



M 2015

U. PORTO
FEUP FACULDADE DE ENGENHARIA
UNIVERSIDADE DO PORTO

OTIMIZAÇÃO DA GESTÃO DOS CONSUMOS ENERGÉTICOS EM INSTALAÇÕES INDUSTRIAIS QUE UTILIZAM SISTEMAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ELETRICIDADE BASEADOS EM TARIFAS DINÂMICAS

MARIA JORGE MONTEIRO

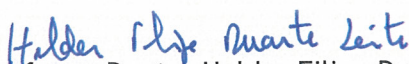
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO APRESENTADA
À FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO EM
ÁREA CIENTÍFICA
ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES

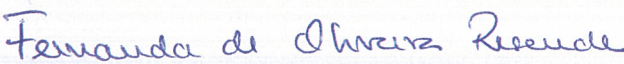
A Dissertação intitulada

“Otimização da Gestão dos Consumos Energéticos em Instalações Industriais
que Utilizam Sistemas de Comercialização de Eletricidade Baseados em Tarifas
Dinâmicas”

foi aprovada em provas realizadas em 20-02-2015

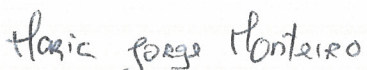
o júri


Presidente Professor Doutor Helder Filipe Duarte Leite
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto


Professora Doutora Fernanda de Oliveira Resende
Professora Auxiliar da Universidade Lusófona


Professor Doutor José Rui da Rocha Pinto Ferreira
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.


Autor - Maria Jorge dos Anjos Seabra Monteiro

© Maria Jorge dos Anjos Seabra Monteiro, 2015

Resumo

Com a Liberalização do Mercado de Eletricidade em Portugal, a tarifa dinâmica surge como uma nova solução tarifária para colmatar as necessidades dos consumidores. Nesta tarifa, designada comercialmente de tarifa indexada, o preço de energia que o consumidor paga depende do preço de energia elétrica que está a ser transacionado no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), permitindo assim ao consumidor adaptar o seu consumo elétrico em tempo real de acordo com a variação do preço no mercado.

Em Portugal esta tarifa ainda não está disponível para consumidores domésticos, apenas para consumidores industriais e grandes consumidores de energia elétrica. O foco dos consumidores industriais, passa pela redução dos custos das suas atividades e pelo aumento da sua rentabilidade. É por isso que a racionalização e o controlo dos consumos energéticos têm um papel muito importante que levam à implementação de medidas de eficiência energética.

Como casos de estudo, foram considerados dois consumidores industriais reais, de setores industriais distintos, e que têm implementado um Sistema de Gestão de Energia, fornecendo para este trabalho os dados dos consumos energéticos.

No presente documento, são apresentadas duas análises comparativas a nível tarifário das instalações industriais, nomeadamente do ciclo horário e do tipo de tarifa. Com os resultados obtidos definiram-se alguns pressupostos para a realização da simulação de otimização dos consumos elétricos e respetivas análises, em setores específicos da produção, com o uso da tarifa indexada. Todas as análises realizadas foram desenvolvidas com recurso ao *Visual Basic for Applications* no *EXCEL*, e são referentes aos consumos de eletricidade no ano de 2014. Para a simulação relativa à otimização de consumos elétricos, foram selecionados apenas três períodos de duas semanas cada, onde o preço de mercado tem uma evolução distinta, tendo em conta os dois períodos tarifários, que são distinguidos nas tarifas (o período de verão e o período de inverno).

No final da realização da presente dissertação, conclui-se que a tarifa indexada poderá trazer melhorias na poupança energética. Todavia, é necessário que exista a possibilidade e a flexibilidade da alteração dos consumos elétricos devido à volatilidade dos preços de mercado, caso contrário, poderá ser menos vantajoso do que a tarifa fixa.

Palavras-chaves: Eficiência Energética; Otimização de Consumos Elétricos; Tarifa Fixa; Tarifa Indexada

Abstract

With the Liberation of the Electricity Market in Portugal, dynamic rate emerges as a new pricing solution to meet the needs of the consumers. Commercially designated as indexed rate, the energy price that consumer pays depends on the price market that is being transacted at the Iberian Electricity Market (MIBEL), allowing the consumer to adapt in real time their electricity consumption according to the price market changes.

In Portugal this rate is not available for domestic consumers, only to industrial consumers and large consumers of electricity. Industrial consumers focus on reducing their activities costs and increasing profitability. That's why the rationalization and energy consumption control plays an important role in the implementation of energy efficiency measures.

Two real industrial consumers, of distinct industrial sectors, were considered as case studies. They have implemented an Energy Management System, from which data of electric consumption was used for this work.

Two analyses were done comparing different time cycles and type of tariffs which were the basis for a series of simulations for electricity consumption optimization, in specific sectors of production, using the indexed rate. This work was done on Excel using the Visual Basic for Applications, with electricity consumption data from the year 2014. For the optimization simulations, three periods of two weeks were selected, taken into account different market price evolutions and distinct pricing periods (summer and winter rates).

Optimization of electricity consumption in industrial consumers based on dynamic rates, can bring improvements in energy cost savings. However, due to the volatility of electricity prices, there must be willingness and flexibility for changing the electrical consumption, otherwise dynamic rate may be less advantageous than the fixed rate.

Keywords: *Efficiency Energy; Fixed rate; Indexed rate; Optimization of Electricity Consumption*

Agradecimentos

Agradeço primeiramente à *Smartwatt*, pela oportunidade de realizar este trabalho, em especial ao meu coorientador, o Eng.º Hélder Marques, e a todos os que direta ou indiretamente me ajudaram neste projeto.

Em segundo lugar, agradeço ao meu orientador, Prof. José Rui Ferreira, pelo seu apoio, disponibilidade e conselhos durante a realização do trabalho.

Aos meus amigos que foram dando sempre uma palavra de motivação, em especial às minhas amigas e colegas de curso, Elisabete Almeida e Mariana Guerra, não só pela amizade e companheirismo mas pela motivação extra nos últimos meses.

Por fim agradeço às pessoas mais importantes, aos meus pais e à minha irmã, pelo seu encorajamento, apoio, carinho e muita paciência não só nos últimos meses mas durante o meu percurso académico.

Obrigada,
Maria Jorge Monteiro

*“O que diferencia os jovens que fracassam dos que têm sucesso não é a cultura acadêmica,
mas a capacidade de superar as adversidades da vida.”*

Augusto Cury

Índice

| | |
|---|-------------|
| Resumo | iii |
| Abstract | v |
| Agradecimentos | vii |
| Índice..... | xi |
| Lista de figuras | xv |
| Lista de tabelas | xvii |
| Abreviaturas e Símbolos | xxi |
| Capítulo 1 | 1 |
| Introdução..... | 1 |
| 1.1 - Enquadramento e Objetivos | 1 |
| 1.2 - Informação e Ferramentas Utilizadas..... | 2 |
| 1.3 - Estrutura da Dissertação | 2 |
| Capítulo 2 | 5 |
| Mercados de Eletricidade..... | 5 |
| 2.1 - Evolução do Mercado Elétrico Português..... | 5 |
| 2.1.1 - Breve Contexto Histórico | 5 |
| 2.1.2 - A Liberalização do Mercado Português | 6 |
| 2.1.3 - O Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) | 11 |
| 2.2 - Formação dos Preços da Energia Elétrica no Mercado Liberalizado | 19 |
| 2.2.1 - Cadeia de valor do Setor Elétrico | 19 |
| 2.2.2 - Estrutura Tarifária de Energia Elétrica | 21 |
| 2.2.3 - Formação do Preço de Mercado - Microeconomia | 22 |
| 2.2.4 - Desagregação das Tarifa de Acesso às Redes..... | 25 |
| 2.2.5 - Tarifa de Energia e Tarifa de Comercialização | 29 |

| | |
|---|-----------|
| 2.3 - Resumo do Capítulo..... | 29 |
| Capítulo 3 | 31 |
| Eficiência Energética na Indústria | 31 |
| 3.1 - Legislação Portuguesa | 31 |
| 3.2 - Medidas Transversais às diversas Indústrias | 33 |
| 3.2.1 - Faturas de Energia Elétrica..... | 33 |
| 3.2.2 - Melhoria dos Processos Industriais | 42 |
| 3.2.3 - Sistemas Acionados por Motores Elétricos | 44 |
| 3.2.4 - Produção de Calor e Frio..... | 48 |
| 3.2.5 - Iluminação..... | 51 |
| 3.3 - Resumo do Capítulo..... | 53 |
| Capítulo 4 | 55 |
| Metodologia e Apresentação dos Casos de Estudo | 55 |
| 4.1 - Metodologia adotada | 55 |
| 4.2 - Apresentação dos Casos de Estudo | 56 |
| 4.2.1 - Apresentação da Indústria do Ramo Alimentar | 56 |
| 4.2.2 - Apresentação da Indústria do Ramo Têxtil | 57 |
| 4.3 - Tarifas do Mercado Liberalizado para clientes em MT | 57 |
| 4.3.1 - Tarifas de Acesso às Redes referentes aos Casos de Estudo..... | 57 |
| 4.3.2 - Uso de Tarifas Fixas..... | 58 |
| 4.3.3 - Uso de Tarifas Indexadas | 60 |
| 4.4 - Previsão de Consumos Elétricos e de Preços de Mercado Futuros a Curto Prazo | 66 |
| 4.5 - Resumo do Capítulo..... | 66 |
| Capítulo 5 | 69 |
| Simulações e Análise de Resultados | 69 |
| 5.1 - Simulação I: Ciclo Semanal vs Ciclo Semanal Opcional na Tarifa Fixa..... | 70 |
| 5.1.1 - Caso A | 70 |
| 5.1.2 - Caso B | 72 |
| 5.2 - Simulação II: Tarifa Indexada vs Tarifa Fixa..... | 74 |
| 5.2.1 - Caso A | 74 |
| 5.2.2 - Caso B | 77 |
| 5.3 - Simulação III: Tarifa Indexada com Otimização de Consumos Elétricos vs Tarifa Indexada Normal | 79 |
| 5.3.1 - Caso A | 79 |
| 5.3.2 - Caso B | 87 |
| 5.4 - Resumo do Capítulo..... | 87 |
| Capítulo 6 | 89 |

| | |
|-----------------------------------|------------|
| Considerações Finais | 89 |
| 6.1 - Conclusões | 89 |
| 6.2 - Trabalhos Futuros | 91 |
| Referências | 93 |
| Anexo A..... | 95 |
| Resultados da Simulação I..... | 95 |
| Anexo B..... | 107 |
| Resultados da Simulação II | 107 |
| Anexo C..... | 115 |
| Resultados da Simulação III | 115 |

Lista de figuras

| | |
|--|----|
| Figura 2.1 - Estrutura verticalmente integrada do Setor Elétrico (adaptação) [3] | 6 |
| Figura 2.2 - Estrutura do Sistema Elétrico após o pacote legislativo de 1995 (adaptação) [3] .. | 7 |
| Figura 2.3 - Estrutura do Sistema Elétrico de acordo com o Decreto-Lei N.º172/2006 [7] | 8 |
| Figura 2.4 - Estrutura do Setor Elétrico Português Liberalizado | 10 |
| Figura 2.5 - Esquema Organizativo do Operador de Mercado Ibérico [9] | 11 |
| Figura 2.6 - Estrutura Corporativa do Operador de Mercado Ibérico [11] | 12 |
| Figura 2.7 - Organização do Mercado a Prazo: OMIP e OMIClear [13] | 12 |
| Figura 2.8 - Funcionamento do Mercado Diário [6] | 14 |
| Figura 2.9 - <i>Market Splitting</i> entre Portugal e Espanha [6] | 16 |
| Figura 2.10 - Estrutura por sessões do mercado intradiário do MIBEL [11] | 17 |
| Figura 2.11 - Tarifas de Venda a Clientes Finais no Mercado Liberalizado [6] | 22 |
| Figura 3.1 - Penalidades do não cumprimento das metas definidas nos ARCE e da não recuperação dos desvios no ano seguinte ao relatório final de execução (adaptação) [21] ... | 32 |
| Figura 3.2 - Relação entre a potência ativa e reativa..... | 37 |
| Figura 3.3 - Desagregação dos Consumos de Eletricidade pelas principais cargas na Indústria [27] | 45 |
| Figura 3.4 - Rendimentos típicos do Sistema Convencional e da Cogeração [26] | 49 |
| Figura 3.5 - Rendimentos típicos da Trigeriação..... | 49 |
| Figura 4.1 - Evolução do Preço Médio Global da Energia da Tarifa Fixa nos Casos de Estudo . | 59 |
| Figura 4.2 - Evolução da Média Diária do Preço Horário nos últimos três anos (2012 a 2014) . | 64 |
| Figura 4.3 - Evolução da Média Horária do Preço Horário nos últimos três anos (2012 a 2014) | 65 |
| Figura 5.1 - Ciclo Semanal vs Ciclo Semanal Opcional: Custo Efetivo de Energia por mês (€) no Caso A..... | 70 |
| Figura 5.2 - Ciclo Semanal vs Ciclo Semanal Opcional: Custo Efetivo de Energia por período horário (€) no Caso A | 70 |
| Figura 5.3 - Ciclo Semanal vs Ciclo Semanal Opcional: Custo Efetivo de Energia por mês (€) no Caso B..... | 72 |
| Figura 5.4 - Ciclo Semanal vs Ciclo Semanal Opcional: Custo Efetivo de Energia por período horário (€) no Caso B | 72 |
| Figura 5.5 - Tarifa Indexada vs Tarifa Fixa: Custo Efetivo de Energia por mês (€) no Caso A em ciclo semanal opcional | 74 |
| Figura 5.6 - Tarifa Indexada vs Tarifa Fixa: Custo Efetivo de Energia por período horário (€) no Caso A em ciclo semanal opcional | 75 |

| | |
|--|----|
| Figura 5.7 - Tarifa Indexada vs Tarifa Fixa: Custo Efetivo de Energia por mês (€) no Caso B no ciclo semanal | 77 |
| Figura 5.8 - Tarifa Indexada vs Tarifa Fixa: Custo Efetivo de Energia por período horário (€) no Caso B no ciclo semanal | 77 |
| Figura 5.9 - Preço Horário da Energia no Mercado Diário em Portugal no ano 2014..... | 80 |
| Figura 5.10 - Preço Horário da Energia no Mercado Diário no Período nº 1 | 81 |
| Figura 5.11 - Preço Horário da Energia no Mercado Diário no Período nº 2 | 81 |
| Figura 5.12 - Preço Horário da Energia no Mercado Diário no Período nº 3 | 82 |
| Figura 5.13 - Período nº 1 - Caso A: Variação de Custos na Tarifa Indexada I | 84 |
| Figura 5.14 - Período nº 1 - Caso A: Variação de Custos na Tarifa Indexada II | 84 |
| Figura 5.15 - Período nº 2 - Caso A: Variação de Custos na Tarifa Indexada I | 85 |
| Figura 5.16 - Período nº 2 - Caso A: Variação de Custos na Tarifa Indexada II | 85 |
| Figura 5.17 - Período nº 3 - Caso A: Variação de Custos na Tarifa Indexada I | 86 |
| Figura 5.18 - Período nº 3 - Caso A: Variação de Custos na Tarifa Indexada II | 86 |

Lista de tabelas

| | |
|---|----|
| Tabela 2.1 - Sessões do mercado intradiário [11]..... | 17 |
| Tabela 2.2 - Principais Produtores em Regime Ordinário (PRO) e Produtores em Regime Especial (PRE) licenciados [6, 15, 16] | 19 |
| Tabela 2.3 - Distribuidores em Portugal Continental [6] | 20 |
| Tabela 2.4 - Comercializadores no Mercado Liberalizado em Portugal Continental [6] | 21 |
| Tabela 2.5 - Tarifas e Proveitos do Operador da Rede de Transporte e dos Operadores da Rede de Distribuição (adaptação) [6] | 28 |
| Tabela 3.1 - Ciclo diário para consumidores em BTE e BTN em Portugal Continental [6] | 34 |
| Tabela 3.2 - Ciclo Semanal para todos os consumidores em Portugal Continental [6] | 34 |
| Tabela 3.3 - Ciclo semanal opcional para os consumidores em MAT, AT e MT em Portugal Continental [6] | 35 |
| Tabela 3.4 - Opções Tarifárias com diferenciação horária | 36 |
| Tabela 3.5 - Faturação de energia reativa indutiva | 38 |
| Tabela 3.6 - Tabela de Compensação: Fator β | 40 |
| Tabela 3.7 - Características dos diversos tipos de lâmpadas [20, 28, 29] | 52 |
| Tabela 4.1 - Tarifas de Acesso às Redes em MT, nível de tensão dos Casos de Estudo [6, 18] | 58 |
| Tabela 4.2 - Variação dos Preços de Energia Fixos Contratuais, nos diferentes períodos horários, para cada um dos Casos de Estudo | 59 |
| Tabela 4.3 - Fórmulas de cálculo do Preço da Energia na Tarifa Indexada dos Comercializadores | 61 |
| Tabela 5.1 - Caso A: Análise por período horário do Ciclo Semanal vs Ciclo Semanal Opcional | 71 |
| Tabela 5.2 - Caso A: Análise mensal do Ciclo Semanal vs Ciclo Semanal Opcional | 71 |
| Tabela 5.3 - Caso B: Análise por período horário do Ciclo Semanal vs Ciclo Semanal Opcional | 73 |
| Tabela 5.4 - Caso B: Análise mensal do Ciclo Semanal vs Ciclo Semanal Opcional | 73 |
| Tabela 5.5 - Caso A: Análise por período horário das Tarifas Indexadas I e II vs Tarifa Fixa, no ciclo semanal opcional..... | 75 |
| Tabela 5.6 - Caso A: Análise mensal das Tarifas Indexadas I e II vs Tarifa Fixa, no ciclo semanal opcional | 76 |
| Tabela 5.7 - Caso B: Análise por período horário das Tarifas Indexadas I e II vs Tarifa Fixa, no ciclo semanal | 78 |
| Tabela 5.8 - Caso B: Análise mensal das Tarifas Indexadas I e II vs Tarifa Fixa, no ciclo semanal..... | 78 |

| | |
|--|-----|
| Tabela 5.9 - Período nº 1 - Caso A: Análise das Tarifas Indexadas I e II vs Tarifa Fixa antes da otimização | 83 |
| Tabela 5.10 - Período nº 2 - Caso A: Análise das Tarifas Indexadas I e II vs Tarifa Fixa antes da otimização | 83 |
| Tabela 5.11 - Período nº 3 - Caso A: Análise das Tarifas Indexadas I e II vs Tarifa Fixa antes da otimização | 83 |
| Tabela 5.12 - Período nº 1 - Caso A: Análise das Tarifas Indexadas I e II com a otimização dos consumos | 84 |
| Tabela 5.13 - Período nº 2 - Caso A: Análise das Tarifas Indexadas I e II com a otimização dos consumos | 85 |
| Tabela 5.14 - Período nº 3 - Caso A: Análise das Tarifas Indexadas I e II com a otimização dos consumos | 86 |
| Tabela A.1 - Caso A: Tarifa Fixa, ciclo semanal: Preço da Energia Ativa..... | 95 |
| Tabela A.2 - Caso A: Tarifa Fixa, ciclo semanal: Preço do Termo de Rede de Energia Ativa .. | 96 |
| Tabela A.3 - Caso A: Tarifa Fixa, ciclo semanal: Custo Total da Energia Ativa | 96 |
| Tabela A.4 - Caso A: Tarifa Fixa, ciclo semanal: Potência em Horas de Ponta..... | 97 |
| Tabela A.5 - Caso A: Custo Efetivo de Energia Ativa no Ciclo Semanal | 97 |
| Tabela A.6 - Caso A: Tarifa Fixa, ciclo semanal opcional: Preço da Energia Ativa | 98 |
| Tabela A.7 - Caso A: Tarifa Fixa, ciclo semanal opcional: Preço do Termo de Rede de Energia Ativa | 98 |
| Tabela A.8 - Caso A: Tarifa Fixa, ciclo semanal opcional: Custo Total da Energia Ativa | 99 |
| Tabela A.9 - Caso A: Tarifa Fixa, ciclo semanal opcional: Potência em Horas de Ponta | 99 |
| Tabela A.10 - Caso A: Custo Efetivo de Energia Ativa no Ciclo Semanal Opcional | 100 |
| Tabela A.11 - Caso B: Tarifa Fixa, ciclo semanal: Preço da Energia Ativa | 101 |
| Tabela A.12 - Caso B: Tarifa Fixa, ciclo semanal: Preço do Termo de Rede de Energia Ativa | 101 |
| Tabela A.13 - Caso B: Tarifa Fixa, ciclo semanal: Custo Total da Energia Ativa | 102 |
| Tabela A.14 - Caso B: Tarifa Fixa, ciclo semanal: Potência em Horas de Ponta | 102 |
| Tabela A.15 - Caso B: Custo Efetivo de Energia Ativa no Ciclo Semanal..... | 103 |
| Tabela A.16 - Caso B: Tarifa Fixa, ciclo semanal opcional: Preço da Energia Ativa | 104 |
| Tabela A.17 - Caso B: Tarifa Fixa, ciclo semanal opcional: Preço do Termo de Rede de Energia Ativa | 104 |
| Tabela A.18 - Caso B: Tarifa Fixa, ciclo semanal opcional: Custo Total da Energia Ativa..... | 105 |
| Tabela A.19 - Caso B: Tarifa Fixa, ciclo semanal opcional: Potência em Horas de Ponta | 105 |
| Tabela A.20 - Caso B: Custo Efetivo de Energia Ativa no Ciclo Semanal Opcional | 106 |
| Tabela B.1 - Caso A: Tarifa Indexada I, ciclo semanal opcional: Preço da Energia Ativa | 107 |
| Tabela B.2 - Caso A: Tarifa Indexada I, ciclo semanal opcional: Custo Total da Energia Ativa | 108 |
| Tabela B.3 - Caso A: Tarifa Indexada I, ciclo semanal opcional: Custo Efetivo de Energia Ativa | 108 |
| Tabela B.4 - Caso A: Tarifa Indexada II, ciclo semanal opcional: Preço da Energia Ativa | 109 |
| Tabela B.5 - Caso A: Tarifa Indexada II, ciclo semanal opcional: Custo Total da Energia Ativa | 109 |
| Tabela B.6 - Caso A: Tarifa Indexada II, ciclo semanal opcional: Custo Efetivo de Energia Ativa | 110 |
| Tabela B.7 - Caso B: Tarifa Indexada I, ciclo semanal: Preço da Energia Ativa | 111 |
| Tabela B.8 - Caso B: Tarifa Indexada I, ciclo semanal: Custo Total da Energia Ativa | 111 |

| | |
|---|-----|
| Tabela B.9 - Caso B: Tarifa Indexada I, ciclo semanal: Custo Efetivo de Energia Ativa..... | 112 |
| Tabela B.10 - Caso B: Tarifa Indexada II, ciclo semanal: Preço da Energia Ativa | 113 |
| Tabela B.11 - Caso B: Tarifa Indexada II, ciclo semanal: Custo Total da Energia Ativa..... | 113 |
| Tabela B.12 - Caso B: Tarifa Indexada II, ciclo semanal: Custo Efetivo de Energia Ativa | 114 |

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

| | |
|-------|---|
| ARCE | Acordos de Racionalização dos Consumos de Energia |
| AT | Alta Tensão |
| BT | Baixa Tensão |
| BTN | Baixa Tensão Normal |
| BTE | Baixa Tensão Especial |
| CIE | Consumidoras Intensivas de Energia |
| ERSE | Entidade Reguladora do Setor Energético |
| FEUP | Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto |
| fp | Fator de Potência |
| MAT | Muito Alta Tensão |
| MIBEL | Mercado Ibérico de Eletricidade |
| MT | Média Tensão |
| OMIE | Operador do Mercado Ibérico de Energia (Polo Espanhol) |
| OMIP | Operador do Mercado Ibérico de Energia (Polo Português) |
| PREn | Plano de Racionalização do Consumo de Energia |
| REE | Rede Elétrica de Espanha |
| REN | Rede Elétrica Nacional, SA |
| RGCE | Regulamento da Gestão do Consumo de Energia |
| RND | Rede Nacional de Distribuição |
| RNT | Rede Nacional de Transporte |
| SEI | Sistema Elétrico Independente |
| SEN | Sistema Elétrico Nacional |
| SENV | Sistema Elétrico Não Vinculado |
| SEP | Sistema Elétrico Público |
| SGE | Sistema de Gestão de Energia |
| SGCIE | Sistema de Gestão de Consumos Intensivos de Energia |
| tep | tonelada equivalente de petróleo |

| | |
|-----|--|
| TAR | Tarifa(s) de Acesso às Redes |
| THD | <i>Total Harmonic Distortion</i> (Taxa de Distorção Harmónica Total) |
| VEV | Variador Eletrónico de Velocidade |

Lista de símbolos

| | |
|---------------------------|-----------------------------------|
| f_d ou $\cos \varphi_1$ | fator de deslocamento |
| f_p ou $\cos \varphi$ | fator de potência |
| I | corrente |
| P | potência ativa |
| Q | potência reativa |
| S | potência aparente |
| THD | Taxa de Distorção Harmónica Total |
| U | tensão |

Capítulo 1

Introdução

O presente documento apresenta a dissertação “Otimização da Gestão dos Consumos Energéticos em Instalações Industriais que utilizam Sistemas de Comercialização de Eletricidade baseados em Tarifas Dinâmicas”, desenvolvida no âmbito da unidade curricular Dissertação, lecionada no curso de Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores (MIEEC) da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP).

