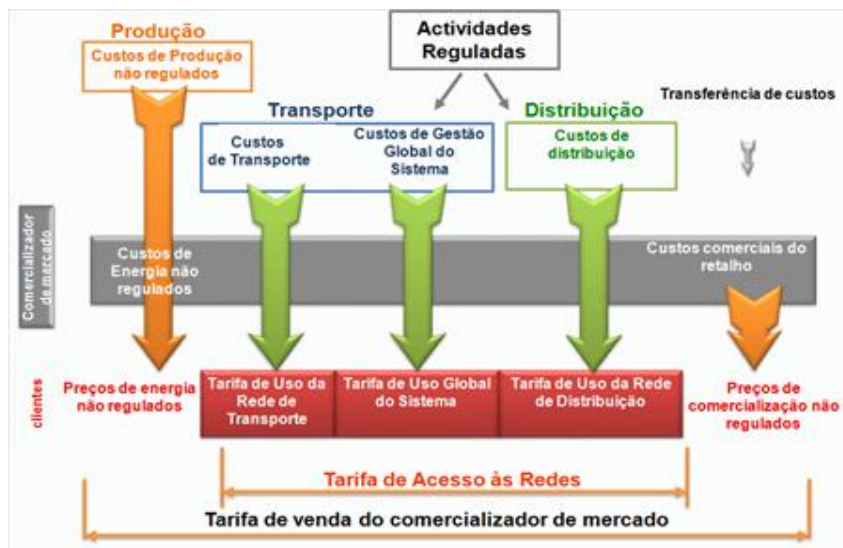


Figura 5 – Tarifas de Venda a Clientes Finais no Mercado Liberalizado [7]

No Mercado Regulado os preços da componente de energia estão contemplados nas Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.

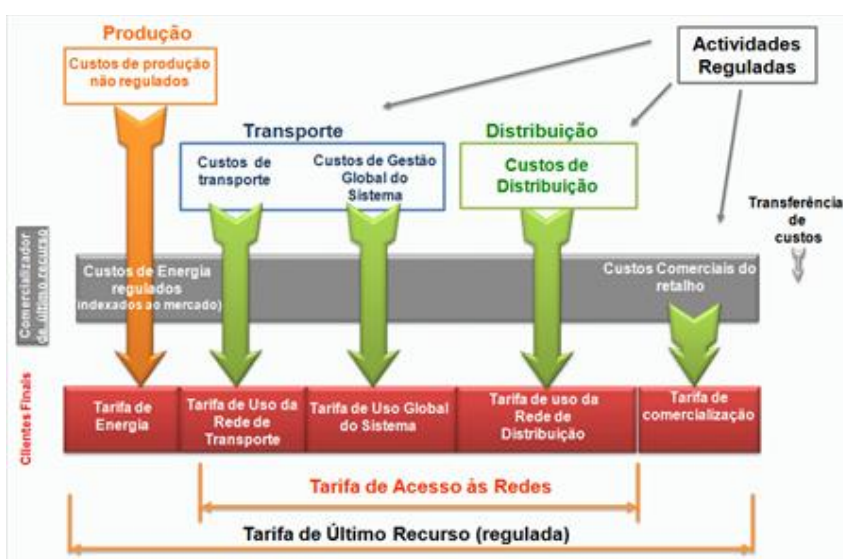


Figura 6 – Tarifas de Venda a Clientes Finais no Mercado Regulado [7]

De seguida apresentam-se, de forma resumida, as diferentes tarifas definidas anualmente pela entidade reguladora do setor elétrico [7]:

Tarifa de Uso Global do Sistema (TUGS), que tem como objetivo proporcionar os proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema que inclui os custos com a operação do sistema, os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) e os custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC). Inclui: Custos com gestão do sistema, sustentabilidade tarifária, e custos com garantia de potência.

Tarifa de Uso da Rede de Transporte (TURT), permite a obtenção de proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica que inclui o estabelecimento, operação e manutenção das redes de transporte em MAT e das interligações.

Tarifa de Uso da Rede de Distribuição (TURD), que reflete os proveitos das atividades reguladas de distribuição de energia elétrica em AT e MT que correspondem ao planeamento, estabelecimento, operação e manutenção das redes de distribuição de forma a veicular a energia elétrica dos seus pontos de receção até aos clientes finais. De igual modo a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT permite recuperar os proveitos da atividade regulada de Distribuição de Energia Elétrica em BT.

Tarifa de Energia, que permite, recuperar os custos permitidos com a atividade regulada de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso, que inclui os custos com a aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes e os custos de funcionamento que lhe estão afetos.

Tarifa de Comercialização, que deve proporcionar os proveitos da atividade regulada de comercialização que engloba as estruturas comerciais de venda de energia elétrica aos clientes do comercializador de último recurso, designadamente, a contratação, a faturação e o serviço de cobrança de energia elétrica.

Tarifa de Acesso às Redes, que incluem as tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição, e são pagas por todos os consumidores de energia elétrica no Mercado Regulado e no Mercado Livre, estando integradas nas tarifas de venda dos vários comercializadores.

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso são obtidas por adição dos preços das Tarifas de Acesso às Redes aos preços da tarifa de Energia e da tarifa de Comercialização, sendo aplicadas apenas aos consumidores no Mercado Regulado. Estas tarifas são alvo de revisão trimestral pelo regulador.

Na figura seguinte podemos observar as tarifas que são incluídas nas TAR em função do tipo de consumidor.

Tarifas por Atividade	Tarifas aplicáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição				
	MAT	AT	MT	BTE	BTN
UGS	X	X	X	X	X
URT _{MAT}	X	-	-	-	-
URT _{AT}	-	X	X	X	X
URD _{AT}	-	X	X	X	X
URD _{MT}	-	-	X	X	X
URD _{BT}	-	-	-	X	X

Legenda:

UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
URT _{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD _{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD _{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

Figura 7 – Tarifas Incluídas nas Tarifas de Acesso às Redes dos Operadores das Redes de Distribuição [14]

As redes necessárias à veiculação da energia desde os centros electroprodutores até aos consumidores são sujeitas a regulação sendo as tarifas de Uso das Redes aprovadas pela ERSE. Os CIEG são custos de decisão política, sendo a par com as Tarifas de Uso das Redes, repercutidos nas Tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os consumidores. A estrutura de preços das componentes referidas varia por tipo de cliente [15].

Como neste trabalho apenas nos iremos focar em consumidores de MT apresenta-se nas próximas figuras a composição dos preços pagos, por esses mesmos consumidores, bem como, a respetiva desagregação desses preços em termos de CIEG e Tarifa de Acesso às Redes para o ano de 2013, a título de exemplo.

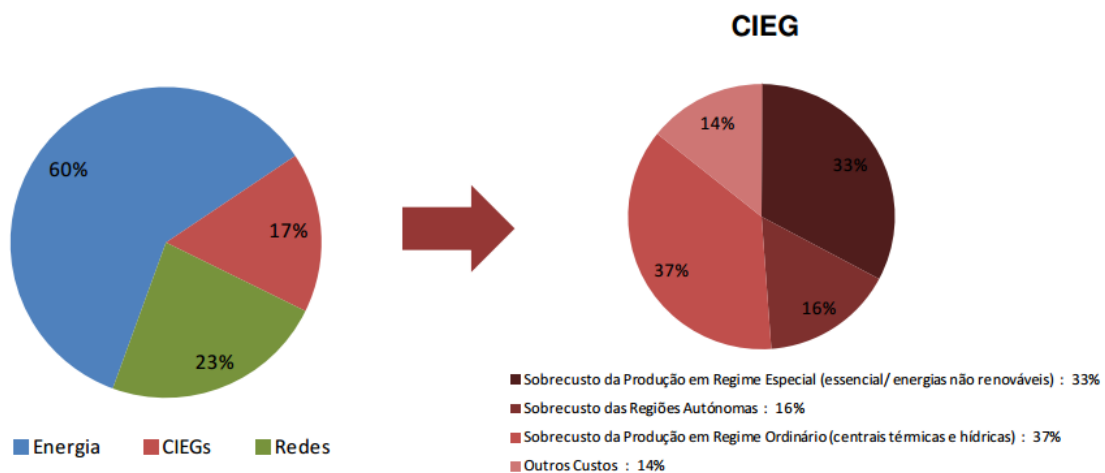


Figura 8 – Composição dos Preços pagos e desagregação dos CIEG em 2013 [15]

Na Figura 8 e Figura 9 a componente de Energia inclui os custos de comercialização e a componente de Redes inclui os custos de gestão global do sistema.

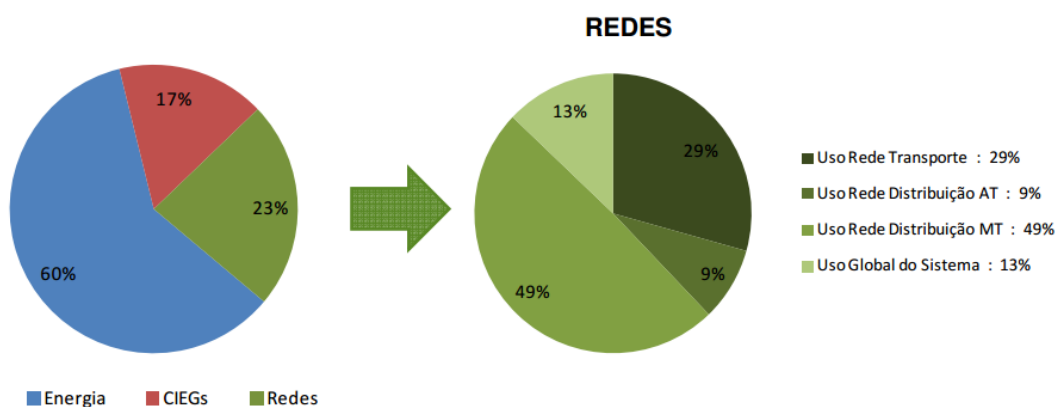


Figura 9 – Preços pagos e desagregação das Redes em 2013 [15]

Relativamente à legenda dos gráficos da Figura 8 e Figura 9, entende-se o seguinte [15]:

- Sobrecusto da PRO, sobrecusto dos contratos de aquisição de energia, custos para a manutenção do equilíbrio contratual e garantia de potência;
- Sobrecusto da PRE (essencialmente energias não renováveis);
- Os Outros Custos, incluem designadamente as rendas de défices de tarifas, os ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores e os custos associados aos terrenos das centrais hídricas.

2.4. Mercado Elétrico Português e Formação de Preços

O mercado elétrico nacional assenta num modelo misto de mercado: Bolsa/Pool Voluntário e Contratos Bilaterais, podendo o mercado ser considerado de concorrência imperfeito devido a alguns fatores, tais como [4]:

- Concentração excessiva de meios de produção em algumas empresas;
- Informação disponível assimétrica em diversas entidades;
- Separação incompleta de diversas áreas de atividades, ocorrendo a possibilidade de existir um mecanismo de subsídio cruzadas entre as mesmas;
- Necessidade de sujeitar os resultados do despacho às leis de Kirchoff;
- Dificuldade no armazenamento de grandes quantidades de energia a utilizar aquando da existência de consumos elevados.

O modelo adotado alarga as possibilidades de compra de energia elétrica pelos agentes comercializadores, permitindo que estes façam escolhas que se adaptem melhor às suas necessidades individuais. Em particular, os consumidores podem optar por adquirir a energia que pretendem na bolsa, pagando o preço estabelecido pelo mercado, ou negociarem diretamente com fornecedores e efetuarem contratos bilaterais físicos, possibilitando assim uma proteção à volatilidade dos preços do mercado em bolsa.

No mercado liberalizado os comercializadores no mercado de oferta de energia elétrica, estabelecem contratos de aquisição da eletricidade necessária para abastecer a procura que lhes está associada. Por sua parte os consumidores escolhem livremente a entidade com quem estabelecem os contratos de fornecimento de energia elétrica.

O cálculo do Preço da Venda em Mercado Liberalizado (PVML), pode ser descrita, genericamente, pela seguinte expressão:

$$\mathbf{PMVL = Penr + Tar + Pcnr}$$

Penr, refere-se aos preços de energia não regulados, dependente dos custos de produção, aos quais se refere o preço marginal definido nas sessões de mercado em que é negociada a energia elétrica (cruzamento da curva de oferta e de procura). Este valor é semelhante ao da tarifa de energia no mercado regulado.

Tar, é a Tarifa de Acesso às Redes, englobada em todas as tarifas, que engloba os custos referidos no ponto 2.2: Cadeia de Valor do Setor Elétrico em Portugal.

Penr, diz respeito aos preços de comercialização não regulados, relativos aos custos comerciais do retalho, suportados pela entidade comercializadora que opera no mercado livre.

Uma vez que a energia adquirida pelo comercializador para suprir a procura requerida pelos seus clientes é feita no mercado organizado (ver capítulo 3: Mercado Ibérico de Eletricidade), os custos de produção no mercado, presentes no Penr, integram os custos fixos e variáveis assumidos pelos produtores.

Esta estrutura de custos definido para o mercado livre permite aos comercializadores operantes neste mercado ter mais competitividade e logo praticar melhores preços que no mercado regulado.

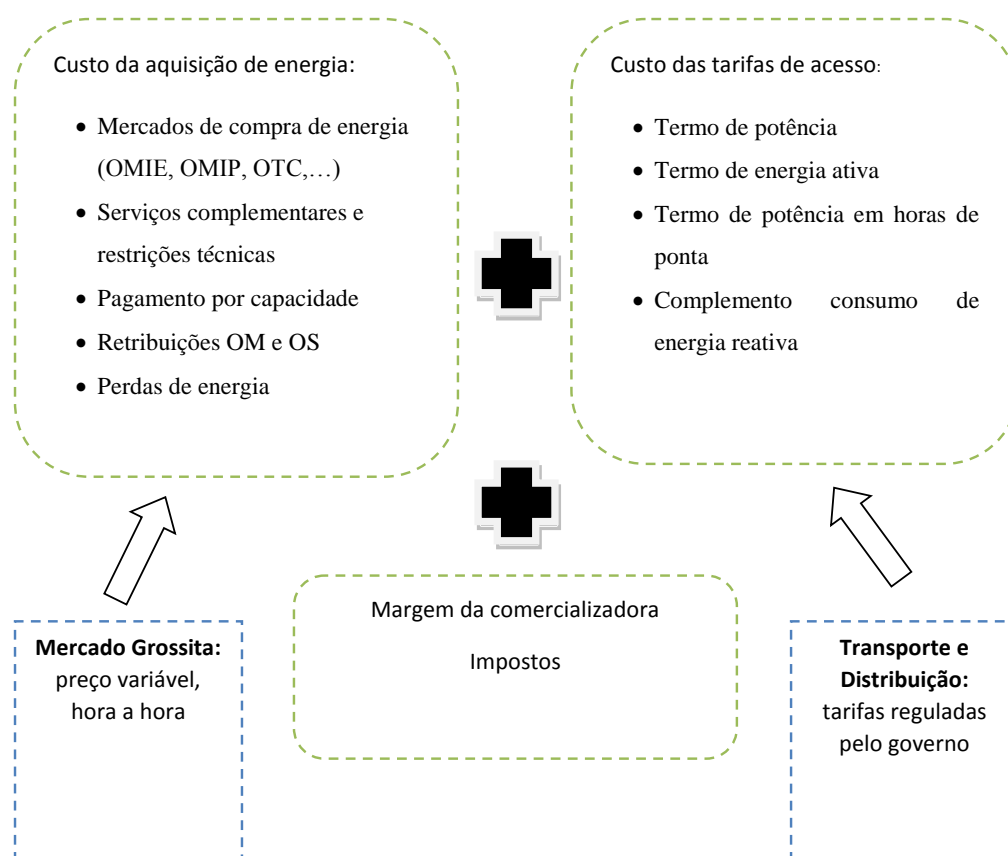


Figura 10 – Conceitos na Formação do Preço no Mercado Liberalizado

2.5. Resumo do Capítulo

Conhecer os novos modelos de organização das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, e as distintas tendências internacionais, são passos prévios imprescindíveis para compreender o SEN.

Dessa forma, neste capítulo foram analisadas as transformações que ocorreram ao longo das últimas décadas no setor elétrico nacional, nomeadamente, a abertura do mercado à concorrência, o novo modelo de regulação das tarifas e a formação de preços no atual modelo de mercado.

No próximo capítulo iremos abordar o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), no qual assenta a formação do preço de energia elétrica, em que os consumidores (procura) e os produtores (oferta) negociam de forma organizada em mercado.

3. Mercado Ibérico de Eletricidade

Anteriormente à criação do mercado de eletricidade, a formação do preço grossista da maior parte da energia elétrica produzida em Portugal obedecia às regras específicas nos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), que vinculavam uma parte substancial do parque electroprodutor nacional à REN, a qual, na qualidade de agente comercial do Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP), atuava como agente otimizador da produção de energia elétrica [16].

Com a criação do mercado diário, e a cessação da maioria dos CAE, a formação do preço grossista obedece a um mecanismo de mercado, assente no encontro entre a oferta e procura de energia elétrica. Caso determinado produtor queira vender a sua energia, apresenta as ofertas de preço da mesma em mercado, ou alternativamente, procede a um contrato bilateral com um agente comercializador.

A criação do MIBEL vem de encontro ao processo de reestruturação do setor elétrico europeu e nacional. Este representa a integração nacional dos mercados de energia elétrica entre os países ibéricos (Portugal e Espanha), de forma a criar um só mercado regional de energia elétrica. As administrações de Portugal e Espanha, iniciaram em 1998 conversações no sentido de integrar os respetivos sistemas elétricos. Este foi um processo gradual, um pouco à semelhança do que foi o processo europeu de liberalização do setor elétrico [7] [17]:

- **novembro, 2001** – Celebração do Protocolo de colaboração entre Portugal e Espanha para a criação do MIBEL;
- **outubro, 2004** – Assinatura do acordo em Santiago de Compostela entre Portugal e Espanha;
- **novembro, 2006** – XXIIª Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz onde se definiu o plano de Compatibilização Regulatória;
- **julho, 2007** – Arranque do MIBEL;
- **janeiro, 2008** – Assinatura do acordo decidido em novembro de 2006;
- **maio, 2014** – Acoplamento do MIBEL aos restantes mercados europeus.

Com a entrada em funcionamento do mercado diário, MIBEL, passou assim a existir um regime de mercado liberalizado a nível ibérico, passando a ser possível qualquer consumidor adquirir energia elétrica em regime de livre concorrência a qualquer produtor ou comercializador ibérico.

O MIBEL é constituído pelo conjunto de transações derivadas da participação dos agentes de mercado nas sessões dos mercados diário e intradiário, mercado a prazo e da aplicação dos procedimentos de operação técnica do sistema [16]. A gestão dos mercados diário e intradiário é feita pelo OMIE, sedado em Madrid. O mercado a prazo, onde são por exemplo negociados contratos de futuros, é gerido pelo OMIP, sedado em Lisboa .



Figura 11 – Estrutura Corporativa do Operador de Mercado Ibérico [18]

Como se pode ver pela figura anterior o OMIE é participada em 50% pela sociedade espanhola OMEL e pela sociedade portuguesa OMIP SGPS, S.A [18].

Funciona 365 (ou 366) dias por ano, 24 horas por dia (ou 25 na mudança de hora de verão para inverno), e está aberto a todos os agentes compradores e vendedores que queiram operar no mesmo.

O modelo de funcionamento do MIBEL assenta num modelo misto que integra um mercado em pool simétrico e voluntário, sob a forma de mercados diário e intradiário, juntamente com possibilidade de realizar contratos bilaterais físicos e financeiros [19].

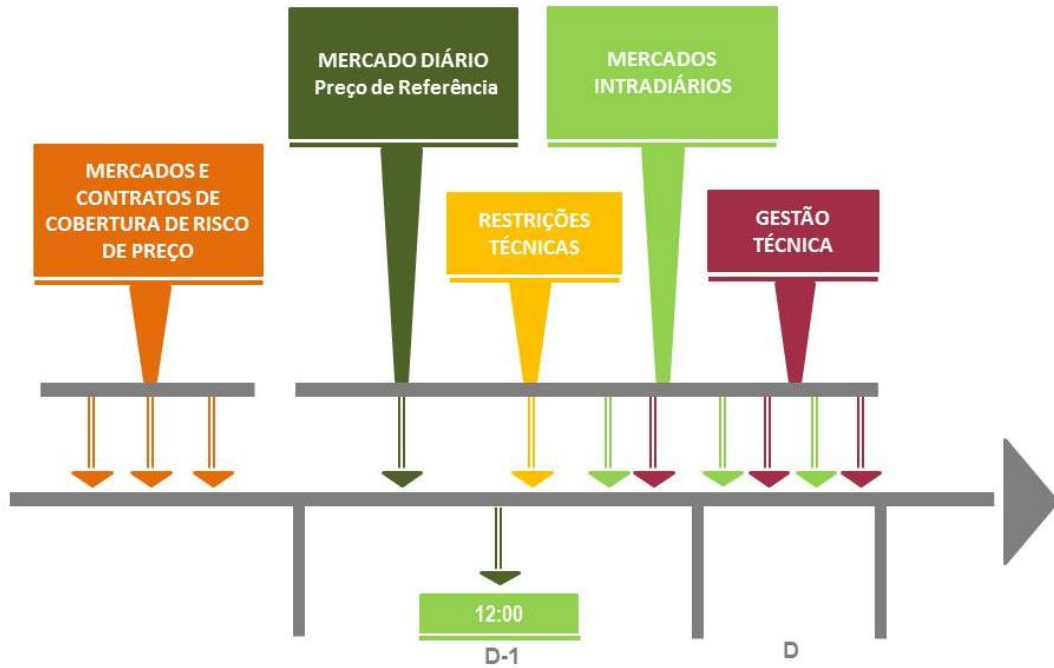


Figura 12 – Sequência no Tempo dos Mercados e Processos no MIBEL [18]

A contratação de energia acontece através dos chamados Mercados Organizados [20]:

- Um mercado *spot* de contratação à vista, a partir do OMIE, que engloba os mercados Diário e Intradiário. No mercado diário são comunicadas as propostas de venda e de compra de energia elétrica para o dia seguinte ao da negociação. No mercado Intradiário são processadas propostas de compra e venda de energia elétrica para o próprio dia;
- Um mercado de contratação a prazo, a cargo do OMIP, onde se estabelecem compromissos relativos à produção e à compra de energia elétrica em prazos mais alargados com liquidação física ou financeira;
- Um mercado de serviços de sistema responsável pelo ajustamento de equilíbrio entre a produção e o consumo de energia elétrica com funcionamento em tempo real;
- Um mercado de contratação bilateral, em que os agentes contratam para os diversos horizontes temporais a compra e venda de energia elétrica.

3.1. Mercado *Spot* – OMIE

A compra e venda de energia elétrica no mercado *spot* realiza-se através da apresentação de ofertas de compra e venda. O comprador compromete-se a adquirir a quantidade de energia declarada na oferta sempre que o preço marginal seja igual ou inferior ao preço da oferta. No caso do vendedor, este compromete-se a vender a energia declarada na oferta sempre o que o preço marginal seja igual ou superior ao da oferta.

O OMIE gere de uma forma integrada os mercados (diários e intradiários) para a Península Ibérica e o seu modelo de funcionamento é o mesmo que o de muitos outros mercados europeus. A participação no mercado realiza-se através de uma plataforma eletrónica de fácil acesso através da Internet, o que possibilita a participação simultânea de um grande número de agentes e a gestão de uma elevada quantidade de ofertas de compra e venda de eletricidade. O OMIE também realiza a faturação e a liquidação da energia comprada e vendida nos citados mercados, assim como a elaboração das liquidações económicas correspondentes [18].

De uma forma resumida o OMIE rege-se pelo seguinte:

- A lei da oferta e da procura;
- As energias renováveis têm preferência de despacho, assim como a nuclear fruto da sua especificidade, senão teria que se prescindir de estas, o que é obviamente inviável;
- O preço da energia calcula-se pelo preço marginal, quer isto dizer, a energia mais cara a entrar no respetivo *mix*, é a que fixa o preço das demais.

3.1.1 Mercado Diário e Intradiário

É no mercado diário que a maioria das transações de compra e venda de energia elétrica ocorrem. Neste participam como agentes vendedores todas as unidades de produção disponíveis e agentes externos, e como compradores, as distribuidoras, comercializadoras, clientes qualificados e agentes externos.

O mercado diário é o principal mercado de contratação de eletricidade na Península Ibérica. Todos os dias são recebidas ofertas de compra e venda de energia elétrica para o dia seguinte até às 12:00 da manhã, hora de fecho da receção das ofertas.

De seguida, estas ofertas são processadas em conjunto com os operadores no mercado de MRC (*Market Coupling of Regions*), utilizando um algoritmo europeu denominado *EUPHEMIA*. A partir daí, o OMIE comunica publicamente os preços e a energia que será produzida e comprada em cada uma das horas do dia seguinte no mercado Ibérico [18].

Os produtores no mercado de energia elétrica apresentam as suas ofertas ao operador do mercado e estas serão incluídas no processo de encontro entre oferta e procura, tendo efeitos para o horizonte temporal de programação correspondente ao dia seguinte. As ofertas são para cada uma das 24 horas (23 ou 25 em caso de mudança de hora). Todas as unidades com potência instalada maiores que 50 MW deverão apresentar as suas ofertas para o mercado diário. As unidades com potência menor que 50 MW podem fazer ofertas quando achem mais oportuno, assim como os produtores em regime especial com energia em excedente [21].

As ofertas económicas de venda de energia elétrica que os vendedores apresentam podem ser simples ou incorporar condições complexas. As ofertas simples são ofertas económicas de venda de energia que os vendedores apresentam para cada período horário e a unidade de produção que são proprietários com o respetivo preço e quantidade de energia. As ofertas que incorporam condições complexas de venda são aquelas que, cumprindo com os requisitos exigidos, para as ofertas simples, incorporam ainda, todas as condições técnicas e económicas seguintes [22]:

- Condição de indivisibilidade.
- Graduação da carga.
- Entradas mínimas.
- Paragem programada.

Quanto aos compradores existem diferentes tipologias no mercado liberalizado [18]:

- Os CUR, para fornecer os consumidores no mercado regulado;
- Os comercializadores, para fornecer os consumidores no mercado livre;
- Os consumidores diretos, que podem através de comercializador assinar um contrato bilateral físico com um produtor no mercado organizado, permanecendo temporariamente como consumidor pela tarifa regulada.

Após vendedores e compradores apresentarem as suas ofertas é efetuada o encontro do preço que consiste num processo onde o operador de mercado — uma vez calculada a quantidade de procura para aquele determinado período — organiza as ordens de venda, partindo do seu custo marginal, de forma crescente — do custo marginal mais baixo até ao mais elevado — até alcançar o preço (**P1**) pelo qual a procura (**Q1**) está disposta a pagar. Igualada a oferta e a procura o operador de mercado realiza um despacho económico, em preços, onde indica o valor conjugado [23].

O preço de equilíbrio (preço de encontro) em cada hora é obtido através da interseção da curva da oferta e da curva da procura. Na figura seguinte, podemos ver de forma gráfica como é encontrado o preço de mercado, ou seja, o menor dos preços que garante que a oferta satisfaz a procura.