O trabalho foi desenvolvido em ambiente empresarial na *Smartwatt- Energy Services, S.A.* com sede na Rua da Constituição, no Porto. A área de atividade da empresa está orientada para a prestação de serviços energéticos a empresas e entidades públicas e privadas, caracterizando-se por ser uma empresa tecnológica que fornece serviços energéticos, soluções de eficiência energética e consultoria estratégica a produtores, utilizadores e consumidores finais de energia.

No presente capítulo é elaborada uma apresentação do tema de dissertação, o enquadramento do mesmo e os objetivos a atingir com o seu desenvolvimento. No final é apresentada a informação e ferramentas utilizadas durante o desenvolvimento do projeto e a estrutura geral do presente documento de forma a fornecer uma orientação ao leitor.

1.1 - Enquadramento e Objetivos

Com o crescente aumento da geração de energia através das fontes de energias renováveis, existe uma maior flutuação nos níveis de produção de energia o que torna a situação mais complexa e dinâmica e a oferta no mercado torna-se mais variável. Adicionalmente, com a crescente preocupação na eficiência energética, torna-se cada vez mais necessário garantir que exista uma gestão da procura que se adapte de forma mais flexível a condições do mercado voláteis e a constrangimentos nas redes.

As tarifas dinâmicas consistem em tarifas em que o preço da energia varia numa base horária, geralmente indexada aos preços *spot* do mercado de eletricidade, e são um meio importante para a gestão da procura (*Demand Side Management*). Este tipo de tarifas proporciona geralmente uma média de custos mais baixos de energia mas por outro lado transfere para o consumidor o risco associado à volatilidade dos preços.

O objetivo principal desta dissertação passa por simular e quantificar a redução de custo obtida a partir da otimização da gestão dos consumos energéticos em indústrias reais, alimentadas em MT, em função do custo da energia com tarifa dinâmica.

Para o desenvolvimento da dissertação tornou-se necessário atingir os seguintes objetivos:

- Estudar o funcionamento do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) e a estrutura tarifária existente em Portugal;
- Estudar a formação dos preços de energia nos diferentes tipos de tarifas;
- Estudar medidas de eficiência energética transversais às diferentes indústrias;
- Familiarizar com os Sistemas de Gestão de Energia das diferentes indústrias;
- Familiarizar com os processos de fabrico das instalações envolvidas no projeto e identificar os principais centros de consumo elétrico;
- Desenvolver ferramentas de análise tarifária;
- Simular alterações do consumo elétrico nas instalações em função da variação do preço de mercado de energia e de acordo com o que é possível efetuar na realidade, devido a limitações;
- Comparação da simulação com a realidade e determinação do impacto da implementação das alterações identificadas;
- Análise crítica dos resultados obtidos.

Neste projeto participarão duas indústrias consumidoras intensivas de energia, do ramo alimentar e do ramo têxtil, que possuem Sistema de Monitorização de Energia, para aumentar a fiabilidade das estimativas de redução de custo obtidas a partir da otimização da gestão. O estudo dos sistemas energéticos das unidades fabris permitirá também a identificação de medidas de eficiência energética com potencial a serem apresentadas.

1.2 - Informação e Ferramentas Utilizadas

Sendo casos de estudo reais e acompanhados pela *Smartwatt*, foi facultada toda a documentação relevante referente a auditorias energéticas, faturas de eletricidade, telecontagem e propostas de fornecimento de energia elétrica. Foram igualmente realizadas visitas às instalações dos Casos de Estudo, com o objetivo de acompanhar de perto o processo produtivo e falar com os responsáveis da produção, de forma a poder-se identificar possíveis alterações de consumos energéticos a realizar nas simulações. A informação relativa ao preço do mercado obteve-se através do *website* do operador de mercado (www.omie.es)

Em relação às ferramentas utilizadas, enumeram-se os Sistemas de Gestão de Energia (SGE) instalados nos Casos de Estudo e a ferramenta da *Microsoft Office*, o *EXCEL*, para realizar as simulações tarifárias com recurso ao *Visual Basic for Applications*.

1.3 - Estrutura da Dissertação

A presente dissertação encontra-se organizada em seis capítulos que serão descritos de seguida com o intuito de facilitar ao leitor a orientação no documento.

No capítulo 1 é feita uma introdução ao trabalho, descrevendo o tema, a sua relevância e os objetivos que se pretendem atingir. São, ainda, referidas as ferramentas e a informação utilizadas ao longo do documento.

No capítulo 2 é descrito o estado da arte relativo aos Mercados de Eletricidade onde, numa primeira parte, é feita uma revisão sobre o funcionamento do Mercado Ibérico e a estrutura atual do Setor Elétrico Português e, numa segunda parte, é explicado, em termos gerais, como é concretizada a formação de preços de eletricidade em mercado e a estrutura da remuneração nas diferentes atividades presentes no Setor Elétrico em Portugal.

No capítulo 3 é referida a legislação em vigor relativa à realização de eficiência energética e são apresentadas medidas de eficiência energética transversais a todas as indústrias, realizando um enfoque principal na análise das faturas de energia elétrica com o objetivo de compreender a informação que aí vem referida.

No capítulo 4 é descrita a metodologia utilizada na realização da dissertação e são apresentados os casos de estudo, assim como informações relevantes para o estudo realizado no presente trabalho.

No capítulo 5 são apresentados os resultados das simulações realizadas e a sua respetiva análise.

No capítulo 6 são mencionadas as principais conclusões e os eventuais trabalhos futuros relativamente ao estudo da presente dissertação.

Capítulo 2

Mercados de Eletricidade

2.1 - Evolução do Mercado Elétrico Português

2.1.1 - Breve Contexto Histórico

A era da eletricidade iniciou-se nos finais do séc. XIX com a descoberta da lâmpada incandescente por Thomas Edison (1879) surgindo a indústria de lâmpadas incandescentes em todos os países industrializados da Europa, as primeiras estações centrais destinadas à iluminação pública com as lâmpadas incandescentes e quase no final do século constroem-se as primeiras linhas de transporte de energia elétrica desde as centrais até aos centros de consumo, assistindo-se desta forma à entrada da eletricidade nas indústrias. [1]

Até à 1ª Guerra Mundial (1914-1918), a construção de centrais elétricas deu origem a um elevado número de tipos de redes elétricas de transporte e distribuição e a uma total ausência de normalização, principalmente em relação às tensões de geração e aos valores de frequência. Só nas duas décadas seguintes ao final da 1ª Guerra é que ocorreu a normalização e a organização do setor elétrico para se começar a construir as redes de interligação de sistemas e regiões, alargando posteriormente à interligação entre diferentes países. [1]

Em Portugal, os eventos decorreram com cerca de 30 anos de atraso, que foi sendo progressivamente reduzido, em relação aos outros países da Europa mais desenvolvidos, facto este devido principalmente à forte dependência de Portugal em relação aos combustíveis fósseis. [1] O grande impulsionador da construção da rede elétrica nacional, iniciado nos anos 50 do séc. XX, foi José Ferreira Dias, um professor catedrático do Instituto Técnico de Lisboa, ministro da Economia e fundador da Companhia Nacional de Eletricidade (CNE). [2]

Com a 2ª Guerra Mundial (1939-1945), foram destruídos muitos sistemas elétricos da Europa e após a guerra, como medida estratégica, em muitos países europeus constituíram-se empresas verticalmente integradas, os chamados monopólios naturais, para assegurarem a produção e o transporte e em alguns casos também a distribuição, devido à natureza de serviço público de abastecimento de energia elétrica. Devido a este último ponto, muitas foram as empresas nacionalizadas. [2]

Mais tarde, nas décadas de 50 e 60, com o surgimento das primeiras centrais nucleares, o aumento do aproveitamento dos recursos hídricos e o aumento das potências dos centros produtores, a tendência para a centralização intensificou-se. Em Portugal, no ano de 1969 foi criada a Companhia Portuguesa de Eletricidade (CPE), uma empresa verticalmente integrada

que reunia as atividades de transporte e produção, apresentando uma estrutura exposta na [Figura 2.1](#). No entanto, só no ano de 1976 é que o setor elétrico foi totalmente nacionalizado, constituindo-se assim a Eletricidade de Portugal (EDP), que veio a ser parcialmente privatizada em 1997 e 1998. [1, 2]

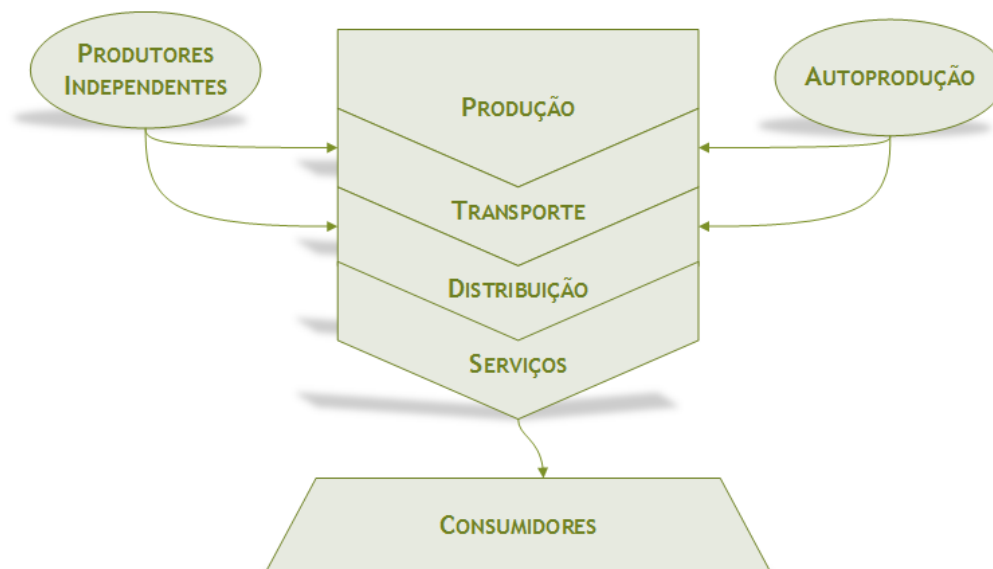


Figura 2.1 - Estrutura verticalmente integrada do Setor Elétrico (adaptação) [3]

Com a “crise petrolífera” em 1973, o interesse pelo aproveitamento das energias renováveis intensificou-se contribuindo para a expansão da produção descentralizada, começando a dar-se o início da liberalização do setor elétrico. A liberalização também se deveu, igualmente, às *inovações tecnológicas*; como novas tecnologias de produção mais eficientes, avanços no planeamento e operação das redes elétricas e na eletrónica de potência, que permitiram substituir a produção pela importação, tornaram as infraestruturas mais eficientes e fiáveis e melhoraram o controlo de energia elétrica desde a produção até ao consumo; e à *inovação organizacional*, que visa alcançar ganhos de eficiência e a consequente redução de preços, em benefício dos consumidores. [2]

Todavia, a crescente preocupação com o meio ambiente tem condicionado fortemente o setor elétrico. A eficiência energética tem cada vez mais importância quer na produção, quer no consumo. O principal motivo é que a emissão de dióxido de carbono, CO₂, resultante da queima de combustíveis fósseis (carvão, petróleo, gás natural) é apontada como a principal causa responsável pelo aquecimento global da Terra.

2.1.2 - A Liberalização do Mercado Português

A primeira reestruturação do setor elétrico ocorreu em agosto de 1994 através da criação da Rede Elétrica Nacional (REN), após a cisão do grupo EDP, com o objetivo de assegurar a gestão global do Sistema Elétrico de Abastecimento Público (“SEP”). [4] No ano seguinte, em 1995, o Governo aprovou a reestruturação vertical e horizontal do Grupo EDP, SA, criando uma empresa *holding* detentora de diversas outras empresas, tendo como objetivo a sua privatização. Nesse mesmo ano, do pacote legislativo de 1995, que consistia na coexistência de um Mercado Liberalizado com um Mercado Regulado, resultou a criação de uma entidade

reguladora, a ERSE, com o intuito de regular o setor elétrico. À ERSE incumbia a regulação do SEP e as suas relações comerciais com o SENV (Sistema Elétrico Não Vinculado), sendo o SEP constituído pela Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica (RNT), concessionada em regime de serviço público e em exclusividade à REN e o conjunto de instalações de produção e distribuição em regime de licença vinculada ao SEP. [3] Na [Figura 2.2](#) é apresentada a estrutura do Setor Elétrico Nacional (SEN) em 1995:

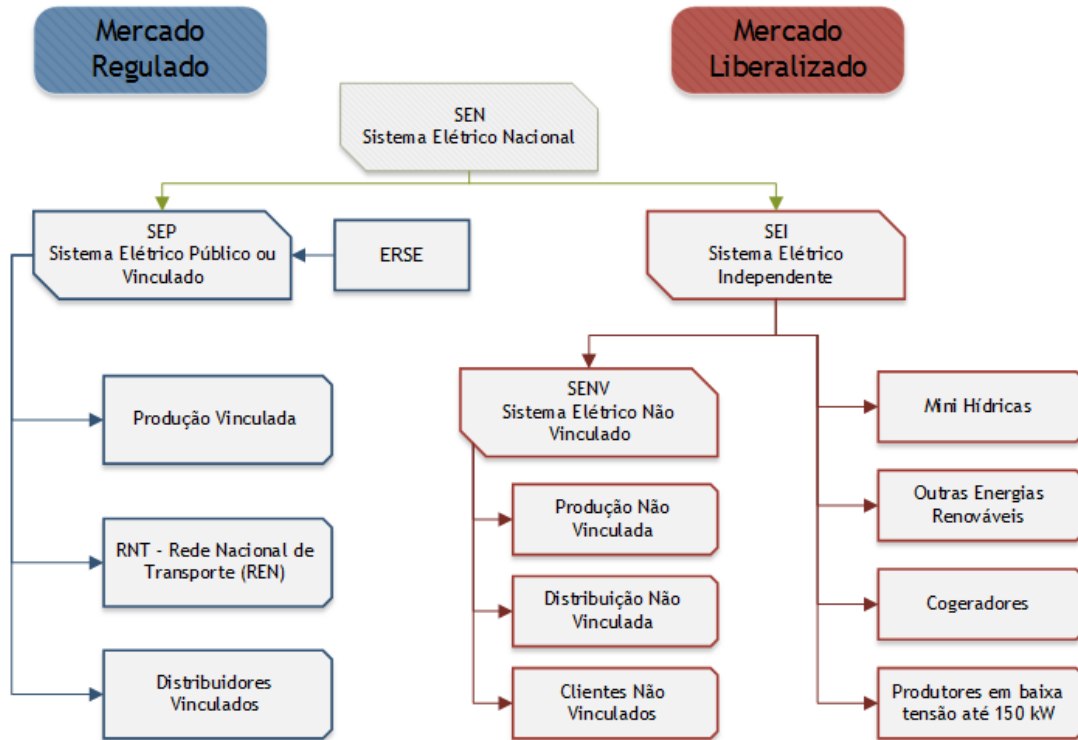


Figura 2.2 - Estrutura do Sistema Elétrico após o pacote legislativo de 1995 (adaptação) [3]

A liberalização ocorreu de forma faseada desde 1995 a 2006, começando pela inclusão dos clientes de maiores consumos e níveis de tensão mais elevados.

Em outubro 2000, com a 4ª fase de privatização da EDP, SA, segundo [5], a EDP - Distribuição de Energia, SA, formada pela fusão das quatro entidades titulares de licença de distribuição de energia elétrica em MT e AT, passou a integrar o SEP de acordo com o Decreto-Lei N.º 198/2000, de 24 de Agosto. Poucos meses antes, em junho de 2000, o Governo decidiu autonomizar a empresa REN, SA, responsável pela Rede Nacional de Transporte de energia elétrica. Para isso, 70% do capital social da REN foi adquirido pelo Estado Português por forma a reforçar as condições de isenção e transparência de atuação do Operador de Sistema, ficando a concessão da RNT atribuída à REN por um período de 50 anos. [3]

A publicação dos Decretos-Lei N.º 184/2003 e 185/2003 marcou o início do processo de liberalização global de todo o setor elétrico com a confirmação da criação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) (ver [capítulo 2.1.3](#)). Nos Decretos-Lei N.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e no Decreto-Lei N.º 172/2006, de 23 de Agosto, estão reconhecidos os comercializadores de energia elétrica e foi desde o dia 4 de setembro de 2006 que todos os consumidores de Portugal puderam passar a escolher livremente o seu fornecedor de energia. [6]

Na sequência das alterações legislativas em 2006, foi constituída a EDP Serviço Universal, SA que detém a licença do exercício da atividade de Comercialização de Último Recurso. A EDP

Serviço Universal, SA é detida pela EDP Distribuição, na qualidade de operador da rede de distribuição. Desta forma o setor elétrico ficou organizado como se pode visualizar na [Figura 2.3](#).



Figura 2.3 - Estrutura do Sistema Elétrico de acordo com o Decreto-Lei N.º172/2006 [7]

O processo de extinção das tarifas reguladas iniciou-se com o Decreto-Lei N.º 104/2010, de 29 de setembro, em que determinava a extinção das tarifas de venda de eletricidade aos clientes com consumos em MAT, AT, MT e BTE a partir de 1 de janeiro de 2011, que deviam passar a ser abastecidos até 31 de dezembro de 2011 pelo mercado liberalizado, caso contrário aplicar-se-iam tarifas transitórias aos clientes do mercado regulado a estabelecer pela ERSE. No entanto, o período transitório para estes clientes foi posteriormente alterado ao longo dos anos por decretos-lei e portarias: [6]

- Decreto-Lei N.º 104/2010, de 29 de setembro, para os clientes com consumos em muita alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE).
- Decreto-Lei N.º 75/2012, de 26 de março, para os clientes em baixa tensão normal (BTN):
 - Para os clientes finais com potência contratada compreendida entre 10,35 kVA, inclusive, e 41,4 kVA, inclusive, até 31 de dezembro de 2014;
 - Para os clientes finais com potência contratada inferior a 10,35 kVA, até 31 de dezembro de 2015.
- Decreto-Lei N.º 256/2012, de 29 de novembro, segunda alteração ao Decreto-Lei N.º 104/2010, de 29 de setembro, alterado pelo Decreto-Lei N.º 75/2012, de 26 de março:

- Para clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE, que não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento, até 31 de dezembro de 2013. É referido ainda que a ERSE pode determinar a cessação antecipada do prazo limite estabelecido no Decreto-Lei relativamente aos clientes finais enquadrados nos segmentos de fornecimento cujo número total de clientes finais de eletricidade fornecidos em regime de mercado livre atinja a percentagem de 90%.
- Decreto-Lei N.º 13/2014, de 22 de janeiro, terceira alteração ao Decreto-Lei N.º 104/2010, de 29 de setembro, que estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais com consumos em muita alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE):
 - Foi extinta a tarifa transitória nos clientes em MAT por estes clientes já estarem todos no mercado de eletricidade liberalizado;
 - Para clientes finais com consumos em AT, MT e BTE, que não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento, é definido que o novo prazo seria publicado numa portaria.

Ainda é referido que mais de 80% dos clientes nos restantes níveis de tensão, já aderiram ao mercado de eletricidade em regime de preços livres.

- Portaria N.º 27/2014, de 4 de fevereiro, define um novo prazo, tal como referido no Decreto-Lei N.º 13/2014, de 22 de janeiro, do período para extinção do regime transitório de fornecimento de eletricidade a clientes finais com consumos em AT, MT, BTE, seria até 31 de dezembro de 2014.

Desde 1 de Janeiro de 2013, a ERSE define e publica as tarifas transitórias que são suscetíveis de revisão trimestral. Segundo a última diretiva N.º 15/2014 da ERSE: [6]

«No quadro normativo do Regulamento n.º 551/2014, de 15 de dezembro, que aprova o Regulamento Tarifário, (...) Foram igualmente consideradas as disposições conhecidas do projeto de diploma que altera o período para a extinção do regime transitório de fornecimento de eletricidade a clientes finais com consumos em AT, MT, BTE e BTN com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA, cuja publicação em Diário da República se aguarda.»