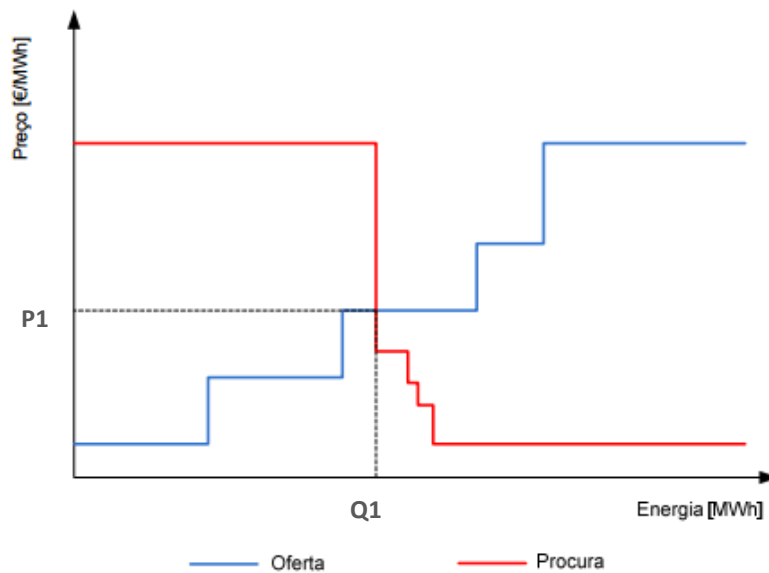


Figura 13 – Curvas Agregadas de Oferta e Procura

O preço estabelecido segue o modelo de preço marginal único, o que implica que todos os compradores paguem o mesmo preço e todos os vendedores recebam esse mesmo valor.

As centrais elétricas que ofereceram preços por cima do preço marginal saem fora do mercado nessa hora. Do mesmo modo, os compradores que apresentaram ofertas de aquisição de energia elétrica a preços inferiores ao preço marginal resultante, ficarão sem fornecimento elétrico nessa hora. No entanto ambos, produtores e compradores, têm oportunidade de acudir aos mercados intradiários para satisfazer as suas necessidades de compra e venda.

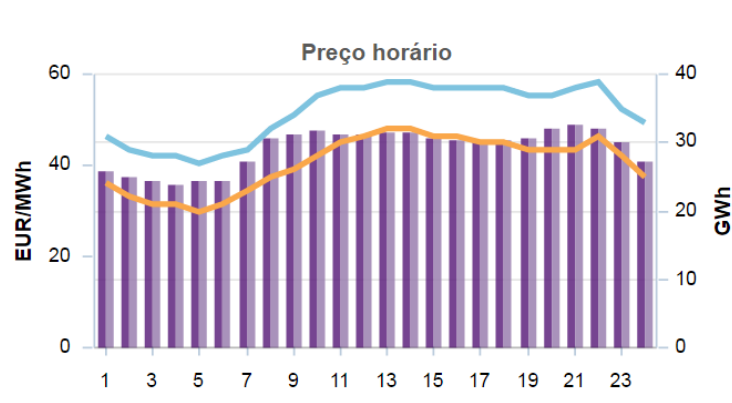


Figura 14 – Exemplo de Curva de Preços e Energia no OMIE [18]

Dado que se trata de um mercado ibérico, constituído por Portugal e Espanha, existem momentos em que a utilização de interligação entre os dois países excede a sua capacidade. Sempre que tal ocorre, as regras atuais de mercado determinam que se separem as duas áreas de mercado correspondentes a Portugal e Espanha e que se encontrem preços específicos para cada uma das áreas mencionadas. Este mecanismo é designado como *market splitting* ou separação de mercados [7].

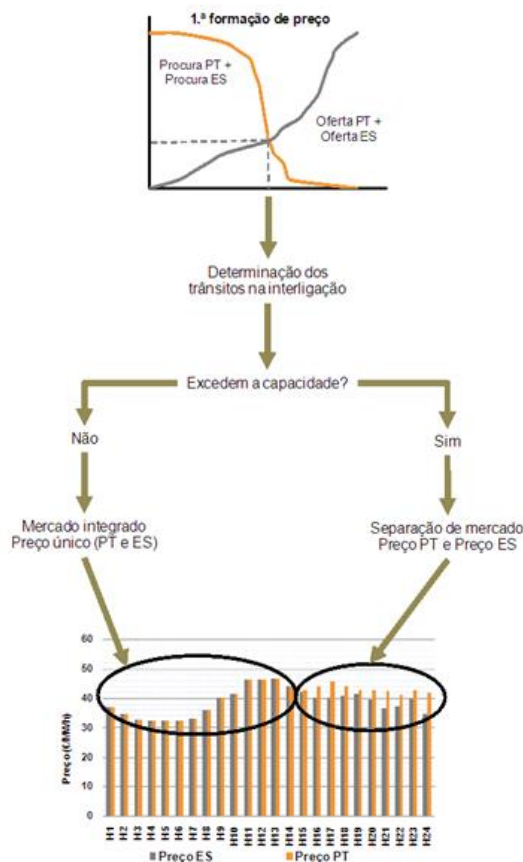


Figura 15 – Mercado Diário, exemplo de *Market Splitting* [7]

Complementariamente, e após o encerramento do mercado diário, existem seis sessões de mercado intradiário que tem por objetivo ajustar a produção ou consumo transacionada no dia anterior. Nestas sessões, participam apenas os agentes que transacionaram energia elétrica no dia anterior.

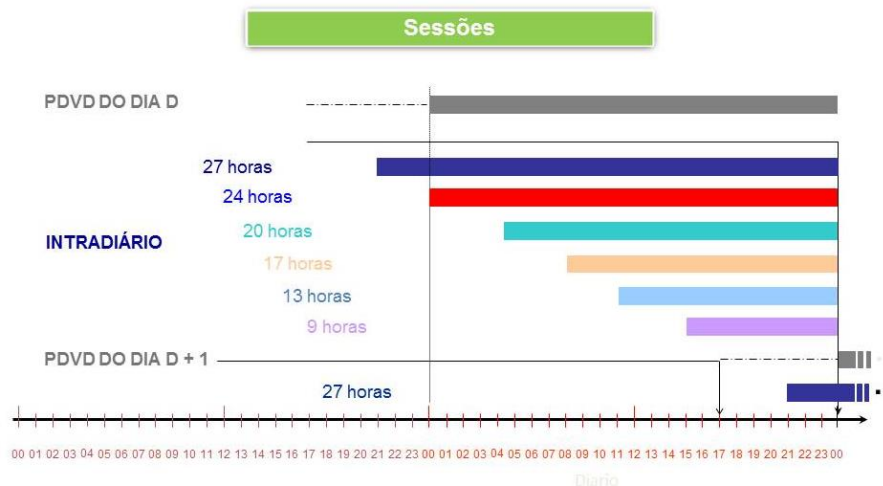


Figura 16 – Mercado Intradiário no MIBEL. Horizonte de Tempo das Seis Sessões [18]

O funcionamento do mercado nestas sessões assenta nos mesmos princípios e regras do mercado diário, estando sujeito à realização de ofertas e compra e venda pelos agentes que resulta na programação horária final.

3.2. Mercado a Prazo – OMIP

O mercado a prazo OMIP é um mercado organizado de derivados no qual os tipos de produtos financeiros estão normalizados. Foi criado a 16 de junho de 2003, mas com o seu arranque comercial apenas em julho de 2006 [17].

O OMIP assegura a gestão do mercado a prazo do MIBEL, contribuindo para o seu desenvolvimento e aumento da competitividade dos participantes através da promoção de preços ibéricos de referência de forma transparente, e disponibiliza instrumentos eficientes de gestão de risco sob a forma de derivados. Atua conjuntamente com a OMIClear, sociedade constituída e detida totalmente pelo OMIP, a qual assegura as funções de Câmara de Compensação e Contraparte Central das Operações realizadas no mercado. O principal fundamento da existência de contratos de derivados passa por responder às necessidades de cobertura de riscos de variação de preço e superar algumas das limitações do Mercado OTC (*Over-the-Counter*: mercado ao balcão) [24].



Figura 17 – Organização do mercado a prazo OMIP e OMIClear [24]

Neste mercado podem ser contratados futuros, contratos de compra e venda de energia durante um período de tempo especificado e a um preço fixo, com ou sem entrega física de energia elétrica. Existem dois mecanismos básicos de negociação, um mediante leilões e outro mediante mercado contínuo [22].

O tipo de instrumentos transacionados varia com as necessidades de gestão de risco e de troca de eletricidade pelos diferentes agentes e atualmente, o OMIP disponibiliza os seguintes instrumentos [7]:

- **Contratos Futuro**, trata-se de um contrato padronizado (volume nominal e notação de preço) de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma eletricidade, a um preço determinado no momento da transação. Este contrato tem liquidações diárias (margens) entre o preço de transação e a cotação de mercado (a futuro) de cada dia. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega;
- **Contratos Forward**, representa um contrato padronizado (volume nominal e notação de preço) de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma eletricidade, a um preço determinado no momento da transação. Este contrato não tem liquidações diárias

das margens durante o período de negociação, sendo a margem liquidada integralmente nos dias de entrega física ou financeira. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega;

- Contratos SWAP, são um tipo de contrato padronizado, em que se troca uma posição em preço variável por uma posição de preço fixo, ou vice-versa, dependendo do sentido da troca. Este tipo de contratos destina-se a gerir ou tomar risco financeiro, não existindo, por isso, entrega do produto subjacente, mas apenas a liquidação das margens correspondentes.

Quanto ao referencial de preços para liquidação dos contratos, é possível optar por produtos com áreas de entrega distintas (Portugal ou Espanha), sendo o preço *spot* de cada país a referência de liquidação. Os produtos transacionados neste mercado poderão ainda ter dois tipos de liquidação [7]:

- Liquidação física, entrega física de eletricidade através do OMIE;
- Liquidação financeira, existindo a liquidação meramente financeira entre vendedores e compradores.

	SPANISH POWER		PORTUGUESE POWER	
	Base	Peak	Base	
YR-17	41,43	45,76	41,68	•
YR-18	41,30	45,62	41,70	•
YR-19	41,55	45,89	41,95	•
YR-20	41,17	45,46	41,57	•
Q4-16	43,10	47,38	43,19	•
Q1-17	41,10	45,82	41,34	•
Q2-17	38,20	42,11	38,47	•
Q3-17	45,01	49,67	45,25	•
Q4-17	41,37	45,44	41,62	•
Q1-18	40,97	45,67	41,37	•
Q2-18	38,08	41,99	38,48	•
M Oct-16	42,40	46,64	42,49	•
M Nov-16	43,60 	47,46	43,29	•
M Dec-16	43,70	48,01	43,79	•
M Jan-17	44,11	49,17	44,35	•
M Feb-17	41,89	46,73	42,13	•
M Mar-17	37,38	41,83	37,62	•
Wk39-16	41,60	46,57	41,59	•
Wk40-16	41,75	45,93	41,84	•
Wk41-16	42,35	46,59	42,44	•
WE 24Sep-16	39,50	N/A	39,50	•
D Th22Sep-16	45,00	47,91	45,00	•
D Fr23Sep-16	43,25	46,16	43,25	•
D Sa24Sep-16	41,38	N/A	41,38	•

Figura 18 – Exemplo de Preço de Produtos no Mercado a Prazo OMIP [24]

Neste tipo de mercado diminuem as barreiras apresentadas a novos agentes que pretendem entrar no mercado de energia elétrica, dado que permite o acesso a mecanismos de cobertura de risco. Por outras palavras, permite que os produtores possam cobrir os riscos associados a custos de operação, e contribui para a garantia de abastecimento individual do consumidor, assegurando uma determinada quantidade de energia fornecida [24].

No OMIP, existe também a possibilidade de se efetuarem liquidações de operações em OTC (*Over-the-Counter*: mercado ao balcão) já firmadas entre as partes, sendo o mercado organizado a assumir o risco de crédito das contrapartes (com a gestão das necessárias garantias) [7].

3.3. Mercado de Serviço de Sistemas

A característica de impossibilidade de armazenamento de grandes quantidades de energia elétrica, não só implica que exista mais exposição às forças de mercado, como exige também que a energia elétrica seja consumida “no momento” em que é produzida, o que obriga a que a procura e a oferta tenham de ser iguais em cada instante. A isto chama-se balanceamento ou equilíbrio entre produção e consumo, que permite ainda regular os parâmetros de segurança e qualidade da rede elétrica [23].

Pelo facto de o consumo de energia elétrica ser de difícil previsão os agentes transacionam nos mercados as suas necessidades futuras com base em previsões e históricos de consumo dos seus consumidores. Assim, com o decorrer da operação de compra de energia irão ocorrer diferenças entre o consumo real e produção contratada.

Os mercados de serviços de sistema são geridos independentemente em Portugal e em Espanha. Existem assim dois gestores de sistema, a REN em Portugal e a Red Eléctrica de España, S.A. (REE) em Espanha que garantem a gestão do sistema e operação do mercado de serviços de sistema no respetivo país [25].

Este mercado está dividido entre serviços obrigatórios e complementares [26]:

- Serviços obrigatórios, que não são renumerados e onde estão englobados a regulação de tensão, a reserva primária e o *black start*.

- Serviços complementares, como a compensação síncrona e estática, a reserva, a regulação secundária, a reserva de regulação, a interruptibilidade rápida, o arranque autónomo e o telearranque, que são passíveis de renumeração.

3.4. Os Sistemas Electroprodutores Ibéricos

Apesar de todos os esforços desenvolvidos no sentido da harmonização regulatória entre as duas partes, com vista à constituição de um mercado comum de eletricidade, existe entre os mesmos (Mercado Português e Espanhol) um conjunto de diferenças intrínsecas aos seus sistemas electroprodutores.

O primeiro aspeto que diferencia os dois mercados é a dimensão do mesmo, visto que o mercado espanhol é claramente superior ao português, tanto em capacidade instalada, Tabela 3 que apresenta dados desde o arranque do MIBEL em 2007 até agosto de 2016, como em produção e consumo de eletricidade, Tabela 4. Outro aspeto relevante é o facto de no sistema electroprodutor espanhol existir produção através de tecnologia nuclear, o que não é verificado no sistema electroprodutor português.

Tabela 3 – Potência Instalada nos Sistemas Eléctricos Português e Espanhol (MW). Fonte: REN e REE

	2007				2016			
	Portugal		Espanha		Portugal		Espanha	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
PRO	10397	75%	62386	73%	12094	62%	74587	71%
Hidro	4578	33%	17506	20%	6509	33%	20356	19%
Térmica	5820	42%	44880	52%	5585	29%	46749	44%
PRE	3543	25%	23115	27%	7348	38%	30746	29%
Total	13940	100%	85501	100.00%	19442	100%	105333	100%

Tabela 4 – Produção e Consumo de Eletricidade em Portugal e Espanha (GWh). Fonte: REN e REE

	2014		2015		2016 (janeiro – agosto)	
	Portugal	Espanha	Portugal	Espanha	Portugal	Espanha
Produção	49002	266781	48165	267584	38294	175310
Saldo Importador/ Exportador	902	(261)	2266	(133)	(4420)	5669
Bombagem	(1079)	(5207)	1467	(4520)	(935)	(3777)
Consumo Líquido	48825	257935	48964	262931	32939	177203

No entanto, uma das maiores e principais diferenças está no enquadramento regulatório, mais concretamente no que diz respeito ao tratamento comercial da PRE, dado que, em Portugal toda a PRE deve ser adquirida pelos CUR, não sendo assim transacionada em regime de mercado. Por outro lado em Espanha toda a PRE é transacionada em mercado [27].

Como se pode verificar na Figura 19 e Figura 20, a *mix* de produção energética é bastante diversificado e assenta numa grande base de produção térmica e renovável. No ano de 2014 a satisfação dos consumos em Portugal foi efetuada em 43% por PRE, já em Espanha esse valor foi de 37%. Importa referir a elevada produção hídrica em Portugal – 29% que se revelou superior à produção térmica – 24%. Dentro da PRE é de destacar a produção da eólica que teve um importante peso na produção de consumo na Península Ibérica – 23% em Portugal e 18% em Espanha.

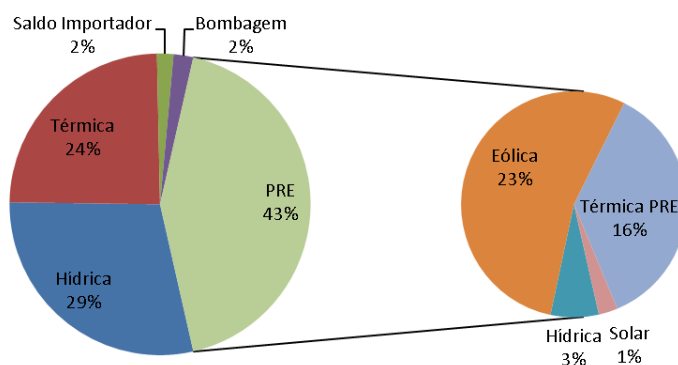


Figura 19 – Produção de Eletricidade por Fonte em Portugal 2014, dados REN

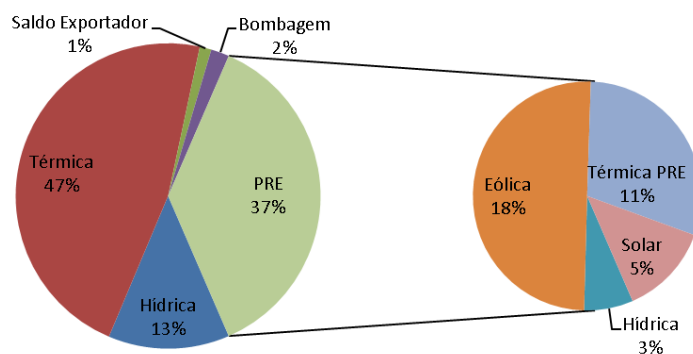


Figura 20 – Produção de Eletricidade por Fonte em Espanha 2014, dados REE

Relativamente ao ano de 2015, Figura 21 e Figura 22, a satisfação dos consumos em Portugal foi efetuada em 40% por PRE, já em Espanha esse valor foi de 35%. No entanto no ano de 2015 a produção hídrica teve uma significativa descida aumentando a produção térmica. Mais uma vez dentro da PRE é de destacar a produção eólica que teve um importante peso na produção em regime especial de consumo na Península Ibérica – 22% em Portugal e 18% em Espanha.

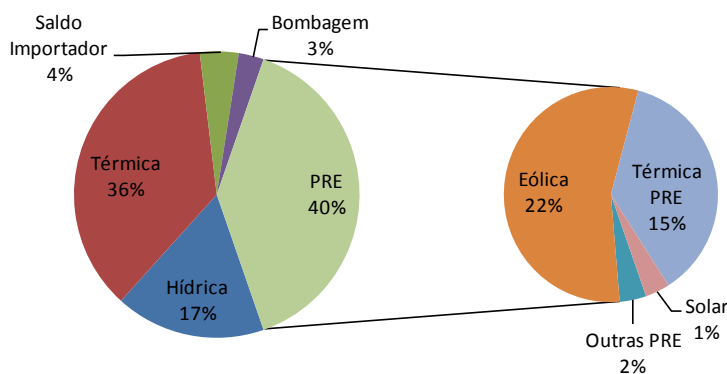


Figura 21 – Produção de Eletricidade por Fonte em Portugal 2015, dados REN

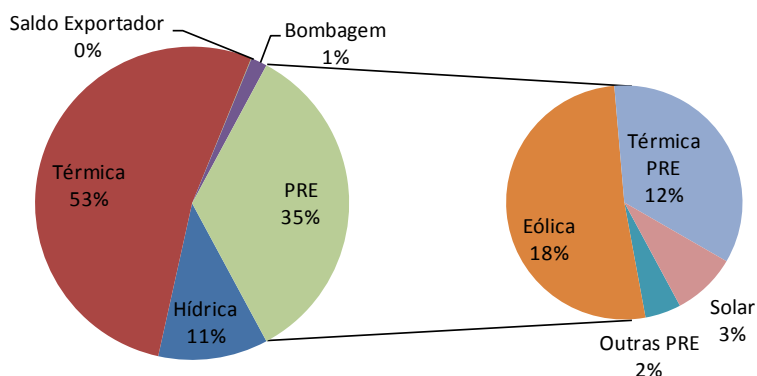


Figura 22 – Produção de Eletricidade por Fonte em Espanha 2015, dados REE

No ano de 2016, Figura 23 e Figura 24, e analisando apenas os dados de janeiro a agosto, a satisfação dos consumos em Portugal foi efetuada em 47% por PRE, já em Espanha esse valor foi de apenas 39%. Importa referir que a produção hídrica está a ser até ao momento superior à produção térmica e com saldo exportador de 13%. Dentro da PRE é de destacar a produção da eólica que teve, mais uma vez, um importante peso na produção de consumo na Península Ibérica – 26% em Portugal e 29% em Espanha.

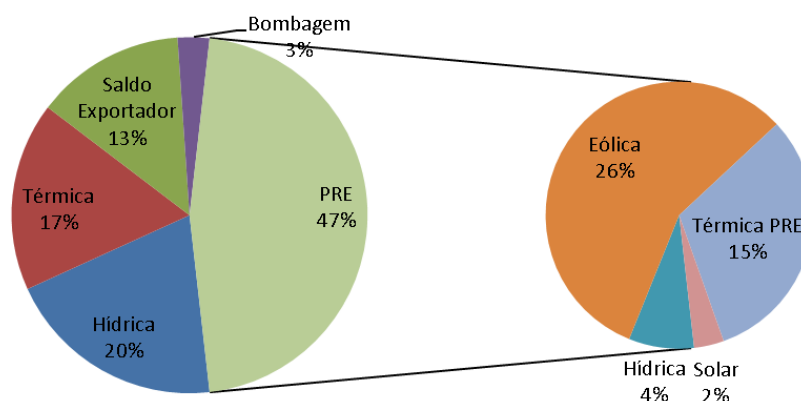


Figura 23 – Produção de Eletricidade por Fonte em Portugal até agosto de 2016, dados REN

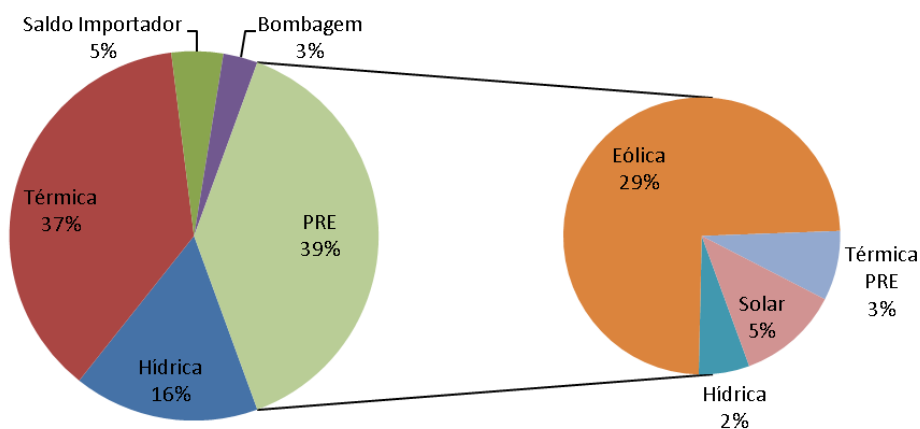


Figura 24 – Produção de Eletricidade por Fonte em Espanha até agosto de 2016, dados REE

Analisando agora os dados apenas referentes a Portugal, Figura 25, verifica-se que após um longo período em que existiu um aumento dos consumos de energia elétrica ano após ano (2006 a 2010), tem-se assistido nos últimos anos a uma estagnação nos consumos de energia elétrica (2012 a 2015). Esta análise indica a existência de um novo paradigma de redução de consumos que se poderá dever, entre outras, à atual crise económica e a uma maior eficiência energética dos equipamentos domésticos e industriais.

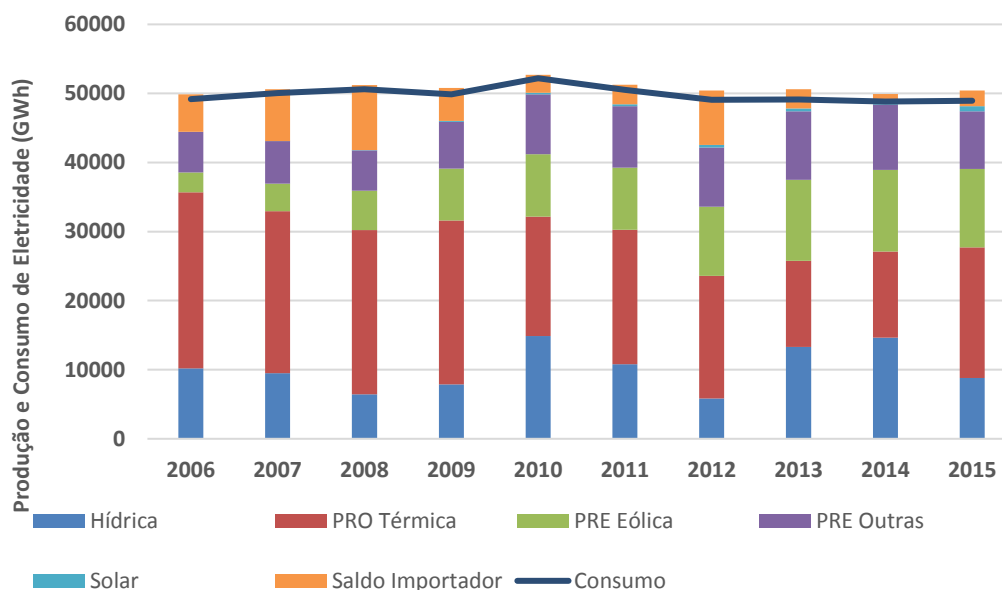


Figura 25 – Evolução da Produção por Tecnologia e Consumo de Eletricidade entre 2006 e 2015 em Portugal, adaptado de [28]

No entanto, apesar de o consumo de energia elétrica não sofrer grandes variações ao longo dos últimos 4 anos, na produção tem-se verificado o oposto, nomeadamente através da redução do saldo importador e aumento da produção de energia elétrica através de fontes renováveis, com percentagens do total que variaram entre os 37% e os 62%.

3.5. Resumo do Capítulo

O mercado ibérico de energia elétrica permite que os comercializadores (procura) comprem a energia para suprir as necessidades e aos produtores (oferta) vender a energia que têm disponível. Neste capítulo identificamos a forma como a procura e a oferta se relacionam para formar o preço de mercado e foi também identificado os principais elementos que compõe o MIBEL e que garante o seu eficaz funcionamento.

Verificamos ainda que o atual *mix* de produção de energia elétrica ibérico assenta em diferentes fontes de energia renovável e não renovável, que permite que os preços no mercado sejam bastante diversificados.

No capítulo seguinte vamos analisar os modelos de contratação do fornecimento de energia elétrica que passam por aquisição da energia no MIBEL, de acordo com os princípios e regras mencionadas anteriormente.

4. Contratação do Fornecimento de Energia Elétrica

Apesar de a atual estrutura permitir a compra de eletricidade diretamente ao mercado, a grande maioria dos consumidores opta por contratação de fornecimento de energia elétrica através de uma comercializadora. As alternativas que o mercado de comercialização oferece não se limitam à escolha do fornecedor, mas também na decisão pelos múltiplos formatos de ofertas, estrutura de preços por períodos horários e inclusive contratos indexados à variação horária dos preços no mercado grossista (OMIE) ou a outros indicadores financeiros (OMIP).

4.1. Estrutura da Tarifa Elétrica

A faturação aos consumidores por parte dos agentes comercializadores obedece a um conjunto de regras que estão definidas pelo regulador.

Uma vez que no estudo de caso, serão utilizados dados de instalações em MT, neste subcapítulo, serão apenas abordados os componentes de faturação de energia elétrica que afetam este tipo de instalações.

Os diferentes termos que constituem atualmente as faturas de energia elétrica de MT em Portugal são os seguintes:

$$F = T_f + T_p + T_{ph} + E_a + T_{AR} + E_r + T_I$$

F – valor da fatura energética;

T_f – parcela da fatura correspondente ao termo tarifário fixo, definido em Euros/mês;

T_p – parcela da fatura correspondente à potência contratada, definido em Euros/kW.dia;

Tph – parcela da fatura correspondente à potência em horas de ponta, definido em Euros/kW.dia;

Ea – parcela da fatura correspondente à energia ativa consumida, definido em Euros/kWh;

TAR – tarifas de acesso às redes, com os preços publicadas anualmente pela ERSE, definido em Euros/kWh;

Er – parcela da fatura correspondente à energia reativa consumida/ fornecida, com os preços publicados anualmente pela ERSE, definido em Euros/kVARh;

TI – taxas e impostos.

O regulamento tarifário define ainda que o valor da potência contratada nos pontos de entrega em MT é atualizado para a máxima potência tomada, registada nos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita.

A potência em horas de Ponta (Php), representa o quociente entre a energia ativa consumida em horas de ponta (Ep) e o número de horas de ponta (Hp) no período a que se refere a faturação.

$$\mathbf{Php = Ep/ Hp}$$

A energia reativa indutiva medida nas horas fora de vazio em cada período de integração, que exceda 30% da energia ativa consumida no mesmo período, é objeto de faturação por escalões. Também a energia reativa capacitiva medida em cada período de integração nas horas de vazio pode ser objeto de faturação.

Podemos verificar na Tabela 5, de forma genérica, a percentagem de cada termo que constitui a fatura da energia elétrica ocupa no preço final da fatura de energia elétrica. Obviamente estes valores variam em função da estratégia que cada comercializador impõe nos termos não regulados.

Tabela 5 – Resumo de Percentagem dos Custos Incluídos na Fatura

Preço Mercado – 35%
Serviços Sistema – 4%
Desvios – 1%
Perdas – 4%
Margem – 3%
TAR que inclui as Potências, Energia Reativa e Taxas e Impostos – 53 %

4.2. Períodos Horários

Os preços da energia ativa das entregas em MT são discriminados em quatro períodos trimestrais e em quatro períodos horários.

No regulamento tarifário são considerados os seguintes períodos trimestrais de entrega de energia elétrica [14]:

- a) Período Ide 1 de janeiro a 31 de março.
- b) Período IIde 1 de abril a 30 de junho.
- c) Período IIIde 1 de julho a 30 de setembro.
- d) Período IVde 1 de outubro a 31 de dezembro.

E são considerados os seguintes períodos horários de entrega de energia elétrica [14]:

- Horas de ponta.
- Horas de cheias.
- Horas de vazio normal.
- Horas de super-vazio.

O regulamento tarifário estipula ainda que para os clientes em MT com ciclo semanal e quatro períodos horários, consideram-se os feriados nacionais com períodos tarifários idênticos ao Domingo. Importa referir que o período legal de inverno tem início quando se dá a mudança da hora no último domingo de outubro, e termina, quando se dá início a hora legal de verão, no último domingo de março. A hora legal de verão ocupa o restante período anual.

Tabela 6 – Duração dos Períodos Horários [14]

Hora Legal de Inverno	Hora Legal de Verão
<p>Segunda a Sexta-feira</p> <p>Ponta: 5h/ dia Cheias: 12h/ dia Vazio: 3h/ dia Super-vazio: 4h/ dia</p>	<p>Segunda a Sexta-feira</p> <p>Ponta: 3h/ dia Cheias: 14h/ dia Vazio: 3h/ dia Super-vazio: 4h/ dia</p>
<p>Sábado</p> <p>Cheias: 7h/ dia Vazio: 13h/ dia Super-vazio: 4h/ dia</p>	<p>Sábado</p> <p>Cheias: 7h/ dia Vazio: 13h/ dia Super-vazio: 4h/ dia</p>
<p>Domingo</p> <p>Vazio: 20h/ dia Super-vazio: 4h/ dia</p>	<p>Domingo</p> <p>Vazio: 20h/ dia Super-vazio: 4h/ dia</p>

Para a entrega de energia elétrica a consumidores em MT podem ser escolhidos dois tipos de períodos horários:

Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Figura 26 – Períodos Horários do Ciclo Semanal [7]

Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	17.00/22.00 h	Ponta:	14.00/17.00 h
Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/17.00 h 22.00/24.00 h	Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/14.00 h 17.00/24.00 h
Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h	Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	10.30/12.30 h 17.30/22.30 h	Cheias:	10.00/13.30 h 19.30/23.00 h
Vazio normal:	00.00/03.00 h 07.00/10.30 h 12.30/17.30 h 22.30/24.00 h	Vazio normal:	00.00/03.30 h 07.30/10.00 h 13.30/19.30 h 23.00/24.00 h
Super vazio:	03.00/07.00 h	Super vazio:	03.30/07.30 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h
Super vazio:	04.00/08.00 h	Super vazio:	04.00/08.00 h

Figura 27 – Períodos Horários do Ciclo Semanal Opcional [7]

4.3. Ofertas de Fornecimento de Energia Elétrica no Mercado Liberalizado

A maioria dos consumidores compra a energia elétrica no mercado retalhista, sendo esta compra facilitada por uma empresa comercializadora. Existe a opção para o consumidor adquirir a eletricidade diretamente do mercado grossista sem intermediários, no entanto esta é uma alternativa que só é utilizada por grandes consumidores ou consumidores especialistas, já que é preciso comunicar com um dia de antecedência o programa de consumo ao operador do mercado (OMIE) e está ainda sujeito a penalizações por desvios entre o consumo real e o previsto.

As comercializadoras realizam ofertas aos consumidores para a contratação do fornecimento de energia elétrica. As estratégias das empresas comercializadoras podem caracterizar-se, por exemplo, por uma política comercial agressiva para aumentar a sua quota de mercado, por uma segmentação do mercado para captar um determinado tipo de cliente (grandes clientes, PME's, etc.), por concentração geográfica, etc. [22].

Os preços e cláusulas das ofertas dependem das características do consumo do cliente de forma à comercializadora gerir e controlar os seus custos e riscos.

As ofertas contemplam, normalmente e entre outros, os seguintes aspetos:

- Período de contratação (1, 2 anos, etc.);
- Vigência da oferta;
- Potência a contratar e consumo anual contratado;
- Tratamento dos excessos de potência, e outros conceitos regulados;
- Estrutura de preços, Preço Fixo, Preço Fixo por Período, Preço Indexado, etc.;
- Preço e outros conceitos;
- Consumo anual de energia estimado;
- Definição do perfil de consumo e penalizações/ bonificações no caso de desvios do cliente face à percentagem de energia comprometida a consumir em determinado período;
- Condições de pagamento;
- Medição e equipamentos de medida;
- Acesso à informação.

4.3.1. Preço Fixo

Nesta modalidade ambas as partes chegam a um acordo com um preço único para cada kWh consumido. No contrato é fixado, não só o preço, mas também o volume de energia a consumir. Esta modalidade de contratação é adequada quando os consumidores são pouco sofisticados e apenas está disponível para os clientes em Baixa Tensão.

Alguns clientes preferem esta forma de contratação pela sua simplicidade. Multiplicam os kWh consumidos pelo preço contratado (€/ kWh), independente do período de consumo e obtêm o valor da energia ativa.

4.3.2. Preço Fixo por Período

O Preço Fixo por Período diferencia-se do anterior pois é fixado um preço para cada um dos períodos tarifários, mas tal como na oferta anterior, implica que o preço da faturação de energia elétrica seja o mesmo durante todos os meses do contrato, independentemente do comportamento do mercado elétrico.

Para a definição do preço para cada período tarifário, a comercializadora prevê os custos dos conceitos que compõe preço do kWh ao longo do período de contrato (observando o mercado de futuros - OMIP), e oferece um valor que assegure a sua rentabilidade.

A fatura é constituída pelos conceitos apresentados no ponto 4.1: Estrutura da Tarifa Elétrica, sendo que a comercializadora define o preço por kWh para a energia ativa em cada período tarifário, com a respetiva margem comercial, sendo os restantes conceitos, incluindo as TAR, definidos pelo regulador.

Apresenta como principais vantagens: saber-se antecipadamente o preço a pagar por kWh, simplicidade na gestão das cargas, simplicidade na verificação de faturas e simplicidade na organização de pagamentos.

Como principais inconvenientes temos a falta de flexibilidade e que a comercializadora ao assumir o risco da variação do preço da energia elétrica em mercado define maiores margens de segurança e conseqüentemente, preços mais altos para o kWh.

Importa referir que podem existir penalizações por variações do perfil de carga e por variações no volume anual de energia consumida. Estas penalizações são aplicadas pela comercializadora que detém o contrato de fornecimento.

Existem ainda outras variantes das ofertas a Preço Fixo conhecidas como “Preço Fixo – multclick”, em que o consumidor define o método de cálculo de Preço Fixo para um preço OMIP qualquer, e decide em que período do ano fecha o preço para o próximo ano, com a possibilidade de fechar para um trimestre ou para todos eles. Tem como principal vantagem reduzir o risco de fechar quando o preço OMIP está a ser negociado em preços altos.

4.3.3. Preço Indexado

O Preço Indexado consiste em pagar um preço pela energia elétrica consumida referenciado ao mercado grossista de eletricidade (OMIE). O preço é diferente a cada hora do dia e depende do contrato e do consumo de energia elétrica.

A este preço soma-se o valor dos custos extraordinários aplicáveis a esse período horário e as respetivas perdas. Posteriormente, é incluindo um coeficiente, que corresponde aos custos operacionais de comercialização e gestão de risco.

A maior diferença face ao Preço Fixo reside na margem de segurança que as comercializadoras aplicam para prevenir possíveis subidas de preço no mercado grossista. Assim, ao se estabelecer um contrato com preços indexados evita-se pagar um prémio de risco durante todo um contrato, como é feito no preço fixo, com a vantagem de ainda se poder adaptar o consumo e aproveitar as horas em que a energia é mais barata, uma vez que se consegue saber com antecedência o preço da energia para o dia seguinte.

Como inconvenientes temos que o consumidor tem que se dedicar mais à compra de energia para analisar as variações de preços, diferentes fórmulas para cálculo do preço do kWh, o risco de volatilidade é assumido pelo consumidor e a gestão de aprovisionamento e a verificação de faturas é mais complexa.

A fatura é constituída pelos conceitos apresentados no ponto 4.1: Estrutura da Tarifa Elétrica, no entanto a parcela correspondente ao preço da energia pode ser representada genericamente pela seguinte expressão:

$$P_i = PM_{OMIE(h)} \times Perdas_i + K_i$$

P_i – é o custo do kWh para o período *i*;

PM_{OMIE(h)} – custo da energia horária no mercado diário OMIE;

Perdas_i – corresponde ao coeficiente de perdas, publicados anualmente pela ERSE;

K_i – coeficiente que engloba os sobrecustos do sistema, desvios, e a remuneração da comercializadora;

i – corresponde aos quatro períodos horários: ponta, cheias, vazio e super-vazio.

Importa referir que podem existir penalizações por variações do perfil de carga e por variações no volume anual de energia consumida. Estas penalizações são aplicadas pela comercializadora que detém o contrato de fornecimento.

4.3.4. Ofertas Mistas – Preço Fixo e Indexado

Esta modalidade consiste em ter um contrato indexado ao OMIE durante alguns meses ou trimestres, dependendo do contrato de fornecimento, e ter um contrato a Preço Fixo durante os restantes meses. O contrato manter-se-á na opção Preço Indexado se o consumidor não utilizar a opção de fechar para um preço futuro, OMIP, para um determinado período.

Como principais vantagens temos que o consumidor beneficia da possibilidade de estar com preços indexados em períodos de preços mais baixos do mercado e fechar preços fixos quando existe mais risco de preços altos no OMIE e a compra pode ser diversificada.

Os principais inconvenientes são que o consumidor tem que se dedicar mais à compra de energia para analisar as variações de preços, diferentes fórmulas para cálculo do preço do kWh, o risco de volatilidade é assumido pelo consumidor e a gestão de aprovisionamento e a verificação de faturas complexa.

Importa referir que podem existir penalizações por variações do perfil de carga e por variações no volume anual de energia consumida. Estas penalizações são aplicadas pela comercializadora que detém o contrato de fornecimento.

4.3.5. Indexado ao OMIP

Esta opção é efetuada no mercado a prazo – OMIP – em que se realiza uma previsão do consumo elétrico do cliente que poderá ser combinado com a previsão da compra indexada, permitindo aproveitar os momentos mais baixos dos preços e fazer coberturas nos momentos de incerteza, diversificando e minimizando o risco de mercado. O preço é calculado em função da evolução dos mercados de futuros e as ordens de compra são repartidas por diversas tranches. Este tipo de oferta requer a compra de grandes volumes de energia e o conhecimento da curva de carga com muita antecipação.

4.3.6. Compra Direta ao Mercado

Os consumidores com estatuto de agente de mercado podem optar por adquirir a energia elétrica nos mercados organizados ou através de contratação bilateral [7].

Neste caso, os consumidores devem assumir, para além do custo da compra da energia elétrica, os custos de desvios imputáveis por incumprimento do programa horário de consumo previsto (diferença entre a energia programada na oferta de compra e a energia real consumida). O preço de desvio em cada hora é estabelecido pelo operador de sistema, no caso a REN.

Há que ter em conta, ainda, que à quantidade de energia a comprar deve-se incrementar uma percentagem adicional para colmatar as perdas de energia que correspondem ao perfil de consumo da instalação.

4.4. Resumo do Capítulo

No presente capítulo começamos por analisar a estrutura tarifária em instalações de MT e os períodos horários que são aplicáveis, e de seguida, analisamos as diferentes ofertas para o fornecimento de energia elétrica no mercado liberalizado: Preço Fixo, Preço Fixo por Período, Preço Indexado e Mista (Preço Fixo e Preço Indexado).

Como foi referido a abertura do mercado trouxe novas formas de contratação e desta forma o consumidor pode escolher a que melhor se adapta às suas necessidades.

Com o intuito de perceber que tipo de oferta se adequa melhor a um determinado tipo de instalação, será apresentado no próximo capítulo essas mesmas instalações, onde será ilustrado as diferentes curvas de consumo, e ainda, uma análise ao OMIE e OMIP, para se identificar os fatores que estão na origem dos seus preços. Com base nessa análise, ao mercado diário e mercado a prazo, iremos seleccionar os meses que serão usados na oferta Mista – Preço Fixo e Preço Indexado.

5. Metodologia e Dados

Tendo em consideração o exposto nos capítulos anteriores, sobre o novo modelo do SEN, da construção dos preços de energia elétrica em mercado e das atuais ofertas de contratação de energia elétrica no mercado liberalizado, surgiu a necessidade de se efetuar uma análise de diferentes instalações, com perfis de consumo distintos, e identificar se existe vantagens na escolha de determinada oferta: Preço Fixo, Preço Indexado ou Mista (Preço Fixo e Preço Indexado).

5.1. Metodologia

Para a presente dissertação foram selecionadas quatro diferentes instalações de forma a analisar se essas instalações terão benefícios económicos na aplicação de uma oferta a Preço Indexado ou Mista em vez de uma oferta a Preço Fixo. Para a realização dessa análise o período contemplado são os anos civis de 2014 e de 2015 e até agosto de 2016.

As diferentes instalações apresentam perfis de consumo com variações ao longo do dia, da semana e do mês totalmente distintas.

Para o Preço Fixo foi considerado o valor que estava em vigor nos contratos de fornecimento. Para o Preço Indexado foi considerado a fórmula de um dos comercializadores no mercado liberalizado que apresentou uma proposta para fornecimento de energia elétrica, nas diferentes instalações.

Para a simulação entre a oferta a Preço Fixo e a oferta a Preço Indexado serão considerados todos os meses no período em análise.

Na simulação com a oferta Mista, os meses em que se seleciona um Preço Fixo ou um Preço Indexado terão em consideração a análise dos dados de preços no mercado ibérico, OMIE e OMIP, entre janeiro de 2014 e setembro de 2016, que será efetuada no subcapítulo 5.3: Preço da Energia Elétrica no Mercado Ibérico. No subcapítulo 5.4: Meses com oferta Mista em Preço Fixo ou Preço Indexado, são apresentados os meses selecionados, nas diferentes simulações, para cada tipo de oferta –Preço Fixo ou Preço Indexado.

5.2. Apresentação das Instalações

Instalação A – Indústria

A instalação A, diz respeito a uma indústria que tem as características de consumo por hora do dia apresentado na Figura 28. Verifica-se que apresenta um padrão de consumo com muitas subidas e descidas inerentes ao próprio processo de operação. e como se trata de uma instalação que está sempre em operação tem um grande consumo em qualquer hora do dia. Na Figura 29, podemos verificar o consumo por dia da semana.

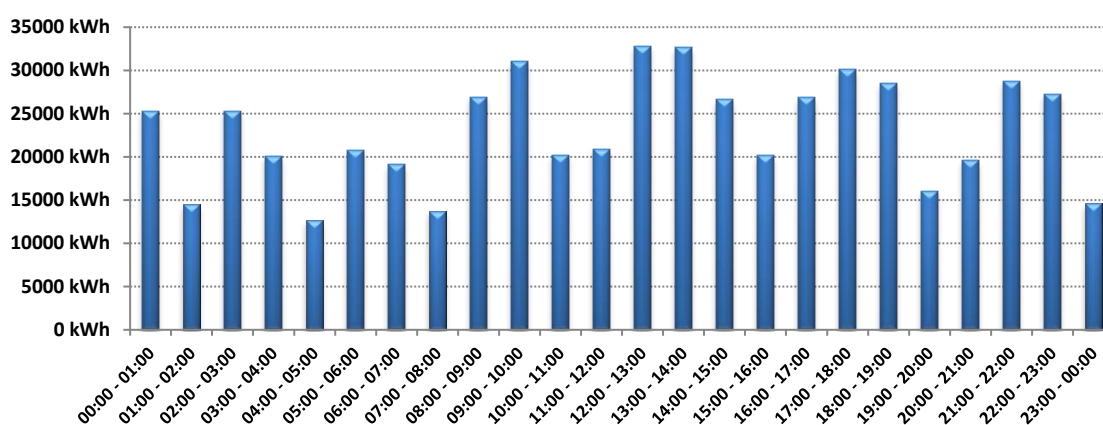


Figura 28 – Consumo Total Médio no Período em Análise por Hora do Dia

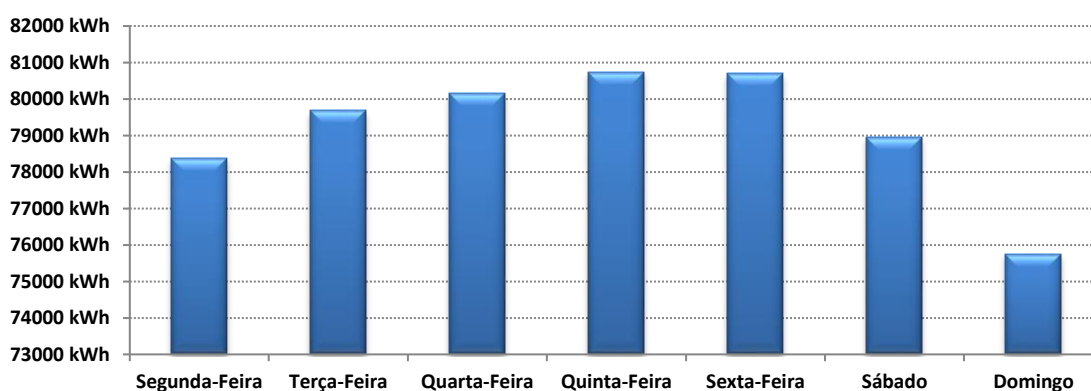


Figura 29 – Consumo Total Médio no Período em Análise por Dia da Semana

Na próxima figura verifica-se que nos consumos totais por mês existe uma variação muito significativa que está dependente da operação desenvolvida na instalação. Os consumos de janeiro e fevereiro de 2014 justificam-se pela paragem nas operações para manutenção.

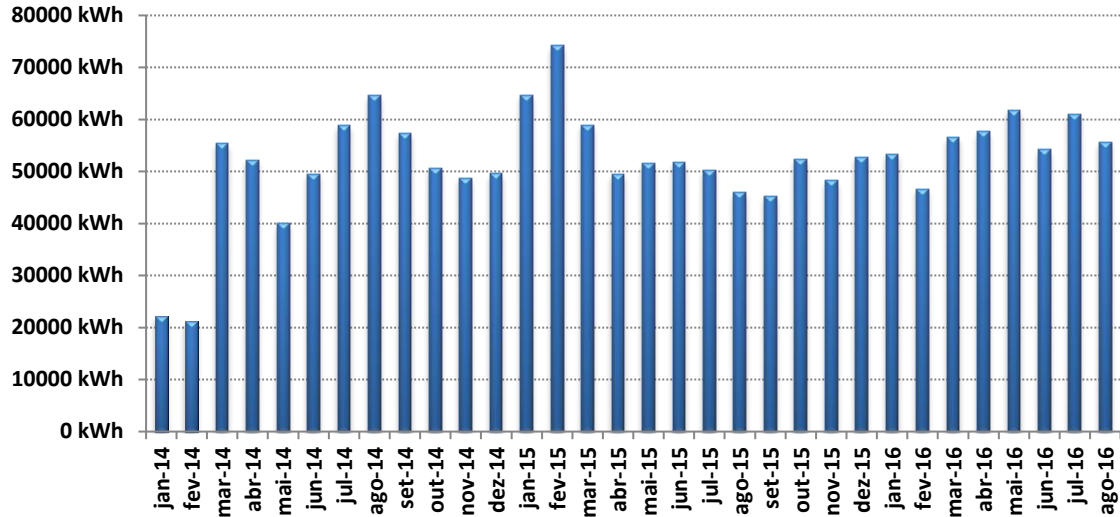


Figura 30 – Consumo Total Mensal

Instalação B – Indústria

A instalação B diz respeito a uma indústria que tem as características de consumo por hora do dia apresentado na Figura 31, e como se pode verificar, o período de maior consumo acontece entre as 09:00 e as 16:00, e como se trata de uma instalação que está sempre em operação tem um grande consumo em qualquer hora do dia. Na Figura 32, podemos verificar o consumo e a sua variação durante os dias da semana.

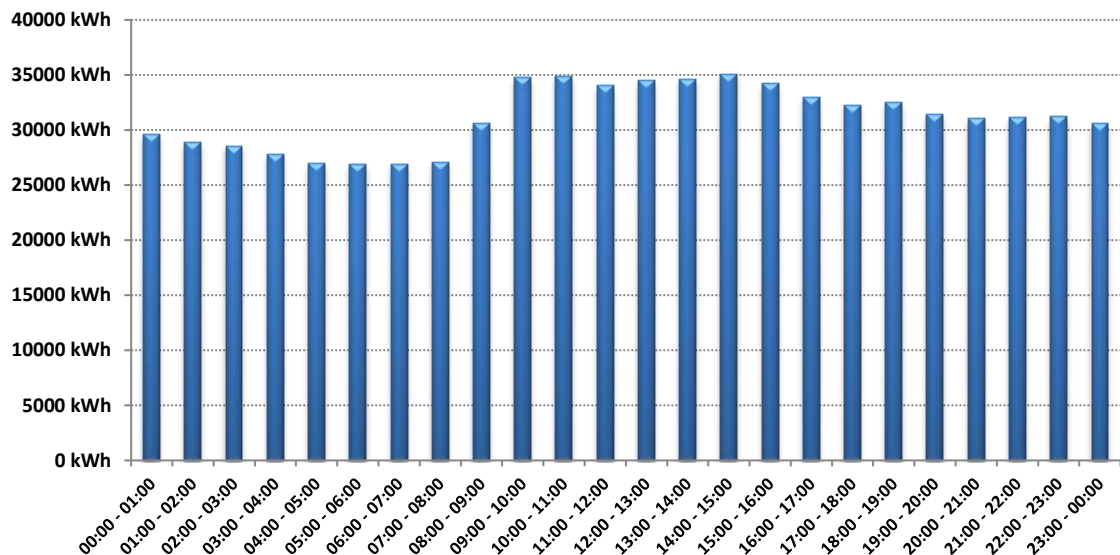


Figura 31 – Consumo Total Médio no Período em Análise por Hora do Dia

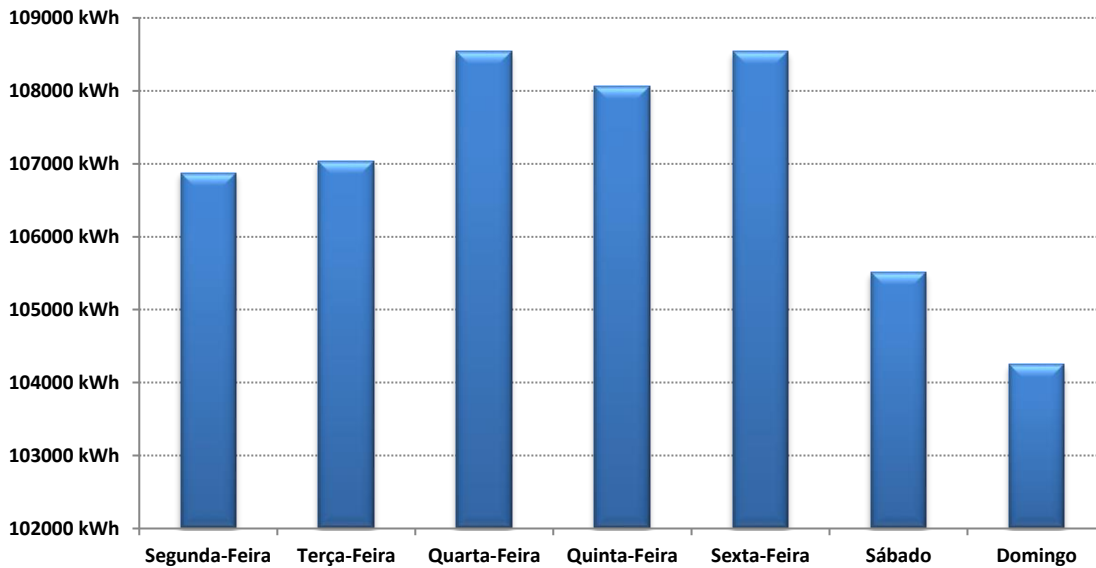


Figura 32 – Consumo Total Médio no Período em Análise por Dia da Semana

Na próxima figura verifica-se que nos consumos totais por mês existe uma variação muito significativa que está dependente da operação desenvolvida na instalação. Os consumos de janeiro a julho de 2014 justificam-se pela paragem nas operações para manutenção.