Voltando novamente à estrutura do setor elétrico, foi em dezembro de 2011 que o Governo concretizou a 8ª fase e última de Privatização da EDP, vendendo as últimas ações detentoras à empresa *China Three Gorges Corporation*. [5] No ano seguinte, em fevereiro de 2012, o Estado vendeu 40% do capital social da REN, SA, 25% do capital ao grupo *State Grid* e 15% ao grupo *Oman Oil*. Em 2014 o processo foi finalizado com a venda dos restantes 11% do capital social por Oferta Pública de Venda (OPV) e por Venda Direta Institucional. [4]

Após finalizado o período de transição, a estrutura do Setor Elétrico será a da [Figura 2.4](#):

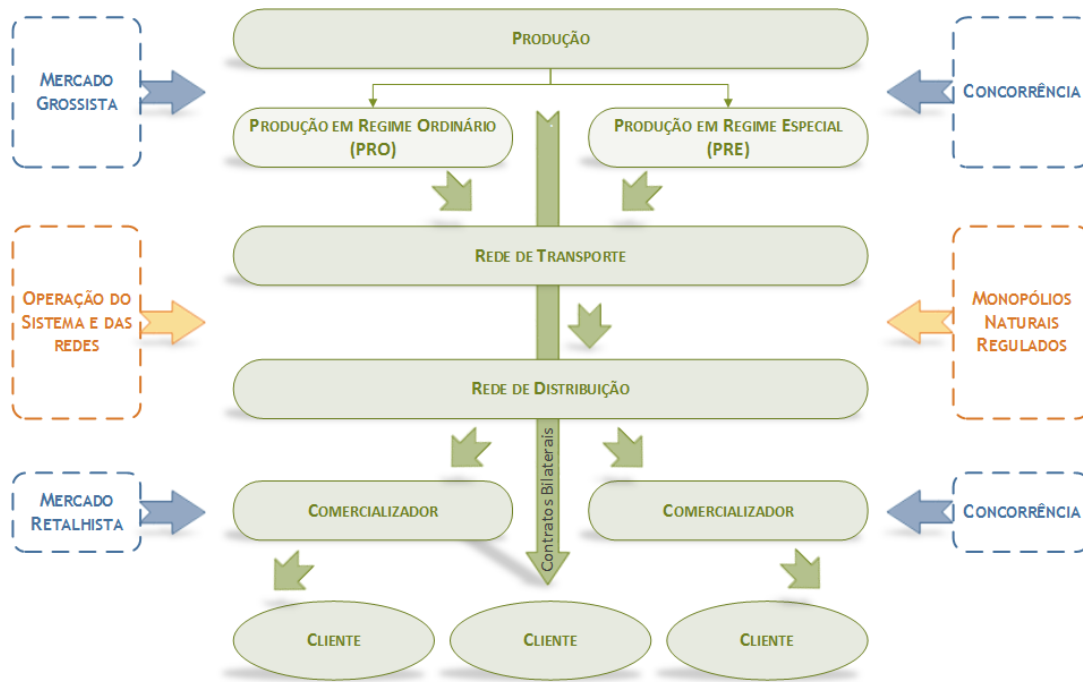


Figura 2.4 - Estrutura do Setor Elétrico Português Liberalizado

A Produção é uma atividade livre, aberta à concorrência, que é então constituída pela PRO, a produção de eletricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores hídricos, e pela PRE, que é a cogeração e a produção de energia elétrica a partir da utilização de fontes renováveis de energia. [4]

A Rede de Transporte corresponde a uma concessão única da RNT, como anteriormente referido, em regime de serviço público e exclusividade, detida pela REN que tem ainda a função de Operador de Sistema (em inglês, *Transmission System Operator - TSO*), assegurando a gestão técnica global do sistema, a coordenação sistémica das instalações de produção e distribuição, de forma a assegurar a segurança e a continuidade de abastecimento e o funcionamento integrado e eficiente do sistema. A REN, como concessionária da RNT, recebe o pagamento pelos serviços prestados e pela utilização das suas redes, através da aplicação de tarifas reguladas pela ERSE. [3, 6]

De forma análoga, a Rede de Distribuição é uma concessão única do Estado exercida em regime de serviço público e em exclusividade, detida maioritariamente pela EDP Distribuição. A concessionária da RND é responsável pela exploração e manutenção da rede de distribuição em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço, assim como pela gestão dos fluxos de eletricidade nas redes de distribuição em AT e MT, no quadro da gestão técnica global do sistema, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes a que esteja ligada e com as instalações dos clientes. Analogamente à concessionária da RNT, a concessionária da RND é remunerada através de tarifas definidas pela ERSE, pelos utilizadores das respetivas redes. [3]

A comercialização, tal como a produção é uma atividade livre, sendo necessária a aquisição de licença onde se definem os direitos e deveres na perspetiva de exercício transparente da sua atividade.

Os comercializadores são responsáveis pela compra e venda de energia elétrica e têm o direito de aceder às redes de transporte e de distribuição, mediante o pagamento de Tarifas de Acesso às Redes estabelecidas pela ERSE. O mercado livre permite aos consumidores elegerem, livremente e sem custos adicionais, o seu comercializador, podendo optar a qualquer

momento por outro comercializador. Mais à frente no [capítulo 2.2](#) será abordada mais detalhadamente a formação de preços no mercado liberalizado.

2.1.3 - O Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)

A Diretiva Europeia 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de dezembro de 1996, relativa ao setor elétrico europeu, veio impor a reorganização do setor elétrico dos estados-membros passando a estar sujeito a regras comuns para o Mercado Interno de Eletricidade. Algumas das medidas passavam pela criação de mercados regionais, pela liberalização das atividades do setor e pela definição de regras comuns para a produção, transporte e distribuição, com o objetivo de futuramente se criar um Mercado Único Europeu de Energia. [3, 8, 9]

Em 2003, a Diretiva 2003/54/CE, de 26 de Junho, foi aprovada e veio revogar a Diretiva 96/92/CE devido a deficiências legislativas relacionadas, nomeadamente, com a produção, o transporte e a distribuição de eletricidade. [10]

O MIBEL foi o segundo mercado regional a ser criado (o primeiro foi o *Nordpool* na Escandinávia, em 1996, pela Noruega e pela Suécia) através de uma iniciativa conjunta dos governos de Portugal e de Espanha, iniciando-se conversações em 1998 mas só em 1 de junho de 2007 é que se dá o arranque do MIBEL devido a condicionantes políticas e ao calendário dos dois Governos. [8]

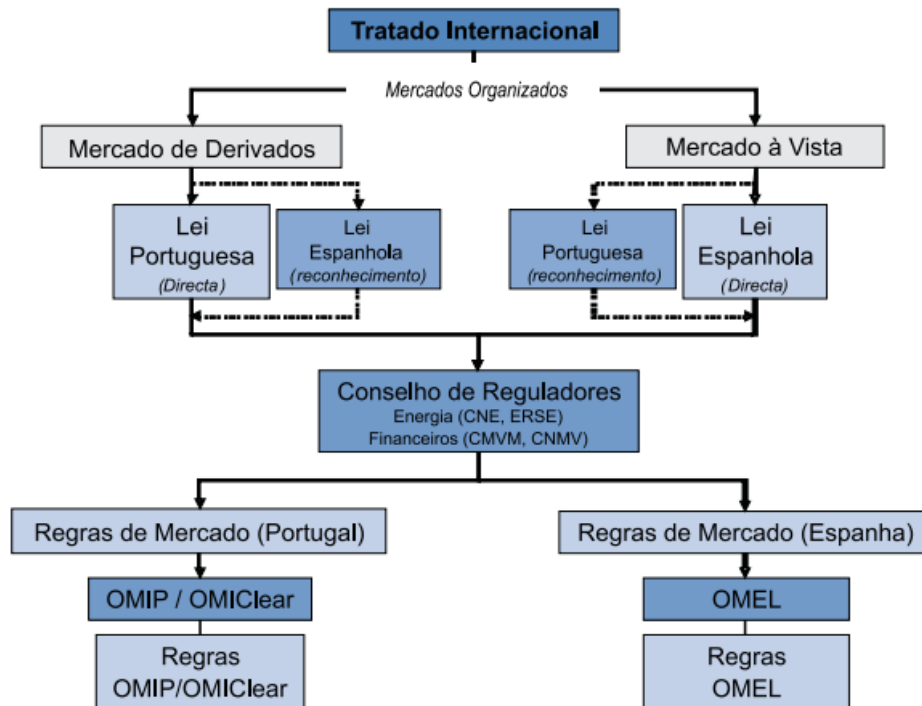


Figura 2.5 - Esquema Organizativo do Operador de Mercado Ibérico [9]

Tal como se pode verificar na [Figura 2.5](#) e [Figura 2.6](#), o MIBEL tem o Operador de Mercado Ibérico (OMI) constituído por dois polos: um polo espanhol (OMIE) responsável pelo mercado à vista (*spot market*), a partir do operador já existente em Madrid - o OMEL-, e um polo português (OMIP) responsável pelo novo mercado a prazo, que serão descritos de seguida.



Figura 2.6 - Estrutura Corporativa do Operador de Mercado Ibérico [11]

2.1.3.1 - OMIP (polo Português)

O OMIP foi constituído a 16 de junho de 2003 e com o seu arranque comercial a iniciar-se em Julho de 2006, tal como tinha sido estipulado, «*está organizado com uma unidade de negociação que é responsável pela organização dos leilões e pela atividade de negociação em contínuo. Possui também, com autonomia social, uma câmara de compensação - a OMIClear - que funciona como contraparte central e é responsável pela gestão das garantias e liquidações*», segundo [9], que foi constituída em 6 de abril de 2004 e autorizada pela Portaria N.º 927/2004, de 27 de julho. [12] Na [Figura 2.7](#) está representado o modelo de organização do OMIP e do OMIClear.



Figura 2.7 - Organização do Mercado a Prazo: OMIP e OMIClear [13]

Este polo do Operador de Mercado Ibérico assegura a gestão do mercado a prazo do MIBEL, contribuindo para o seu desenvolvimento com a promoção de preços ibéricos de referência de forma transparente, disponibilizando instrumentos eficientes de gestão de risco sob a forma de derivados em conjunto com a OMIClear que assegura as funções de câmara de compensação (garantias bancárias às operações) e de contrapartida às operações aí realizadas (tomando o lugar de vendedor quando a OMIP é comprador e vice versa). [6, 14]

Os contratos de compra e venda de energia a prazo, que variam de acordo com as necessidades de gestão de risco e de troca de eletricidade pelos diferentes agentes, disponibilizados pelo OMIP são os seguintes [6]:

- Contratos Futuro - 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 (OMIClear) a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega.

Atualmente este é o produto mais comum, isto é, mais transacionado no OMIP;

- Contratos Forward - contrato padronizado 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 (OMIClear) a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega;
- Contratos SWAP - 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.

Nos contratos acima descritos 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.

Para o referencial dos preços para liquidação dos contratos pode-se optar por produtos com áreas de entrega distintas, no caso do MIBEL, Portugal ou Espanha, sendo o preço *spot* de cada país a referência de liquidação. A liquidação pode ser de dois tipos [6]:

- Liquidação Física, com entrega física de eletricidade;
- Liquidação Financeira, existindo liquidação puramente financeiras entre vendedores e compradores.

“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)”, segundo [6].

2.1.3.2 - OMIE (polo Espanhol)

Sediado em Madrid e iniciando as suas atividades em 1998, o OMIE é o polo do Operador do Mercado Ibérico responsável pela gestão do mercado *spot* de contratação à vista, o mercado diário e o intradiário, e é responsável igualmente pela realização das liquidações das transações nos dois mercados. Como Operador de Mercado, o OMIE está regulado pela Lei N.º 24/20113 do Setor Elétrico e, entre outros, pelo Decreto N.º 2019/1997. [11, 12]

No mercado *spot* de eletricidade realizam-se as transações decorrentes da participação dos agentes nas sessões do mercado diário e do mercado intradiário que agregam, numa lógica de *market splitting*, as zonas espanhola e portuguesa do MIBEL.

Podem ser agentes do mercado *spot* os produtores, auto-produtores, agentes externos, comercializadores, representantes e consumidores qualificados. Com a entrada em vigor do

Acordo Internacional assinado em Santiago de Compostela, a 1 de Outubro de 2004, as entidades autorizadas em Portugal, passaram a poder atuar no mercado *spot* beneficiando de um reconhecimento automático, deixando de ser consideradas agentes externos. [13]

2.1.3.2.1 - O Mercado Diário

No mercado diário, ou *Day-Ahead Market*, a negociação efetua-se com base num leilão diário, com liquidação da energia em todas as horas do dia seguinte, formando-se assim um preço único para Espanha e outro para Portugal, para cada hora do dia seguinte. É de referir que quando a interligação, para uma hora do dia, estiver congestionada, i.e., não for suficiente para assegurar todos os trânsitos de eletricidade entre as duas regiões, é expectável que os preços serão distintos.

A liquidação financeira das operações ocorre numa base semanal, havendo lugar à prestação de garantias. [13]

O leilão diário é efetuado com a apresentação das ofertas das unidades produtoras ao operador de mercado que irá direcionar para um determinado horizonte diário de programação, correspondente ao dia seguinte em vinte e quatro períodos de programação consecutivos (vinte e três ou vinte e cinco períodos nos dias em que houver mudança de hora). As unidades produtoras que não estejam vinculadas a um contrato bilateral físico e que estejam disponíveis são obrigadas a apresentar ofertas ao mercado diário. Estas mesmas estão ainda obrigadas, por meio de um contrato de adesão, a respeitarem as regras de funcionamento do mercado de produção.

Os compradores de energia são os distribuidores, comercializadores, consumidores qualificados e agentes externos cuja participação esteja autorizada no MIBEL.

A aquisição de energia elétrica faz-se por unidades de aquisição, sendo definido por um conjunto de nós de ligação à rede pelo qual o comprador apresenta ofertas de aquisição de energia elétrica, tal como é apresentado na [Figura 2.8](#).

Existem três tipologias diferentes de compradores no mercado liberalizado:

- Os comercializadores de último recurso que adquirem a eletricidade que necessitam para fornecer aos consumidores pela tarifa regulada.
- Os comercializadores que vão ao mercado para adquirir energia para posteriormente vender aos consumidores qualificados.
- Os consumidores diretos podem adquirir energia diretamente no mercado organizado, através de um comercializador, assinando um contrato bilateral físico com um produtor ou ainda permanecendo temporariamente como consumidor pela tarifa regulada. [11]

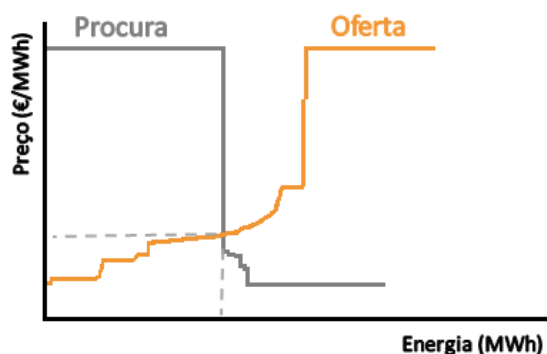


Figura 2.8 - Funcionamento do Mercado Diário [6]

A cada hora podem ser efetuadas entre um a vinte e cinco lanços de ofertas de compra e venda, sendo crescente o preço em cada lanço no caso das vendas, e decrescente no caso das compras. As ofertas de venda apresentadas pelos vendedores ao operador de mercado podem ser simples ou integrar condições complexas em função do seu conteúdo. As ofertas simples referem-se aos vendedores que apresentam ao operador de mercado, para cada período horário e unidade de produção da qual são proprietários, um determinado preço e uma determinada quantidade de energia. [11] As ofertas complexas são aquelas que para além das simples têm ainda algumas condições técnicas ou económicas particulares, como as indicadas de seguida:

- Condição de indivisibilidade: permite fixar um valor mínimo de funcionamento no primeiro lanço de cada hora. Este valor só pode ser dividido pela aplicação das graduações de tensão declaradas pelo mesmo agente, ou pela aplicação de regras de distribuição no caso de o preço ser diferente de zero;
- Graduação de Carga: permite definir um diferencial máximo entre a potência de início e de final de hora da unidade de produção, o que limita a energia máxima a negociar, em função da quantidade negociada na hora anterior e na seguinte, de modo a evitar mudanças bruscas nas unidades de produção que tecnicamente não o podem fazer;
- Entradas Mínimas: permite a realização de ofertas para todas as horas, tendo em linha de conta o facto da unidade de produção não participar no resultado negociado do dia, se não obtiver para o conjunto da sua produção no dia, uma entrada superior a uma quantidade fixa, estabelecida em cêntimos de euros, mais uma remuneração variável estabelecida em cêntimos de euro por cada kWh negociado;
- Paragem Programada: permite a realização de uma paragem programada, num período máximo de três horas, de uma unidade de produção que tenha sido retirada da negociação por incumprimento do requisito mínimo de entradas mínimas. Desta forma evita-se a sua paragem a partir do seu programa na última hora do dia anterior a zero na primeira hora do dia seguinte, aceitando que no primeiro lanço para as três primeiras horas, o mesmo seja feito como ofertas simples e com a condição de que a energia oferecida seja decrescente no primeiro lanço de cada hora. [11]

No mercado diário incluem-se as posições abertas do mercado a prazo, mediante a apresentação de ofertas de compra e venda, incluem-se os leilões de emissões primárias de energia pela parte que ocorre ao mercado diário para vender ou comprar a energia comprometida nesses leilões e, ainda, os leilões de distribuição pela parte dos produtores que ocorrem ao mercado diário a adquirir a energia para cumprir os compromissos dos contratos derivados desses leilões. [11]

O operador de mercado irá conciliar as ofertas económicas dos compradores e vendedores de energia eléctrica até às 12h00 do dia, de acordo com o tipo de ofertas que ocorrerem, simples ou complexas. No método de negociação simples obtém-se de maneira independente o preço marginal, bem como o volume de energia eléctrica que se aceita para cada unidade de produção e aquisição para cada período horário de programação. Quanto ao método de negociação complexa alcança-se iniciando o método simples, condicionado depois às condições de indivisibilidade e de graduação de carga, denominando-se de negociação simples condicionada. Por repetição excluem-se algumas negociações simples condicionadas até que todas as unidades de oferta satisfaçam a condição de entrada mínimas bem como de paragem programada, sendo esta a primeira solução final provisória obtida ao considerar-se uma capacidade ilimitada nas interligações internacionais. Repetindo o processo, atinge-se a primeira solução final definitiva

no que se refere à capacidade máxima de interligação internacional, tendo em linha de conta todas as ofertas realizadas no mercado diário. [11]

Caso se verifique um congestionamento entre os sistemas elétricos português e espanhol, repete-se o processo acima descrito, realizando-se uma separação de mercados, *Market Splitting*, que dá origem a um preço diferente para cada zona do MIBEL, sem congestão interna entre ambos os sistemas elétricos, tal como é exposto na *Figura 2.9*. [11]

O preço em cada período horário será igual ao preço do último lança da oferta de venda da última unidade de produção cuja aceitação tenha sido necessária para atender à procura que tiver sido planeada, no caso de não existir separação de mercados. [11]

No caso de existir separação de mercados, o preço do país exportador será o preço da última oferta casada de venda das localizadas na sua zona, e o preço do país importador será o máximo dos preços obtidos nos dois encontros de ofertas correspondentes a ambas as zonas. [11]

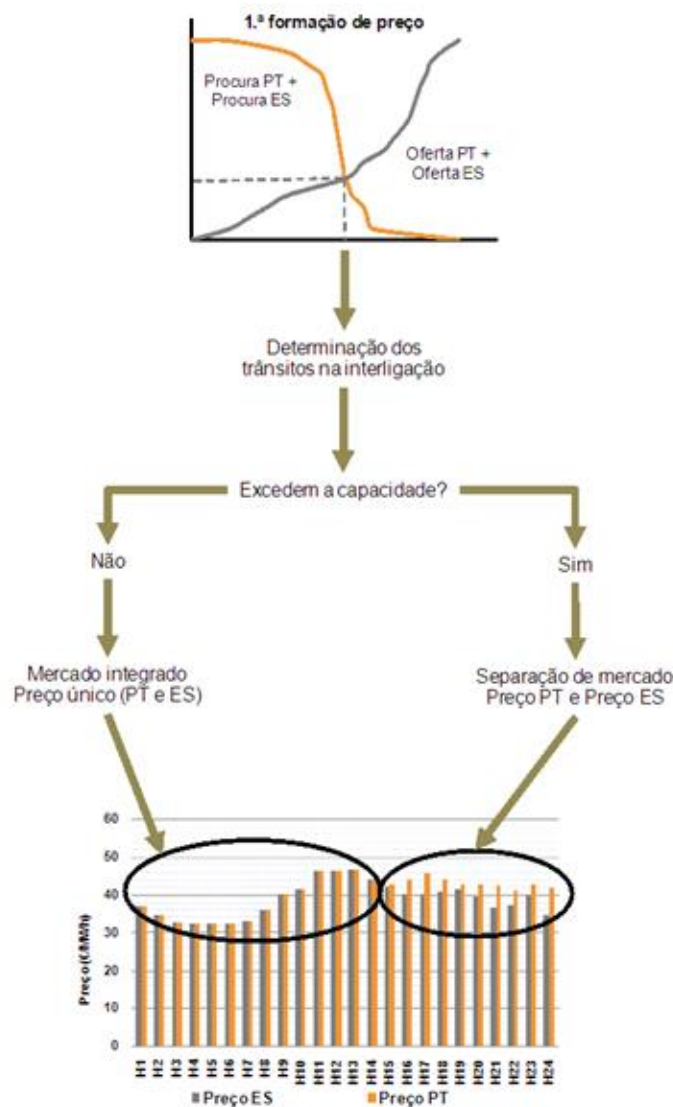


Figura 2.9 - *Market Splitting* entre Portugal e Espanha [6]

Como resultado da negociação o operador de mercado obtém a programação de entrada diária na rede no qual se determina o volume de energia elétrica e o seu preço, para cada

período horário, numa base diária de acordo com as exigências do mercado. O Programa Base de Funcionamento é o programa diário, com discriminação horária, das diferentes unidades de programação correspondentes à compra e venda de energia no sistema elétrico do MIBEL. Este programa é publicado às 14h00 de cada dia no mercado diário. [11]

2.1.3.2.2 - O Mercado Intradiário

O mercado ibérico intradiário foi criado com o objetivo de oferecer uma conformidade entre a oferta e a procura mais precisa e próxima do tempo real que a permitida pelo mercado diário. No mercado intradiário, os agentes produtores que vendem energia, também podem comprar energia, e os agentes comercializadores que compram energia, também podem vender energia.

Atualmente o mercado intradiário está estruturado em 6 sessões, realizando-se em cada uma delas um cruzamento de índole marginal entre a oferta e a procura. Inicia-se com a primeira sessão que abrange 27 horas (as últimas 3 no dia D-1 e as 24 do dia D) e finaliza-se com a sexta que abrange as últimas 9 horas do dia D. [14] Na [Tabela 2.1](#) e na [Figura 2.10](#) é apresentada a distribuição de horários por sessão:

Tabela 2.1 - Sessões do mercado intradiário [11]

| | SESSÃO 1ª | SESSÃO 2ª | SESSÃO 3ª | SESSÃO 4ª | SESSÃO 5ª | SESSÃO 6ª |
|--|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------------|-----------------|
| Abertura de sessão | 17h00 | 21h00 | 01h00 | 04h00 | 08h00 | 12h00 |
| Encerramento de sessão | 18h45 | 21h45 | 01h45 | 04h45 | 8h45 | 12h45 |
| Concertação | 19h30 | 22h30 | 02h30 | 05h30 | 09h30 | 13h30 |
| Receção de desagregações de programa | 19h50 | 22h50 | 02h50 | 05h50 | 09h50 | 13h50 |
| Publicação PHF | 20h45 | 23h45 | 03h45 | 06h45 | 10h45 | 14h45 |
| Horizonte de programação (períodos horários) | 27 horas (22-24) | 24 horas (1-24) | 20 horas (5-24) | 17 horas (2-24) | 13 horas (13-24) | 9 horas (16-24) |

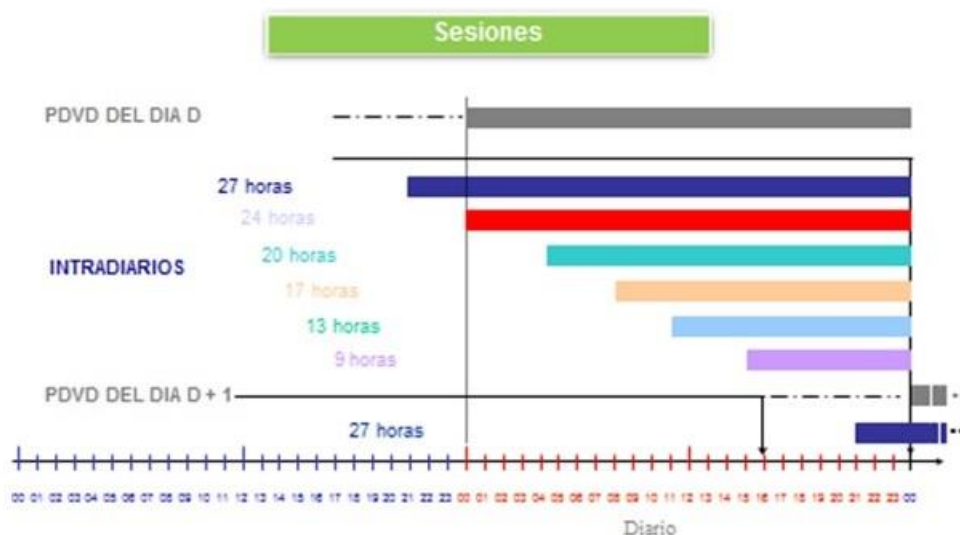


Figura 2.10 - Estrutura por sessões do mercado intradiário do MIBEL [11]

Tal como no mercado diário as ofertas económicas podem ser simples ou complexas. No mercado intradiário são separadas as ofertas de vendas das de aquisição.