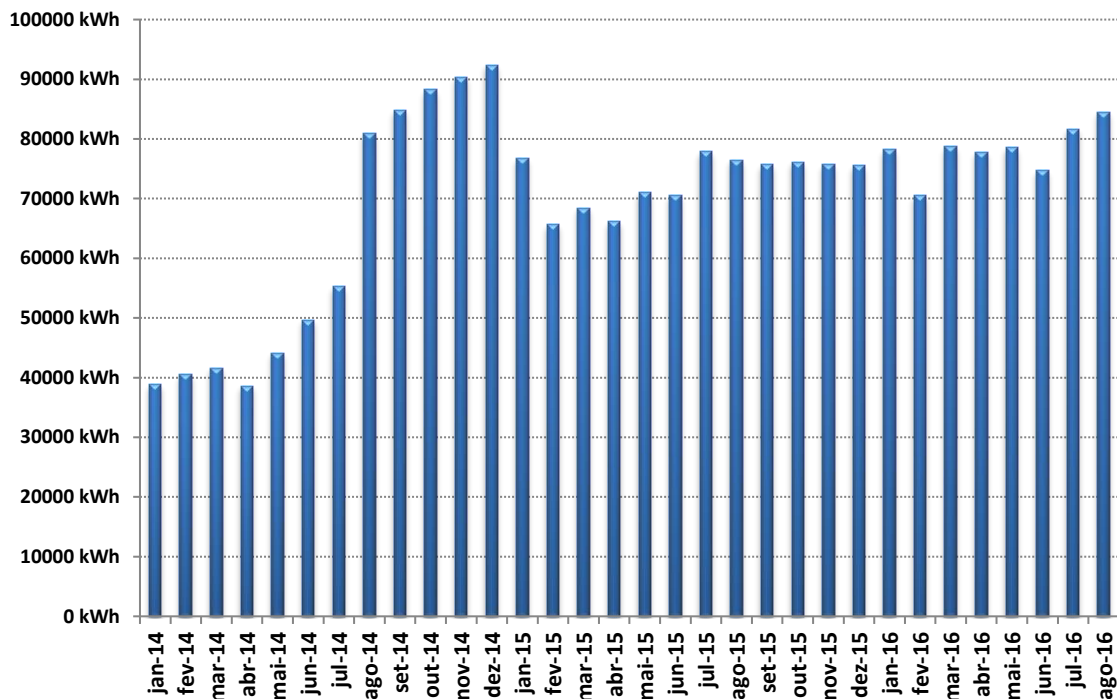


Figura 33 – Consumo Total Mensal

Instalação C – Indústria

A instalação C diz respeito a uma indústria que tem as características de consumo por hora do dia apresentado na Figura 34, e como se pode verificar é efetuada uma gestão ativa da procura através da deslocação dos consumos para horas em que a energia é mais barata, principalmente reduzindo, ao máximo permitido nas operações, o consumo durante os períodos de ponta. Na Figura 35, podemos verificar que o consumo durante o período da semana tem uma variação ligeira, mas não muito significativa.

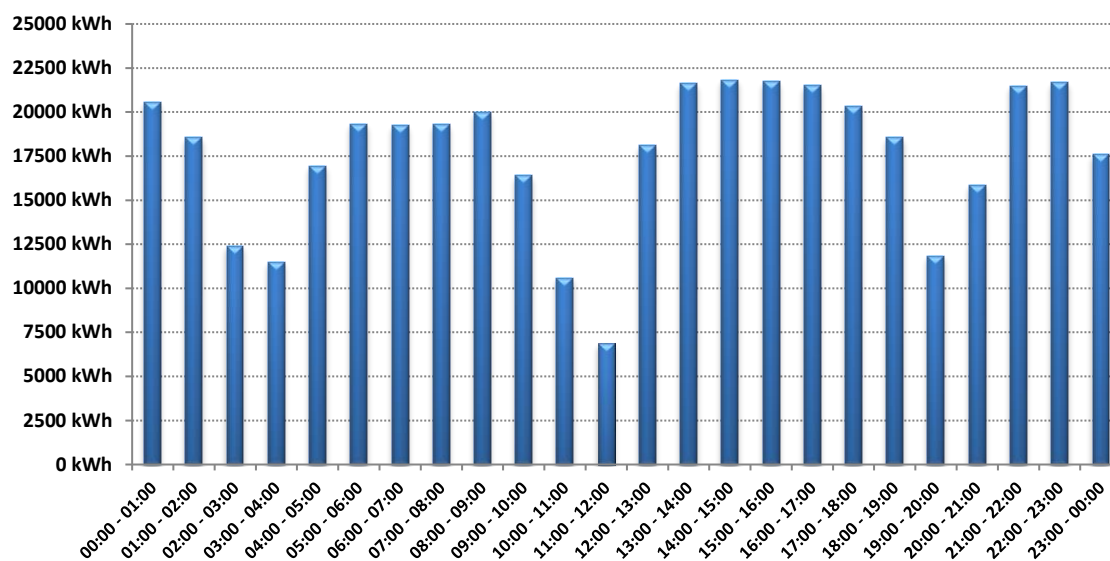


Figura 34 – Consumo Total Médio no Período em Análise por Hora do Dia

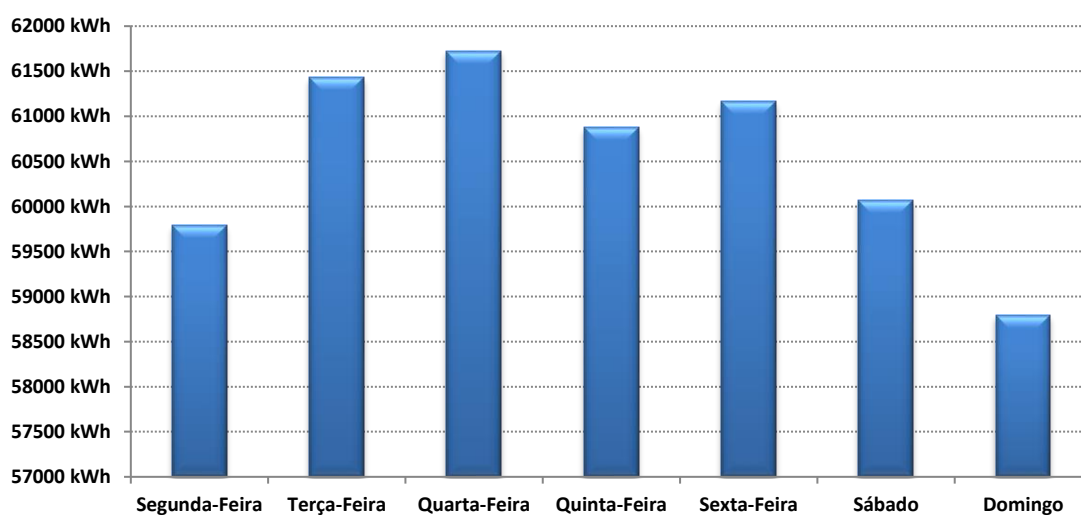


Figura 35 – Consumo Total Médio no Período em Análise por Dia da Semana

Na próxima figura verifica-se que nos consumos totais por mês existe uma variação pouco significativa que está dependente da operação desenvolvida na instalação.

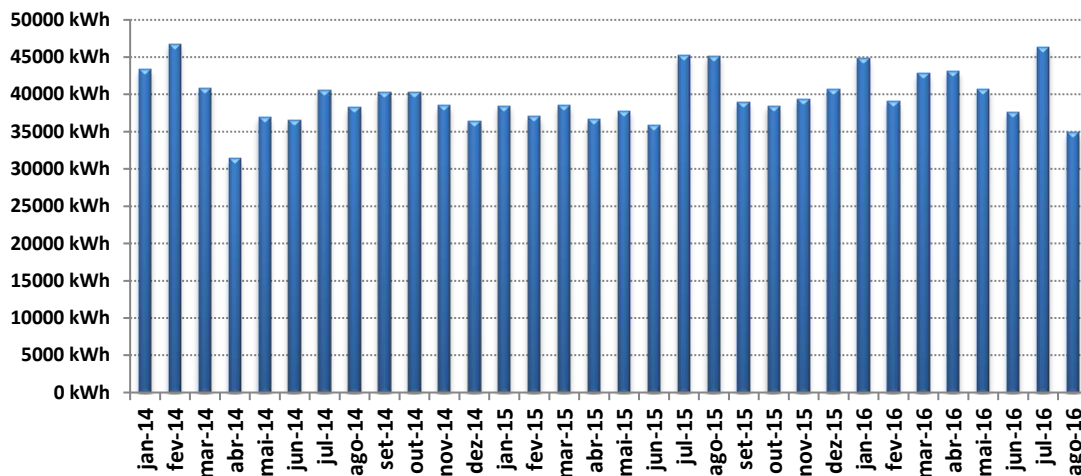


Figura 36 – Consumo Total Mensal

Instalação D – Hotel

A instalação D diz respeito a um Hotel, que tem as características de consumo por hora do dia apresentado na Figura 37, e como se pode verificar, o período de maior consumo acontece entre as 07:00 e as 11:00, e como se trata de uma instalação que tem sempre ocupação e um sistema de climatização sempre ativo, tem um grande consumo em qualquer hora do dia. Na Figura 38, podemos verificar que o consumo durante o período da semana tem uma variação ligeira, mas não muito significativa.

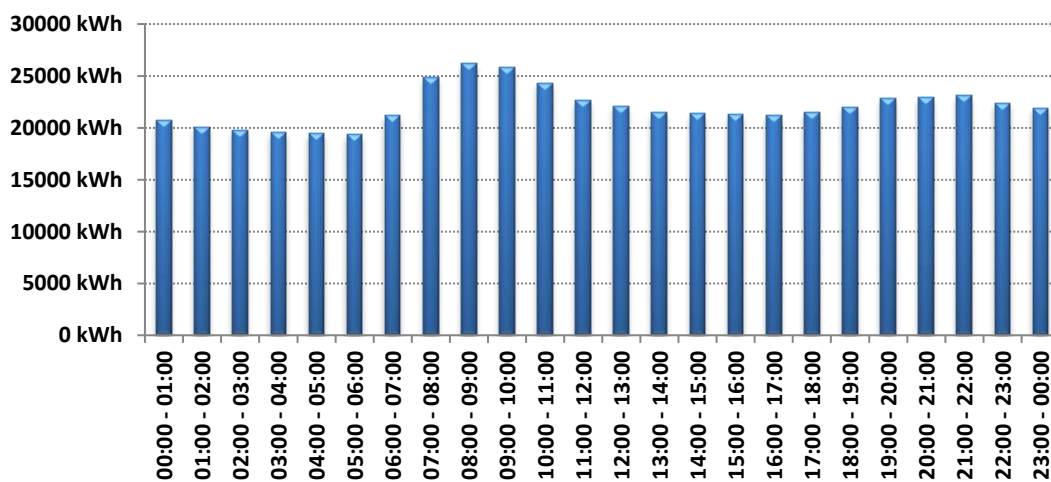


Figura 37 – Consumo Total Médio no Período em Análise por Hora do Dia

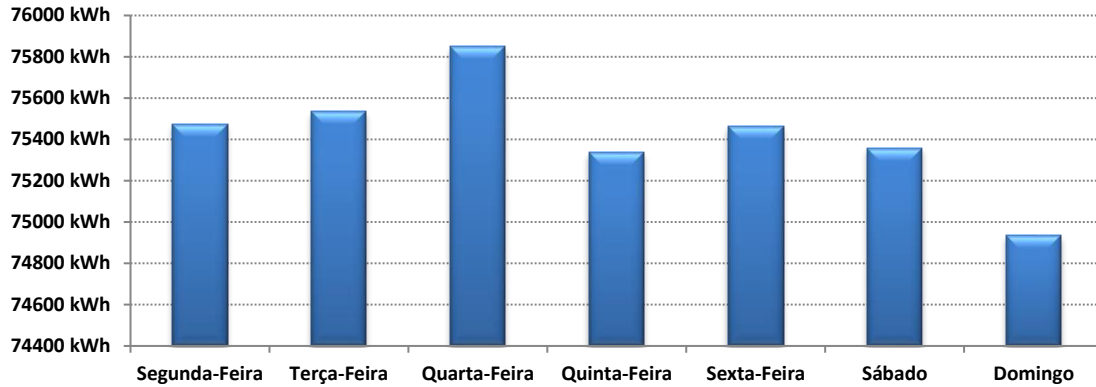


Figura 38 – Consumo Total Médio no Período em Análise por Dia da Semana

Na próxima figura pode-se verificar os consumos totais por mês durante o período em análise e conclui-se que a principal variação no consumo ocorre nos meses mais frios (dezembro – março) e nos meses mais quentes (julho – agosto).

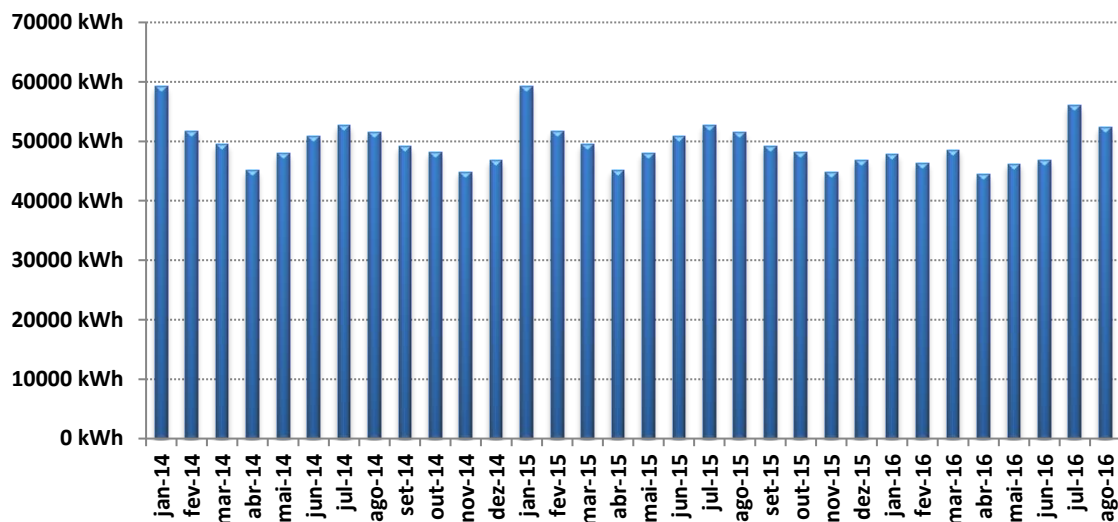


Figura 39 – Consumo Total Mensal

5.2.1. Tarifa de Acesso às Redes

No presente trabalho, e nas respectivas simulações, será apenas considerado o valor da energia ativa, sendo ignorado para este estudo a componente da TAR referente à potência contratada, potência em horas de ponta e energia reativa, de forma a simplificar o estudo.

As TAR que são aplicadas às instalações em MT para os anos em estudo são as apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7 – Tarifas de Acesso às Redes em MT, adaptado de [7]

Tarifas de Acesso às Redes em MT		Preços em 2014	Preços em 2015	Preços em 2016
Energia Ativa		€/ kWh	€/ kWh	€/ kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0338	0,0432	0,0473
	Horas cheias	0,0290	0,0374	0,0409
	Horas de vazio normal	0,0160	0,0206	0,0225
	Horas de super vazio	0,0153	0,0198	0,0217
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0335	0,0429	0,0407
	Horas cheias	0,0291	0,0371	0,0406
	Horas de vazio normal	0,0162	0,0205	0,0224
	Horas de super vazio	0,0156	0,0200	0,0219

5.3. Preço da Energia Elétrica no Mercado Ibérico

Todas as nossas faturas têm relação direta ou indireta com o preço do mercado grossista, OMIE e OMIP. Se nestes mercados existem preços muito altos, isso irá no futuro refletir-se no valor das nossas faturas.

O preço no mercado diário e mercado a prazo oscila dia a dia e hora a hora e é influenciado, principalmente, pelos seguintes fatores:

- Procura;
- As tecnologias que no momento estão a suportar a procura de energia;
- As reservas hidráulicas;
- O preço das matérias-primas (petróleo, gás e carvão);
- Eolicidade;
- Evolução da relação Euro/ Dólar.

5.3.1. Volatilidade e Sazonalidade OMIE

A modelação do setor elétrico é dificultada pela dependência das condições climatéricas a que o SEN está vinculado, no caso português, está bastante dependente da energia hídrica e eólica. Um largo período de seca, implicará um baixo índice de hidraulicidade, elevando o preço da energia no mercado, mudando a dinâmica dos contratos e posicionamento dos agentes.

Aliado aos fatores mencionados, outra das razões para a volatilidade dos preços da eletricidade é a capacidade de armazenamento da energia elétrica. Esta atualmente é armazenada indiretamente através das albufeiras ou em combustível utilizado nas centrais termoelétricas. Existem sempre imprevisibilidades que originam grandes volatilidades nos preços no mercado *spot*.

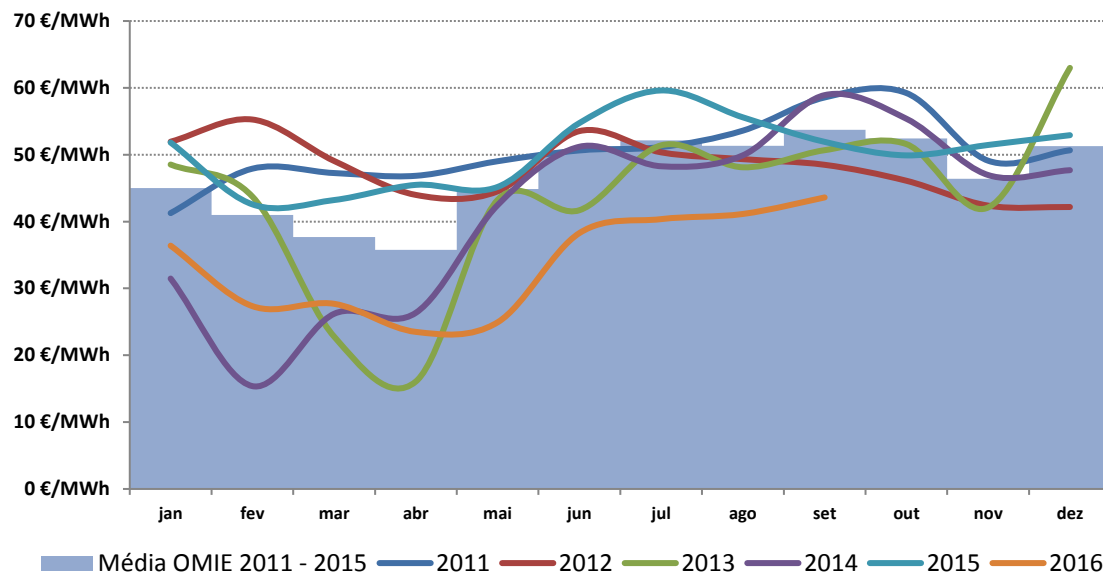


Figura 40 – Preços Médios Mensais OMIE [18]

Tendo em conta as negociações no MIBEL, de acordo com o explicado no capítulo 3: Mercado Ibérico de Eletricidade, é possível verifica a referida volatilidade do preço da eletricidade ao longo das sessões diárias que constituem a *pool* do mercado durante os anos de 2013 a agosto de 2016.

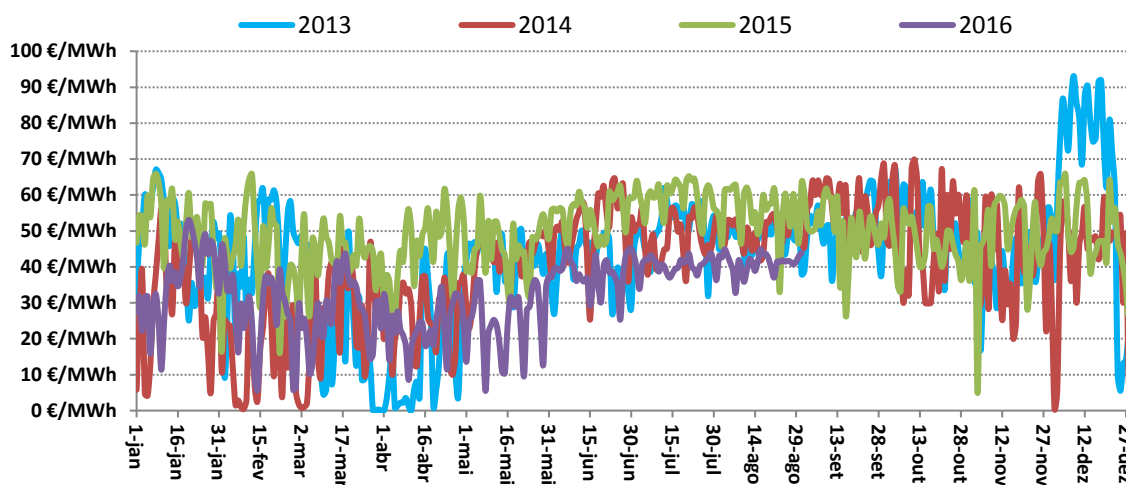


Figura 41 – Média Diária do preço Horário no OMIE [18]

Pela figura anterior é possível verificar que durante os meses de abril e maio, relativos ao ano de 2013, a eletricidade chegou a ser negociada a 0 €/MWh nas sessões diárias do mercado *diário*, no entanto, nesse mesmo ano, a eletricidade também teve o valor mais alto dos anos analisados, em dezembro. Este facto é justificável pelo elevado índice de hidraulicidade verificado em Portugal nesse mesmo período, e pelo oposto, respetivamente [29].

Nas séries de preços da energia elétrica está também presente uma grande variação sazonal, que poderá ser do tipo anual, mensal, semanal e ainda diária.

A sazonalidade anual e mensal está ligada às condições climáticas, nomeadamente à temperatura, que faz com que haja uma variação no lado da procura, no entanto, o lado da oferta também é afetado pelo clima, nomeadamente o vento, para a produção eólica e a chuva para a produção hidroelétrica.

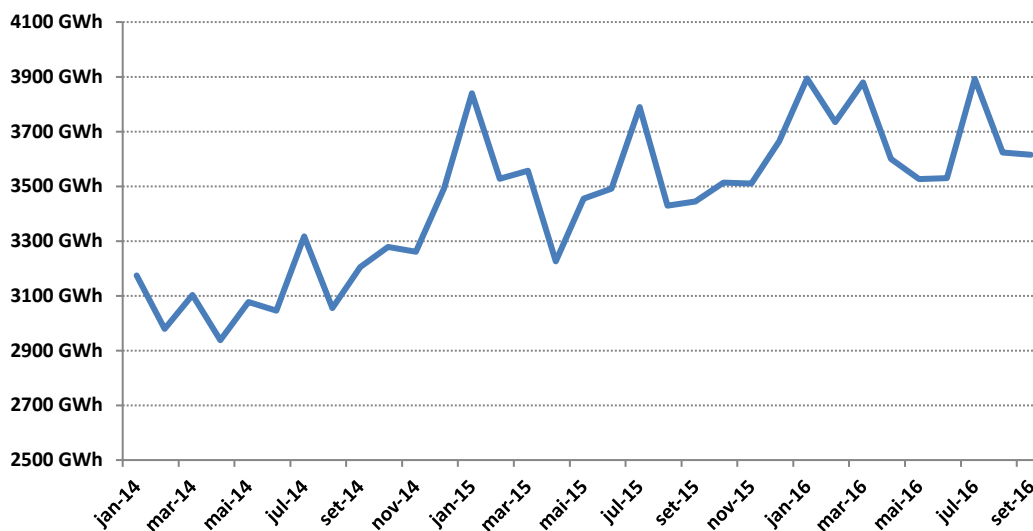


Figura 42 – Consumo em Portugal Continental de janeiro de 2014 a setembro de 2016 [29]

Como se pode verificar pela Figura 42, nos meses com temperaturas mais baixas, janeiro a março, e com temperaturas mais elevadas, julho e agosto, verifica-se que há picos de consumo bastante significativos, o que na falta de produção de energias renováveis, como acontece principalmente nos meses mais quentes por diminuição da produção hídrica, faz disparar o preço da energia elétrica.

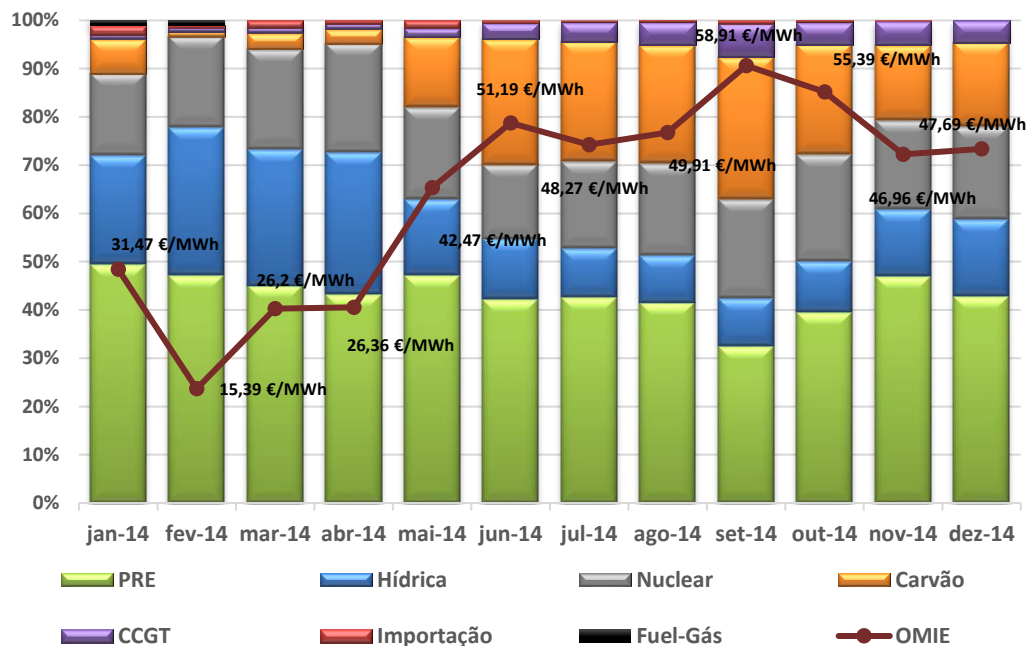


Figura 43 – Energia Mensal por Tecnologia Entrada no MIBEL 2014 [18]

Analisando a Figura 43, Figura 44 e Figura 45 podemos verificar que existe uma sazonalidade explícita, nomeadamente entre os meses mais quentes e os meses mais frios, influenciada pelo lado da procura e da oferta, como explicado no parágrafo anterior. No período de transição inverno-verão (fevereiro a maio) é onde o mercado apresenta tendência a ter meses com preços mais baixos, isto explica-se pelo aumento da produção por fontes de origem renovável, nomeadamente a produção hídrica.