2.1.3.2.2.1 - *Ofertas de Venda*

As ofertas de venda simples, de um a cinco lanços, são apresentadas para cada período horário e unidade de venda ou de compra de que forem titulares. São ofertas que expressam um preço e uma quantidade de energia que são crescentes em cada lanço.

As ofertas de venda com condições complexas são todas aquelas que para além dos requisitos das simples, têm ainda que cumprir com as seguintes condições ditas complexas:

- Graduação de carga;
- Entradas mínimas;
- Aceitação completa na negociação do primeiro lanço da oferta de venda: permite fixar às ofertas de venda um perfil para o conjunto de todas as horas do mercado intradiário, que só pode ser concertado no caso de sê-lo no primeiro lanço de todas as horas. Isto permite ajustar os programas das unidades de produção ou aquisição a um novo perfil, ou em caso de não ser possível numa parte, deixar um programa prévio sem modificação de algumas das horas individualmente. Utiliza-se esta opção quando a programação de umas horas só é possível se também o forem outras como, por exemplo, para adiantar um processo de arranque ou paragem;
- Aceitação completa em cada hora na negociação do primeiro lanço da oferta de venda: implica que só será programada, numa determinada hora, o primeiro lanço em caso de ser concertado na sua totalidade, sendo retirados todos os lanços para a referida hora, não sendo retirada a oferta realizada para as restantes horas. É uma opção para a programação de grupos que produzem (mínimo técnico) ou consomem (consumo de bombagem), um valor mínimo ou nada;
- Condição de número mínimo de horas consecutivas de aceitação completa do primeiro lanço da oferta de venda: pode-se aplicar quando a unidade de produção ou aquisição deve produzir ou deixar de consumir de forma consecutiva pelo menos um número de horas;
- Energia máxima: permite a unidades de oferta que tiverem uma limitação na disponibilidade de energia oferecer em todas as horas, mas limitando o valor concertado a um máximo global de energia. Esta condição é necessária devido à volatilidade dos preços do mercado intradiário, que não permite conhecer as horas nas quais se podem concertar as unidades de produção ou aquisição. No entanto, a energia que podem vender tem um limite, como pode ser o caso das unidades de produção de bombagem. [11]

As duas primeiras condições (graduação de carga e entradas mínimas) são exatamente iguais às descritas no mercado diário.

As ofertas de venda para cada sessão de mercado intradiário devem ser tais que o programa final resultante da aceitação completa da oferta mais o programa prévio da unidade de produção ou aquisição respeite as limitações anunciadas pelo operador do sistema para o horizonte de programação, ou se não as cumpre previamente à realização das ofertas esteja próximo do seu cumprimento.

2.1.3.2.2.2 - *Ofertas de Aquisição*

As ofertas de aquisição simples são ofertas económicas de compra de energia que os compradores apresentam para cada período horário de programação e unidade de produção ou de aquisição de que forem titulares com expressão de um preço e de uma quantidade de energia.

As ofertas de aquisição com condições complexas de compra são aquelas que, cumprindo com os requisitos exigidos para as ofertas simples, integram todas, algumas ou alguma das condições complexas seguintes:

- Graduação de carga;
- Pagamentos máximos;
- Aceitação completa na negociação do primeiro lanço da oferta de venda;
- Aceitação completa em cada hora na negociação do primeiro lanço da oferta de venda;
- Condição de número mínimo de horas consecutivas de aceitação completa do primeiro lanço da oferta de venda;

Energia máxima. [11]

As condições são as mesmas que podem utilizar as ofertas de venda, excetuando a condição de pagamento máximo que é equivalente à condição de entrada mínima aplicada às compras de energia, que não sairão concertadas no caso de ser o custo superior a um valor fixo expresso em euros, mais uma variável expressa em cêntimos de euro por kWh concertado.

As ofertas de aquisição para cada sessão de mercado intradiário devem ser tais que o programa final resultante da aceitação completa da oferta acrescido do programa prévio da unidade de produção respeite as limitações anunciadas pelo operador do sistema para o horizonte de programação, ou se não as cumprir previamente, esteja próximo do seu cumprimento. [11]

2.2 - Formação dos Preços da Energia Elétrica no Mercado Liberalizado

2.2.1 - Cadeia de valor do Setor Elétrico

2.2.1.1 - Produção

A Produção é, tal como foi referido anteriormente, uma atividade livre que decorre num ambiente concorrencial, estando sujeita a licenciamento. Os produtores em regime ordinário (PRO) e os produtores em regime especial (PRE) que o desejem, podem tornar-se agentes do mercado, vendendo energia através de contratos bilaterais ou através dos mercados organizados a clientes finais e aos comercializadores.

Todos os produtores entregam a energia produzida à rede de transporte, que por sua vez a irá transmitir às redes de distribuição, onde se encaminhará para os consumidores finais. Na [Tabela 2.2](#) são apresentados os principais PRO e os PRE que estão atualmente licenciados:

Tabela 2.2 - Principais Produtores em Regime Ordinário (PRO) e Produtores em Regime Especial (PRE) licenciados [6, 15, 16]

| Principais PRO [6] | Principais PRE [15, 16] |
|--|--|
| EDP Produção (EDP Gestão da Produção de Energia, SA) | EDP Renováveis Portugal, S.A. |
| Iberdrola (Iberdrola, SA) | ENEOP - Eólicas de Portugal, S.A. |
| REN Trading SA | Generg SGPS |
| | Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA |
| | Ventinveste S.A. |
| | IBERDROLA RENEWABLES PORTUGAL, S.A. |

2.2.1.2 - Transporte

Como referido anteriormente, o Estado Português atribuiu em 2000 a concessão da RNT, em regime de exclusividade, por um período de 50 anos à REN, sendo esta a responsável pelo desenvolvimento, exploração e manutenção da RNT e das suas interligações com outras redes bem como a gestão técnica global do SEN. A sua principal função é a aquisição de energia elétrica aos centros electroprodutores para satisfazer o consumo do SEP, garantindo a transmissão da energia sem quaisquer problemas às Redes de Distribuição. No entanto, no caso dos grandes consumidores de energia elétrica, estes estão diretamente ligados à Rede de Transporte por razões económicas e técnicas. A expansão da RNT é financiada pela receita da atividade de transporte, que por sua vez é suportada pela Tarifa de Utilização da Rede de Transporte, TURT, tarifa regulada pela ERSE. Esta tarifa é paga por todos os consumidores, e está incluída na Tarifa de Acesso às Redes.

Como é evidente, Portugal só realiza transações de energia com Espanha, através de vários pontos de conexão e, para um ideal funcionamento do MIBEL, a capacidade de interligação entre e Portugal e Espanha é um aspeto importante que necessita de um correto planeamento.

2.2.1.3 - Distribuição

A distribuição de eletricidade realiza-se em alta, média e baixa tensão e processa-se através da exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND). As entidades concessionárias da RND são expressamente proibidas de adquirir energia elétrica para comercialização e são responsáveis pela exploração e manutenção da rede de distribuição de forma a garantir a qualidade de serviço, fiabilidade e segurança. As redes de distribuição de baixa tensão são operadas no âmbito de contratos de concessão estabelecidos entre os municípios e os distribuidores. [4]

A concessão da RND em Portugal Continental está atribuída quase na sua totalidade à EDP Distribuição (em AT, MT e BT), estando o restante atribuído a pequenas corporativas, casas do povo e juntas de freguesia (em BT), como se apresenta na [Tabela 2.3](#). [6]

Tabela 2.3 - Distribuidores em Portugal Continental [6]

| Em AT e MT | Em BT |
|------------------|--|
| EDP Distribuição | EDP Distribuição Cooperativa Eléctrica de Vale D'Este Cooperativa Eléctrica de Vilarinho, C.R.L. Cooperativa Eléctrica de Loureiro, C.R.L. Cooprorz - Cooperativa de Abastecimento de Energia Eléctrica, CRL. A Eléctrica Moreira de Cónegos, CRL A Celer - Cooperativa Electrificação de Rebordosa, CRL Casa do Povo de Valongo do Vouga Junta de Freguesia de Cortes do Meio Cooperativa Electrificação A Lord, CRL Cooperativa Eléctrica S. Simão de Novais |

2.2.1.4 - Comercialização

Os mercados organizados de eletricidade atuam em regime livre e estão sujeitos a autorizações concedidas pelo Estado Português. Como já foi referido, os PRO e PRE que o desejem, podem tornar-se agentes do mercado, assim como os comercializadores.

Os comercializadores podem comprar e vender eletricidade livremente e têm o direito de aceder às redes de transporte e de distribuição mediante o pagamento das Tarifas de Acesso às Redes determinadas pela Entidade Reguladora - ERSE. Estão sujeitos a obrigações de serviço

público no que respeita à qualidade de serviço, ao abastecimento contínuo de eletricidade e devem disponibilizar aos seus clientes acesso à informação de forma simples e compreensível. [4] Na [Tabela 2.4](#) são apresentados os comercializadores existentes no mercado liberalizado.

Tabela 2.4 - Comercializadores no Mercado Liberalizado em Portugal Continental [6]

| Comercializadores | Grandes Consumidores | Indústrias | Pequenos Negócios | Cientes Domésticos |
|--|----------------------|------------|-------------------|--------------------|
| AUDAX ENERGIA | X | X | X | |
| AXPO S.L. | X | X | | |
| EDP Comercial - Comercialização de Energia, SA | X | X | X | X |
| Enat - Energias Naturais, Lda. | X | X | X | X |
| Endesa - Endesa Energia Sucursal Portugal | X | X | X | X |
| ENFORCESCO, SA (Ylce) | X | X | X | X |
| Galp Power S.A. | X | X | X | X |
| GOLD ENERGY - Comercializadora de Energia, S.A. | X | X | X | X |
| HEN - Serviços Energéticos, Lda. | X | X | X | X |
| Iberdrola Generación - Energia e Serviços Portugal, Unipessoal, Lda. | X | X | X | X |
| LUZBOA - Comercialização de Energia, Lda. | | | X | X |
| Union Fenosa Comercial, S.L. - Suc. Em Portugal | X | X | X | X |

2.2.2 - Estrutura Tarifária de Energia Elétrica

Qualquer tarifa de energia elétrica, paga pelos consumidores finais, é constituída pelo somatório de três parcelas:

- Preço de mercado de energia elétrica;
- Tarifas de Acesso às Redes (reguladas);
- Preço de comercialização da energia elétrica

O preço de mercado de energia elétrica é determinado pelo operador de mercado, sendo dependente dos custos de produção dos electroprodutores aos quais se refere o preço marginal fixado nas sessões de mercado em que é negociada a energia elétrica (encontro entre oferta e procura).

Os comercializadores no Mercado Livre acordam com os seus clientes os preços da componente de energia, isto é, o preço de mercado e o preço de comercialização. As Tarifas de Acesso às Redes por incluir as atividades reguladas, são pagas por todos os consumidores finais independentemente do comercializador. Estas resultam da adição das tarifas do uso global do sistema, do uso da rede de transporte e ainda do uso da rede de distribuição, que será profundado no [capítulo 2.2.4](#).

A estrutura da tarifa de venda do comercializador no mercado livre e apresentada na [Figura 2.11](#).

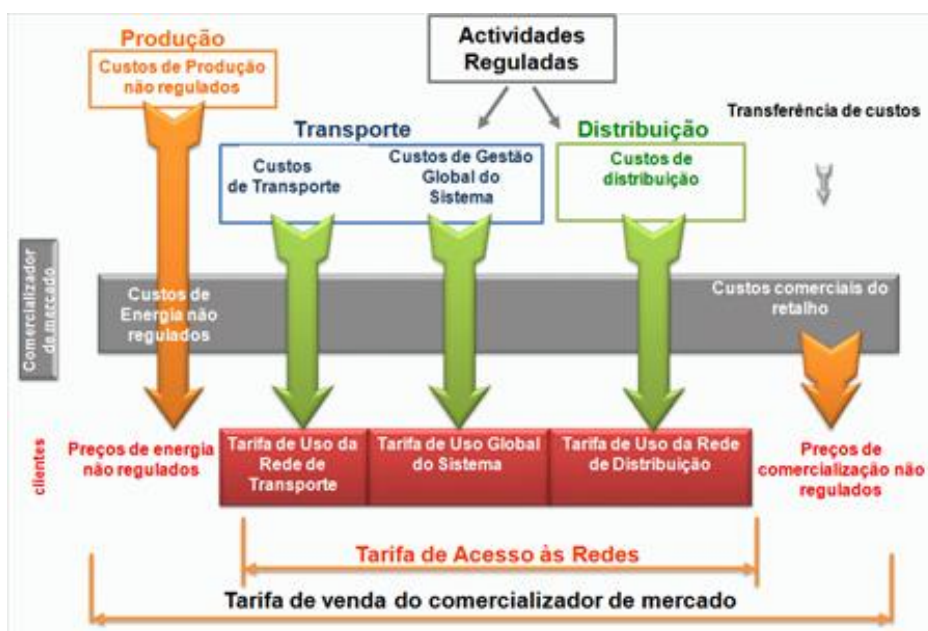


Figura 2.11 - Tarifas de Venda a Clientes Finais no Mercado Liberalizado [6]

2.2.3 - Formação do Preço de Mercado - Microeconomia

Um mercado é definido como um local onde são feitas transações de um determinado bem, produto, serviço ou informação, sendo composto por um conjunto de vendedores e compradores, que interagem entre si segundo regras estipuladas de transações, incluindo por vezes a existência de um ou vários agentes especiais, os comercializadores, que podem fornecer ou comprar o bem, produto, serviço ou informação. [17]

Os produtores e consumidores submetem as ofertas de venda e procura numa entidade independente designada de Operador de Mercado ou “leiloeiro *Walras*” que realiza a agregação das ofertas individuais. [17] Assim obtém-se as curvas de oferta e da procura do mercado do qual se retira o preço e a quantidade de equilíbrio do mercado. A convergência para um ponto de equilíbrio entre a oferta e a procura resulta dos seguintes fatores:

- Interação entre os vários agentes do mercado;
- Custos de produção e relevância para o comprador;
- Abundância ou escassez dos recursos utilizados na produção.

Considerando primeiramente o agente económico produtor, o seu objetivo passa pelo estabelecimento de um plano de produção (quantidades dos produtos de entrada e de saída do processo produtivo), minimizando o custo de operação ou maximizando o lucro. Para este agente económico é importante o conhecimento de dois custos unitários: o **Custo Médio** que é o custo por unidade do produto de saída e o **Custo Marginal** que é o custo de produzir a última unidade do produto de saída. Através deste conhecimento o produtor realiza a sua curva de oferta, isto é, o preço unitário do produto em função da sua quantidade. [17]

Abordando agora o agente económico consumidor, ou o seu agente especial, o comercializador, o seu objetivo passa pelo estabelecimento de um plano de consumo, que especifica as quantidades dos produtos solicitadas de modo a obter a maior satisfação, tendo em conta limitações orçamentais e fisiológicas. É utilizada uma função utilidade para descrever as preferências do consumidor e que permite ordená-las para maximizar a satisfação,

maximizando a função de utilidade, ou de forma dual, minimizando a despesa de modo a obter um dado nível de utilidade. [17]

Realizada a agregação das ofertas de produtores e as procuras de consumidores, existem duas leis que são verificadas: a Lei da Oferta e a Lei da Procura.

A Lei da Procura define que, para bens ditos normais, para um dado período e assumindo que os preços dos restantes produtos e o orçamento do consumidor são constantes, se o preço do produto aumentar, então ocorrerá uma diminuição da procura e vice-versa. No entanto existem exceções, designados de bens de *Giffen*, em que se o preço aumenta verifica-se um aumento da procura e vice-versa.

A Lei da Oferta é inversa à Lei da Procura e dita que, para um dado período e assumindo que os preços dos fatores de produção são constantes, se o preço de um determinado produto aumenta, então a oferta irá aumentar também. O contrário também se verifica.

Considerando ambas as leis num modelo único, o equilíbrio do mercado é conseguido quando as quantidades de oferta e de procura se igualem. Para tal, é necessário que ambos os preços se igualem.

No entanto, pode ocorrer que o preço de mercado em vigor é superior ao preço de equilíbrio, o que significa que existe um excesso de oferta. Quando se verifica o contrário, isto é, o preço de mercado é inferior ao preço de equilíbrio, significa que existe um excesso de procura.

Dado que o mercado tem um comportamento dinâmico e é influenciado por vários fatores, o equilíbrio é alterado quando um ou vários desses fatores que influenciam a procura e/ou a oferta variam, à exceção do preço pois é considerado a variável independente do modelo.

A variação destes fatores irá implicar uma deslocação da curva de oferta e ou de procura, dependendo das respetivas variações.

2.2.3.1 - Tipos de Mercados

Existem vários tipos de mercados que são caracterizados pelo número e a dimensão relativa dos seus produtores e dos seus consumidores. De seguida será explicado muito resumidamente as suas características, segundo [17]:

2.2.3.1.1 - Mercado de Concorrência Perfeita

O modelo de mercado de concorrência perfeita assenta nos seguintes princípios base:

- Não existe influência dos agentes, de forma individual, na evolução contínua do mercado, devido ao número elevado de agentes de ambas as partes, os produtores e os consumidores;
- O produto, produzido pelos produtores e empresas, é homogéneo;
- Os agentes dispõem de informação completa;
- Existe livre entrada e saída de empresas.

Neste mercado, o equilíbrio é estabelecido quando o preço da procura é igual ao custo marginal da produção. Isto significa que o preço reflete exatamente o custo de produzir mais uma unidade de saída.

Os agentes não influenciam diretamente o preço do produto, diz-se que atuam em mercados competitivos, considerando os preços como dados que só ocorre no equilíbrio estático. Fora do equilíbrio estático, há um conjunto de preços possíveis.

2.2.3.1.2 - Mercado Monopolista

No mercado monopolista há apenas um produtor ou um conjunto de produtores com um comportamento concertado no mercado, com consumidores que não estão organizados. Caso o monopólio não seja regulado, isto é, o seu comportamento não é condicionado por nenhuma entidade, o monopolista poderá escolher o ponto de equilíbrio no mercado em função dos seus objetivos próprios que é a maximização do seu lucro. Geralmente este tipo de mercado é regulado mas, nem sempre acontece.

2.2.3.1.3 - Mercado Monopsonista

Este tipo de mercado tem um comportamento similar ao mercado Monopolista, no entanto é no lado da procura.

Carateriza-se pela existência de um consumidor ou um conjunto de consumidores com um comportamento concertado no mercado, com produtores que não estão organizados. O seu objetivo passa pela minimização do preço a pagar pelo produto.

2.2.3.1.4 - Mercado Monopolista com Monopsonista

Este tipo de mercado é caracterizado pela interação entre um único produtor monopolista e um único consumidor monopsonista. Obviamente que, quer o produtor, quer o consumidor podem representar um conjunto de produtores e um conjunto de consumidores, respetivamente, de uma forma concertada.

Ambas as partes têm consciência da sua posição no mercado e conhecimento da informação relativa à respetiva otimização de preço *versus* quantidade. É com o conhecimento da informação de ambas as partes que se chegará a um entendimento, a uma solução que seja aceitável pelos agentes.

2.2.3.1.5 - Mercado Oligopolista

No mercado Oligopolista considera-se que existe um número reduzido de produtores face ao número de consumidores, tendo algum dos quais consciência que pode ter influência na evolução do mercado, como por exemplo, no contínuo condicionamento dos preços nas suas transações. Os produtores tanto podem interagir com os consumidores como com outros produtores.

No modelo oligopólio pode-se variar desde um modelo monopolista até um modelo de concorrência perfeita dependendo da interação entre produtores e entre produtores e consumidores. Este é o modelo em que na generalidade dos mercados de produtos, a sua característica está presente.

2.2.3.2 - Formação de Preço no Setor Elétrico Português

No caso do setor elétrico Português, o que existe é um modelo misto de mercado em Bolsa/*Pool* Voluntário e Contratos Bilaterais, podendo o mercado ser considerado de concorrência imperfeito, devido a alguns fatores, tais como:

- 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. [3]

A determinação do preço de mercado é realizada centralmente pelo Operador de Mercado, um agente neutro, em que as transações contratadas são realizadas pouco tempo antes da entrega física da eletricidade, uma vez que é impossível satisfazer o consumo, sistematicamente, sem um planeamento prévio da produção. Normalmente as propostas de oferta (venda) e de procura (compra) são efetuadas com um dia de antecedência da entrega física, sendo designado este mercado de *Day-Ahead Market*. Este é o caso do Mercado Diário do MIBEL como foi referido no capítulo 2.1.3.2.1.

Desta forma as curvas da procura e da oferta são determinadas explicitamente pelo Operador de Mercado para cada hora do dia seguinte. De notar que no modelo atual do MIBEL, existem produtores que têm prioridades no seu despacho de produção, como por exemplo as energias renováveis eólica, solar e mini hídrica, correspondendo a um preço bastante reduzido na curva da oferta, chegando mesmo por vezes a ser nulo.

A celebração de contratos bilaterais entre a produção e a comercialização ou mesmo com consumidores é uma relação técnico-comercial que não é regulada, possível no MIBEL, resultando da necessidade de proteger as entidades compradores e vendedores de energia elétrica da volatilidade dos preços do mercado *Pool*, assim como conceder a liberdade de escolha dos fornecedores às entidades consumidoras.

2.2.4 - Desagregação das Tarifa de Acesso às Redes

As Tarifas de Acesso às Redes são pagas por todos os consumidores pela utilização das infraestruturas de redes de transporte e de distribuição e coincidem no continente e nas Regiões Autónomas, para o mesmo nível de tensão.

De seguida é explicada a desagregação das Tarifas de Acesso às Redes definidas pela ERSE.

2.2.4.1 - Tarifas de Uso Global do Sistema

A tarifa de Uso Global do Sistema deve 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 e os custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC).