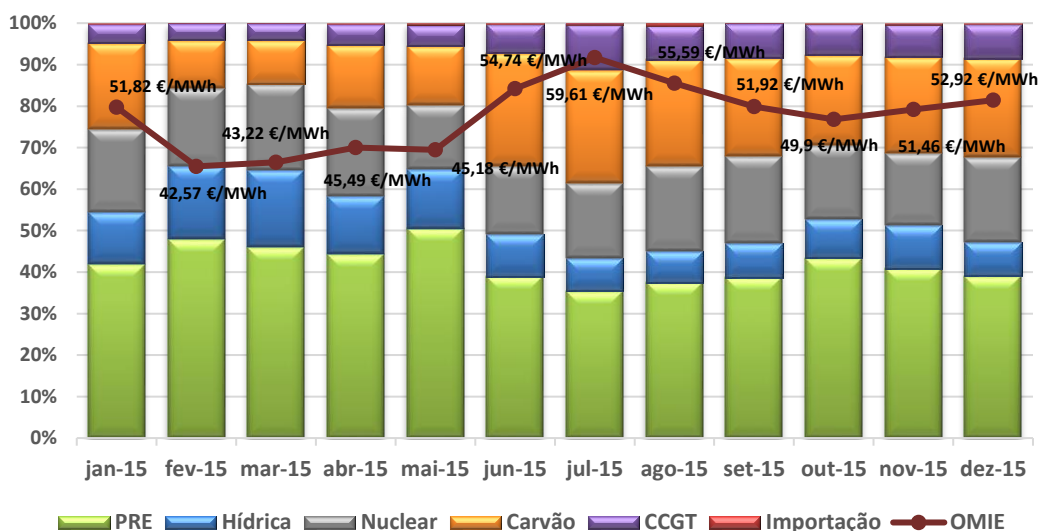


Figura 44 – Energia Mensal por Tecnologia Entrada no MIBEL 2015 [18]

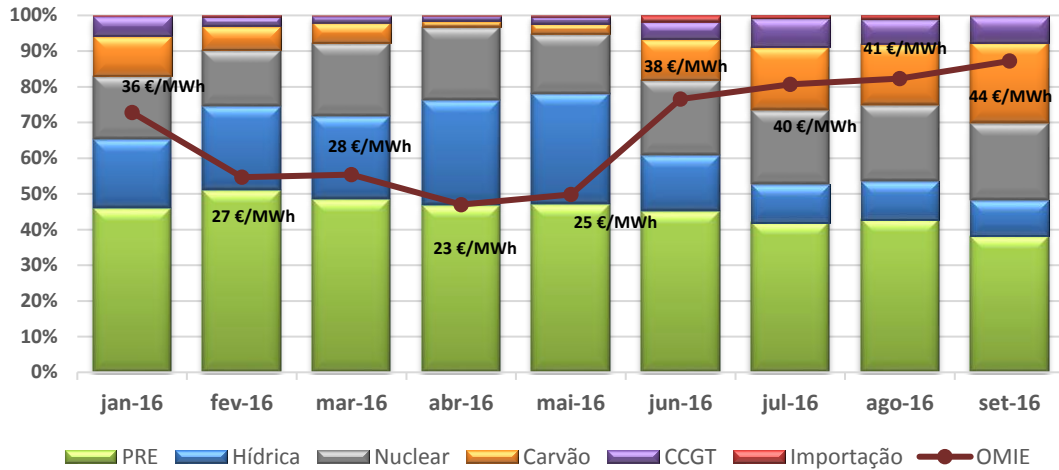


Figura 45 – Energia Mensal por Tecnologia Entrada no MIBEL 2016 [18]

A sazonalidade semanal pode ser explicada pelo fato de existir também sazonalidade diária, e ainda pelo fato de o preço da energia elétrica estar bastante dependente da procura de eletricidade. A sazonalidade diária pode ser explicada pela diminuição do consumo (doméstico e industrial) de eletricidade durante as horas noturnas e ao seu incremento durante o período diurno.

5.3.2. Impacto da Produção Renovável nos Preços da Energia Elétrica

Pela análise da Figura 46, verifica-se que a penetração das energias renováveis fazem baixar o preço da energia elétrica, o que acontece principalmente nos primeiros meses do ano, devido ao grande peso da hídrica e eólica, como se pode visualizar na Figura 47. De forma oposta, uma maior penetração de energias não renováveis, tais como, carvão, gás natural, fuel, entre outras, faz subir o preço da energia elétrica.

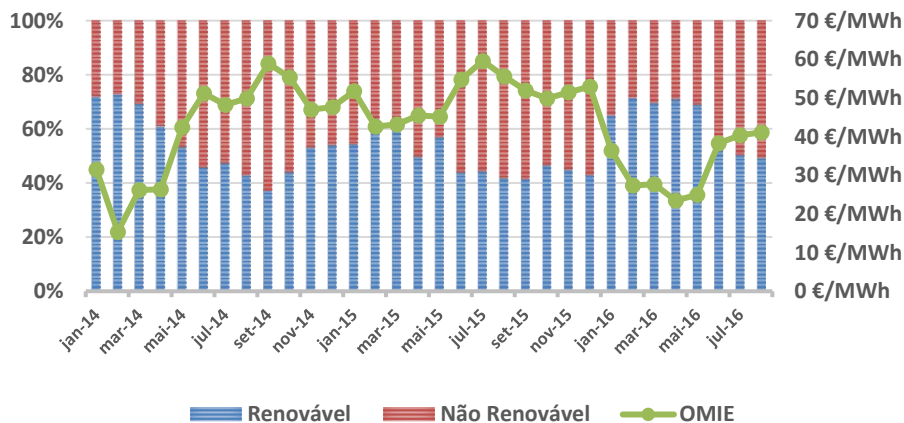


Figura 46 – Energia Renovável e Não Renovável no MIBEL vs OMIE [18]

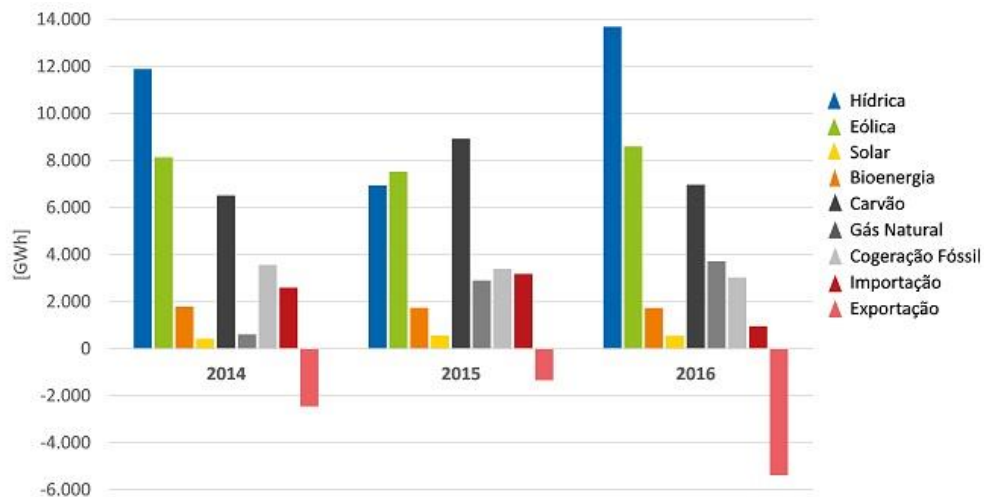


Figura 47 – Evolução da Produção de Eletricidade por Fonte, Acumulado janeiro a agosto [30]

Analisando a correlação da penetração das renováveis, Figura 48, verifica-se que a mesma é forte, que reitera o mencionado anteriormente.

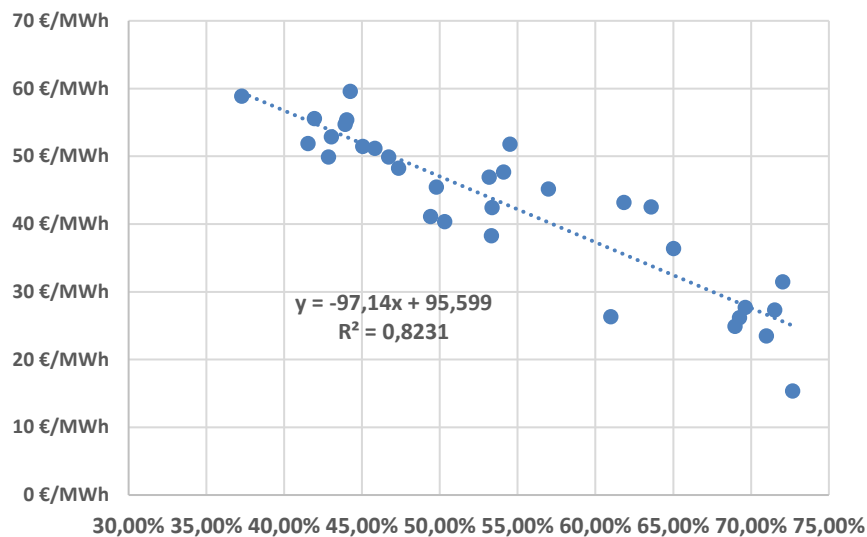


Figura 48 – Preço no OMIE vs Produção Energia por Fontes Renováveis [18]

Analisando agora quais das tecnologias tem mais influência no preço do mercado, Figura 49, podemos verificar que estas são a produção hídrica e térmica. Como se pode verificar, um aumento da produção hídrica reflete-se em preços mais baixos, e analogamente, a sua diminuição e aumento da produção térmica, faz subir o preço da energia elétrica.

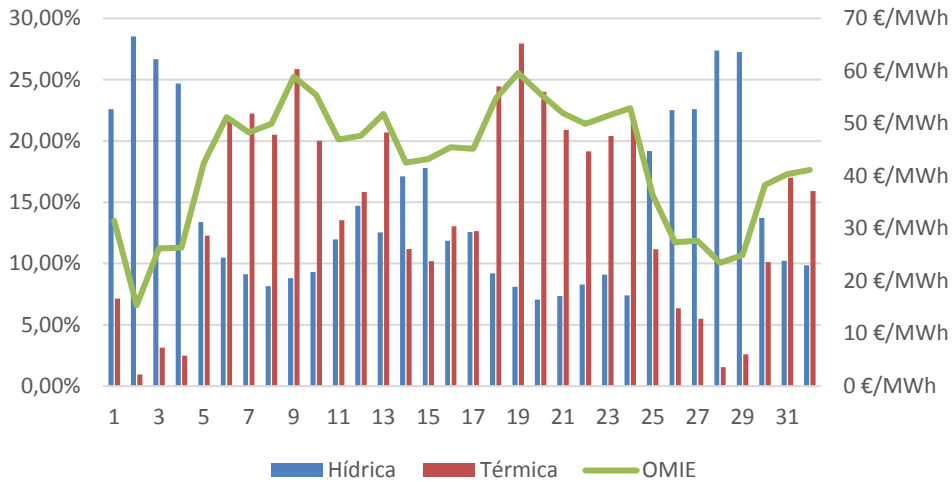


Figura 49 – Preço no OMIE vs Produção em Térmica e Hídrica [18]

Verifica-se uma forte correlação, Figura 50 e Figura 51, entre a produção de energia elétrica por tecnologia térmica, que faz subir o preço da eletricidade em 1,43 €/MWh, do valor base, por cada 1% de aumento da produção. De igual forma, verifica-se uma forte correlação entre a produção de energia elétrica por tecnologia hídrica, no entanto desta vez o preço desce 1,57 €/MWh, do valor base, por cada 1% de aumento da produção.

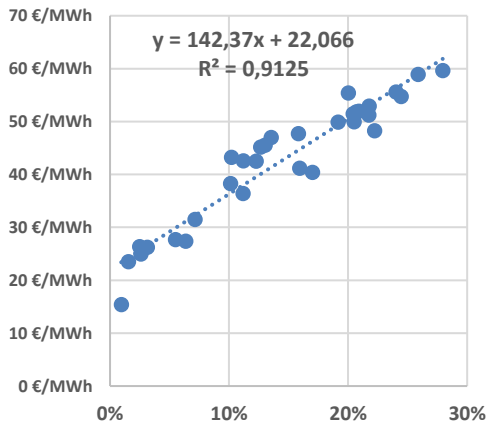


Figura 50 – Preço no OMIE vs Produção em Térmica [18]

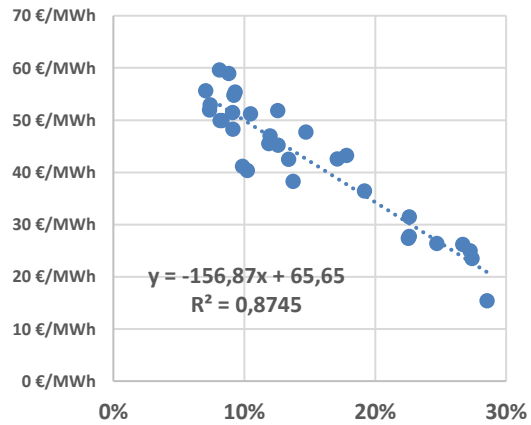


Figura 51 – Preço no OMIE vs Produção em Hídrica [18]

Para reforçar a ideia desenvolvida, entre a produção de energia elétrica por tecnologia térmica e a produção de energia elétrica por tecnologia hídrica, é representado na Figura 52 a regressão linear entre as mesmas que indica uma forte correlação entre as duas tecnologias.

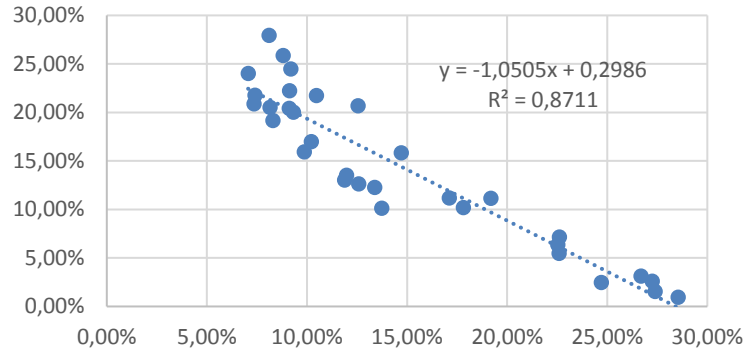


Figura 52 – Produção em Térmica vs Produção em Hídrica

5.3.3. Análise de Preços OMIE e OMIP

Antes de se começar a análise comparativa importa referir que os dados do OMIE compreendem as médias aritméticas dos preços no mercado diário no mês e ano correspondente. Por sua vez, os dados do OMIP são obtidos através das médias dos preços desde o primeiro dia de negociação até ao último dia de negociação para o período correspondente, no caso, mensal, trimestral e anual.

Analisando os preços no mercado OMIE, entre 2011 e 2016, Tabela 8, podemos observar que, principalmente entre janeiro e maio, os preços da energia elétrica são os mais baixos das séries anuais 2011 a 2016.

Tabela 8 – Média Mensal do Preço da Energia Elétrica no OMIE em €/MWh [18]

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Média
janeiro	41,26	51,95	48,53	31,474	51,82	36,39	45,01
fevereiro	47,91	55,26	43,74	15,385	42,57	27,35	40,97
março	47,26	49,06	22,79	26,201	43,22	27,70	37,71
abril	46,85	43,98	16,08	26,36	45,49	23,50	35,75
maio	49,02	44,52	43,25	42,47	45,18	24,93	44,89
junho	50,64	53,53	41,70	51,19	54,74	38,28	50,36
julho	51,15	50,35	51,40	48,27	59,61	40,36	52,16
agosto	53,60	49,34	48,12	49,91	55,59	41,14	51,31
setembro	58,56	48,49	50,68	58,91	51,92	43,61	53,71
outubro	59,22	46,11	51,58	55,38	49,90	52,23 ¹	52,40
novembro	49,10	42,39	42,10	46,96	51,46	43,95 ²	45,99
dezembro	50,66	42,18	62,99	47,69	52,92	44,66 ²	50,18
Média	50,44	48,10	43,58	41,68	50,37	37,01	45,20

¹ Média do mês até 25/10/2016

² Média preços OMIP desde o primeiro dia de negociação até 21/10/2016

No ano de 2016, verifica-se que existe a mesma tendência para preços mais baixos entre janeiro e maio, no entanto, de junho a setembro, os preços apresentam valores bastante inferiores ao respetivo mês dos anos analisados, mostrando, mais uma vez, a grande volatilidade do mercado.

Para o mês de outubro de 2016, à data da realização da análise, só foi possível obter valores até ao dia 25, pelo que, a média neste mês tenderá a ser diferente, no entanto não se afastará dos 50 €/MWh.

Para o mês de novembro e dezembro de 2016 foram utilizados dados médios do OMIP durante o período de negociação, no entanto, no dia 24/10/2016 estes valores apresentam valores mais elevados, de 54,05 €/MWh e 52,65 €/MWh, respetivamente, o que faz prever que as médias desses meses, entre 2011 e 2016, subam para valores mais próximos dos 50 €/MWh.

Face a estes resultados, podemos dizer que entre estes meses, janeiro a maio, o mercado em média situa-se com valores próximos ou abaixo dos 45 €/MWh, como se pode observar na média determinada nesses meses entre 2011 e 2016.

A partir desses meses, como se pode ver na Tabela 8, o mercado apresenta tendência a preços acima dos 50 €/MWh, com exceção do mês de novembro, mas pelos motivos explicados anteriormente, o valor médio poderá ser mais elevado do que o apresentado. Dessa forma, no mês de novembro vamos assumir que o valor médio terá tendência a aproximar-se mais dos 50 €/MWh, do que dos 45 €/MWh, valor este utilizado para fazer a divisão entre os meses tendencialmente mais “caros” e os meses tendencialmente mais “baratos”.

Passando a uma análise entre o mercado OMIE e o mercado OMIP, Figura 53, a evolução do mercado leva a pensar numa oferta a Preço Indexado, no entanto, analisando a margem de benefício de cada comercializadora, pode ser interessante uma oferta a Preço Fixo. Em qualquer dos casos, dependerá sempre dos preços de mercado e do perfil de consumo da instalação.

Pode-se ainda verificar que a curva de preços no OMIP move-se de forma “menos dramática” que a curva de preços no OMIE, reforçando a volatilidade deste mercado e a “não relação” entre o mercado físico e o mercado de futuros.

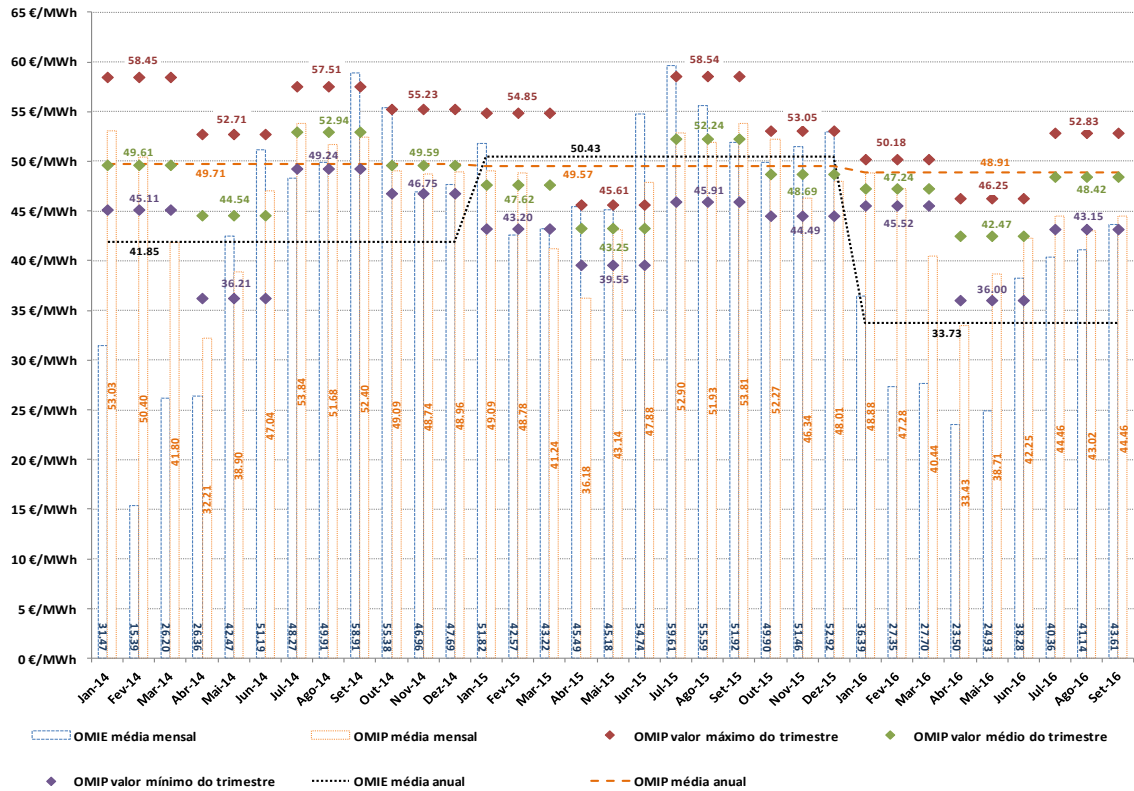


Figura 53 – Comparação de Preços OMIE – OMIP [18] [24]

5.4. Meses com Oferta Mista em Preço Fixo ou Preço Indexado

A primeira simulação incluirá todos os meses do ano e dessa forma, não será apresentada a tabela comparativa entre os meses com oferta a Preço Fixo ou oferta a Preço Indexado.

Para a escolha dos meses em que se seleciona um Preço Fixo ou um Preço Indexado vamos assumir os seguintes pressupostos:

- Possibilidade de alteração mensal entre um Preço Fixo e um Preço Indexado;
- Possibilidade de alteração trimestral entre um Preço Fixo e um Preço Indexado;
- O preço médio que divide os meses mais “caros” dos meses mais “baratos” situa-se nos 45 €/MWh.

Conjugando a análise efetuada no subcapítulo 5.3: Preço da Energia Elétrica no Mercado Ibérico, da produção e do preço da energia elétrica no mercado ibérico, e ainda os pressupostos descritos, apresenta-se nas próximas tabelas os meses em que serão considerados Preço Fixo ou Preço Indexado, nas diferentes simulações para a oferta Mista.

Tabela 9 – Meses a Preços Fixos e Preços Indexados Utilizados na Simulação 2

	Preço Fixo	Preço Indexado
janeiro		X
fevereiro		X
março		X
abril	X	
maio	X	
junho	X	
julho	X	
agosto	X	
setembro	X	
outubro	X	
novembro	X	
dezembro	X	

Na Tabela 9 e aplicável à Simulação 2, os meses escolhidos têm em consideração o pressuposto de alteração trimestral da oferta, e ainda, a análise de preços do OMIE, que apresenta, tendência a ter preços mais baixos neste período do ano, com valores iguais ou inferiores a 45 €/MWh. Assim, temos oferta a Preço Indexado no primeiro trimestre do ano e nos restantes trimestres temos oferta a Preço Fixo.

Tabela 10 – Meses a Preços Fixos e Preços Indexados Utilizados na Simulação 3

	Preço Fixo	Preço Indexado
janeiro		X
fevereiro		X
março		X
abril		X
maio		X
junho		X
julho	X	
agosto	X	
setembro	X	
outubro	X	
novembro	X	
dezembro	X	

Na Tabela 10 e aplicável à Simulação 3, seleciona-se o primeiro semestre para oferta a Preço Indexado e o segundo semestre para oferta a Preço Fixo, tendo em consideração a análise de preços do OMIE, que apresenta preços iguais ou inferiores a 45 €/MWh em praticamente todos os meses, e ainda, o pressuposto de alteração trimestral da oferta.

Na Tabela 11 e aplicável à Simulação 4, são selecionados os meses de janeiro a maio pelos preços verificados no OMIE, iguais ou inferiores a 45 €/MWh, e tendo em consideração o pressuposto de alteração mensal da oferta.

Tabela 11 – Meses a Preços Fixos e Preços Indexados Utilizados na Simulação 4

	Preço Fixo	Preço Indexado
janeiro		X
fevereiro		X
março		X
abril		X
maio		X
junho	X	
julho	X	
agosto	X	
setembro	X	
outubro	X	
novembro	X	
dezembro	X	

5.5. Resumo do Capítulo

No presente capítulo é descrita a metodologia utilizada na realização das simulações do próximo capítulo, sendo também efetuada uma apresentação das características de consumo das instalações.

Nesta secção, é ainda efetuada uma análise ao mercado ibérico em que se verificou que o preço final da energia elétrica é marcado, geralmente, pela grande hídrica, que pode regular a água turbinada através das bacias, assim como, pelas tecnologias térmicas.

Contudo, uma menor procura no consumo implicaria preços mais baixos, pois não é necessário que funcionem as centrais de produção mais caras. Adicionalmente, um aumento da produção por fontes de energia renovável pode implicar uma forte descida do preço de mercado, chegando a ocorrer casos em que a procura é abastecida por preços de produção a 0 €/MWh, como já ocorreu algumas vezes.

Por fim é efetuada uma análise dos preços no mercado diário (OMIE) e no mercado a prazo (OMIP), e são selecionados os meses que em cada simulação na oferta Mista terão Preço Fixo ou Preço Indexado.

6. Simulações e Resultados

No presente capítulo, serão apresentados os resultados das simulações realizadas para cada uma das instalações, nos diferentes períodos, e a sua respetiva análise.

Foram realizadas quatro simulações para cada uma das instalações que contemplam a análise das diferenças com uma Oferta a Preço Fixo face a uma Oferta a Preço Indexado e a análise das diferenças com oferta Mista – Preço Fixo e Preço Indexado, face a uma oferta a Preço Fixo.

Para a realização das simulações foram admitidos os seguintes pressupostos:

- O ciclo horário a considerar nas diferentes simulações será o que está em vigor nas instalações, que em todas elas é o Ciclo Semanal;
- As Tarifas de Acesso às Redes estão incluídas no custo final.
- Os valores utilizados no Preço Fixo são os que estavam em vigor no período em análise, de acordo com os contratos de fornecimento e as faturas e por motivos de confidencialidade não serão revelados;
- Para o cálculo do Preço Indexado, a fórmula corresponde a um dos comercializadores a atuar no mercado liberalizado e com o qual as instalações têm contrato de fornecimento de energia, e por motivos de confidencialidade, não será indicado o mesmo nem a fórmula real, no entanto a fórmula deriva da genérica apresentada anteriormente:

$$P_i = PM_{OMIE(h)} \times Perdas_{(i)} + K_i$$

P_i – é o custo do kWh para o período **i**;

PM_{OMIE(h)} – custo da energia horária no mercado diário OMIE;

Perdas_i – corresponde ao coeficiente de perdas, publicados anualmente pela ERSE;

K_i – coeficiente que engloba os sobrecustos do sistema, desvios, e a renumeração da comercializadora;

i – corresponde aos quatro período horários: ponta, cheias, vazio e super-vazio.

6.1. Simulação 1 – Preço Fixo vs Preço Indexado

Os resultados da simulação 1 têm como objetivo comparar as diferenças entre uma oferta a Preço Fixo e uma oferta a Preço Indexado.

Tabela 12 – Resultados da Simulação 1 em 2014

	Instalação A		Instalação B		Instalação C		Instalação D	
	Diferença		Diferença		Diferença		Diferença	
jan-14	-401 €	-22,1%	-739 €	-23,6%	-737 €	-21,5%	-1.474 €	-28,4%
fev-14	-774 €	-45,2%	-1.473 €	-44,5%	-1.682 €	-44,8%	-2.262 €	-49,9%
mar-14	-1.362 €	-30,7%	-1.034 €	-30,6%	-1.092 €	-34,0%	-1.587 €	-36,8%
abr-14	-1.263 €	-30,5%	-937 €	-30,2%	-744 €	-30,5%	-1.428 €	-36,6%
mai-14	-275 €	-8,6%	-306 €	-8,6%	-235 €	-8,1%	-681 €	-16,4%
jun-14	133 €	3,4%	144 €	3,6%	157 €	5,4%	-245 €	-5,6%
jul-14	-40 €	-0,9%	-38 €	-0,9%	-29 €	-0,9%	-420 €	-9,1%
ago-14	86 €	1,7%	103 €	1,6%	53 €	1,8%	-334 €	-7,5%
set-14	620 €	13,4%	907 €	13,3%	430 €	13,5%	170 €	4,0%
out-14	391 €	9,5%	638 €	9,0%	253 €	7,9%	-3 €	-0,1%
nov-14	-93 €	-2,4%	-192 €	-2,7%	-85 €	-2,8%	-409 €	-10,5%
dez-14	-49 €	-1,2%	-103 €	-1,4%	-65 €	-2,3%	-410 €	-10,0%
Total	-3.025 €	-6,63%	-3.031 €	-5,3%	-3.776 €	-11,3%	-9.084 €	-21,1%

No ano de 2014 verificam-se importantes poupanças, que variam entre os 5% e os 21%, em todas as instalações ao optar-se por uma oferta a Preço Indexado. Os meses em que existe maior poupança são os de janeiro a maio, no entanto existem alguma poupança nos meses de julho, novembro e dezembro, sendo que na instalação D apenas no mês de setembro deu benefício para o oferta a Preço Fixo. Esta poupança na instalação D é causada, principalmente, por valores por kWh na oferta a Preço Fixo superior às restantes.

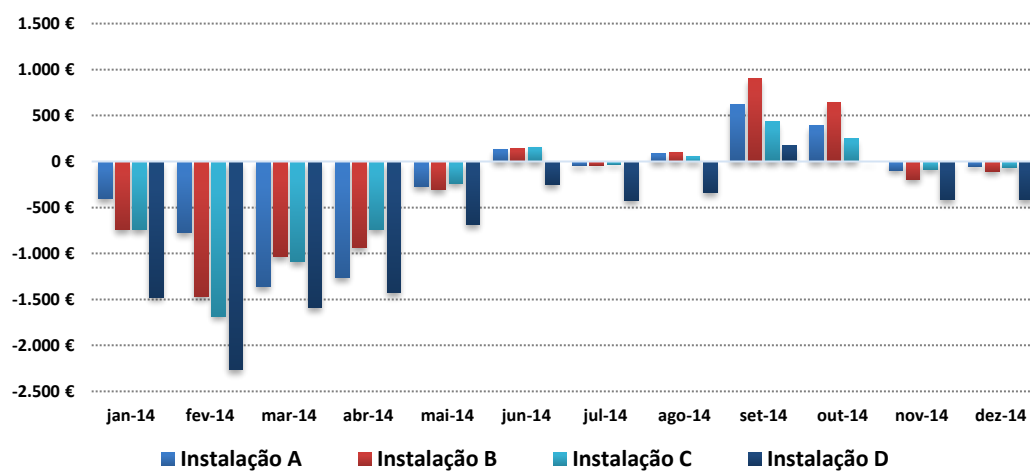


Figura 54 – Variação Mensal dos Resultados da Simulação 1 em 2014

Tabela 13 – Resultados da Simulação 1 em 2015

	Instalação A		Instalação B		Instalação C		Instalação D	
	Diferença		Diferença		Diferença		Diferença	
jan-15	333 €	6,0%	426 €	6,6%	159 €	5,0%	-167 €	-3,0%
fev-15	-298 €	-4,7%	-283 €	-5,0%	-224 €	-7,3%	-676 €	-13,9%
mar-15	-265 €	-5,3%	-283 €	-4,9%	-187 €	-5,9%	-649 €	-14,0%
abr-15	-50 €	-1,2%	-85 €	-1,5%	-56 €	-1,8%	-455 €	-10,9%
mai-15	-57 €	-1,3%	-114 €	-1,9%	-55 €	-1,8%	-491 €	-11,2%
jun-15	465 €	10,6%	599 €	10,1%	302 €	10,3%	-38 €	-0,8%
jul-15	727 €	16,9%	1.068 €	16,1%	610 €	16,0%	230 €	4,6%
ago-15	481 €	12,2%	739 €	11,5%	424 €	11,3%	38 €	0,8%
set-15	260 €	6,7%	401 €	6,2%	194 €	5,9%	-181 €	-3,9%
out-15	185 €	4,1%	237 €	3,7%	115 €	3,6%	-278 €	-6,2%
nov-15	259 €	6,3%	364 €	5,7%	208 €	6,3%	-191 €	-4,6%
dez-15	380 €	8,6%	521 €	8,2%	265 €	7,7%	-116 €	-2,7%
Total	2.422 €	4,2%	3.591 €	4,6%	1.756 €	4,3%	-2.973 €	-5,6%

No ano de 2015 apenas a instalação D obteve poupanças de 5,6 %, inferior ao ano anterior, no entanto, “beneficia”, como já foi dito, de valores por kWh na oferta a Preço Fixo superior às restantes. As restantes instalações foram penalizadas pelo aumento de preços da energia elétrica no mercado diário face a 2014, em todos os meses do ano.

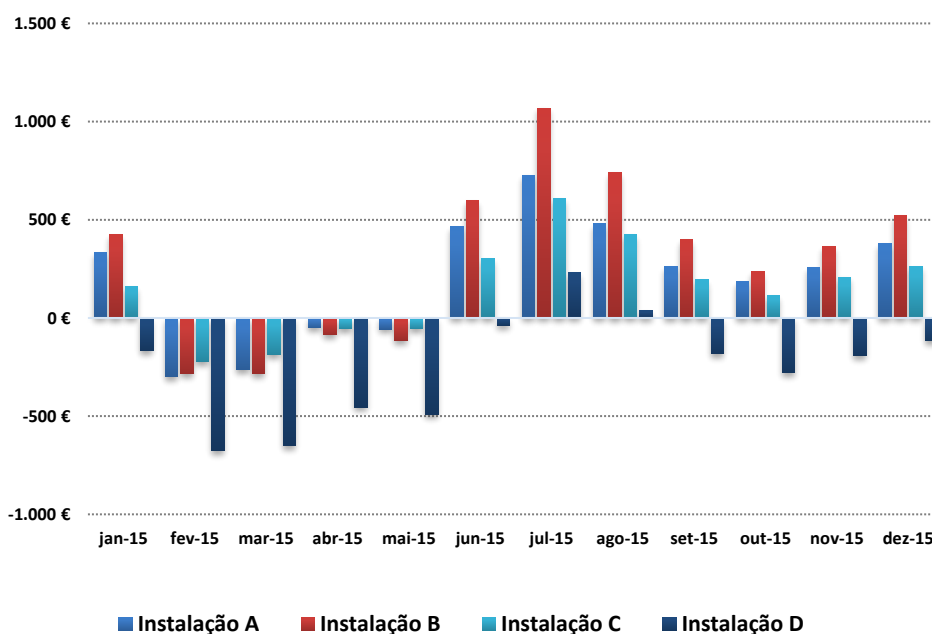


Figura 55 – Variação Mensal dos Resultados da Simulação 1 em 2015

Tabela 14 – Resultados da Simulação 1 em 2016

	Instalação A		Instalação B		Instalação C		Instalação D	
	Diferença		Diferença		Diferença		Diferença	
jan-16	-538 €	-11,8%	-792 €	-11,9%	-462 €	-12,1%	-960 €	-21,0%
fev-16	-945 €	-23,4%	-1.433 €	-23,4%	-743 €	-21,7%	-1.393 €	-30,9%
mar-16	-1.118 €	-22,9%	-1.568 €	-23,0%	-878 €	-23,7%	-1.445 €	-30,8%
abr-16	-1.368 €	-27,6%	-1.871 €	-28,3%	-1.049 €	-28,6%	-1.502 €	-35,6%
mai-16	-1.376 €	-25,9%	-1.763 €	-26,4%	-918 €	-26,5%	-1.487 €	-33,8%
jun-16	-448 €	-9,6%	-624 €	-9,8%	-310 €	-9,6%	-227 €	-5,9%
jul-16	-358 €	-6,8%	-484 €	-6,9%	-272 €	-6,9%	-137 €	-3,0%
ago-16	-283 €	-5,9%	-445 €	-6,1%	-176 €	-5,8%	-95 €	-2,2%
Total	-6.435 €	-20,1%	-8.981 €	-20,1%	-4.809 €	-20,5%	-7.246 €	-25,9%

No ano de 2016 verificam-se importantes poupanças em todas as instalações ao optar-se por uma oferta a Preço Indexado. Essas mesmas poupanças variam entre os 20% e os 26%, aproximadamente. O ano de 2016 até agosto tem sido marcado por preços no mercado diário bastante baixos, tal como já foi visto no subcapítulo 5.3: Preço da Energia Elétrica no Mercado Ibérico. Importa referir que a instalação D a partir de junho tem uma oferta a Preço Fixo com valores por kWh inferior às restantes, resultando em menores diferenças.

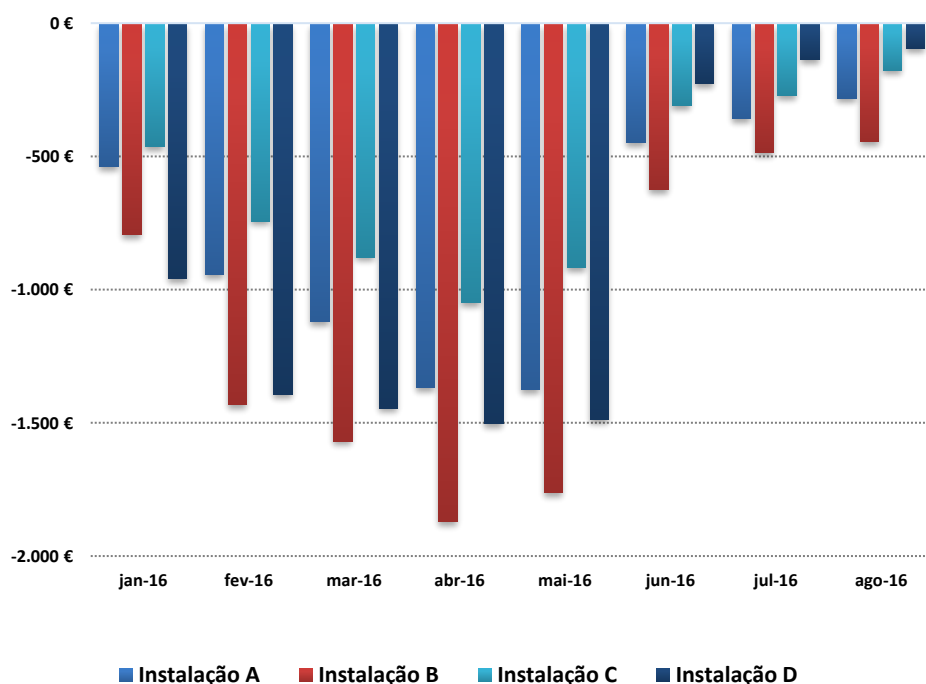


Figura 56 – Variação Mensal dos Resultados da Simulação 1 em 2016

Resumo de Poupanças por Ano

Como já foi analisado anteriormente, e se pode agora verificar pelo resumo apresentado na Tabela 15, o ano de 2015 foi o mais penalizador para as instalações A, B e C, e a instalação D teve ganhos, mas bastante inferiores aos verificados em outros anos, no entanto beneficiada pelos valores por kWh, na oferta a Preço Fixo, superior às restantes.

Tabela 15 – Resumo dos Resultados da Simulação 1 nos Diferentes Anos e Instalações

	Instalação A	Instalação B	Instalação C	Instalação D
2014	-3.025 €	-3.031 €	-3.776 €	-9.084 €
2015	2.422 €	3.591 €	1.756 €	-2.973 €
2016 (até agosto)	-6.435 €	-8.981 €	-4.809 €	-7.246 €
Total	-7.038 €	-8.422 €	-6.828 €	-19.303 €

Na generalidade, e analisando ao longo de todo o período, entre janeiro de 2014 e agosto de 2016, ao optar-se por uma oferta a Preço Indexado as poupanças foram muito significativas. Assim pode-se concluir que a longo prazo uma oferta a Preço Indexado, durante todo o período anual, traduz-se em importantes poupanças económicas.

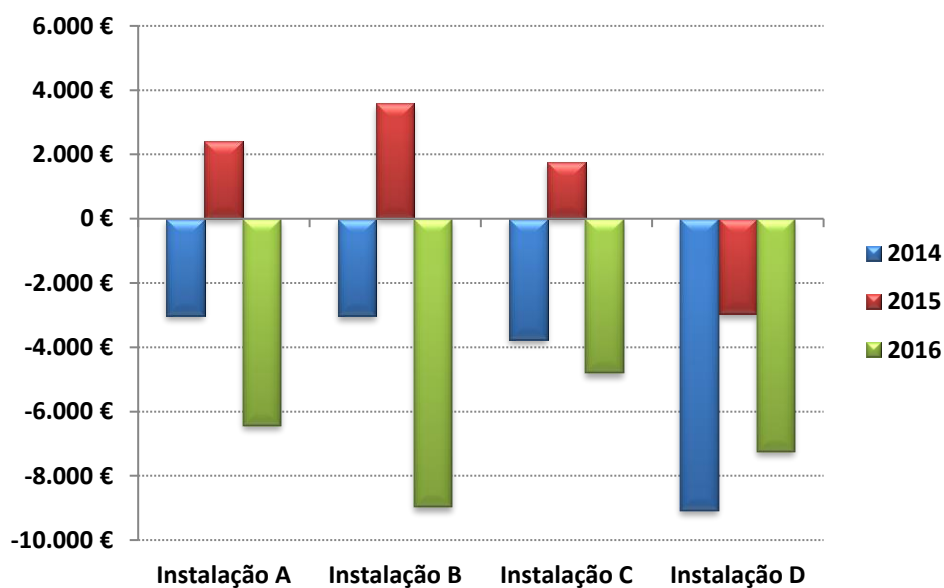


Figura 57 – Variação dos Resultados da Simulação 1 nos Diferentes Anos e Instalações

6.2. Simulação 2 – Oferta Mista: Preço Fixo e Preço Indexado

Os resultados da Simulação 2, que tem como objetivo comparar as diferenças entre uma oferta Mista, conjugando uma oferta a Preço Fixo e uma oferta a Preço Indexado como indicado na Tabela 9, face a uma oferta a Preço Fixo, são apresentados nas tabelas seguintes.

Só serão apresentados os meses onde há diferença entre uma oferta a Preço Fixo e uma oferta a Preço Indexado. Nos restantes meses como se trata de uma oferta a Preço Fixo, essa diferença é nula.

Tabela 16 – Resultados da Simulação 2 em 2014

	Instalação A		Instalação B		Instalação C		Instalação D	
	Diferença		Diferença		Diferença		Diferença	
jan-14	-401 €	-22,1%	-739 €	-23,6%	-737 €	-21,5%	-1.474 €	-28,4%
fev-14	-774 €	-45,2%	-1.473 €	-44,5%	-1.682 €	-44,8%	-2.262 €	-49,9%
mar-14	-1.362 €	-30,7%	-1.034 €	-30,6%	-1.092 €	-34,0%	-1.587 €	-36,8%
Total	-2.536 €	-5,56%	-3.246 €	-5,7%	-3.511 €	-10,5%	-5.323 €	-12,4%

No ano de 2014 verificam-se significativas poupanças em todas as instalações ao optar-se por uma Preço Indexado durante o primeiro trimestre. Essas mesmas poupanças variam entre os 5% e os 12%.

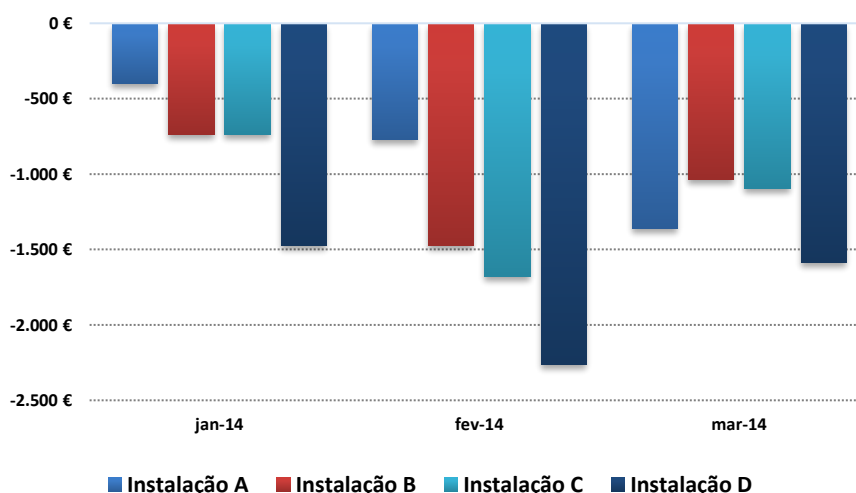


Figura 58 – Variação Mensal dos Resultados da Simulação 2 em 2014

Tabela 17 – Resultados da Simulação 2 em 2015

	Instalação A		Instalação B		Instalação C		Instalação D	
	Diferença		Diferença		Diferença		Diferença	
jan-15	333 €	6,0%	426 €	6,6%	159 €	5,0%	-167 €	-3,0%
fev-15	-298 €	-4,7%	-283 €	-5,0%	-224 €	-7,3%	-676 €	-13,9%
mar-15	-265 €	-5,3%	-283 €	-4,9%	-187 €	-5,9%	-649 €	-14,0%
Total	-229 €	-0,4%	-140 €	-0,2%	-252 €	-0,6%	-1.492 €	-2,8%

No ano de 2015 verificam-se poupanças ligeiras nas instalações A, B e C, e já mais significativa na instalação D, ao optar-se por uma Preço Indexado durante o primeiro trimestre. No entanto, como no mês de janeiro os preços da energia elétrica no mercado diário estiveram elevados, as instalações A, B e C foram penalizadas. A instalação D obteve poupança em janeiro, no entanto, beneficia, como já foi referido, de um maior valor por kWh na oferta a Preço Fixo face às restantes.

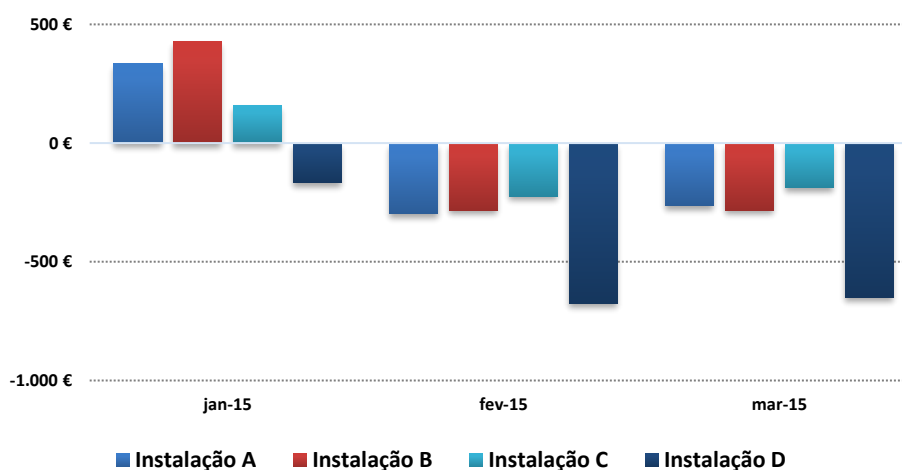


Figura 59 – Variação Mensal dos Resultados da Simulação 2 em 2015

Tabela 18 – Resultados da Simulação 2 em 2016

	Instalação A		Instalação B		Instalação C		Instalação D	
	Diferença		Diferença		Diferença		Diferença	
jan-16	-538 €	-11,8%	-792 €	-11,9%	-462 €	-12,1%	-960 €	-21,0%
fev-16	-945 €	-23,4%	-1.433 €	-23,4%	-743 €	-21,7%	-1.393 €	-30,9%
mar-16	-1.118 €	-22,9%	-1.568 €	-23,0%	-878 €	-23,7%	-1.445 €	-30,8%
Total	-2.601 €	-8,1%	-3.794 €	-8,5%	-2.083 €	-8,9%	-3.798 €	-13,6%

No ano de 2016, todas as instalações obtiveram poupanças entre os 8% e os 13% ao optar-se por uma oferta Preço Indexado durante o primeiro trimestre.

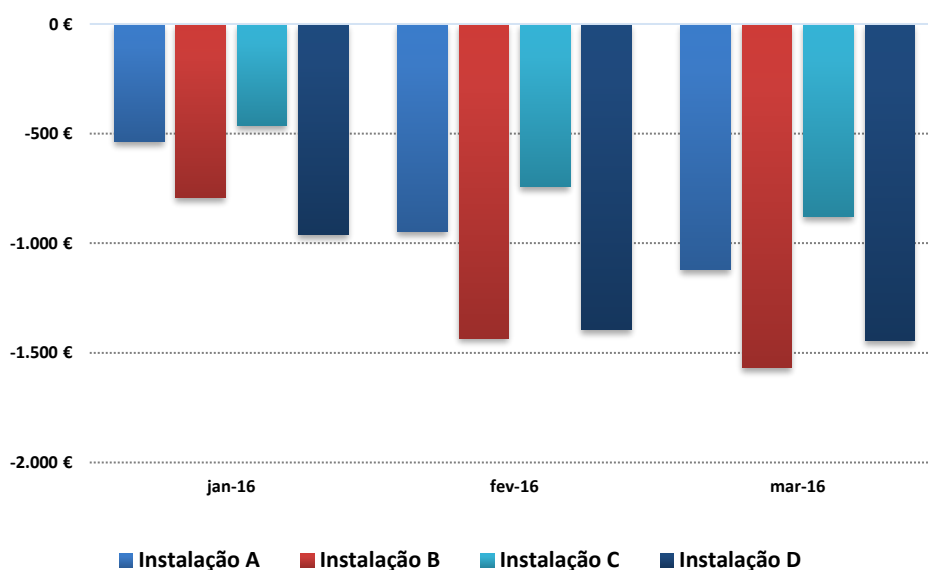


Figura 60 – Variação Mensal dos Resultados da Simulação 2 em 2016

Resumo de Poupanças por Ano

Como se pode verificar pela tabela seguinte, com a oferta a Preço Indexado no primeiro trimestre e uma oferta a Preço Fixo nos restantes, todas as instalações têm ganhos bastante significativos, apesar de 2015 a poupança ser inferior aos restantes períodos.

Tabela 19 – Resumo dos Resultados da Simulação 2 nos Diferentes Anos e Instalações

	Instalação A	Instalação B	Instalação C	Instalação D
2014	-2.536 €	-3.246 €	-3.511 €	-5.323 €
2015	-229 €	-140 €	-252 €	-1.492 €
2016 (até agosto)	-2.601 €	-3.794 €	-2.083 €	-3.798 €
Total	-5.366 €	-7.179 €	-5.846 €	-10.612 €

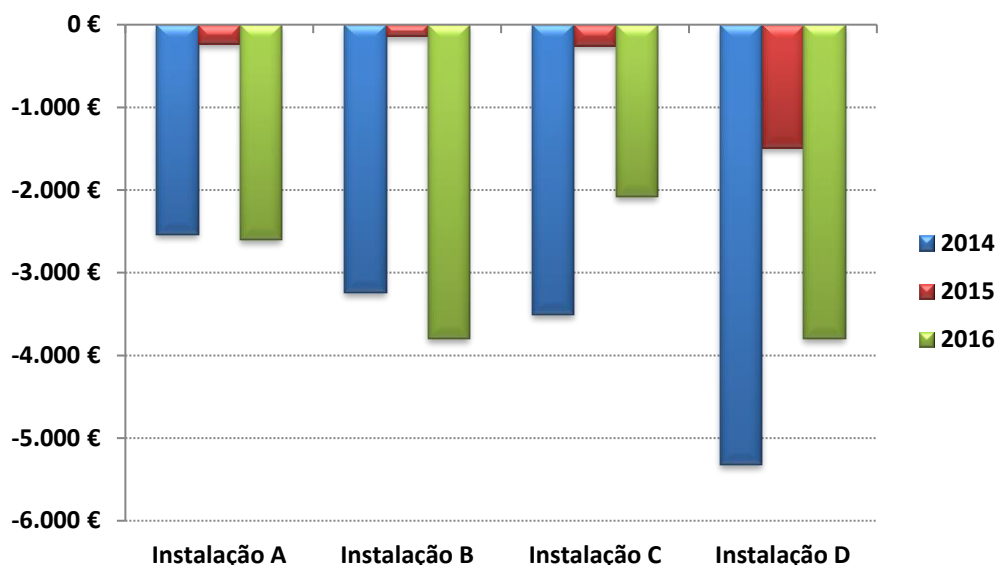


Figura 61 – Variação dos Resultados da Simulação 2 nos Diferentes Anos e Instalações

6.3. Simulação 3 – Oferta Mista: Preço Fixo e Preço Indexado

Os resultados da Simulação 3, que tem como objetivo comparar as diferenças entre uma oferta Mista, conjugando uma oferta a Preço Fixo e uma oferta a Preço Indexado como indicado na Tabela 10, face a uma oferta a Preço Fixo, são apresentados nas tabelas seguintes.

Só serão apresentados os meses onde há diferença entre uma oferta a Preço Fixo e uma oferta a Preço Indexado. Nos restantes meses como se trata de uma oferta a Preço Fixo, essa diferença é nula.

Tabela 20 – Resultados da Simulação 3 em 2014

	Instalação A		Instalação B		Instalação C		Instalação D	
	Diferença		Diferença		Diferença		Diferença	
jan-14	-401 €	-22,1%	-739 €	-23,6%	-737 €	-21,5%	-1.474 €	-28,4%
fev-14	-774 €	-45,2%	-1.473 €	-44,5%	-1.682 €	-44,8%	-2.262 €	-49,9%
mar-14	-1.362 €	-30,7%	-1.034 €	-30,6%	-1.092 €	-34,0%	-1.587 €	-36,8%
abr-14	-1.263 €	-30,5%	-937 €	-30,2%	-744 €	-30,5%	-1.428 €	-36,6%
mai-14	-275 €	-8,6%	-306 €	-8,6%	-235 €	-8,1%	-681 €	-16,4%
jun-14	133 €	3,4%	144 €	3,6%	157 €	5,4%	-245 €	-5,6%
Total	-3.941 €	-8,64%	-4.345 €	-7,7%	-4.334 €	-13,0%	-7.677 €	-17,9%

No ano de 2014 verificam-se importantes poupanças em todas as instalações ao optar-se por uma oferta a Preço Indexado durante o primeiro semestre. Essas mesmas poupanças variam entre os 7% e os 18%. Os meses em que existe maior poupança são os de janeiro a maio, sendo que na instalação D no mês de junho tem benefício para o oferta a Preço Fixo. Esta poupança na instalação D é causada, principalmente, por uma oferta de Preço Fixo, com valor por kWh, superior às restantes.