Esta tarifa é aplicada pelo operador da rede de transporte aos operadores da rede de distribuição e dos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes do mercado liberalizado. [6, 18]

2.2.4.1.1 - Tarifa de Uso Global do Sistema aplicado pelo Operador da Rede de Transporte

A tarifa de UGS a ser aplicada pelo operador da rede de transporte ou entidade concessionária da RNT (REN) ao operador da rede de distribuição em MT e AT é dividida nas três parcelas:

- A parcela I (UGS I) que permite recuperar os custos da gestão do sistema, apresentando um preço de energia sem diferenciação por período horário;
- A parcela II (UGS II) que permite recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e os custos para a manutenção

do equilíbrio contratual dos produtores com CAE, apresentando um preço único de energia, igual em todos os períodos horários;

- A parcela III (UGS III) que permite recuperar os custos com o mecanismo de garantia de potência, associados à promoção da disponibilidade das centrais existentes e de nova capacidade de produção, e é composta por preços de energia em horas de ponta e em horas cheias. [18]

2.2.4.1.2 - Tarifa de Uso Global do Sistema aplicado pelo Operador da Rede de Distribuição

Tal como no Operador da Rede de Transporte, esta tarifa encontra-se também dividida em três parcelas. A diferença entre estas duas tarifas são apenas as quantidades utilizadas para o seu cálculo, sendo que as quantidades de energia da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da RNT é efetuada nos pontos de entrega na RNT, enquanto a tarifa de UGS a aplicar pelos operadores da rede de distribuição são efetuadas nas quantidades medidas nos contadores de energia dos clientes.

- A UGS I apresenta a mesma estrutura tarifária e recupera o conjunto de proveitos dos custos da gestão do sistema aplicada na UGS I pela entidade concessionária da RNT. Este ajustamento reflete a diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de distribuição em MT e AT aos clientes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT.
- A UGS II recupera o conjunto de proveitos da UGS II aplicada pela concessionária da RNT, relativa aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral, adicionados dos sobrecustos da PRE decorrentes dos prémios atribuídos a este tipo de produção, dos ajustamentos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas aos clientes, dos défices associados à limitação dos acréscimos tarifários de BT e de BTN de 2006 e 2007 respetivamente, das medidas tomadas no âmbito da aplicação do Decreto-Lei nº165/2008 relativas ao adiamento dos desvios de energia de 2007 e 2008 e dos sobrecustos da PRE de 2009, todos a recuperar pelo operador da rede de distribuição. Também se incluem nos proveitos da parcela II da tarifa de UGS os desvios positivos ou negativos de custos de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso por forma a assegurar-se a sustentabilidade dos mercados regulado e livre. O termo de potência contratada da tarifa de UGS reflete, conforme estabelecido no Decreto- Lei n.º 240/2004, os custos com os CMEC que são mensalmente transferidos do operador da rede de distribuição em MT e AT para a entidade concessionária da RNT. Esta transferência mensal entre a Entidade Concessionária da RNT e o operador da rede de distribuição obtém-se de forma direta, em cada mês, através da multiplicação do preço de potência contratada às respetivas quantidades faturadas pelo operador da rede de distribuição em cada mês.
- A parcela III recupera os proveitos da parcela UGS III aplicada pela entidade concessionária da RNT relativa aos custos com o mecanismo de garantia de potência. É nesta parcela que vem refletido o CIEG (Custos de Interesse Económico Geral) com incidência na tarifa de UGS a aplicar pelos operadores da rede de distribuição aos clientes, definida na portaria 215-A/2012 de acordo com o nível de tensão ou tipo de fornecimento e os diferentes consumos em períodos diferentes do dia. O CIEG abrange os sobrecustos com a PRE, os sobrecustos com os CAE, os encargos com os CMEC, os encargos com a garantia de potência, os sobrecustos com a convergência

tarifária das Regiões Autónomas, os custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei nº165/2008, os custos de sustentabilidade, os custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico e os custos com o PPEC (Plano de Promoção da Eficiência no Consumo).

O Despacho n.º 13186-A/2013, de 15 de outubro, veio alterar a percentagem da distribuição dos sobrecustos com a convergência tarifária, por nível de tensão ou tipo de fornecimento, prevista na Portaria n.º 332/2012. [18]

2.2.4.2 - Tarifa de Uso da Rede de Transporte

A tarifa de Uso da Rede de Transporte deve proporcionar os proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica que inclui o estabelecimento, operação e manutenção das redes de transporte em Muito Alta Tensão (MAT) e das interligações. [6, 18]

Esta tarifa é aplicada nas três seguintes vertentes.

2.2.4.2.1 - Tarifa de Uso da Rede de Transporte do Operador da Rede de Transporte aplicáveis à Entrada na RNT e na RND

Tarifa aplicada aos PRO e aos PRE e é composta por preços de energia ativa em €/kWh, referidos à entrada na rede. [18]

2.2.4.2.2 - Tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao Operador da Rede de Distribuição em MT e AT

Esta tarifa apresenta preços de potência contratada e em horas de ponta, preços de energia ativa, diferenciados por períodos horários e preços de energia reativa indutiva e capacitiva. [18]

2.2.4.2.3 - Tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos Operadores da Rede de Distribuição às entregas a clientes do Mercado Liberalizado

Esta tarifa permite recuperar os custos tidos com o pagamento de tarifas de URT dos Operadores da Rede de Distribuição à entidade concessionária da RNT, adicionando também os ajustamentos necessários pelo operador da rede de distribuição às tarifas aplicadas aos clientes. As tarifas diferem nas quantidades utilizadas no cálculo, uma vez que os pontos de entrega diferem substancialmente, sendo no primeiro caso o local de entrega na RNT e o segundo nos contadores junto dos clientes finais com o devido ajustamento resultante das perdas até à saída da RNT. [18]

2.2.4.3 - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição

A tarifa de Uso das Redes de Distribuição em Alta Tensão (AT) e Média Tensão (MT) deve proporcionar 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. Estas tarifas apresentam preços de potência contratada e em horas de ponta, preços de energia ativa diferenciados por período horário e preços de energia reativa indutiva e capacitiva, sendo que esta última não se aplica aos clientes em BT. [6, 18]

Na [Tabela 2.5](#) é apresentado um resumo das tarifas desagregação de Acesso às Redes para os diferentes níveis de tensão dos Clientes.

Tabela 2.5 - Tarifas e Proveitos do Operador da Rede de Transporte e dos Operadores da Rede de Distribuição (adaptação) [6]

| Operador da Rede de Transporte | | Operadores das Redes de Distribuição | | Clientes |
|---|--------------------|---|--------------------|-----------------|
| Proveitos | Tarifas | Proveitos | Tarifas | Nível de Tensão |
| Proveitos Atividade de Gestão Global do Sistema | UGS ^T | Proveitos a recuperar pela tarifa de UGS | UGS | MAT |
| | | | | AT |
| | | Diferencial PRE | | MT |
| | | | | BT |
| Proveitos Atividade de Transporte de Energia Elétrica | URT _P | Proveitos a recuperar pelas tarifas de URT | URT _{MAT} | MAT |
| | URT _{MAT} | | | AT |
| | URT _{AT} | | | MT |
| | | | | BT |
| Proveitos Atividade de Distribuição de Energia Elétrica | | Proveitos Atividade de Distribuição de Energia Elétrica | URD _{AT} | AT |
| | | | | MT |
| | | | URD _{MT} | BT |
| | | | | MT |
| | | | URD _{BT} | BT |
| | | | | BT |

Legenda:

| | |
|--------------------|--|
| UGS ^T | Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo Operador da Rede de Transporte |
| UGS | Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos Operadores da Rede de Distribuição |
| Diferencial PRE | Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial |
| URT _P | Tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores |
| URT _{MAT} | Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT |
| URT _{AT} | Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT |
| URD _{MT} | Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MT |
| URD _{BT} | Tarifa de Uso da Rede de Transporte em BT |

Como nota final, é importante referir que a ERSE está a estudar a introdução de tarifas dinâmicas na formação de preço das TAR, juntamente com a EDP Distribuição e com a Empresa de Eletricidade dos Açores (EDA). Estes estudos podem ser consultados no *website* da ERSE (www.erse.pt) intitulados de:

- “Introdução de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes”, da EDP Distribuição;
- “Estudo sobre a viabilidade da introdução de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas na EDA - Relatório sumário”, da EDA.

O uso das tarifas dinâmicas nas TAR tem como objetivo promover uma maior flexibilidade da procura pois os preços da TAR estão diferenciados por períodos horários que são fixos durante todo o ano, definidos de acordo com a procura. Mas isto não corresponde à realidade pois a procura varia ao longo do ano e nem sempre ocorre nas horas de ponta que são definidas como as horas em que ocorre uma maior procura da eletricidade.

Para melhorar o planeamento e despacho da eletricidade é necessário alterar o paradigma da oferta seguir uma procura rígida e inelástica para um novo paradigma, em que a procura

segue em parte a oferta. É devido a esta realidade que apenas são realizados investimentos no lado da oferta (produção e redes), sendo ignorados os investimentos no lado da procura, o que não deve acontecer. É importante que a estrutura tarifária incentive a utilização racional da energia (eficiência energética) e a gestão da procura para melhorar a sustentabilidade do sistema elétrico. [19]

2.2.5 - Tarifa de Energia e Tarifa de Comercialização

No Mercado Liberalizado, estas tarifas normalmente estão englobadas na faturação sendo que a Tarifa de Energia serve para recuperar os custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Comercializador e a Tarifa de Comercialização reflete a margem de ganho do comercializador pelo seu serviço.

Para o cálculo desta tarifa são tidos em conta vários fatores, como o preço médio da energia elétrica nos últimos anos, o preço médio por período trimestral, o preço médio por período tarifário e o preço dos combustíveis fósseis. O comercializador também utiliza um *baseline* dos consumos elétricos do cliente, isto é, um histórico de consumos elétricos do cliente, para apresentar a sua proposta de fornecimento.

As tarifas que são oferecidas atualmente pelos comercializadores em Portugal podem ser de dois tipos, tarifa fixa ou tarifa indexada, que são explicadas no [capítulo 4.3.2](#) e no [capítulo 4.3.3](#), referente ao nível de tensão e opção tarifária dos casos de estudo.

2.3 - Resumo do Capítulo

As tarifas indexadas em Portugal são uma opção que existe no Mercado Ibérico apenas no mercado liberalizado. Antes de abordar a estrutura da tarifa, o presente capítulo permite compreender o funcionamento do Mercado Liberalizado, iniciando-se com uma breve descrição da evolução histórica do setor elétrico em Portugal, passando pela explicação da atual estrutura e o funcionamento do Mercado Ibérico, “ignorando” por vezes o facto de ainda estar a decorrer o período transitório entre o Mercado Regulado e o Mercado Liberalizado dos Setores da Produção e da Comercialização, por não ser relevante no decorrer no trabalho.

Na segunda e última parte do capítulo é explicado, em termos gerais, como é concretizada a formação de preços de eletricidade em mercado e a estrutura da remuneração nas diferentes atividades presentes no Setor Elétrico em Portugal, indicando as entidades envolvidas ao longo da cadeia de valor do Setor Elétrico, nomeadamente, a Produção, o Transporte, a Distribuição e a Comercialização. É importante compreender as diferentes variáveis que estão direta e indiretamente envolvidas na formação dos preços presentes na faturação da eletricidade aos consumidores para que a simulação seja realizada corretamente e o mais próximo da realidade.

Capítulo 3

Eficiência Energética na Indústria

A eficiência energética é uma atividade que consiste na otimização da utilização de energia, de forma racional e consciente, combatendo o desperdício energético e preservando o meio ambiente, sem comprometer o conforto, a segurança e a qualidade de vida, sem prejudicar a produtividade dos produtos/serviços.

O uso racional da energia e a eficiência energética proporcionam um aumento da competitividade industrial, uma redução do impacto ambiental e uma poupança quer a nível energético, quer económico. No entanto, a gestão da energia tem vindo a ser negligenciada na indústria dado que o peso da fatura energética é normalmente baixo relativamente ao peso dos fatores de produção, como os da mão-de-obra e os da matéria-prima.

Atualmente a mentalidade industrial nesta matéria tem vindo a mudar e a caminhar para a eficiência energética, quer seja por imposição legal, quer pela necessidade do cumprimento de requisitos ambientais, com o objetivo de receber sistemas de apoio, ou quer por uma questão de imagem ou pressão pública. [20]

3.1 - Legislação Portuguesa

Em 1982 foi criado o Regulamento da Gestão do Consumo de Energia (RGCE) disposto no Decreto-Lei n.º 58/82, de 26 de Fevereiro de 1982 e 1982 e na Portaria do Ministério da Indústria e Energia n.º 359/82, de 7 de Abril de 1982. Este regulamento tinha como objetivo reduzir o consumo energético dos grandes consumidores de energia e estabelecer metas para as empresas progressivamente reduzirem seus consumos. Designa-se de grandes consumidores toda e qualquer empresa ou instalação consumidora intensiva de energia na qual se verifique uma das seguintes condições:

- Consumo energético anual superior a 1000 tep;
- Equipamentos cuja soma dos consumos energéticos nominais seja superior a 0,5 tep/hora;
- Um equipamento cujo consumo energético nominal superior a 0,3 tep/hora.

Mais tarde, em 1988 o RGCE passou a aplicar-se ao Setor dos Transportes só que, devido à sua especificidade, criou-se o Regulamento de Gestão do Consumo de Energia para o Setor dos Transportes (RGCE - Transportes) que entrou em vigor em 1 de Janeiro de 1991, aplicando-se

às empresas de transporte e às empresas com frotas próprias cujo consumo energético, no ano anterior, fosse superior a 500 tep.

No Decreto-Lei nº71/2008, de 15 de Abril de 2008, o Sistema de Gestão de Consumos Intensivos de Energia (SGCIE), veio substituir o RGCE (de 1982) e é aplicado às instalações que sejam Consumidoras Intensivas de Energia (CIE), que são instalações cujo consumo anual de energia seja igual ou superior a 500 tep. Existem dois escalões que são os seguintes:

- Instalações CIE com um consumo anual igual ou superior a 500 tep e inferior a 1000 tep (auditorias de 8 em 8 anos e como meta a redução de 4% de Intensidade Energética e Consumo Específico de Energia);
- Instalações CIE com um consumo anual igual ou superior a 1000 tep (auditorias de 6 em 6 anos e como meta a redução de 6% de Intensidade Energética e Consumo Específico de Energia). [15]

Nestas instalações é previsto então que realizem, periodicamente, auditorias energéticas com o intuito de definirem um Plano de Racionalização do Consumo de Energia (PREn) e a respetiva execução, estabelecendo Acordos de Racionalização dos Consumos de Energia (ARCE). Posteriormente é necessário elaborar Relatórios de Progresso Anuais (RPA) de forma a verificar se as metas definidas no ARCE foram implementadas, caso contrário, serão aplicadas penalidades, tal como exposto na [Figura 3.1](#). [21]

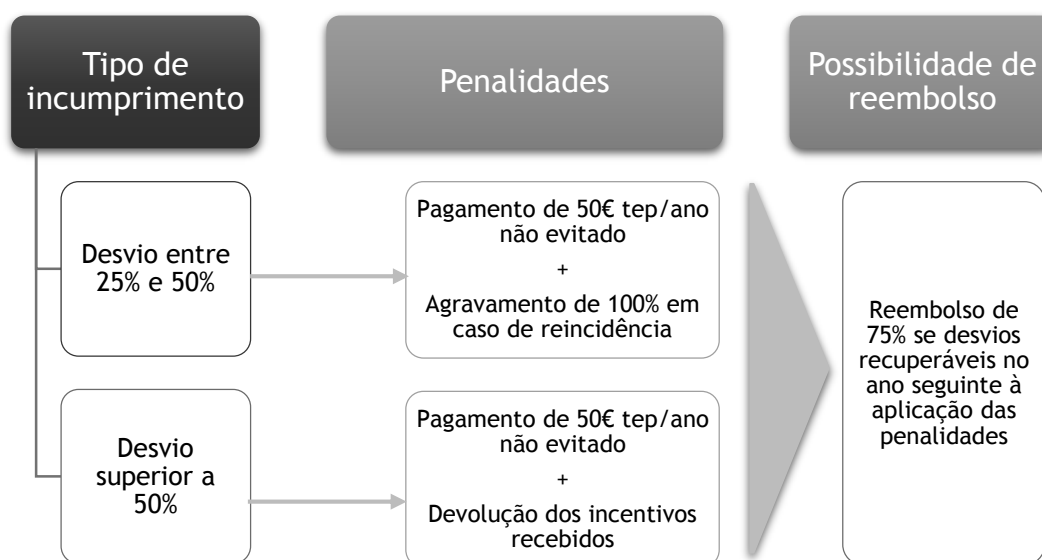


Figura 3.1 - Penalidades do não cumprimento das metas definidas nos ARCE e da não recuperação dos desvios no ano seguinte ao relatório final de execução (adaptação) [21]

As auditorias energéticas devem promover o aumento da eficiência energética (incluindo a utilização de fontes de energia renováveis) e apresentam os seguintes objetivos:

- Determinação das fontes de energia, do seu respetivo consumo e custos;
- Relacionar o consumo de energia com o funcionamento e a produção da instalação;
- Identificação das possibilidades de melhoria de rendimentos com a realização de uma análise técnico-económica;
- Determinação de metas de consumo de energia;
- Sugestão de um programa de ações e investimento. [20]

Podem ser realizadas dois tipos de auditorias energéticas, simples ou completa, dependendo do grau de complexidade da instalação e o propósito da auditoria.

No entanto existem indústrias que não são, evidentemente, consideradas CIE, mas este facto não é motivo de impedimento para a aplicação de eficiência energética nas mesmas.

Apesar de existir uma grande heterogeneidade entre as indústrias, relativa aos seus processos e consequentemente aos seus consumos, e uma grande dificuldade na medição de energia por equipamento, a eficiência energética é plausível de se aplicar separando as indústrias por setores industriais de forma a se obter alguma homogeneidade. Para isso é necessário realizar um correto levantamento do funcionamento dos diversos setores industriais e medir os consumos energéticos dos mais variados processos dessas indústrias.

No próximo subcapítulo serão expostas medidas que se podem tomar para alcançar uma eficiência energética em qualquer indústria.

3.2 - Medidas Transversais às diversas Indústrias

A implementação de medidas vocacionadas à racionalização dos consumos de energia trás benefícios a nível global, que se refletem ao nível macroeconómico com a redução de custos e a diminuição da dependência energética. A nível do consumidor, adquirem, de forma direta ou indireta, um conhecimento profundo das instalações e do custo energético de cada fase/processo/sistema, aumenta a eficiência do sistema energético, obtêm uma possível redução na fatura energética e ainda ou aumenta a competitividade no mercado interno e externo ou aumenta a disponibilidade de meios para outros fins. [20]

3.2.1 - Faturas de Energia Elétrica

Uma medida que se pode facilmente realizar é a análise das faturas do consumo de energia elétrica uma vez que a partir destas se pode:

- Analisar a distribuição dos consumos pelos períodos horários;
- Analisar se existe pagamento de energia reativa;
- Verificar se a opção tarifária da empresa é a mais adequada;
- Analisar a evolução da potência em horas de ponta (potência de ponta) e da potência contratada. [20]

De seguida serão apresentadas, de forma simples e pouco exaustiva, algumas constatações que poderão ser tomadas de acordo com a análise das faturas de energia. [6, 20]

3.2.1.1 - Parcela de Energia

A parcela de energia na fatura tem uma estrutura de cálculo baseada na multiplicação do preço de kWh pelo consumo, decomposto pelos períodos horários.

A energia ativa consumida em Média Tensão (MT) poderá ser faturada em três ou quatro **períodos horários**: horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio.

Além dos períodos horários existe ainda quatro **períodos trimestrais**:

- *Período I*: de 1 de Janeiro a 31 de Março;
- *Período II*: de 1 de Abril a 30 de Junho;
- *Período III*: de 1 de Julho a 30 de Setembro;
- *Período IV*: de 1 de Outubro a 31 de Dezembro.

Os períodos tarifários horários ainda podem ser diferenciados em **ciclos horários**: diário, semanal e semanal opcional. Nas tabelas seguintes, [Tabela 3.1](#), [Tabela 3.2](#) e [Tabela 3.3](#), são apresentadas os horários dos diferentes ciclos horários apenas referentes a Portugal Continental. De notar que a hora de legal de Verão inicia-se no último domingo de Março (quando se altera para a hora de Verão) e a hora legal de Inverno inicia-se no último domingo de Outubro (quando se altera para a hora normal). Os feriados nacionais para os clientes MAT, AT e MT com ciclo semanal ou ciclo semanal opcional consideram-se como domingos [6, 20]

Tabela 3.1 - Ciclo diário para consumidores em BTE e BTN em Portugal Continental [6]

| Período de hora legal de Inverno | | Período de hora legal de Verão | |
|----------------------------------|---|--------------------------------|---|
| Ponta | 09h00 / 10h30 18h00 / 20h30 | Ponta | 10h30 / 13h00 19h30 / 21h00 |
| Cheias | 08h00 / 09h00 10h30 / 18h00 20h30 / 22h00 | Cheias | 08h00 / 10h30 13h00 / 19h30 21h00 / 22h00 |
| Vazio | 06h00 / 08h00 22h00 / 02h00 | Vazio | 06h00 / 08h00 22h00 / 02h00 |
| Super Vazio | 02h00 / 06h00 | Super Vazio | 02h00 / 06h00 |

Tabela 3.2 - Ciclo Semanal para todos os consumidores em Portugal Continental [6]

| 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 | 9h30 / 12h00 18h30 / 21h00 | Ponta | 09h15 / 12h15 |
| Cheias | 07h00 / 09h30 12h00 / 18h30 21h00 / 24h00 | Cheias | 07h00 / 09h15 12h15 / 24h00 |
| Vazio | 00h00 / 02h00 06h00 / 07h00 | Vazio | 00h00 / 02h00 06h00 / 07h00 |
| Super Vazio | 02h00 / 06h00 | Super Vazio | 02h00 / 06h00 |
| Sábado | | Sábado | |
| Cheias | 09h30 / 13h00 18h30 / 22h00 | Cheias | 09h00 / 14h00 20h00 / 22h00 |
| Vazio | 00h00 / 02h00 06h00 / 09h30 13h00 / 18h30 22h00 / 24h00 | Vazio | 00h00 / 02h00 06h00 / 09h00 14h00 / 20h00 22h00 / 24h00 |
| Super Vazio | 02h00 / 06h00 | Super Vazio | 02h00 / 06h00 |
| Domingo | | Domingo | |
| Vazio | 00h00 / 02h00 06h00 / 24h00 | Vazio | 00h00 / 02h00 06h00 / 24h00 |
| Super Vazio | 02h00 / 06h00 | Super Vazio | 02h00 / 06h00 |

Tabela 3.3 - Ciclo semanal opcional para os consumidores em MAT, AT e MT em Portugal Continental [6]

| 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 | 17h00 / 22h00 | Ponta | 14h00 / 17h00 |
| Cheias | 00h00 / 00h30 07h30 / 17h00 22h00 / 24h00 | Cheias | 00h00 / 00h30 07h30 / 14h00 17h00 / 24h00 |
| Vazio | 00h30 / 02h00 06h00 / 07h30 | Vazio | 00h30 / 02h00 06h00 / 07h30 |
| Super Vazio | 02h00 / 06h00 | Super Vazio | 02h00 / 06h00 |
| Sábado | | Sábado | |
| Cheias | 10h30 / 12h30 17h30 / 22h30 | Cheias | 10h00 / 13h30 19h30 / 23h00 |
| Vazio | 00h00 / 03h00 07h00 / 10h30 12h30 / 17h30 22h30 / 24h00 | Vazio | 00h00 / 03h30 07h30 / 10h00 13h30 / 19h30 23h00 / 24h00 |
| Super Vazio | 03h00 / 07h00 | Super Vazio | 03h30 / 07h30 |
| Domingo | | Domingo | |
| Vazio | 00h00 / 04h00 08h00 / 24h00 | Vazio | 00h00 / 04h00 08h00 / 24h00 |
| Super Vazio | 04h00 / 08h00 | Super Vazio | 04h00 / 08h00 |

As medidas destinadas à redução dos custos energéticos são tomadas de acordo com os valores de consumo de energia ativa nos diversos períodos diários em conjunto com a análise do tipo de processo/laboração/organização da empresa.