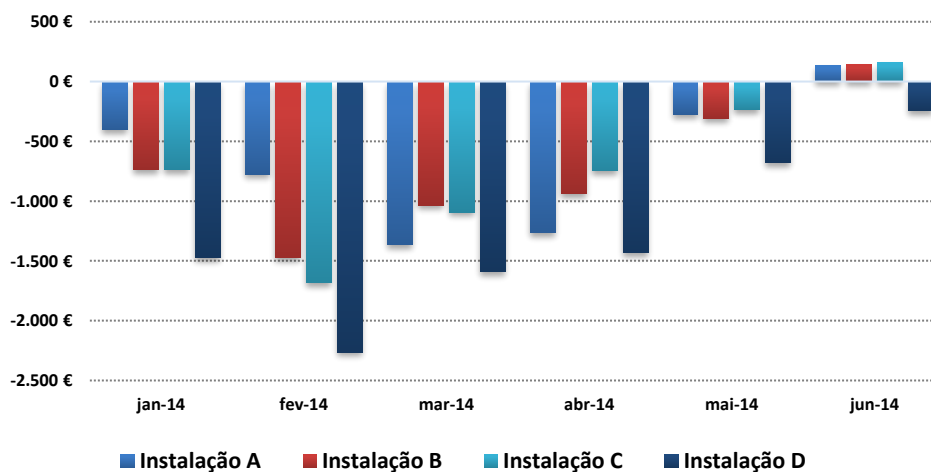


Figura 62 – Variação Mensal dos Resultados da Simulação 3 em 2014

Em 2015 verificam-se poupanças ligeiras na instalação C e já mais significativa na instalação D, ao optar-se por uma Preço Indexado durante o primeiro semestre. A instalação A e B foram prejudicadas por preços elevados no mercado diário, principalmente nos meses de janeiro e de junho.

Tabela 21 – Resultados da Simulação 3 em 2015

	Instalação A		Instalação B		Instalação C		Instalação D	
	Diferença		Diferença		Diferença		Diferença	
jan-15	333 €	6,0%	426 €	6,6%	159 €	5,0%	-167 €	-3,0%
fev-15	-298 €	-4,7%	-283 €	-5,0%	-224 €	-7,3%	-676 €	-13,9%
mar-15	-265 €	-5,3%	-283 €	-4,9%	-187 €	-5,9%	-649 €	-14,0%
abr-15	-50 €	-1,2%	-85 €	-1,5%	-56 €	-1,8%	-455 €	-10,9%
mai-15	-57 €	-1,3%	-114 €	-1,9%	-55 €	-1,8%	-491 €	-11,2%
jun-15	465 €	10,6%	599 €	10,1%	302 €	10,3%	-38 €	-0,8%
Total	130 €	0,2%	261 €	0,3%	-60 €	-0,1%	-2.475 €	-4,7%

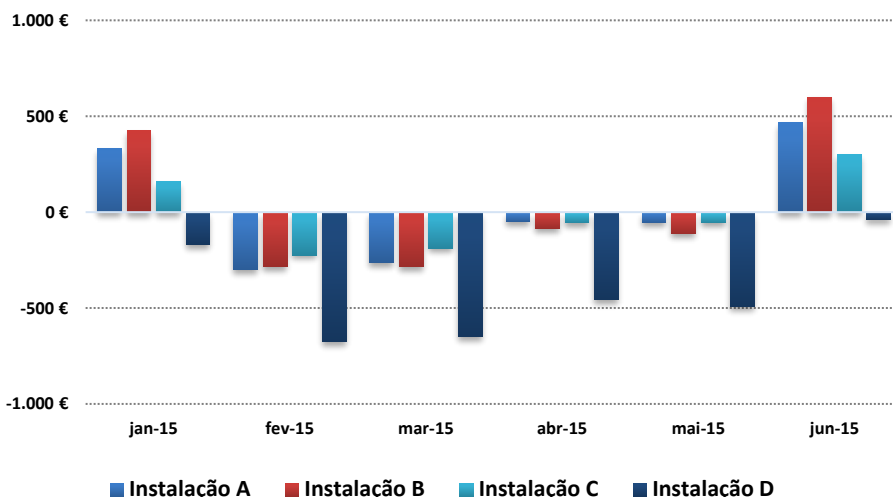


Figura 63 – Variação Mensal dos Resultados da Simulação 3 em 2015

No ano de 2016, todas as instalações obtiveram poupanças entre os 18% e os 25% ao optar-se por uma oferta Preço Indexado durante o primeiro semestre.

Tabela 22 – Resultados da Simulação 3 em 2016

	Instalação A		Instalação B		Instalação C		Instalação D	
	Diferença		Diferença		Diferença		Diferença	
jan-16	-538 €	-11,8%	-792 €	-11,9%	-462 €	-12,1%	-960 €	-21,0%
fev-16	-945 €	-23,4%	-1.433 €	-23,4%	-743 €	-21,7%	-1.393 €	-30,9%
mar-16	-1.118 €	-22,9%	-1.568 €	-23,0%	-878 €	-23,7%	-1.445 €	-30,8%
abr-16	-1.368 €	-27,6%	-1.871 €	-28,3%	-1.049 €	-28,6%	-1.502 €	-35,6%
mai-16	-1.376 €	-25,9%	-1.763 €	-26,4%	-918 €	-26,5%	-1.487 €	-33,8%
jun-16	-448 €	-9,6%	-624 €	-9,8%	-310 €	-9,6%	-227 €	-5,9%
Total	-5.794 €	-18,1%	-8.052 €	-18,0%	-4.360 €	-18,6%	-7.013 €	-25,1%

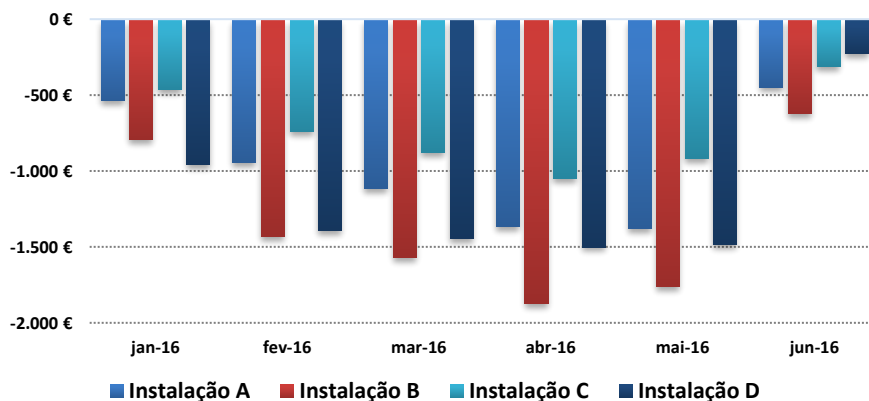


Figura 64 – Variação Mensal dos Resultados da Simulação 3 em 2016

Resumo de Poupanças por Ano

Como se pode verificar pela tabela seguinte, o ano de 2015 foi mais penalizador para as instalações A e B, se bem que pouco significativo, pois na globalidade do período o resultado foi bastante favorável para uma oferta a Preço Indexado. As instalações C e D tiveram vantagens em todo o período analisado tendo em conta uma oferta a Preço Indexado.

Tabela 23 – Resumo dos Resultados da Simulação 2 nos Diferentes Anos e Instalações

	Instalação A	Instalação B	Instalação C	Instalação D
2014	-3.941 €	-4.345 €	-4.334 €	-7.677 €
2015	130 €	261 €	-60 €	-2.475 €
2016 (até agosto)	-5.794 €	-8.052 €	-4.360 €	-7.013 €
Total	-9.606 €	-12.135 €	-8.753 €	-17.166 €

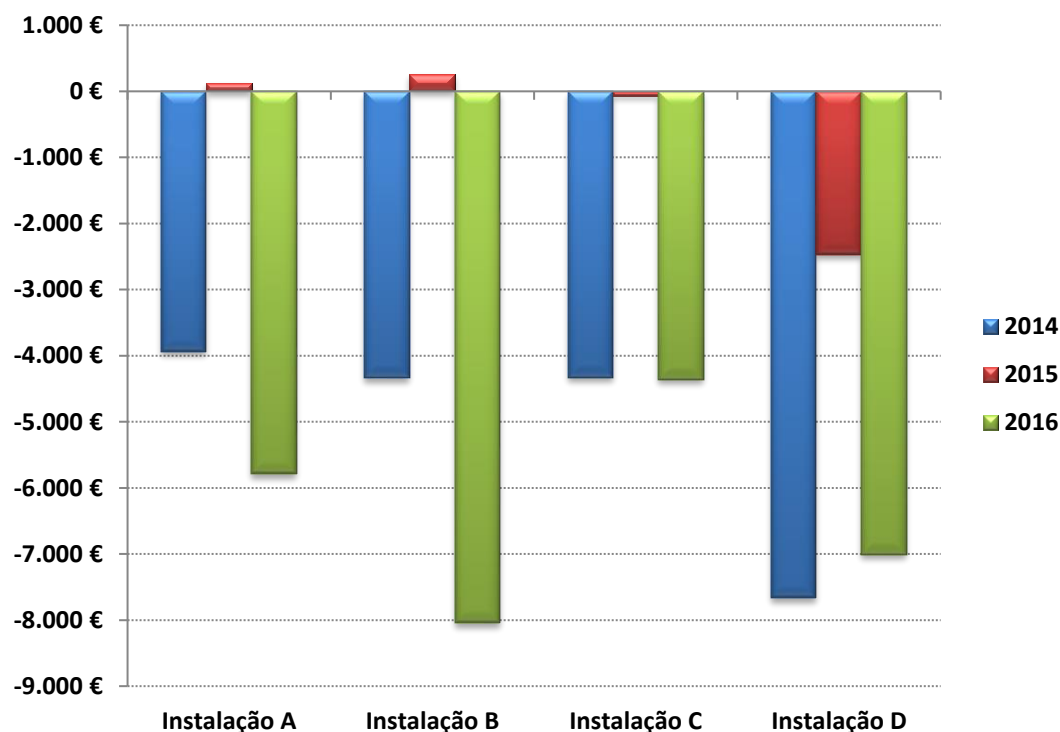


Figura 65 – Variação dos Resultados da Simulação 3 nos Diferentes Anos e Instalações

6.4. Simulação 4 – Oferta Mista: Preço Fixo e Preço Indexado

Os resultados da Simulação 2, que tem como objetivo comparar as diferenças entre uma oferta Mista, conjugando uma oferta a Preço Fixo e uma oferta a Preço Indexado como indicado na Tabela 11, face a uma oferta a Preço Fixo, são apresentados nas tabelas seguintes.

Só serão apresentados os meses onde há diferença entre uma oferta a Preço Fixo e uma oferta a Preço Indexado. Nos restantes meses como se trata de uma oferta a Preço Fixo, essa diferença é nula.

Tabela 24 – Resultados da Simulação 4 em 2014

	Instalação A		Instalação B		Instalação C		Instalação D	
	Diferença		Diferença		Diferença		Diferença	
jan-14	-401 €	-22,1%	-739 €	-23,6%	-737 €	-21,5%	-1.474 €	-28,4%
fev-14	-774 €	-45,2%	-1.473 €	-44,5%	-1.682 €	-44,8%	-2.262 €	-49,9%
mar-14	-1.362 €	-30,7%	-1.034 €	-30,6%	-1.092 €	-34,0%	-1.587 €	-36,8%
abr-14	-1.263 €	-30,5%	-937 €	-30,2%	-744 €	-30,5%	-1.428 €	-36,6%
mai-14	-275 €	-8,6%	-306 €	-8,6%	-235 €	-8,1%	-681 €	-16,4%
Total	-4.074 €	-8,93%	-4.489 €	-7,9%	-4.490 €	-13,5%	-7.432 €	-17,3%

No ano de 2014 verificam-se importantes poupanças, que variam entre os 7% e os 17% em todas as instalações ao optar-se por uma Preço Indexado entre janeiro e maio.

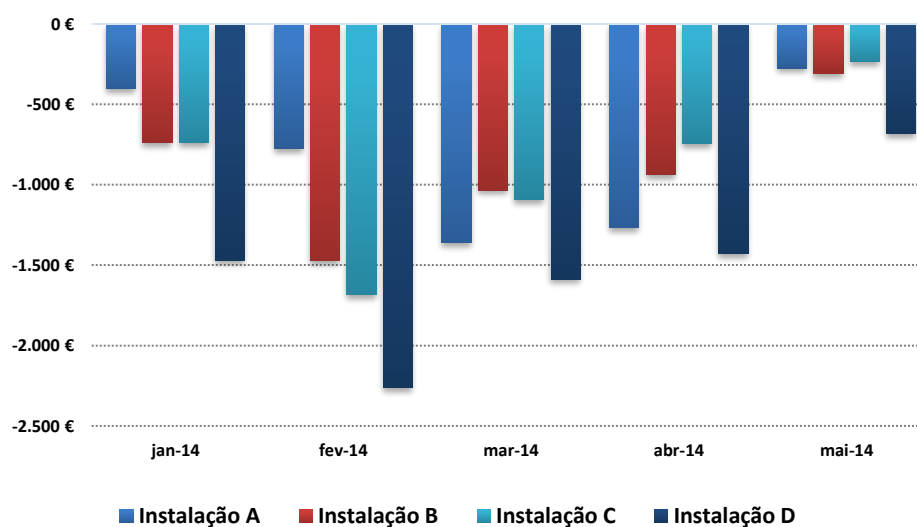


Figura 66 – Variação Mensal dos Resultados da Simulação 4 em 2014

Tabela 25 – Resultados da Simulação 4 em 2015

	Instalação A		Instalação B		Instalação C		Instalação D	
	Diferença		Diferença		Diferença		Diferença	
jan-15	333 €	6,0%	426 €	6,6%	159 €	5,0%	-167 €	-3,0%
fev-15	-298 €	-4,7%	-283 €	-5,0%	-224 €	-7,3%	-676 €	-13,9%
mar-15	-265 €	-5,3%	-283 €	-4,9%	-187 €	-5,9%	-649 €	-14,0%
abr-15	-50 €	-1,2%	-85 €	-1,5%	-56 €	-1,8%	-455 €	-10,9%
mai-15	-57 €	-1,3%	-114 €	-1,9%	-55 €	-1,8%	-491 €	-11,2%
Total	-336 €	-0,6%	-338 €	-0,4%	-362 €	-0,9%	-2.437 €	-4,6%

No ano de 2015 verificam-se poupanças ligeiras nas instalações A, B e C, e já mais significativa na instalação D, ao optar-se por um Preço Indexado durante os meses de janeiro a maio. No entanto, como no mês de janeiro os preços da energia elétrica no mercado diário estiveram elevados, as instalações A, B e C foram penalizadas. A instalação D obteve poupança em janeiro, no entanto, beneficia, como já foi referido anteriormente, de um maior valor por kWh na oferta a Preço Fixo, face às restantes.

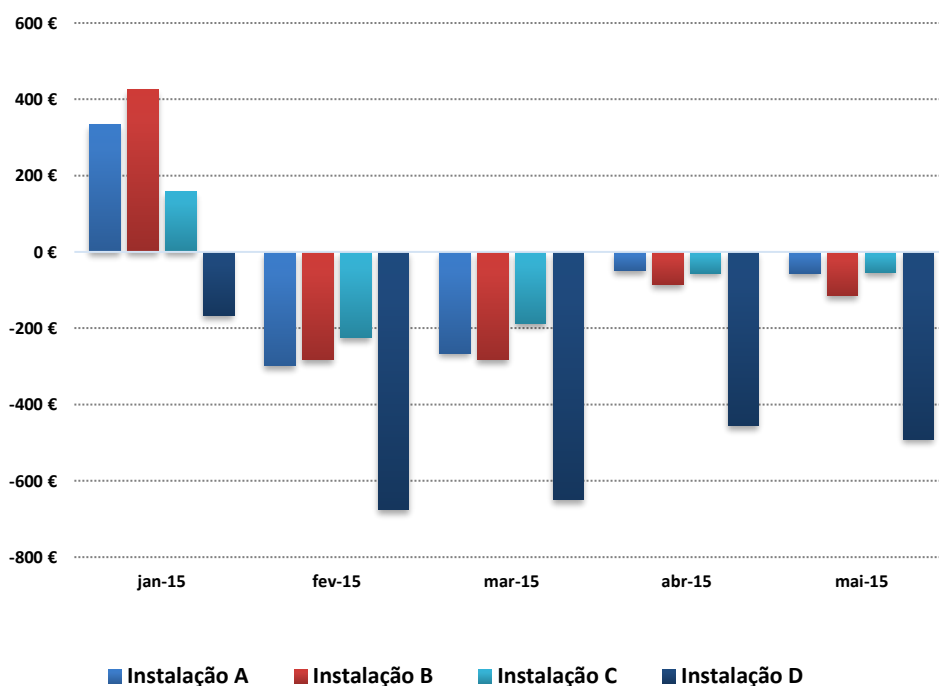


Figura 67 – Variação Mensal dos Resultados da Simulação 4 em 2015

Tabela 26 – Resultados da Simulação 4 em 2016

	Instalação A		Instalação B		Instalação C		Instalação D	
	Diferença		Diferença		Diferença		Diferença	
jan-16	-538 €	-11,8%	-792 €	-11,9%	-462 €	-12,1%	-960 €	-21,0%
fev-16	-945 €	-23,4%	-1.433 €	-23,4%	-743 €	-21,7%	-1.393 €	-30,9%
mar-16	-1.118 €	-22,9%	-1.568 €	-23,0%	-878 €	-23,7%	-1.445 €	-30,8%
abr-16	-1.368 €	-27,6%	-1.871 €	-28,3%	-1.049 €	-28,6%	-1.502 €	-35,6%
mai-16	-1.376 €	-25,9%	-1.763 €	-26,4%	-918 €	-26,5%	-1.487 €	-33,8%
Total	-5.346 €	-16,7%	-7.428 €	-16,6%	-4.050 €	-17,3%	-6.786 €	-24,3%

No ano de 2016, todas as instalações obtiveram poupanças entre os 16% e os 24% ao optar-se por uma oferta Preço Indexado durante os meses de janeiro a maio

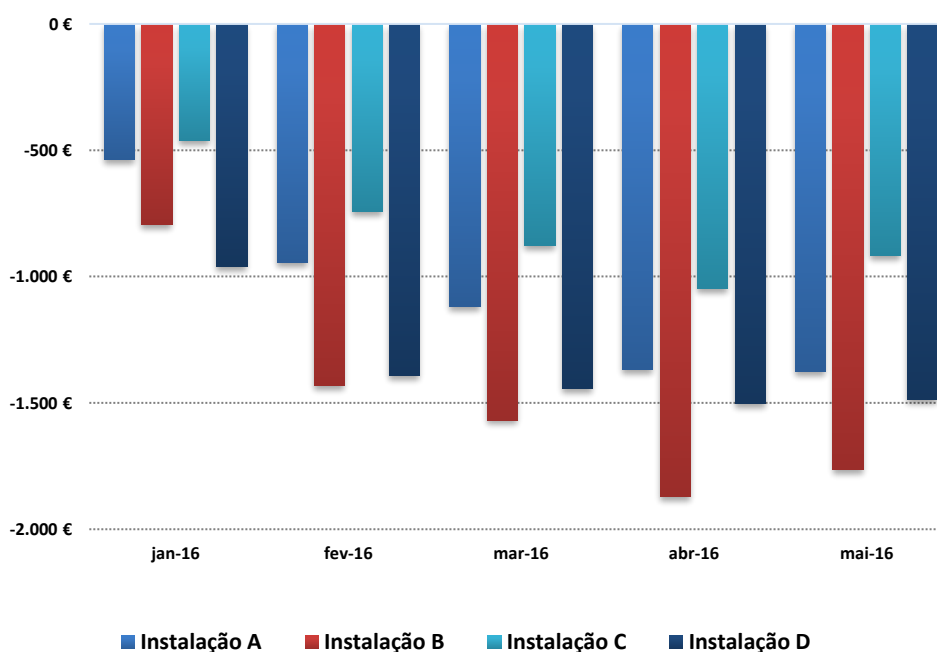


Figura 68 – Variação Mensal dos Resultados da Simulação 4 em 2016

Resumo de Poupanças por Ano

Como se pode verificar pela tabela seguinte, com a oferta a Preço Indexado, nos meses de janeiro a maio, e uma oferta a Preço Fixo nos restantes, todas as instalações têm ganhos bastante significativos, mesmo em 2015.

Tabela 27 – Resumo dos Resultados da Simulação 4 nos Diferentes Anos e Instalações

	Instalação A	Instalação B	Instalação C	Instalação D
2014	-4.074 €	-4.489 €	-4.490 €	-7.432 €
2015	-336 €	-338 €	-362 €	-2.437 €
2016 (até agosto)	-5.346 €	-7.428 €	-4.050 €	-6.786 €
Total	-9.755 €	-12.255 €	-8.903 €	-16.655 €

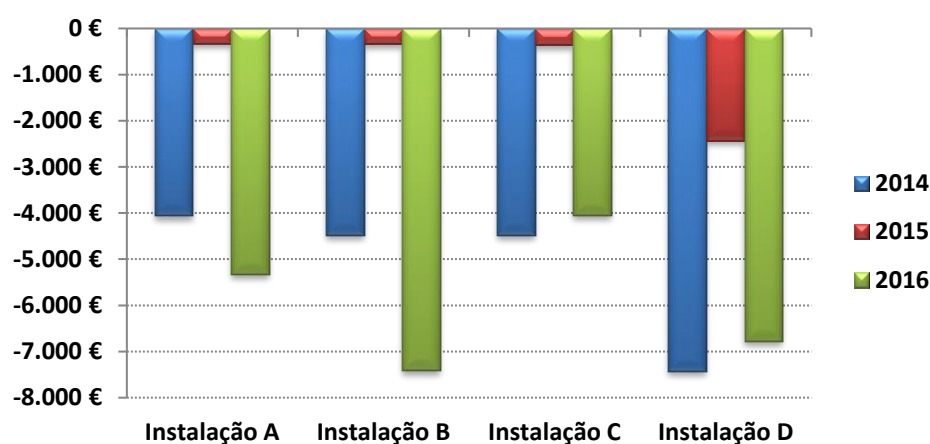


Figura 69 – Variação dos Resultados da Simulação 4 nos Diferentes Anos e Instalações

6.5. Resumo do Capítulo

No presente capítulo foram apresentados e discutidos os resultados das simulações entre uma oferta a Preço Fixo e uma oferta a Preço Indexado e uma oferta Mista (Preço Fixo e Preço Indexado) e uma oferta a Preço Fixo.

Analisando a Tabela 28, que apresenta os resultados das simulações nas diferentes instalações, pode-se concluir que em todas as simulações as instalações obtiveram grandes benefícios económicos.

Tabela 28 – Resumo dos Resultados das Simulações nas Diferentes Instalações

	Instalação A	Instalação B	Instalação C	Instalação D	Total
Simulação 1	-7.038 €	-8.422 €	-6.828 €	-19.303 €	-41.592 €
Simulação 2	-5.366 €	-7.179 €	-5.846 €	-10.612 €	-29.004 €
Simulação 3	-9.606 €	-12.135 €	-8.753 €	-17.166 €	-47.660 €
Simulação 4	-9.755 €	-12.255 €	-8.903 €	-16.655 €	-47.568

Como se pode verificar, ainda na Tabela 28, a simulação que representou mais poupança para as instalações A, B e C foi a simulação 4, para a instalação D a simulação que conduziu a maiores poupanças foi a simulação 1.

No entanto, e como já foi referido anteriormente, esta instalação beneficia de um incremento por parte da oferta a Preço Indexado, pois a sua oferta a Preço Fixo tem valores por kWh superior às restantes, exceto a partir de junho de 2016 onde a situação se inverte.

Analisando o total obtido por simulação, podemos observar que a simulação 3 e 4 conduziram a poupanças relativamente iguais, o que para esta tipologia de instalações, com consumos durante todo o dia e todo o ano, sugerem a melhor opção.

A simulação 2 revela-se como sendo a que menos benefício apresenta para instalações, contudo, apresenta um resultado positivo significativo em todas as instalações.

A simulação 1 também apresenta um resultado bastante significativo e será sempre uma alternativa a considerar caso haja impossibilidade de realizar uma alteração entre a oferta a Preço Indexado e oferta a Preço Fixo durante o período anual.

Pode-se concluir assim, que a longo prazo uma oferta a Preço Indexado representa sempre poupança, no entanto, se as instalações optarem por uma oferta Mista com Preço Indexado, no primeiro semestre ou de janeiro a maio, e Preço Fixo nos restantes meses, a poupança será significativamente maior.

7. Conclusões

O contínuo aumento do preço da energia elétrica fez com que cada vez mais se dê importância aos custos com o fornecimento de eletricidade relativamente aos custos totais da instalação. Desta forma, a contratação do fornecimento de eletricidade converteu-se numa preocupação geral, mas principalmente, nas instalações com maior consumo de energia elétrica.

O objetivo principal desta dissertação passa por verificar se as instalações a estudar terão mais benefícios na aplicação de um determinado tipo de oferta: Preço Fixo, Preço Indexado ou Mista (Preço Fixo e Preço Indexado). Para este estudo, foram utilizados dados de consumo e de faturação de quatro instalações, três indústrias e um hotel, alimentadas em MT, e efetuada uma análise aos preços e produção de energia elétrica no MIBEL para procurar a melhor estratégia de contratação de energia elétrica.

Conclui-se, a partir das simulações realizadas, que a longo prazo uma oferta a Preço Indexado apresenta no geral melhores condições, no entanto, se as instalações optarem por uma oferta Mista com Preço Indexado durante determinados períodos do ano, e Preço Fixo nos restantes períodos do ano, a poupança poderá ser significativamente maior. No caso das instalações estudadas os melhores períodos para uma oferta a Preço Indexado foram o primeiro semestre e os meses de janeiro a maio e uma oferta a Preço Fixo nos restantes meses do ano.

Contudo, como existe alguma volatilidade nos preços da energia elétrica de base diária, semanal, mensal e anual, os consumidores devem criar um plano de consumo de energia elétrica que vá de encontro à oferta contratada, tanto a curto como a longo prazo, de forma a poder maximizar a sua poupança.

Importa referir que o Preço Fixo teve influência no resultado final, ou seja, uma negociação de uma oferta a Preço Fixo eficaz pode-se traduzir em menores ganhos numa oferta a Preço Indexado, como foi visto durante as simulações.

No Preço Fixo não assumimos riscos da flutuação de mercado, no entanto o preço não é o mais competitivo que podemos obter. Numa oferta a Preço Indexado, o preço da energia flutua, no entanto, podemos obter um preço mais competitivo se soubermos eleger a melhor plano de aquisição de energia elétrica, como aqui foi estudado.

A avaliação das ofertas deve ainda contemplar uma criação de cenários por variação do consumo e distribuição nos períodos, uma análise económica, por variação de preços e uma análise técnica por necessidades futuras. A partir da análise realizada deve-se determinar que oferta se ajusta melhor ao perfil de consumo.

Importa referir que no atual quadro de produção, que foi efetuada análise no subcapítulo 5.3.2 (Impacto da Produção Renovável nos Preços da Energia Elétrica), pode-se verificar que durante os meses de janeiro a maio a produtividade das renováveis é maior e faz com que o preço nestes meses seja mais baixo. No entanto, uma aposta na energia solar, que tem pico de produção nos meses mais quentes, junho a setembro, poderia fazer com que o preço de mercado possa vir a ter uma maior estabilidade ao longo de todo o ano.

7.1. Trabalhos Futuros

O trabalho desenvolvido nesta dissertação pode ser complementado pelos seguintes trabalhos futuros:

- Estudo das poupanças utilizando fórmulas de vários comercializadores;
- Realização das mesmas simulações mas com perfis de consumo totalmente distintos (MT, BTE, BTN);
- Simulação de poupança com oferta a Preço Indexado complementada localmente por produção de eletricidade através da energia solar;
- Estudo das poupanças utilizando uma gestão ativa em todas as instalações.

Para terminar esta dissertação, e fazendo uma retrospectiva de todo o trabalho desenvolvido, pode-se afirmar que os objetivos propostos foram alcançados, no entanto, ainda é necessário desenvolver mais as ferramentas de otimização tarifária de forma a incluir, entre outros, os aspetos referidos no subcapítulo 7.1. (Trabalhos Futuros).