3.2.1.2 - Parcela de Potência

A parcela de potência é constituída pela potência em horas de ponta e a potência contratada.

A potência contratada pelos clientes, em kW, tem de ser obrigatoriamente maior ou igual a 50% da potência instalada, em kVA. O seu valor é atualizado para a máxima potência ativa consumida média, registada em intervalo ininterrupto de 15 minutos, durante os 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita, ou seja, sempre que o valor da potência contratada é ultrapassado, este fica a vigorar por um período mínimo de 12 meses. Esta potência designa-se de potência de ponta. Sumariamente, a solução mais adequada é a determinação da potência mínima a contratar, assegurando que não é ultrapassado esse valor. [6]

Na potência em horas de ponta (PHP) é faturada a potência ativa média do período a que a fatura respeita, correspondendo ao quociente entre a energia ativa no ponto de medição em horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita, e o número de horas de ponta, durante o mesmo período. Na fatura a potência em horas de ponta corresponde ao produto da potência média pelo preço da potência em horas de ponta para o período a que a fatura respeita. [6]

O custo da potência em horas de ponta deve ser acrescentado ao custo de energia ativa em horas de ponta, o que representará um custo efetivo do kWh em horas de ponta na fatura que pode ser determinado pela equação 3.1:

$$\text{Custo efetivo do kWh em horas de ponta (HP)} = \frac{\text{Custo total da energia em HP} + \text{Custo da Potência em HP}}{\text{Energia Consumida em HP}} \quad (3.1)$$

Perante este custo acrescido sobre a potência em horas de ponta e a energia em hora de ponta, faz todo o sentido o controlo de ponta neste horário e consequentemente o desvio de consumos para fora das horas de ponta. As horas de ponta são, numa média anual, 4 horas por dia, isto é, 16.67% do dia, correspondendo a uma pequena percentagem do mesmo.

Com o objetivo de controlar a potência de ponta, existem dois tipos de medidas que podem ser tomadas: medidas manuais ou semiautomáticas e medidas automáticas. Alguns exemplos são expostos de seguida:

Medidas Manuais ou Semiautomáticas:

- Reorganização das operações, para que algumas atividades decorram fora do período de horas de ponta;
- Implementação de interruptores horários.

Medidas Automáticas:

- Implementação de Sistemas de Deslastre de Cargas que, através de algoritmos matemáticos, vão automaticamente ligando e desligando equipamentos de acordo com uma ordem de prioridade previamente estabelecida. Os equipamentos mais adequados aos cortes de alimentação são:
 - Cargas que funcionem com uma constante de tempo elevada;
 - Cargas que não funcionem interuptamente;
 - Equipamentos não essenciais como ventiladores, bombas, AVAC, iluminação, entre outros.
- Implementação de Sistemas de Gestão de Energia, cuja missão passa por dar uma visão global e centralizada do estado de funcionamento de toda a instalação e permite simultaneamente atuar sobre diversas cargas em tempo real. A utilização de um SGE permite a realização de diversas ações como monotorização, registo, tratamento de dados, contabilidade energética e capacidade de controlo. Esta última ação permite controlar cargas através de um programa horário, ou ainda para controlo automático em função de acontecimentos, como acionamento de um sensor, ou de parâmetros de gestão, como deslastre da iluminação, da ventilação e da água quente e/ou fria de um piso desocupado.

3.2.1.3 - Opções Tarifárias

As opções tarifárias são expostas de acordo com o nível de tensão, sendo para cada uma delas impostos limites da potência contratada. De acordo com o nível de tensão, o comercializador apresenta propostas em que o preço de energia ativa apresenta diferenciação horária segundo a [Tabela 3.4](#).

Tabela 3.4 - Opções Tarifárias com diferenciação horária

| Opções Tarifárias | Diferenciação Horária | Aplicável nos Níveis de Tensão: |
|----------------------|--|---------------------------------|
| Tarifa Simples | - | BTN |
| Tarifa Bi-horária | Horas de Vazio (Vazio e Super Vazio) Horas Fora do Vazio (Cheias e Ponta) | BTN |
| Tarifa Tri-horária | Horas de Vazio (Vazio e Super Vazio) Horas de Cheias Horas de Ponta | BTN |
| Tarifa Tetra-horária | Horas de Super Vazio Horas de Vazio Horas de Cheias Horas de Ponta | BTE, MT, AT e MAT |

Nem sempre as empresas têm a opção tarifária que minimiza os custos da fatura de energia elétrica de acordo com as necessidades de consumo. Por esta razão deve-se fazer uma análise das faturas, bastando uma ou duas, para se obter os elementos necessários, como os valores dos consumos, e recalculá-la a pagar, através da substituição dos preços unitários pelos seus correspondentes de outras opções tarifárias e até mesmo numa outra empresa comercializadora de energia elétrica. [6, 20]

3.2.1.4 - Fator de Potência

Certos equipamentos elétricos, os aparelhos indutivos, necessitam de energia reativa (energia elétrica que não produz trabalho) para poderem trabalhar, sendo que numa unidade industrial, os grandes responsáveis pelo consumo de energia reativa são: motores elétricos, transformadores e máquinas para soldadura elétrica, balastros e fornos de indução. Estes recetores necessitam de energia reativa para criarem campos magnéticos, essenciais para o seu funcionamento, e fornecem, por vezes, energia à rede durante o seu funcionamento. [6, 20]

A relação entre a potência (energia por unidade de tempo) ativa e reativa pode representar-se por um triângulo retângulo, admitindo que não existe presença de harmónicos, como se pode comprovar com a [Figura 3.2](#).

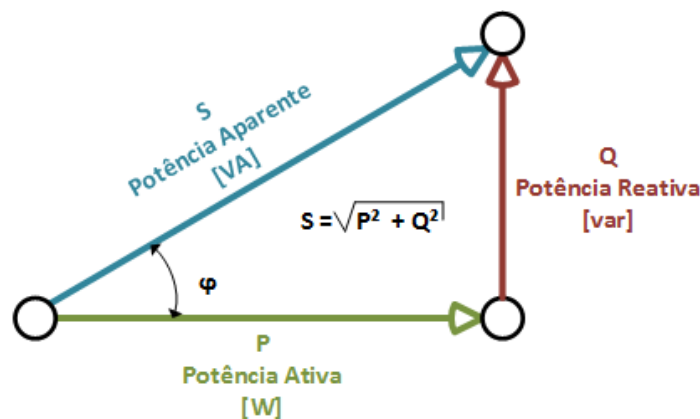


Figura 3.2 - Relação entre a potência ativa e reativa

A potência ativa (P) é a componente útil da potência aparente (S) enquanto a potência reativa (Q) serve apenas para permitir que potência ativa origine trabalho. No entanto, a potência aparente representa a carga que efetivamente é apresentada a todo o sistema de produção e transporte de energia elétrica, facilmente se compreende que a situação ideal corresponde a $S=P$, isto é $Q=0$. [6, 20]

No entanto não é possível anular a potência reativa. O que se pode fazer é compensar a potência reativa, isto é, criar artificialmente uma potência reativa de sinal contrário através da colocação de condensadores de forma a anular o seu efeito para fora da fábrica. Compreende-se então que a energia reativa se não for compensada pelo utilizador seja faturada pelo Fornecedor de Energia.

Define-se por fator de potência o quociente entre a potência ativa e a potência aparente, para a frequência fundamental, $fp = \cos \varphi = P/S$, que varia entre 0 e 1. O fp indica o rendimento elétrico de uma instalação e quanto maior, menor é a quantidade de energia reativa necessária. Mas a introdução da eletrónica de potência na indústria contribuiu para o agravamento do fator de potência devido à introdução de harmónicos na sua rede fechada. Na

indústria, as principais cargas não-lineares utilizadas são os variadores de velocidade (VEV), UPS¹, retificadores, computadores, entre outros aparelhos eletrônicos, que são responsáveis pela deterioração da Qualidade de Energia Elétrica.

Assim, a correta definição de fator de potência deve contabilizar a presença de harmônicos que distorcem a forma de onda dos sinais, transformando a rede numa rede poluída, pela equação 3.2. [22, 23]

$$fp = \frac{P}{S} = \frac{V_1 \cdot I_1 \cdot \cos\phi_1}{V_1 \cdot \sqrt{I_1^2 + \sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}} = \frac{\cos\phi_1}{\sqrt{1 + \frac{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}{I_1^2}}} = \frac{fd}{\sqrt{1 + THD_i^2}} \quad (3.2)$$

em que:

- V_1 é a tensão eficaz na frequência fundamental
- I_1 é a corrente eficaz na frequência fundamental
- $\cos\phi_1 = fd$, designado de fator de deslocamento, corresponde
- $THD_i = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}{I_1^2}}$, é a taxa de distorção harmônica da corrente

Os harmônicos são sinais de frequências múltiplas da frequência fundamental ($h_2 = 100\text{hz}$, $h_3 = 150\text{hz}$, $h_4 = 200\text{hz}$, $h_5 = 250\text{hz}$,...) que, tendo origem em cargas não lineares, geram correntes cuja forma de onda não acompanha a forma de onda sinusoidal da tensão de alimentação. [22]

De seguida são apresentadas as consequências e posteriormente as ações que se podem realizar para melhorar a qualidade da instalação em relação ao consumo de energia reativa, isto é, que compensações se podem efetuar.

3.2.1.4.1 - Consequências

O consumo de energia reativa associado a um baixo fator de potência apresenta as seguintes consequências:

- O aumento das perdas por efeito Joule que, como ocorrem sobre a forma de calor ($P = I^2 \cdot R$), são proporcionais ao quadrado da corrente total e não apenas da corrente ativa.
- A redução da vida útil dos equipamentos devido à ocorrência de sobrecargas, originadas por quedas de tensão elevadas, que provocam aquecimento excessivo, diminuindo o tempo de vida do equipamento.
- Subutilização da capacidade instalada, devido ao sobredimensionamento da instalação para evitar perdas;
- Uma penalização tarifária, que atualmente é regida pelo Despacho nº7253/2010, onde é definido que a faturação de energia reativa indutiva é realizada de acordo com os seguintes escalões e respetivos fatores multiplicativos sobre o custo da energia reativa indutiva, segundo a [Tabela 3.5](#): [22]

Tabela 3.5 - Faturação de energia reativa indutiva

| Escalões | Fator Multiplicativo | Descrição |
|-----------|----------------------|---|
| Escalão 1 | 0,33 | $0,3 < \tan \varphi < 0,4$ ou $0,93 < \cos \varphi < 0,96$ |
| Escalão 2 | 1,00 | $0,4 < \tan \varphi < 0,5$ ou $0,89 < \cos \varphi < 0,93$ |
| Escalão 3 | 3,00 | $0,5 < \tan \varphi$ ou $\cos \varphi < 0,89$ |

¹ UPS é a sigla de “uninterruptible power supply”, cuja tradução é fonte de alimentação ininterrupta

Estes escalões são aplicados no consumo de energia reativa nas horas fora do vazio, isto é, nas horas de cheia e de ponta. É de extrema importância então que se realize uma compensação do fator de potência.

O valor do €/kvarh indutivo e do capacitivo fazem parte das Tarifas de Acesso às Redes que os consumidores têm de pagar ao comercializador e portanto o seu valor é anualmente publicado, juntamente com os restantes valores das Tarifas de Acesso às Redes, pela ERSE.

3.2.1.4.2 - *Compensação do Fator de Potência*

A compensação do fator de potência conduz a uma dupla redução com reflexos na fatura de energia elétrica, uma devido à diminuição das perdas de energia ativa, e a outra resultante da redução significativa da energia reativa. [6, 20]

De forma a limitar ou evitar a absorção de energia reativa da rede, deve-se produzi-la dentro da própria instalação utilizando equipamentos adequados a esse fim, que são os condensadores. [6, 20]

Os condensadores compensam a energia reativa (indutiva) que os motores necessitam para poderem trabalhar e estabelecem um equilíbrio mas, quando a laboração é interrompida, se os condensadores não forem desligados, a situação de desequilíbrio inverte-se, aparecendo como que uma ‘injeção’ de energia reativa (capacitiva) na rede. Para manter o equilíbrio há que retirar também os condensadores de funcionamento, isto é, desligá-los. Uma outra medida que se pode tomar é a substituição dos motores convencionais por motores de alta eficiência energética, e mantê-los a operar perto da sua capacidade (carga) ótima. [6, 20]

O tarifário penaliza também a “injeção” de energia reativa, designada de energia reativa capacitiva, por poder provocar aumentos indesejados na tensão da rede.

Por outro lado, à medida que a instalação fabril aumenta de complexidade, as necessidades de compensação não são constantes. Há que controlar permanentemente a quantidade de compensação de energia reativa, introduzindo e retirando condensadores, por forma, a manter o fator de potência entre +0,96 (indutiva) e +1,00 (indutiva). Isto implica que entre os condensadores e a rede elétrica da fábrica se deve instalar equipamento de controlo dos condensadores.

Para o dimensionamento do banco de condensadores é necessário conhecer a potência ativa de alimentação e os fatores de potência, da instalação e o pretendido, para dimensionar a capacidade do banco de condensadores, admitindo a inexistência de harmónicos, através da [equação 3.3](#). [24]

$$Q_c = P(\tan \varphi - \tan \varphi_{pretendido}) = P[\tan(\cos^{-1} \varphi) - \tan(\cos^{-1} \varphi_{pretendido})] = P \times \beta \quad (3.3)$$

Na [Tabela 3.6](#) são apresentados alguns valores do fator β de acordo com o fp existente e o fp pretendido, sendo um modo mais expedito para obtenção da potência de compensação.

Tabela 3.6 - Tabela de Compensação: Fator β

| EXISTENTE | | FATOR DE POTÊNCIA PRETENDIDO ($\cos \varphi_p$) | | | | | | | | | | | |
|------------------|------------------|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $\tan \varphi_e$ | $\cos \varphi_e$ | 0,80 | 0,85 | 0,9 | 0,91 | 0,93 | 0,94 | 0,95 | 0,96 | 0,97 | 0,98 | 0,99 | 1 |
| 1,333 | 0,60 | 0,583 | 0,714 | 0,849 | 0,878 | 0,938 | 0,970 | 1,005 | 1,042 | 1,083 | 1,130 | 1,191 | 1,333 |
| 1,020 | 0,70 | 0,270 | 0,400 | 0,536 | 0,565 | 0,625 | 0,657 | 0,692 | 0,729 | 0,770 | 0,817 | 0,878 | 1,020 |
| 0,882 | 0,75 | 0,132 | 0,262 | 0,398 | 0,426 | 0,487 | 0,519 | 0,553 | 0,590 | 0,631 | 0,679 | 0,739 | 0,882 |
| 0,750 | 0,80 | | 0,130 | 0,266 | 0,294 | 0,355 | 0,387 | 0,421 | 0,458 | 0,499 | 0,547 | 0,608 | 0,750 |
| 0,724 | 0,81 | | 0,104 | 0,240 | 0,268 | 0,329 | 0,361 | 0,395 | 0,432 | 0,473 | 0,521 | 0,581 | 0,724 |
| 0,698 | 0,82 | | 0,078 | 0,214 | 0,242 | 0,303 | 0,335 | 0,369 | 0,406 | 0,447 | 0,495 | 0,556 | 0,698 |
| 0,672 | 0,83 | | 0,052 | 0,188 | 0,216 | 0,277 | 0,309 | 0,343 | 0,380 | 0,421 | 0,469 | 0,530 | 0,672 |
| 0,646 | 0,84 | | 0,026 | 0,162 | 0,190 | 0,251 | 0,283 | 0,317 | 0,354 | 0,395 | 0,443 | 0,503 | 0,646 |
| 0,620 | 0,85 | | | 0,135 | 0,164 | 0,225 | 0,257 | 0,291 | 0,328 | 0,369 | 0,417 | 0,477 | 0,620 |
| 0,593 | 0,86 | | | 0,109 | 0,138 | 0,198 | 0,230 | 0,265 | 0,302 | 0,343 | 0,390 | 0,451 | 0,593 |
| 0,567 | 0,87 | | | 0,082 | 0,111 | 0,172 | 0,204 | 0,238 | 0,275 | 0,316 | 0,364 | 0,424 | 0,567 |
| 0,540 | 0,88 | | | 0,055 | 0,084 | 0,145 | 0,177 | 0,211 | 0,248 | 0,289 | 0,337 | 0,397 | 0,540 |
| 0,512 | 0,89 | | | 0,028 | 0,057 | 0,117 | 0,149 | 0,184 | 0,221 | 0,262 | 0,309 | 0,370 | 0,512 |
| 0,484 | 0,9 | | | | 0,029 | 0,089 | 0,121 | 0,156 | 0,193 | 0,234 | 0,281 | 0,342 | 0,484 |
| 0,329 | 0,95 | | | | | | | | 0,037 | 0,078 | 0,126 | 0,186 | 0,329 |
| 0,142 | 0,99 | | | | | | | | | | | | 0,142 |

Tendo em conta a localização da instalação dos condensadores, existem diversos tipos de compensação do fator de potência:

- *Compensação individual*: realizada localmente. É a melhor solução do ponto de vista técnico e consiste em ligar os condensadores junto ao equipamento no qual se pretende melhorar o fator de potência. Esta solução apresenta as seguintes vantagens e desvantagens:

| Vantagens | Desvantagens |
|---|--|
| Reduz as perdas energéticas em toda a instalação, diminuindo os encargos com a energia elétrica | As despesas de instalação são maiores do que nas outras opções |
| Diminui a carga sobre os circuitos de alimentação dos equipamentos compensados | É difícil ajustar a potência de compensação de qualquer equipamento para as potências normalmente disponíveis no mercado |
| Melhora os níveis de tensão em toda a instalação | |

- *Compensação por grupos de recetores*: A bateria de condensadores é instalada de forma a compensar um sector, ou um conjunto de máquinas. É colocada junto ao quadro parcial que alimenta esses recetores. A potência necessária será menor que no caso da compensação individual, o que torna a instalação mais económica;
- *Compensação Geral*: Numa instalação alimentada em MT, a bateria de condensadores é instalada à saída do transformador, enquanto se a instalação for alimentada em BT, a bateria de condensadores é instalada à saída do Quadro Geral. Utiliza-se em grandes instalações elétricas, com um grande número de recetores de potências diferentes e regimes de utilização pouco uniformes;
- *Compensação Combinada*: utilizando conjuntamente os métodos anteriores.

Para além destes tipos de compensação, em termos de equipamentos, existe a compensação fixa e a compensação automática da bateria de condensadores: [22]

| Compensação Fixa da Bateria de Condensadores | Compensação Automática da Bateria de Condensadores |
|--|---|
| Os condensadores utilizados nas baterias são, normalmente, modulares e apresentam uma potência unitária idêntica. Agregam-se de forma a obter a potência reativa necessária de compensação. | As baterias de condensadores são divididas em escalões e são ligados/desligados de forma automática de acordo com o fator de potência desejado e em função dos valores da carga da instalação. |
| Funcionamento binário, isto é, ou está a totalidade da potência em funcionamento ou não está. A ligação/corte pode ser feita: <ul style="list-style-type: none"> • por comando manual, por meio de um interruptor ou disjuntor; • de forma semi-automática, usando um contactor mediante ordem elétrica (por exemplo um interruptor horário); • de modo direto, quando a bateria é ligada diretamente aos bornes de um recetor e a ligação/corte da bateria ocorre através da ligação/corte do recetor. | Funcionamento através de um relé varimétrico em função de três parâmetros: <ul style="list-style-type: none"> • O $\cos \varphi$ que se pretende na instalação; • O $\cos \varphi$ que existe em cada momento na instalação; • A Intensidade de corrente do primeiro escalão, para definir a parametrização mínima da bateria. |

No caso de existir presença de harmónicos, como já foi referido, a rede elétrica fica poluída e será necessário introduzir filtros para melhorar a qualidade da forma de onda, reduzindo a amplitude das tensões e correntes de uma ou mais frequências harmónicas. Estes filtros podem ser de dois tipos: [25]

| Filtro Passivo | Filtro Ativo |
|--|---|
| Constituído por elementos passivos: resistências, condensadores e bobinas. | Constituído, para além de elementos passivos, por elementos ativos como transístores, amplificadores operacionais e entre outros componentes eletrónicos. |
| Solução tradicional que utiliza elementos passivos em série ou em paralelo (shunt) com a rede. O filtro passivo em paralelo ainda pode ser de dois tipos: sintonizado ou amortecido. | Solução moderna que é constituída por um controlador e por um inversor (utiliza IGBT), em série ou em paralelo (shunt) com a rede. |
| É uma solução geralmente económica. No entanto apenas elimina/reduz as harmónicas para o qual o filtro foi concebido, não se podendo assim alterar a carga. Depende fortemente do local onde se pretende colocar o filtro. | É uma solução de custo elevado. O seu funcionamento consiste em analisar cada uma das fases da instalação continuamente e em tempo real, monitorizando a corrente da carga. Desta forma obtém o espectro harmónico, analisa-o e gera correntes de valor igual mas de sinal oposto às harmónicas para as anular (tipicamente da ordem 2 até à ordem 25). A montagem é simples e produz resultados imediatos, com rendimento constante. |
| Podem ocorrer situações de ressonância entre o filtro passivo e outras cargas ligadas à instalação. Para um bom desempenho é necessário existir compensação capacitiva na frequência fundamental. | Possibilidade de fazer filtragem local (junto às cargas) ou filtragem parcial (junto aos quadros de distribuição). Deve ter uma potência igual ou maior que a(s) carga(s) não-linear(es) a ser(em) filtrada(s). |

Por vezes são implementados filtros híbridos que consistem na associação de filtros ativos com filtros passivos a um mesmo equipamento, permitindo aglomerar as vantagens dos dois tipos de filtros, aumentando assim a gama de filtragem de harmónicos.

A norma NP EN 50160, “*Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica*”, refere que a taxa de distorção harmónica total da tensão de

alimentação não deve ultrapassar os 8%, contabilizando os harmônicos da ordem 2 até à ordem 40 (acima desta ordem não são consideradas), pela [equação 3.4](#). [22]

$$THD_u = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{40} U_h^2}}{U_1} \leq 8\% \quad (3.4)$$

Para além deste valor de THD para a tensão, é aconselhável que a THD da corrente seja inferior a 10% para se considerar normal e não deve ser superior a 50% por revelar uma poluição harmónica considerável.[23]

3.2.2 - Melhoria dos Processos Industriais

3.2.2.1 - Monitorização e Controlo

A gestão da energia consumida é uma tarefa que engloba diversas medidas, tais como o planeamento, a monitorização e a implementação de estratégias de controlo otimizadas. O custo inicial da implementação destas medidas é, de uma forma geral, pequeno comparativamente com as possíveis melhorias de economia energética, produtividade e qualidade dos produtos. De facto, devido ao seu domínio transversal, os sistemas modernos de controlo de processo não são concebidos exclusivamente para a eficiência energética, mas também para a optimização da produção, da qualidade do produto e da segurança dos operadores dos equipamentos produtivos.

Neste campo, diversos setores industriais começam a integrar nas suas instalações Sistemas de Gestão de Energia (SGE) e Sistemas de Controlo Avançado, conseguindo uma redução nos custos de manutenção, nos tempos de processamento e nas paragens, aumentando a eficiência energética e diminuindo as emissões de efluentes e gases poluentes. [21]

3.2.2.2 - Manutenção de equipamentos

Para que os equipamentos se mantenham eficientes é necessário realizar monitorização, manutenção e, se necessário, a sua reparação. Os sistemas de gestão de energia permitem a deteção de situações anormais através da medição de consumos, quer seja de água, vapor, eletricidade, gás ou outros combustíveis, não proporcionais à utilização, auxiliando assim os serviços de manutenção.