Referências Documentais

- [1] T. Jamasb and M. Pollitt, “Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress toward Liberalization & Integration,” *Energy J.*, vol. 26, pp. 11–41, 2005.
- [2] S. Araújo, “Volatilidade e Eficiência da Contratação de Serviços de Sistema Aplicação Empírica aos Mecanismos de Mercado do Mibel,” 2015. [Em Linha]. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10216/81732>. [Acedido em: Setembro de 2016].
- [3] G. Pepermans and S. Proost, *The liberalisation of the energy sector in the european union*, vol. Working Pa. Leuven, Belgium: Katholieke Universitei, 2000.
- [4] J. Saraiva, J. Silva, and M. Leão, *Mercados de Eletricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes*, 1a ed. FEUP Edições, 2002.
- [5] V. Moreira, “O regulador, História, regime e perspectivas da ERSE,” 2008. [Em Linha]. Disponível em: www.relop.org. [Acedido em: Agosto de 2016].
- [6] REN, “Redes Elétricas Nacionais.” [Em Linha]. Disponível em: <https://www.ren.pt/>. [Acedido em: Julho de 2016].
- [7] ERSE, “Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.” [Em Linha]. Disponível em: <http://www.erse.pt/>. [Acedido em: Agosto de 2016].
- [8] F. Amorim, M. Martins, and P. Pereira, “A new perspective to account for renewables impacts in Portugal,” 2010 7th Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM 2010, pp. 1–6, 2010.
- [9] EDPSU, “Comercializador de Último Recurso.” [Em Linha]. Disponível em: <https://www.edpdistribuicao.pt/>. [Acedido em: Agosto de 2016].
- [10] ERSE, “Termos e Condições de realização de Leilões de Colocação de PRE,” 2011. [Em Linha]. Disponível em: <http://www.erse.pt/>. [Acedido em: Julho de 2016].

- [11] “Decreto-Lei n.º 139/2007, de 27 de Abril.” [Em Linha]. Disponível em: <https://dre.pt/application/file/520965>. [Acedido em: Agosto de 2016].
- [12] ERSE, “Como são calculadas as tarifas de eletricidade.” [Em Linha]. Disponível em: <http://www.erse.pt/>. [Acedido em: Setembro de 2016].
- [13] ERSE, “Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2016.” [Em Linha]. Disponível em: <http://www.erse.pt/>. [Acedido em: Setembro de 2016].
- [14] ERSE, “Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.” [Em Linha]. Disponível em: <http://www.erse.pt/>. [Acedido em: Agosto de 2016].
- [15] ERSE, “Composição dos Preços de Eletricidade, incluindo os Custos de Interesse Económico Geral.” [Em Linha]. Disponível em: <http://www.erse.pt/>. [Acedido em: Setembro de 2016].
- [16] Autoridade da Concorrência, “Relatório sobre a formação dos preços grossistas da energia eléctrica em Portugal no segundo semestre de 2007,” 2009. [Em Linha]. Disponível em: <http://www.concorrenca.pt/>. [Acedido em: Julho de 2016].
- [17] MIBEL, “Mercado Ibérico de Eletricidade.” [Em Linha]. Disponível em: www.mibel.pt. [Acedido em: Setembro de 2016].
- [18] OMIE, “Operador do Mercado Ibérico de Energia- Polo Espanhol.” [Em Linha]. Disponível em: <http://www.omie.es/pt>. [Acedido em: Setembro de 2016].
- [19] P. Gonçalves, “Análise Estatística dos Resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade no ano de 2011,” [Em Linha]. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10216/68454>. [Acedido em: Setembro de 2016].
- [20] ERSE, “Contratação no Mercado Grossista de Eletricidade” [Em Linha]. Disponível em: <http://www.erse.pt/>. [Acedido em: Agosto de 2016].
- [21] M. Andaluz, “Análisis del mercado eléctrico en España: costes de generación y repercusiones en el precio de la electricidad.” [Em Linha]. Disponível em: <http://hdl.handle.net/2099.1/10666>. [Acedido em: Agosto de 2016].
- [22] J. Loyo, Contratación del suministro eléctrico. Madrid: Paraninfo, 2013.

- [23] B. D'Alte, "Energia: trading de commodities como criação de valor," 2013. [Em Linha]. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10400.14/13904>. [Acedido em: Setembro de 2016].
- [24] OMIP, "Operador do Mercado Ibérico de Energia - Polo Português." [Em Linha]. Disponível em: www.omip.pt. [Acedido em: Setembro de 2016].
- [25] CNE e ERSE, "Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Electricidade." [Em Linha]. Disponível em: <http://www.erse.pt/>. [Acedido em: Julho de 2016].
- [26] R. E. N. da Costa, "Análise e estimativa dos custos da electricidade em Portugal." [Em Linha]. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10216/65619>. [Acedido em: 15 de Julho de 2016].
- [27] Conselho de Reguladores do Mibel, "Integração da Produção em Regime Especial no MIBEL e na Operação dos Respetivos Sistemas Eléctricos." [Em Linha]. Disponível em: <http://www.erse.pt/>. [Acedido em: Agosto de 2016].
- [28] REN, "REN Estatística Anual 2015," 2016. [Em Linha]. Disponível em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/>. [Acedido em: Agosto de 2016].
- [29] REN, "Centro de Informação da REN." [Em Linha]. Disponível em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/>. [Acedido em: Setembro de 2016].
- [30] APREN, "Associação Portuguesa de Energias Renováveis." [Em Linha]. Disponível em: <http://www.apren.pt/pt/>. [Acedido em: Setembro de 2016].

Anexo – Custo Total da Energia Ativa por Instalação

Tabela 29 – Custo Total da Energia Ativa Instalação A: Preço Fixo e Indexado 2014

Mês	Ponta	Cheias	Vazio	Super-vazio	Preço Fixo	Ponta	Cheias	Vazio	Super-vazio	Preço Indexado
janeiro	347 €	922 €	370 €	176 €	1.814 €	313 €	776 €	235 €	90 €	1.414 €
fevereiro	344 €	801 €	375 €	191 €	1.711 €	235 €	469 €	168 €	65 €	937 €
março	780 €	1.991 €	1.123 €	535 €	4.430 €	631 €	1.502 €	631 €	304 €	3.068 €
abril	503 €	2.045 €	1.112 €	483 €	4.143 €	400 €	1.531 €	657 €	291 €	2.880 €
maio	377 €	1.738 €	783 €	310 €	3.208 €	348 €	1.611 €	703 €	272 €	2.933 €
junho	411 €	1.922 €	1.099 €	475 €	3.907 €	437 €	2.044 €	1.074 €	484 €	4.039 €
julho	596 €	2.544 €	1.043 €	547 €	4.730 €	600 €	2.585 €	986 €	518 €	4.689 €
agosto	571 €	2.508 €	1.420 €	610 €	5.109 €	586 €	2.577 €	1.415 €	617 €	5.196 €
setembro	598 €	2.507 €	1.019 €	500 €	4.624 €	669 €	2.889 €	1.144 €	543 €	5.243 €
outubro	579 €	2.269 €	864 €	397 €	4.110 €	657 €	2.592 €	892 €	360 €	4.501 €
novembro	516 €	1.818 €	1.049 €	474 €	3.857 €	548 €	1.903 €	926 €	387 €	3.764 €
dezembro	725 €	1.822 €	1.005 €	434 €	3.987 €	751 €	1.894 €	932 €	361 €	3.938 €
Total	6.346 €	22.888 €	11.262 €	5.132 €	45.629 €	6.174 €	22.374 €	9.762 €	4.293 €	42.603 €

Tabela 30 – Custo Total da Energia Ativa Instalação A: Preço Fixo e Indexado 2015

Mês	Ponta	Cheias	Vazio	Super-vazio	Preço Fixo	Ponta	Cheias	Vazio	Super-vazio	Preço Indexado
janeiro	1.094 €	2.604 €	1.270 €	571 €	5.539 €	1.232 €	2.833 €	1.275 €	532 €	5.872 €
fevereiro	1.130 €	2.970 €	1.417 €	781 €	6.298 €	1.208 €	2.994 €	1.177 €	623 €	6.001 €
março	661 €	2.465 €	1.226 €	601 €	4.954 €	650 €	2.408 €	1.111 €	520 €	4.689 €
abril	426 €	2.226 €	1.034 €	465 €	4.151 €	431 €	2.272 €	965 €	433 €	4.101 €
maio	449 €	2.211 €	1.182 €	466 €	4.308 €	449 €	2.219 €	1.129 €	454 €	4.252 €
junho	508 €	2.423 €	1.012 €	450 €	4.393 €	551 €	2.683 €	1.129 €	494 €	4.858 €
julho	481 €	2.489 €	880 €	447 €	4.297 €	552 €	2.926 €	1.030 €	518 €	5.024 €
agosto	469 €	2.240 €	921 €	312 €	3.942 €	523 €	2.570 €	984 €	345 €	4.423 €
setembro	467 €	2.306 €	786 €	341 €	3.901 €	490 €	2.479 €	826 €	366 €	4.161 €
outubro	577 €	2.482 €	960 €	453 €	4.472 €	599 €	2.622 €	987 €	448 €	4.656 €
novembro	578 €	2.054 €	1.006 €	441 €	4.079 €	628 €	2.246 €	1.029 €	435 €	4.338 €
dezembro	600 €	2.190 €	1.132 €	514 €	4.437 €	662 €	2.441 €	1.209 €	506 €	4.817 €
Total	7.441 €	28.660 €	12.825 €	5.843 €	54.770 €	7.976 €	30.692 €	12.849 €	5.675 €	57.192 €

Tabela 31 – Custo Total da Energia Ativa Instalação A: Preço Fixo e Indexado 2016

Mês	Ponta	Cheias	Vazio	Super-vazio	Preço Fixo	Ponta	Cheias	Vazio	Super-vazio	Preço Indexado
janeiro	598 €	2.187 €	1.222 €	544 €	4.551 €	570 €	2.052 €	983 €	408 €	4.014 €
fevereiro	558 €	2.080 €	922 €	474 €	4.034 €	478 €	1.713 €	588 €	309 €	3.089 €
março	629 €	2.548 €	1.192 €	517 €	4.885 €	513 €	2.029 €	857 €	369 €	3.767 €
abril	499 €	2.691 €	1.227 €	538 €	4.954 €	388 €	2.054 €	794 €	351 €	3.586 €
maio	536 €	2.851 €	1.350 €	572 €	5.308 €	427 €	2.269 €	847 €	388 €	3.931 €
junho	514 €	2.587 €	1.101 €	489 €	4.691 €	460 €	2.351 €	975 €	457 €	4.242 €
julho	617 €	2.817 €	1.234 €	600 €	5.267 €	565 €	2.641 €	1.147 €	556 €	4.910 €
agosto	576 €	2.587 €	1.075 €	569 €	4.806 €	528 €	2.441 €	1.013 €	541 €	4.523 €
Total	4.525 €	20.347 €	9.322 €	4.303 €	38.497 €	3.929 €	17.549 €	7.204 €	3.380 €	32.062 €

Tabela 32 – Custo Total da Energia Ativa Instalação B: Preço Fixo e Indexado 2014

Mês	Ponta	Cheias	Vazio	Super-vazio	Preço Fixo	Ponta	Cheias	Vazio	Super-vazio	Preço Indexado
janeiro	627 €	1.419 €	738 €	352 €	3.137 €	565 €	1.188 €	466 €	179 €	2.398 €
fevereiro	718 €	1.546 €	726 €	318 €	3.309 €	490 €	912 €	324 €	109 €	1.836 €
março	642 €	1.621 €	809 €	303 €	3.375 €	519 €	1.216 €	436 €	171 €	2.342 €
abril	439 €	1.565 €	802 €	294 €	3.099 €	349 €	1.165 €	468 €	179 €	2.163 €
maio	478 €	1.931 €	833 €	325 €	3.567 €	445 €	1.786 €	745 €	285 €	3.260 €
junho	485 €	1.984 €	1.057 €	424 €	3.950 €	511 €	2.103 €	1.042 €	438 €	4.094 €
julho	586 €	2.348 €	996 €	512 €	4.442 €	592 €	2.391 €	937 €	485 €	4.404 €
agosto	778 €	3.219 €	1.746 €	696 €	6.439 €	799 €	3.309 €	1.734 €	701 €	6.542 €
setembro	851 €	3.568 €	1.598 €	776 €	6.793 €	953 €	4.118 €	1.796 €	833 €	7.699 €
outubro	950 €	3.648 €	1.605 €	863 €	7.066 €	1.079 €	4.187 €	1.659 €	779 €	7.704 €
novembro	1.250 €	3.071 €	1.945 €	906 €	7.173 €	1.332 €	3.191 €	1.725 €	733 €	6.980 €
dezembro	1.302 €	3.161 €	2.003 €	887 €	7.352 €	1.354 €	3.293 €	1.862 €	739 €	7.249 €
Total	9.105 €	29.082 €	14.859 €	6.656 €	59.702 €	8.987 €	28.860 €	13.194 €	5.630 €	56.671 €

Tabela 33 – Custo Total da Energia Ativa Instalação B: Preço Fixo e Indexado 2015

Mês	Ponta	Cheias	Vazio	Super-vazio	Preço Fixo	Ponta	Cheias	Vazio	Super-vazio	Preço Indexado
janeiro	1.199 €	2.852 €	1.671 €	750 €	6.472 €	1.357 €	3.121 €	1.699 €	721 €	6.898 €
fevereiro	1.127 €	2.595 €	1.281 €	610 €	5.613 €	1.180 €	2.595 €	1.069 €	485 €	5.330 €
março	1.118 €	2.691 €	1.373 €	645 €	5.826 €	1.107 €	2.625 €	1.251 €	560 €	5.543 €
abril	685 €	2.858 €	1.400 €	626 €	5.569 €	694 €	2.904 €	1.300 €	586 €	5.483 €
maio	664 €	2.938 €	1.647 €	677 €	5.925 €	660 €	2.932 €	1.563 €	656 €	5.811 €
junho	739 €	3.089 €	1.453 €	663 €	5.945 €	802 €	3.408 €	1.607 €	728 €	6.545 €
julho	875 €	3.599 €	1.422 €	733 €	6.629 €	1.004 €	4.204 €	1.643 €	846 €	7.697 €
agosto	772 €	3.245 €	1.668 €	729 €	6.414 €	867 €	3.703 €	1.782 €	801 €	7.152 €
setembro	841 €	3.416 €	1.444 €	722 €	6.423 €	882 €	3.659 €	1.515 €	767 €	6.823 €
outubro	863 €	3.274 €	1.535 €	753 €	6.425 €	895 €	3.459 €	1.567 €	742 €	6.662 €
novembro	1.215 €	2.852 €	1.585 €	753 €	6.404 €	1.320 €	3.100 €	1.609 €	739 €	6.768 €
dezembro	1.196 €	2.790 €	1.646 €	748 €	6.380 €	1.319 €	3.090 €	1.755 €	737 €	6.901 €
Total	11.294 €	36.198 €	18.124 €	8.409 €	74.024 €	12.088 €	38.799 €	18.360 €	8.368 €	77.615 €

Tabela 34 – Custo Total da Energia Ativa Instalação B: Preço Fixo e Indexado 2016

Mês	Ponta	Cheias	Vazio	Super-vazio	Preço Fixo	Ponta	Cheias	Vazio	Super-vazio	Preço Indexado
janeiro	1.177 €	2.841 €	1.838 €	821 €	6.676 €	1.132 €	2.666 €	1.472 €	614 €	5.884 €
fevereiro	1.191 €	2.801 €	1.395 €	740 €	6.127 €	1.029 €	2.295 €	895 €	475 €	4.694 €
março	1.229 €	3.186 €	1.598 €	807 €	6.820 €	1.010 €	2.526 €	1.143 €	573 €	5.252 €
abril	706 €	3.327 €	1.753 €	830 €	6.615 €	546 €	2.528 €	1.131 €	538 €	4.744 €
maio	747 €	3.343 €	1.777 €	820 €	6.686 €	595 €	2.658 €	1.117 €	553 €	4.923 €
junho	723 €	3.331 €	1.582 €	761 €	6.397 €	646 €	3.019 €	1.399 €	710 €	5.773 €
julho	806 €	3.643 €	1.766 €	793 €	7.008 €	739 €	3.409 €	1.640 €	735 €	6.523 €
agosto	930 €	3.884 €	1.696 €	800 €	7.310 €	854 €	3.658 €	1.594 €	759 €	6.865 €
Total	7.508 €	26.354 €	13.405 €	6.371 €	53.639 €	6.552 €	22.759 €	10.390 €	4.957 €	44.658 €

Tabela 35 – Custo Total da Energia Ativa Instalação C: Preço Fixo e Indexado 2014

Mês	Ponta	Cheias	Vazio	Super-vazio	Preço Fixo	Ponta	Cheias	Vazio	Super-vazio	Preço Indexado
janeiro	482 €	1.583 €	938 €	430 €	3.434 €	448 €	1.359 €	648 €	242 €	2.697 €
fevereiro	716 €	1.684 €	870 €	482 €	3.751 €	491 €	1.009 €	404 €	165 €	2.069 €
março	360 €	1.501 €	952 €	397 €	3.209 €	277 €	1.114 €	514 €	212 €	2.117 €
abril	87 €	1.281 €	778 €	295 €	2.440 €	68 €	974 €	476 €	177 €	1.695 €
maio	145 €	1.591 €	827 €	333 €	2.897 €	135 €	1.484 €	749 €	295 €	2.662 €
junho	168 €	1.607 €	838 €	277 €	2.890 €	179 €	1.722 €	851 €	294 €	3.046 €
julho	156 €	1.855 €	838 €	355 €	3.205 €	157 €	1.890 €	795 €	334 €	3.176 €
agosto	132 €	1.665 €	909 €	300 €	3.007 €	135 €	1.714 €	907 €	303 €	3.060 €
setembro	174 €	1.826 €	854 €	333 €	3.188 €	195 €	2.108 €	960 €	356 €	3.618 €
outubro	257 €	1.832 €	758 €	369 €	3.214 €	294 €	2.083 €	765 €	326 €	3.468 €
novembro	216 €	1.462 €	963 €	359 €	2.999 €	233 €	1.530 €	859 €	292 €	2.915 €
dezembro	148 €	1.445 €	899 €	342 €	2.834 €	155 €	1.509 €	826 €	280 €	2.769 €
Total	3.042 €	19.333 €	10.422 €	4.272 €	37.068 €	2.767 €	18.494 €	8.754 €	3.277 €	33.292 €

Tabela 36 – Custo Total da Energia Ativa Instalação C: Preço Fixo e Indexado 2015

Mês	Ponta	Cheias	Vazio	Super-vazio	Preço Fixo	Ponta	Cheias	Vazio	Super-vazio	Preço Indexado
janeiro	190 €	1.641 €	957 €	374 €	3.161 €	213 €	1.791 €	963 €	354 €	3.320 €
fevereiro	192 €	1.617 €	847 €	399 €	3.055 €	201 €	1.614 €	703 €	314 €	2.831 €
março	167 €	1.687 €	904 €	409 €	3.167 €	166 €	1.640 €	821 €	353 €	2.980 €
abril	120 €	1.608 €	891 €	385 €	3.004 €	120 €	1.635 €	833 €	360 €	2.948 €
maio	105 €	1.558 €	1.008 €	389 €	3.060 €	105 €	1.557 €	966 €	377 €	3.005 €
junho	96 €	1.608 €	875 €	367 €	2.946 €	104 €	1.776 €	968 €	400 €	3.248 €
julho	360 €	2.128 €	913 €	415 €	3.816 €	412 €	2.480 €	1.054 €	479 €	4.425 €
agosto	324 €	1.960 €	1.062 €	412 €	3.757 €	362 €	2.232 €	1.135 €	453 €	4.182 €
setembro	315 €	1.867 €	800 €	317 €	3.298 €	330 €	1.996 €	834 €	332 €	3.492 €
outubro	341 €	1.787 €	806 €	316 €	3.250 €	354 €	1.886 €	819 €	306 €	3.365 €
novembro	528 €	1.606 €	877 €	320 €	3.331 €	575 €	1.754 €	893 €	319 €	3.539 €
dezembro	519 €	1.616 €	960 €	331 €	3.427 €	572 €	1.783 €	1.014 €	322 €	3.691 €
Total	3.256 €	20.683 €	10.901 €	4.432 €	39.272 €	3.515 €	22.143 €	11.002 €	4.369 €	41.029 €

Tabela 37 – Custo Total da Energia Ativa Instalação C: Preço Fixo e Indexado 2016

Mês	Ponta	Cheias	Vazio	Super-vazio	Preço Fixo	Ponta	Cheias	Vazio	Super-vazio	Preço Indexado
janeiro	558 €	1.681 €	1.156 €	413 €	3.808 €	531 €	1.574 €	931 €	310 €	3.345 €
fevereiro	597 €	1.743 €	759 €	323 €	3.421 €	515 €	1.449 €	498 €	216 €	2.678 €
março	536 €	1.869 €	938 €	364 €	3.707 €	439 €	1.464 €	669 €	258 €	2.829 €
abril	276 €	1.977 €	1.027 €	387 €	3.667 €	214 €	1.500 €	655 €	250 €	2.619 €
maio	267 €	1.886 €	947 €	366 €	3.467 €	212 €	1.502 €	590 €	245 €	2.548 €
junho	242 €	1.774 €	862 €	334 €	3.212 €	216 €	1.607 €	765 €	314 €	2.902 €
julho	423 €	2.024 €	1.015 €	488 €	3.949 €	387 €	1.893 €	944 €	453 €	3.677 €
agosto	287 €	1.754 €	705 €	284 €	3.029 €	265 €	1.656 €	660 €	272 €	2.853 €
Total	3.186 €	14.708 €	7.408 €	2.958 €	28.260 €	2.778 €	12.644 €	5.711 €	2.318 €	23.451 €

Tabela 38 – Custo Total da Energia Ativa Instalação D: Preço Fixo e Indexado 2014

Mês	Ponta	Cheias	Vazio	Super-vazio	Preço Fixo	Ponta	Cheias	Vazio	Super-vazio	Preço Indexado
janeiro	954 €	2.221 €	1.401 €	614 €	5.190 €	863 €	1.809 €	761 €	283 €	3.716 €
fevereiro	837 €	1.996 €	1.167 €	537 €	4.537 €	562 €	1.111 €	440 €	162 €	2.275 €
março	727 €	1.811 €	1.233 €	540 €	4.311 €	572 €	1.286 €	593 €	273 €	2.724 €
abril	407 €	1.799 €	1.186 €	513 €	3.904 €	315 €	1.284 €	600 €	277 €	2.476 €
maio	425 €	2.000 €	1.200 €	533 €	4.157 €	386 €	1.764 €	912 €	413 €	3.476 €
junho	455 €	2.091 €	1.332 €	536 €	4.415 €	471 €	2.107 €	1.107 €	485 €	4.169 €
julho	527 €	2.371 €	1.150 €	550 €	4.598 €	517 €	2.280 €	921 €	459 €	4.178 €
agosto	448 €	2.081 €	1.385 €	546 €	4.459 €	448 €	2.023 €	1.168 €	486 €	4.125 €
setembro	464 €	2.204 €	1.097 €	521 €	4.287 €	508 €	2.412 €	1.042 €	495 €	4.457 €
outubro	516 €	2.118 €	1.061 €	510 €	4.205 €	571 €	2.295 €	928 €	407 €	4.201 €
novembro	670 €	1.631 €	1.146 €	465 €	3.912 €	695 €	1.605 €	869 €	335 €	3.503 €
dezembro	724 €	1.663 €	1.202 €	495 €	4.084 €	731 €	1.635 €	946 €	362 €	3.674 €
Total	7.154 €	23.985 €	14.558 €	6.361 €	52.059 €	6.639 €	21.613 €	10.285 €	4.437 €	42.974 €

Tabela 39 – Custo Total da Energia Ativa Instalação D: Preço Fixo e Indexado 2015

Mês	Ponta	Cheias	Vazio	Super-vazio	Preço Fixo	Ponta	Cheias	Vazio	Super-vazio	Preço Indexado
janeiro	1.067 €	2.514 €	1.383 €	590 €	5.553 €	1.098 €	2.468 €	1.278 €	541 €	5.386 €
fevereiro	966 €	2.250 €	1.140 €	516 €	4.872 €	917 €	2.015 €	872 €	392 €	4.196 €
março	859 €	2.106 €	1.140 €	519 €	4.624 €	770 €	1.837 €	942 €	426 €	3.975 €
abril	488 €	2.078 €	1.105 €	492 €	4.163 €	449 €	1.891 €	931 €	439 €	3.709 €
maio	467 €	2.186 €	1.237 €	511 €	4.402 €	421 €	1.950 €	1.070 €	470 €	3.911 €
junho	543 €	2.440 €	1.224 €	515 €	4.723 €	533 €	2.395 €	1.222 €	535 €	4.685 €
julho	611 €	2.708 €	1.096 €	528 €	4.944 €	634 €	2.814 €	1.148 €	578 €	5.174 €
agosto	557 €	2.431 €	1.257 €	525 €	4.770 €	566 €	2.472 €	1.222 €	548 €	4.808 €
setembro	532 €	2.495 €	1.068 €	500 €	4.596 €	505 €	2.381 €	1.020 €	508 €	4.415 €
outubro	566 €	2.351 €	1.085 €	489 €	4.492 €	532 €	2.216 €	1.007 €	460 €	4.214 €
novembro	812 €	1.889 €	1.053 €	447 €	4.201 €	799 €	1.830 €	965 €	415 €	4.009 €
dezembro	844 €	1.889 €	1.155 €	475 €	4.363 €	841 €	1.861 €	1.104 €	441 €	4.247 €
Total	8.312 €	27.338 €	13.945 €	6.108 €	55.702 €	8.066 €	26.128 €	12.780 €	5.754 €	52.729 €

Tabela 40 – Custo Total da Energia Ativa Instalação D: Preço Fixo e Indexado 2016

Mês	Ponta	Cheias	Vazio	Super-vazio	Preço Fixo	Ponta	Cheias	Vazio	Super-vazio	Preço Indexado
janeiro	851 €	1.961 €	1.260 €	502 €	4.573 €	734 €	1.623 €	905 €	351 €	3.613 €
fevereiro	924 €	2.084 €	1.031 €	472 €	4.510 €	721 €	1.520 €	589 €	287 €	3.117 €
março	881 €	2.187 €	1.116 €	511 €	4.696 €	652 €	1.540 €	718 €	341 €	3.251 €
abril	465 €	2.147 €	1.134 €	477 €	4.223 €	324 €	1.449 €	657 €	291 €	2.721 €
maio	491 €	2.253 €	1.155 €	495 €	4.394 €	352 €	1.588 €	653 €	314 €	2.907 €
junho	478 €	2.014 €	955 €	418 €	3.865 €	443 €	1.896 €	882 €	416 €	3.638 €
julho	538 €	2.423 €	1.174 €	483 €	4.618 €	510 €	2.354 €	1.142 €	476 €	4.481 €
agosto	538 €	2.312 €	1.031 €	455 €	4.335 €	511 €	2.259 €	1.012 €	459 €	4.240 €
Total	5.166 €	17.380 €	8.855 €	3.812 €	35.214 €	4.247 €	14.229 €	6.558 €	2.934 €	27.968 €