A manutenção de equipamentos deverá incidir nos seguintes pressupostos, visando a optimização da eficiência energética:

- Alocar de forma clara a responsabilidade pelo planeamento e execução da manutenção;
- Estabelecer um programa de manutenção estruturado com base nas normas e nas descrições técnicas dos equipamentos, bem como em qualquer avaria nos equipamentos e respetivas consequências;
- Suporte do programa de manutenção através da adoção de sistemas de registo de dados apropriados e por testes de diagnóstico;
- Identificar, através da manutenção de rotina, avarias, anormalidades em eficiência energética ou identificar áreas onde a eficiência energética pode ser melhorada;
- Identificar e retificar de forma célere qualquer fuga ou equipamento em falha que afete ou controle a utilização da energia. [21]

3.2.2.3 - Integração de processos

A Integração de Processos é uma área científico-tecnológica no âmbito da engenharia de processos, que trouxe um elevado impacto nas áreas de prestação de serviços e de fornecimento de produtos, como o setor industrial. Os benefícios da sua aplicação traduzem-se, na generalidade, em processos mais competitivos e atualizados tendo também um papel determinante na prevenção de danos ambientais.

Uma área importante da Integração de Processos é a Integração Energética pois muitos dos métodos de análise atualmente generalizados a várias áreas tiveram a sua origem em estudos centrados nos sistemas de energia. O balanço de energia de um processo pode ser utilizado para otimizar o uso dos recursos exteriores ao processo. Para isso, é necessário conhecer o processo na sua totalidade de modo a poder fazer interagir, de forma globalmente otimizada, os vários componentes. Em seguida é necessário também conhecer as metodologias de modo a tirar a melhor utilização da sua implementação.

A Integração de Processos pode ser aplicada de raiz ou a partir de processos já existentes, melhorando ou criando processos simples ou complexos, com funcionamento contínuo ou descontínuo. [21]

3.2.2.4 - Isolamentos térmicos

A melhoria do isolamento térmico de superfícies, nomeadamente em caldeiras, tubagens de distribuição de vapor, de condensados, de água quente ou refrigerada, ou de termofluido, é uma medida de simples implementação e monetariamente acessível que deve merecer uma atenção imediata por parte das empresas.

O isolamento térmico cria uma barreira térmica que permite:

- Reduzir os custos de energia, ao minimizar as perdas de calor;
- Controlar a condensação;
- Fornecer proteção para o frio;
- Fazer a proteção aos equipamentos;
- Controlar as temperaturas de processo;
- Proteger contra o fogo;
- Servir de isolamento acústico. [21]

3.2.2.5 - Tratamento de efluentes

3.2.2.5.1 - Tratamento anaeróbio de águas residuais

O tratamento anaeróbio, processo levado a cabo por bactérias num ambiente sem oxigénio, é um método alternativo para limpar as águas residuais industriais baseando-se na conversão dos compostos orgânicos existentes no efluente em biogás contendo metano, dióxido de carbono e sulfureto de hidrogénio. [21]

3.2.2.5.2 - Tratamento de águas residuais com tecnologia de membranas

Atualmente, os processos de separação com membranas são utilizados numa grande variedade de sectores industriais, como nos setores metalúrgico, eletrónica, químico, papel e alimentação e bebidas.

Os processos de membranas conseguem remover muitos dos contaminantes existentes nas águas residuais, obtendo-se água tratada que pode ser reaproveitada no processo ou eliminada sem problemas ambientais associados. Os contaminantes removidos nestes processos são muito

diversos, desde compostos orgânicos a compostos metálicos. Os processos de membranas também podem ser utilizados para remover sólidos dissolvidos ou suspensos, bactérias, resíduos de emulsões, entre outros. [21]

3.2.2.6 - Transportes

Numa instalação fabril existem múltiplos sistemas de transporte. De facto, no que diz respeito aos sistemas de transporte de matérias-primas, combustíveis e produtos acabados, tais como correias transportadoras, elevadores e empilhadores, deverá ser feita uma análise à otimização das cargas e à otimização de motores elétricos.

Para diminuir o consumo de combustível nas frotas de transporte, são sugeridas as seguintes boas práticas:

- Implementar um sistema de gestão de combustível;
- Monitorizar a gestão do combustível através de:
 - Registo regular dos consumos;
 - Relacionar o consumo com o trabalho efetuado;
 - Identificar padrões a atingir e informar os condutores do seu desempenho;
 - Tomar ações para reduzir o consumo de combustível.
- Motivar e formar os condutores. [21]

3.2.2.7 - Formação e Sensibilização dos Recursos Humanos

A formação e a sensibilização dos recursos humanos são essenciais para a boa e correta implementação da maioria das medidas de economia de energia. Um operador responsável por um equipamento deve estar suficientemente informado e formado para manter esse equipamento a funcionar em condições ótimas, sem negligenciar a sua segurança. O treino, formação e motivação dos recursos humanos deve ser uma parte integrante de um sistema eficiente de gestão de energia e deve ocorrer sempre que são introduzidas novas tecnologias no processo produtivo.

As empresas deverão realizar ações de sensibilização e formação fundamentalmente nos seguintes temas:

- Impactos ambientais da utilização da energia;
- Benefícios da economia de energia;
- Dependência energética da empresa e o que esta pode fazer para economizar energia;
- Qual a atitude cívica individual para economizar energia. [21]

3.2.3 - Sistemas Acionados por Motores Elétricos

Os motores elétricos são as cargas mais importantes na indústria. Segundo a União Europeia, os motores elétricos são responsáveis por 70% de energia elétrica total consumida na indústria e estão presentes em todos os setores da indústria. Já em Portugal, estes são responsáveis por mais de 70% do consumo de energia elétrica na indústria e por cerca de 30% do consumo elétrico global em Portugal. [26]

A [Figura 3.3](#) apresenta a desagregação do consumo de eletricidade pelas principais utilizações finais na indústria, sendo o grupo dos motores a carga mais importante do setor. Da mesma podemos concluir que, da vasta gama de aplicações dos motores elétricos, as principais são na movimentação de fluidos em bombas, compressores e ventiladores.

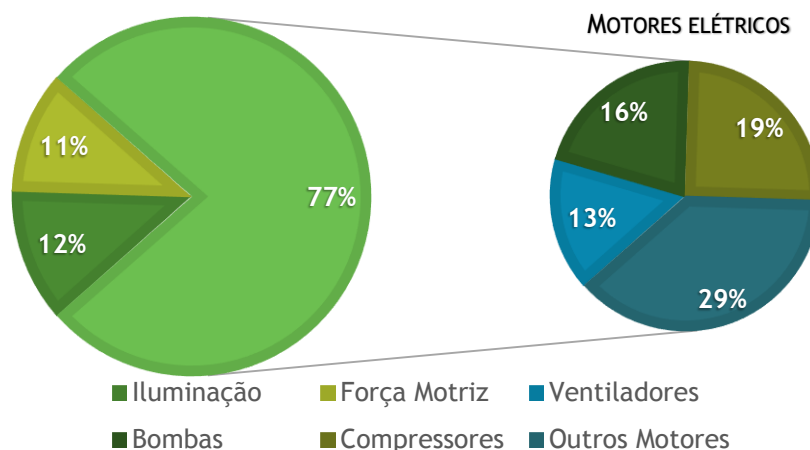


Figura 3.3 - Desagregação dos Consumos de Eletricidade pelas principais cargas na Indústria [27]

Os motores elétricos são máquinas elétricas que transformam energia elétrica em energia mecânica, podendo ser alimentadas em corrente contínua (DC) ou em corrente alternada (AC) sendo que, neste último caso, podem ainda ser divididos em duas categorias: síncronos e assíncronos (de indução).

Os motores de corrente contínua (DC) são geralmente de custo elevado e necessitam de um dispositivo que converta a corrente alternada em corrente contínua ou de uma fonte de corrente contínua para a sua alimentação. Portanto a sua utilização só ocorre em casos especiais onde as exigências compensam o seu custo elevado, porque estes motores podem funcionar com velocidade variável, são muito precisos e muito fáceis de controlar.

Os motores de corrente alternada (AC) são amplamente utilizados dado que a distribuição de energia elétrica é efetuada em corrente alternada (AC). Para além das duas categorias mencionadas acima, os motores podem ainda caracterizar-se pela sua alimentação: monofásica ou trifásica. De notar que estes dois tipos de alimentação alteram profundamente a versatilidade e performance do motor, sendo os monofásicos os mais limitados.

Os motores síncronos são os menos utilizados na indústria devido à sua velocidade ser constante pois possui um circuito induzido de campo constante pré-definido e, assim, aumentam a resposta ao processo de arrasto criado pelo campo girante. São geralmente utilizados quando se necessitam de velocidades estáveis, mesmo com cargas variáveis, quando se requer grande potência, com binário constante, e também podem ser usados para correção do fator de potência.

Os motores assíncronos ou de indução trabalham geralmente com velocidade constante, que varia levemente com a carga mecânica aplicada ao seu eixo. É o motor mais amplamente utilizado uma vez que é simples, robusto, de baixo custo e com reduzida necessidade de manutenção. Devido aos avanços da eletrónica é possível controlarmos a velocidade desses motores com o auxílio de variadores de velocidade.

Geralmente, motores assíncronos monofásicos são os de pequena potência, que necessitam de dispositivos especiais para a partida, pois não possuem arranque próprio. Já os motores trifásicos assíncronos são os de maior potência e tem arranque próprio que exige grande corrente da rede, no momento do seu arranque e consequentemente usam-se dispositivos especiais para a diminuir.

3.2.3.1 - Otimização de motores

À transformação de energia elétrica em energia mecânica estão sempre inerentes perdas energéticas. De seguida são apresentadas as medidas mais efetivas que se centralizam na diminuição das perdas energéticas dos motores:

- Substituir os motores elétricos convencionais avariados ou em fim de vida por motores mais eficientes;
- Avaliar o potencial de utilização de VEV (variadores eletrónicos de velocidade) para ajustar a velocidade do motor de acordo com a carga;
- Utilizar arrancadores suaves para evitar picos de corrente durante o arranque;
- Garantir a manutenção adequada dos motores;
- Evitar o sobredimensionamento dos motores e desligar os mesmos quando estes não estão a ser utilizados. [21]

3.2.3.2 - Sistemas de Bombagem

Um sistema de bombagem é tipicamente constituído pelos seguintes cinco componentes: bomba, equipamento de acionamento da bomba, válvulas, tubagem e equipamentos de uso final. [26]

Dado que muitas unidades industriais possuem, numa quantidade considerável, sistemas de bombagem, o primeiro passo para aumentar a eficiência energética passa pela identificação dos sistemas que têm maiores perdas, para posteriormente definir planos de otimização. Estes planos devem seguir os passos seguintes:

- Avaliar todos os sistemas de bombagem e identificar aqueles que necessitam de ser rapidamente melhorados;
- Analisar detalhadamente os sistemas identificados;
- Desligar bombas desnecessárias ou usar interruptores de pressão de modo a controlar o número de bombas em funcionamento;
- Repor as folgas internas da bomba;
- Substituir ou modificar as bombas sobredimensionadas;
- Instalar VEVs ou usar arranjos com múltiplas bombas (p. ex., várias bombas em paralelo) para garantir uma variação do caudal sem recorrer ao uso de um dispositivo de estrangulamento (válvula reguladora de caudal);
- Substituir os motores elétricos convencionais por motores de alta eficiência;
- Reparar fugas e válvulas deficientes (ou substituir estas por válvulas mais eficientes) e eventualmente conservar ou modificar os impulsores das bombas;
- Estabelecer um programa de manutenção periódico. [21]

3.2.3.3 - Sistemas de Ventilação

A principal função de um ventilador passa por movimentar grandes volumes de ar ou gases a pressões que sejam suficientes para superar a resistência dos sistemas aos quais estão agregados. Para reduzir a energia utilizada em ventiladores é necessário ter uma compreensão básica de como os sistemas de ventilação funcionam. [26]

Os principais fatores e considerações a ter para garantir um sistema de ventilação eficiente em termos de desempenho e consumo de energia são os seguintes:

- Selecionar o tipo adequado de motor para o ventilador;
- Determinar a velocidade do ar como parte do projeto de dimensionamento;
- Minimizar a perda de pressão através da tubagem de distribuição;

- Selecionar o ventilador mais adequado para a aplicação particular em questão;
- Efetuar uma instalação correta;
- Efetuar uma manutenção regular;
- Efetuar uma revisão anual. [21]

3.2.3.4 - Sistemas de Compressão

O ar comprimido é uma forma versátil, flexível e segura de transmitir energia. Apesar destes sistemas serem utilizados na maior parte das indústrias, correspondendo a 10% da energia elétrica total consumida, cerca de 20% da energia que consomem é desperdiçada devido a fugas de ar, má utilização do ar comprimido ou negligência da manutenção. [26] Para além das medidas de economia de energia relacionadas com os sistemas de força motriz, a otimização energética dos sistemas de ar comprimido deverá passar por intervenções nas seguintes áreas principais:

- Produção e tratamento do ar comprimido;
- Redes de distribuição de ar comprimido:
 - Redução de fugas com a utilização de adaptadores de fugas reduzidas, uniões rápidas de elevada qualidade, etc.;
- Dispositivos de utilização final;
- Projeto e operação do sistema global. [21]

Relativamente às três primeiras intervenções, ainda se podem considerar algumas medidas mais específicas visando o aumento da eficiência energética dos sistemas de ar comprimido, que são apresentadas na seguinte listagem:

3.2.3.4.1 - Produção de ar comprimido

- Otimizar a utilização do sistema através do ajuste dos controlos, da regulação da pressão e desligar quando não utilizado;
- Otimizar o nível de pressão do ar comprimido do sistema em função as necessidades dos dispositivos de utilização final;
- Reduzir a temperatura do ar de admissão, mantendo uma ótima filtragem na tomada de ar;
- Melhoramento do sistema de controlo do compressor;
- Otimizar as mudanças de filtros, em função da queda de pressão;
- Realizar a filtragem e secagem do ar até aos requisitos mínimos do sistema (possivelmente mediante instalação de filtros/secadores pontuais para necessidades específicas);
- Recuperar e utilizar o calor desperdiçado através dos sistemas de arrefecimento dos compressores;
- Ponderar o aumento da capacidade do reservatório principal de ar comprimido;
- Utilizar variadores eletrónicos de velocidade (VEV's);
- Possível utilização de um sistema de múltiplas pressões, com a utilização de sobressores (*boosters*) para aumentar a pressão em determinados locais;
- Substituir os motores elétricos convencionais avariados/em fim de vida por motores de alto rendimento;
- Substituição dos compressores exageradamente sobredimensionados por outros com menores consumos específicos de energia e ajustados às necessidades do sistema. [21]

3.2.3.4.2 - Rede de distribuição de ar comprimido

- Criar um programa regular para a verificação de fugas de ar comprimido;
- Reduzir as fugas com a utilização de adaptadores de fugas reduzidas, uniões rápidas de elevada qualidade, etc.;
- Dividir o sistema em zonas, com reguladores de pressão apropriados ou válvulas de corte. Fecho de linhas que estão fora de serviço;
- Utilizar purgas de condensados do tipo “sem perdas de ar”;
- Dimensionar adequadamente as capacidades de armazenamento, permitindo que os compressores funcionem com um rendimento otimizado e evitando arranques e paragens bruscas);
- Instalar reservatórios suplementares de ar comprimido próximos de cargas variáveis;
- Diminuir a extensão da rede e criar rede em anel;
- Otimizar o diâmetro da tubagem;
- Limitar o número de cotovelos, de mudanças de direção e de mudanças de secção. [21]

3.2.3.4.3 - Dispositivos de utilização final

- Eliminar as utilizações não apropriadas de ar comprimido;
- Efetuar a reparação ou substituição de equipamentos com fugas de ar comprimido;
- Desligar o ar comprimido quando o dispositivo não está em operação;
- Verificar (e otimizar) a necessidade de dispositivos específicos de regulação de pressão, filtros e secadores;
- Utilizar preferencialmente aspiradores elétricos para limpeza, pois estes consomem menos energia que os aparelhos insufladores de ar (bicos de sopro ou pistolas de ar), uma vez que a indevida utilização de ar comprimido pode ser prejudicial para a saúde. [21]

3.2.4 - Produção de Calor e Frio

3.2.4.1 - Cogeração e Trigeriação

A cogeração é a produção sequencial e simultânea de energia térmica e de energia mecânica, a partir de uma fonte de energia primária, que normalmente é usada para produzir eletricidade, num sistema único integrado. A cogeração pode ser usada na indústria, comércio ou serviços, mas para que uma unidade de cogeração seja viável, a eficiência de aproveitamento da energia primária deve ser superior à de uma central de ciclo combinado convencional. [21] Os rendimentos típicos o sistema convencional e da cogeração são apresentados na [Figura 3.4](#).

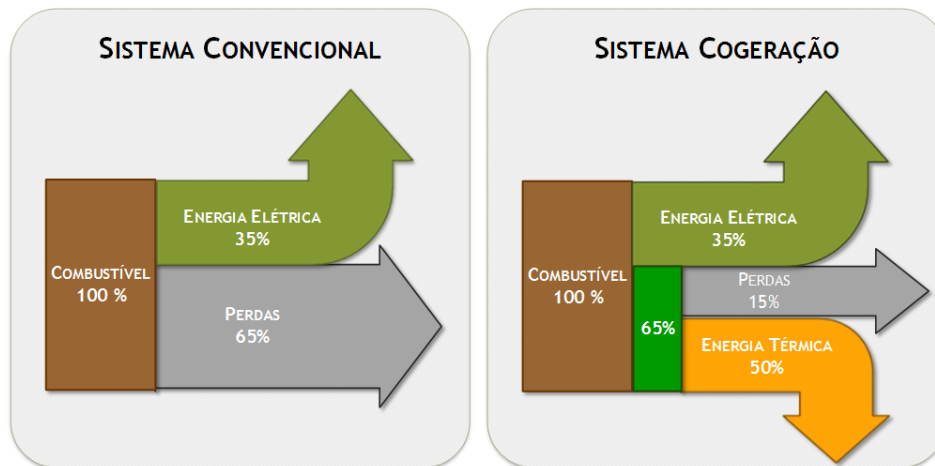


Figura 3.4 - Rendimentos típicos do Sistema Convencional e da Cogeração [26]

Os principais benefícios da cogeração, a nível industrial, são os seguintes:

- Redução da fatura energética;
- Possibilidade da unidade industrial ser energeticamente autossuficiente;
- Possibilidade de venda de eletricidade à rede de distribuição nacional caso a unidade de cogeração produza energia elétrica excedentária;
- Redução dos custos de produção;
- Melhorias no funcionamento e distribuição da eletricidade aos processos industriais. [26]

A cogeração é um conjunto de várias tecnologias cujo objetivo passa por fornecer simultaneamente à indústria a energia térmica, a energia mecânica e a energia elétrica que ela necessita. As tecnologias que são atualmente mais utilizadas são, nomeadamente, as turbinas de vapor, as turbinas de gás, ciclos combinados e motores de combustão interna. [21]

A trigeração é um processo que converte a energia primária em três tipos úteis de energia: energia elétrica, energia térmica sob a forma de calor útil (água quente ou vapor) e de frio (água refrigerada). Para além das vantagens mencionadas da cogeração, a trigeração, comparativamente à produção separada dos três tipos de energia, é mais eficiente, na medida em que permite a poupança de combustível até 25%, e menos poluente, pois reduz a emissão de gases poluentes para a atmosfera. Caso a trigeração seja bem aplicada, a redução de custos poderá chegar até aos 30%. Na [Figura 3.5](#) são apresentados os rendimentos típicos da trigeração.

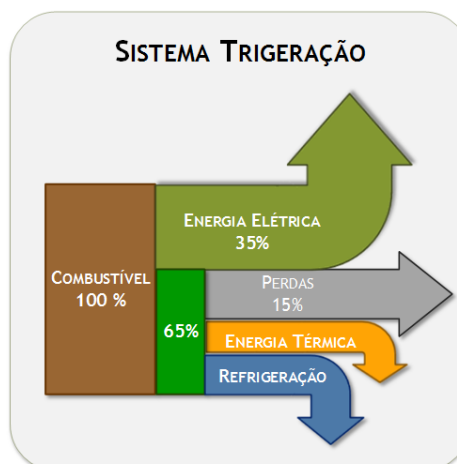


Figura 3.5 - Rendimentos típicos da Trigeração

3.2.4.2 - Sistemas de Combustão

Os sistemas de combustão estão na origem da maior parte da entalpia que é utilizada na concretização dos processos industriais, desta forma destacam-se as principais medidas:

- Diminuir as perdas térmicas num sistema de combustão;
- Aumentar a eficiência energética de caldeiras, fornos e secadores;
- Utilizar economizadores para pré-aquecimento da água de alimentação da caldeira;
- Remover preventivamente os depósitos nas superfícies de transferência de calor;
- Minimizar as purgas das caldeiras;
- Recuperar o calor nas correntes de purga;
- Implementar programas de controlo, reparação e substituição de purgadores;
- Recolher os condensados para reutilização na caldeira;
- Utilizar vapor *flash*;
- Isolar termicamente as tubagens de distribuição de vapor e de retorno de condensado e de, válvulas e flanges;
- Instalar um pré-aquecedor de ar;
- Minimizar as perdas em ciclos curtos de funcionamento das caldeiras. [21]

3.2.4.3 - Recuperação de calor

A recuperação de calor dissipado é um processo que utiliza tecnologias variadas para a recuperar e reutilizar o calor rejeitado pelo processo. Esta energia térmica pode ser recuperada a partir de várias fontes tais como os gases de combustão, efluentes quentes ou frios, ar de exaustão, produtos quentes ou frios, ou restos de produção, água de arrefecimento e óleo hidráulico, fontes termais naturais, painéis solares, calor de sobreaquecimento, calor de condensação rejeitado dos processos de refrigeração e outras fontes.

As tecnologias mais comuns para a recuperação deste calor são:

- Permutadores de calor, para fazer uso direto do calor no mesmo estado em que se encontra;
- Bombas de calor e recompressão de vapor, que transformam o calor de modo a gerar trabalho mais útil do que se este se encontrasse à sua temperatura inicial;
- Operações multi-estágio, tais como evaporadores multi-efeito, expansão de vapor e combinações das técnicas acima mencionadas.[21]

3.2.4.4 - Frio Industrial

A maior parte da refrigeração industrial é efetuada através de sistemas de refrigeração por compressão mecânica de vapor e, em alguns casos, são usados sistemas de refrigeração por absorção.

Existem muitas opções para aumentar a eficiência energética de um sistema de refrigeração. Para além da utilização de novos sistemas, a implementação de estratégias de otimização e controlo nos sistemas já existentes pode levar a melhorias 30% em termos de eficiência energética.

A aplicação de novos sistemas de refrigeração inclui a utilização de: bombas de calor de absorção, novos fluidos frigoríficos (p.ex., amoníaco, CO₂) e acumulação térmica de frio (acumulação de energia latente). [21]

3.2.5 - Iluminação

O planeamento das instalações de iluminação com utilização racional ótima de energia pressupõe a verificação de alguns parâmetros essenciais para a redução dos consumos energéticos, mantendo ou melhorando as condições globais de iluminação nos espaços considerados. Assim, deve ter-se em consideração os seguintes aspetos:

- Priorizar a utilização da iluminação natural, mantendo limpas as áreas de entrada de luz;
- Dimensionar corretamente os níveis de iluminação necessários para os diferentes postos de trabalho;
- Optar pelo tipo de iluminação mais adequada para cada local e para as tarefas a executar;
- Utilizar sempre equipamentos de rendimento elevado (lâmpadas, luminárias e acessórios);
- Utilizar sistemas de controlo e comando automático de iluminação nas instalações;
- Utilizar sempre que possível luminárias que permitam uma integração com o ar condicionado;
- Proceder a operações de limpeza regulares e manutenção das instalações, de acordo com um plano estabelecido;
- Definir corretamente os períodos de substituição das lâmpadas e optar sempre pela substituição em grupos. [21]

É suscetível que ocorra algum acréscimo de investimento inicial derivado da utilização dos equipamentos referidos anteriormente que no entanto é recuperado num tempo aceitável através das economias de energia que proporcionam.

3.2.5.1 - Lâmpadas

As características mais importantes de uma lâmpada são as seguintes:

- O fluxo luminoso que produz, i.e., a quantidade de luz emitida, em lúmens (lm);
- A eficiência luminosa que representa a relação entre o fluxo luminoso (lm) e a quantidade de energia elétrica absorvida (W), expressa em lúmens por watt (lm/W);
- O Índice de Restituição Cromática (IRC) que representa a capacidade de uma fonte luminosa restituir fielmente as cores de um objeto. O índice de restituição cromática é uma medida da capacidade da luz artificial se aproximar da luz natural e é um parâmetro adimensional sendo expresso entre 0 e 100;
- A temperatura da Cor que indica a cor aparente da luz emitida, em kelvin (K), sendo que para temperaturas mais elevadas a tonalidade da luz é mais fria, mais clara, e para temperaturas mais baixas a tonalidade da luz é mais quente, amarelada;
- A duração, expressa em horas (h), do tempo de vida médio da lâmpada.

As reduções do consumo de energia elétrica nas instalações passa pela utilização de lâmpadas de eficiência energética elevada, mantendo as restantes características principais de forma a não prejudicar a qualidade de iluminação. Na [Tabela 3.7](#) pode-se consultar as características das lâmpadas.

Tabela 3.7 - Características dos diversos tipos de lâmpadas [20, 28, 29]

| Família | Tipo de Lâmpada | Eficiência Luminosa (lm/W) | Vida Útil (h) | Área de Aplicação |
|---------------------------|-----------------------|----------------------------|----------------|--|
| Incandescentes | Convencional | 10-15 | 1000 | <i>Interior</i> (Iluminação Residencial e Comercial) |
| | Halogéneo | 15-25 | 2 000-4 000 | <i>Interior</i> (Iluminação Residencial e Comercial) (Ideal para destaques) |
| Descarga de Baixa Pressão | Fluorescente Turbular | 40-100 | 7 500-12 000 | <i>Interior</i> (Iluminação Residencial, Comercial e Industrial) |
| | Fluorescente Compacta | 40-65 | 6 000-15 000 | <i>Interior</i> (Ideal para destaques) |
| | Vapor de Sódio | 100-200 | 12 000-16 000 | <i>Exterior</i> (Iluminação de locais em que a restituição da cor não seja importante no entanto oferece níveis altos de segurança e fiabilidade) |
| Descarga de Alta Pressão | Vapor de Mercúrio | 36-60 | 10 000-12 000 | <i>Exterior</i> (Iluminação Industrial e Pública) |
| | Vapor de Sódio | 65-120 | 12 000-18 000 | <i>Exterior</i> (Iluminação Industrial e Pública. Ideal para destaques) |
| | Iodetos Metálicos | 50-120 | 3 000-9 000 | <i>Exterior</i> (Iluminação Industrial e Pública. Ideal para destaques e utilizada em feiras de negócios, arquitetura e instalações desportivas) |
| | Luz Mista | 20-28 | 2 000-5 000 | <i>Exterior</i> (Iluminação Industrial e Pública. Ideal para locais que necessitem de grande quantidade de luz) |
| Indução | - | 65-85 | 65 000-100 000 | <i>Exterior</i> (Iluminação Industrial e Pública. Ideal para destaques) |
| LED | - | 60-130 | 50 000-100 000 | <i>Interior e Exterior</i> (Todo o tipo de aplicações) |

3.2.5.2 - Luminárias

Para além das lâmpadas, é importante que se utilizem luminárias com refletores espelhados que elevam o rendimento total do sistema (lâmpada + luminária) e que sejam corretamente dimensionados (dispostos e seccionados) de forma a garantir uma boa qualidade da iluminação e a redução no consumo de energia.

3.2.5.3 - Sistemas de controlo de iluminação

Os sistemas de controlo de iluminação possuem tecnologias de automação fundamentais que promovem a redução do consumo de eletricidade pois permite o funcionamento otimizado dos diversos setores de iluminação, adaptando a iluminação de acordo com as características do local e da atividade/processo que se realiza no respetivo setor.

As medidas mais utilizadas são os reguladores de fluxo luminoso, os sensores de presença e a utilização de relógios temporizadores ou sensores crepusculares, permitindo assim que o nível de iluminação seja adaptado/utilizado de acordo com a necessidade.

3.2.5.4 - Integração da iluminação nos sistemas de climatização

Da energia radiada pelas instalações de iluminação, só 21% é energia luminosa e os restantes 79% é energia emitida sob a forma de calor o que contribui para o aquecimento interior dos edifícios. Devido a este facto, é importante que o sistema de climatização seja dimensionado, não só tendo em conta as condições climáticas da região para os diferentes períodos do anos mas também considerando as condições de iluminação. [21]

Desta forma, integrando os sistemas de iluminação e climatização consegue-se otimizar as condições de emissão de fluxo luminoso e permite uma melhor gestão das cargas térmicas, traduzindo-se numa possível redução de consumos energéticos.

3.3 - Resumo do Capítulo

Hoje em dia a eficiência energética é uma crescente preocupação não só para os grandes consumidores mas também para os consumidores domésticos. No entanto o presente trabalho está direccionado para a indústria, com casos de estudo reais que são classificados de CIE. Desta forma, são referidas as alterações da legislação relevantes para este setor e mencionadas medidas que podem ser aplicadas de forma transversal a qualquer setor industrial que são, nomeadamente:

- Análise de Faturas de Energia Elétrica;
- Melhoria de Processos.
- Melhoria/Alteração de Sistemas Acionados por Motores;
- Melhoria/Alteração dos Sistemas de Produção de Calor e Frio;
- Iluminação Eficiente.

No entanto as medidas mais relevantes para a concretização deste trabalho são a primeira e a segunda. A primeira porque o trabalho baseia-se na análise de diferentes tipos de tarifas disponíveis no mercado para a faturação da energia elétrica e para isso é necessário compreender a informação que vem referida nas faturas. Em relação à segunda, dado que os casos de estudo são CIE e já foram alvo de auditorias energéticas, eles realizam periodicamente Planos de Racionalização do Consumo de Energia (PREn) e executam as medidas definidas, com o estabelecimento de Acordos de Racionalização dos Consumos de Energia (ARCE). Desta forma muitas medidas transversais já foram consideradas e foram ou estão a ser implementadas, restando medidas que sejam consideradas dinâmicas como a alteração/melhoria dos processos de forma contínua e a sensibilização/formação dos recursos humanos para criar hábitos de uso racional da energia.

Apesar da explicação das medidas transversais não ser relevante para os Casos de Estudo deste trabalho, considerou-se importante referi-las, com o intuito de auxiliar outras indústrias, caso pretendam usufruir da tarifa indexada. Todavia devem garantir primeiramente que a sua instalação seja eficiente, para que advenham mais impactos positivos na minimização de custos.

Capítulo 4

Metodologia e Apresentação dos Casos de Estudo

Neste capítulo é exposto sucintamente a metodologia adotada, a apresentação dos casos de estudo e as tarifas existentes em Portugal no Mercado Liberalizado para clientes alimentados em MT, informação essencial para a realização do presente trabalho.

4.1 - Metodologia adotada

Pretende-se com o trabalho em questão em primeiro lugar realizar uma análise comparativa entre o preço da energia com a tarifa fixa, em que ambos os casos de estudo têm contratos de fornecimento nesta tarifa, e o preço da energia com a tarifa indexada ao mercado diário / *spot* (designada por vezes de Tarifa *pass-through*²). Para a realização desta análise definiu-se o espaço temporal de um ano civil, nomeadamente o ano 2014.

A tarefa seguinte passa pela simulação de alteração/adaptação dos consumos com o intuito de verificar se uma otimização na gestão dos consumos e, se possível, que leve ao aumento da eficiência energética e a uma minimização de custos, é economicamente viável. A otimização da gestão dos consumos foi realizada em função do custo horário de energia numa base dinâmica (tarifa indexada). Foi definido um espaço temporal de duas semanas, em três períodos do ano, um período no verão e dois períodos no inverno, para analisar a sua poupança tendo como base uma previsão de uma semana dos consumos elétricos e dos preços de mercado.

Para que o “normal” funcionamento da indústria não seja prejudicado tentou-se sempre que possível validar as alterações junto das indústrias.

Foi igualmente alvo de simulação e análise o ciclo horário dos Casos de Estudo para verificar se é o que melhor se adequa ao seu perfil de consumo com o atual uso da tarifa fixa, igualmente para o mesmo espaço temporal que a simulação entre a tarifa fixa e a tarifa indexada ao mercado diário, o ano civil de 2014. É pertinente esta análise uma vez que a escolha do ciclo horário aplica-se de igual forma nas tarifas indexadas.

² Nomeadamente o comercializador Endesa Comercialização de Energia, S.A

As ferramentas utilizadas durante a realização do trabalho foram o *EXCEL*, recorrendo ao *Visual Basic for Applications (VBA)* para simular os tarifários, e os Sistemas de Gestão de Energia (SGE) dos Casos de Estudo, para analisar o perfil de consumos e retirar dados.

No sub-capítulo seguinte serão apresentados os Casos de Estudo do trabalho.

4.2 - Apresentação dos Casos de Estudo

Dado que na indústria existe uma grande homogeneidade de processos, devido aos inúmeros setores industriais, foi pedido a duas indústrias, uma do ramo alimentar e outra do ramo têxtil, que participassem neste trabalho, ficando garantida a sua confidencialidade ao longo do mesmo, com o compromisso de apresentar os resultados e conclusões atingidas. Serão dois casos de estudo, correspondentes a dois setores industriais distintos, na qual se irá fazer uma breve e genérica descrição de seguida.

A escolha destas duas indústrias deveu-se não só ao seu particular interesse pelo estudo relativo à tarifa indexada, tendo sido usados para o presente trabalho os dados das propostas de fornecimento nesta tarifa, mas também devido à sua localização, de modo facilitar as visitas às instalações.

É importante referir que os dois casos de estudo são considerados Consumidores Intensivos de Energia (CIE) pelo Decreto-Lei nº71/2008 referido no [capítulo 3.1](#) e têm ambos instalado um sistema de gestão de energia. Muitas medidas de eficiência energética têm sido efetuadas, em ambas as indústrias, ao longo dos anos e constantemente estão a realizar um uso racional da energia que utilizam nos seus processos, quer seja elétrica, térmica ou outras.

4.2.1 - Apresentação da Indústria do Ramo Alimentar

As duas principais áreas de negócio desta indústria podem ser divididas da seguinte forma:

- Produção, abate, desmancha e comercialização de Carne de Aves
- Recolha, tratamento e valorização de subprodutos de origem animal (aves, mamíferos e peixes) em farinhas e óleos e gorduras animais.

É importante mencionar que esta indústria possui uma frota de transporte própria que, apesar de não ser relevante para este trabalho, dado que se irá tratar apenas dos consumos energéticos nos processos de produção e mais ao nível da energia elétrica. Além do mais, esta indústria está inserida num grupo de indústrias do mesmo ramo.

Através dos dados cedidos pela indústria, tais como o Relatório de Auditoria Energética, acesso aos dados do Sistema de Gestão de Energia, algumas faturas de eletricidade, propostas de fornecimento e telecontagem do comercializador, destacam-se as seguintes informações e considerações levadas a cabo no decorrer deste projeto:

- A tarifa em vigor, durante o período em análise, é a tarifa fixa com o ciclo semanal opcional no Mercado Liberalizado;
- Para a realização das simulações das tarifas indexadas foram tidos como base os valores apresentados nas diferentes propostas de fornecimento facultadas pela indústria;
- Verifica-se que existe um maior consumo de energia elétrica no setor da Farinação dos Subprodutos (mais do dobro) em comparação com os restantes circuitos desagregados. Desta forma o estudo da otimização dos consumos desagregados neste projeto irá incidir nos setores da Farinação dos Subprodutos. Para isso foi necessário uma correta

definição de pressupostos válidos para a realização da simulação, realizados com o auxílio dos responsáveis da produção e com visitas às instalações.

Doravante este caso será designado de Caso A.

4.2.2 - Apresentação da Indústria do Ramo Têxtil

A área de negócio da indústria do ramo têxtil é a confecção de artigos de vestuário de malha, com serviço de tricotagem e tinturaria própria, facultando estes serviços também para entidades externas. Recentemente criou uma nova área de negócio, nomeadamente a sublimação que faculta igualmente como serviço externo. Esta indústria também faz parte de um grupo de indústrias do setor têxtil que trabalham em conjunto.

As medidas de eficiência energética, para este tipo de indústria, são normalmente relacionadas com o tingimento dos têxteis e, não é por acaso que, nesta indústria, onde existe um maior consumo de energia elétrica é na seção da Tinturaria. Esta constatação verifica-se igualmente pelo acesso facultado pela indústria ao Relatório de Auditoria Energética, ao Sistema de Gestão de Energia e algumas faturas de eletricidade. Para além destes dados, foi ainda pedido o acesso à telecontagem do distribuidor para a realização das análises, e foram também facultadas as propostas de fornecimento de energia elétrica. Tal como no outro caso de estudo, destacam-se as seguintes informações e considerações para o presente projeto:

- A tarifa em vigor, durante o período em análise, é a tarifa fixa com o ciclo semanal no Mercado Liberalizado;
- Para a realização das simulações das tarifas indexadas foram tidos como base os valores apresentados nas propostas de fornecimento de energia elétrica;
- Tal como acaba de ser referido, verifica-se que existe um maior consumo de energia na secção da Tinturaria. Para isso foi necessário uma correta definição de pressupostos válidos para a realização da simulação, realizados com o auxílio do responsável da produção e com visitas às instalações.

Doravante este caso será designado de Caso B.

4.3 - Tarifas do Mercado Liberalizado para clientes em MT

4.3.1 - Tarifas de Acesso às Redes referentes aos Casos de Estudo

Tal como foi referido no [capítulo 2.2.4](#), as Tarifas de Acesso às redes são pagas por todos os consumidores e na [Tabela 4.1](#) são apresentadas as Tarifas de Acesso às Redes para o nível de tensão de MT, no qual os Casos de Estudo são fornecidos, nos últimos dois anos civis, nomeadamente 2013 e 2014.

Tabela 4.1 - Tarifas de Acesso às Redes em MT, nível de tensão dos Casos de Estudo [6, 18]

| TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MT | | PREÇOS EM 2013 | | PREÇOS EM 2014 | |
|----------------------------------|----------------------|----------------|-------------|----------------|-------------|
| Potência | | (€/kW.mês) | (€/kW.dia)* | (€/kW.mês) | (€/kW.dia)* |
| | Horas de ponta | 8,752 | 0,2877 | 8,958 | 0,2945 |
| | Contratada | 1,427 | 0,0469 | 1,058 | 0,0348 |
| Energia Ativa | | €/kWh | | €/kWh | |
| Periodos I, IV (Inverno) | Horas de ponta | 0,0268 | | 0,0338 | |
| | Horas de cheia | 0,0236 | | 0,0290 | |
| | Horas de vazio | 0,0150 | | 0,0160 | |
| | Horas de super vazio | 0,0144 | | 0,0153 | |
| Periodos II, III (Verão) | Horas de ponta | 0,0266 | | 0,0335 | |
| | Horas de cheia | 0,0237 | | 0,0291 | |
| | Horas de vazio | 0,0151 | | 0,0162 | |
| | Horas de super vazio | 0,0148 | | 0,0156 | |
| Energia Reativa | | €/kvarh | | €/kvarh | |
| | Fornecida | 0,0234 | | 0,0246 | |
| | Recebida | 0,0176 | | 0,0185 | |

* RRC art. 220.º, n.º 3

Tal como referido no [capítulo 3.2.1.2](#), a “potência contratada pelos clientes, em kW, tem de ser obrigatoriamente maior ou igual a 50% da potência instalada, em kVA. O seu valor é atualizado para a máxima potência ativa consumida média, registada em intervalo ininterrupto de 15 minutos, durante os 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita.” No entanto, para simplificar a análise, optou-se por ignorar este termo das TAR.

No presente trabalho apenas se abordará a componente ativa de energia e a potência em horas de ponta, sendo ignorada também para este estudo o termo da TAR referente à energia reativa.

4.3.2 - Uso de Tarifas Fixas

A Tarifa fixa permite que se decida o preço final da energia ativa, de acordo com os parâmetros de consumo, estabelecendo-se um preço pela compra de energia que se mantém fixo durante o período de vigência do contrato (normalmente 12 meses), com clareza e transparência. Assim a tarifa é composta pelos seguintes componentes:

- **Termos de Tarifa de Acesso às Redes**, que são reguladas pela ERSE e são repercutidos a todos os consumidores, dependendo do seu nível de tensão. Os termos são, nomeadamente:
 - Potência contratada;
 - Potência em horas de ponta, à exceção dos consumidores em BTN;
 - Energia ativa;
 - Energia Reativa, à exceção dos consumidores em BTN.
- **Termo de Energia**, que corresponde ao preço da energia elétrica consumida nos diferentes períodos tarifários.

Nesta tarifa, o preço fixo é diferenciado pelos períodos horários e ciclos horários de acordo com o nível de tensão. Como já referido no [capítulo 3.2.1](#), na MT existem os períodos horários de ponta, cheia, vazio e super vazio e os ciclos horários semanal e semanal opcional.

4.3.2.1 - Análise da Evolução das Tarifas fixas nos Casos de Estudo em 2013 e 2014

De seguida, na Tabela 4.2 é apresentada uma análise da variação do preço de energia na tarifa fixa em cada um dos casos de Estudo.

Tabela 4.2 - Variação dos Preços de Energia Fixos Contratuais, nos diferentes períodos horários, para cada um dos Casos de Estudo

| | CASO A | | | | CASO B | | | |
|---------------------------|--------|--------|--------|---------|--------|--------|---------|---------|
| | Ponta | Cheia | Vazio | S.Vazio | Ponta | Cheia | Vazio | S.Vazio |
| Novo Contrato-2013 | -6,68% | -4,26% | -7,19% | -10,37% | -8,55% | -3,37% | -10,29% | -10,18% |
| 2014³ | 0,52% | 0,36% | 0,37% | -0,33% | | | | |
| Novo Contrato-2014 | -3,22% | -7,47% | -7,04% | 13,65% | -1,72% | -1,72% | -3,35% | -8,43% |

Na Figura 4.1 é possível observar a evolução do preço médio global de energia, que é a soma do preço médio de energia e do preço médio da energia das TAR, para ambos os casos de estudo, definindo-se como referência a mudança do ano 2012 para o ano 2013.

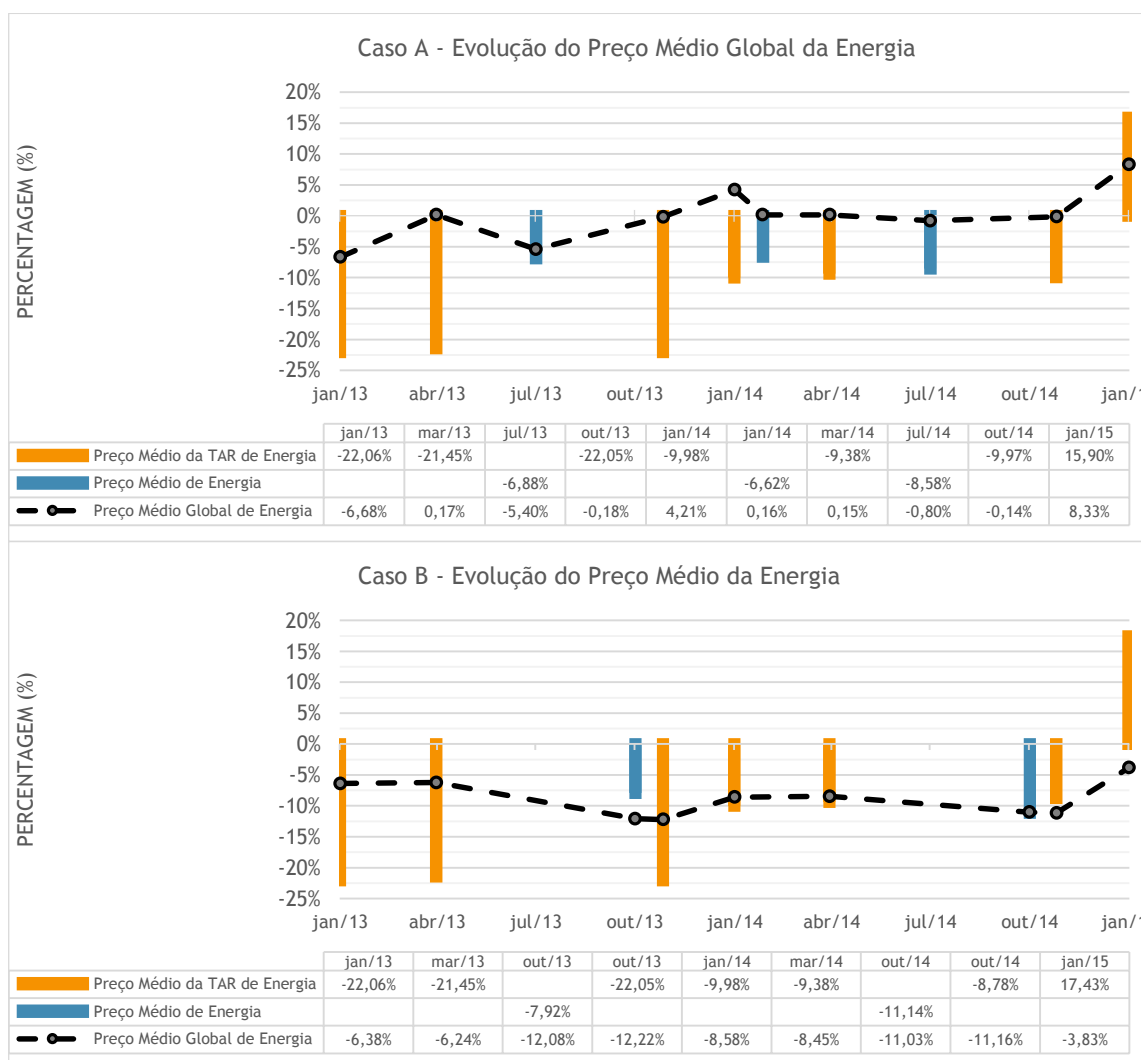


Figura 4.1 - Evolução do Preço Médio Global da Energia da Tarifa Fixa nos Casos de Estudo

³ No Caso A ocorreu uma “correção” dos valores contratualizados, por parte do comercializador devido ao aumento dos fatores de ajustamento de perdas.

Analisando separadamente os dados apresentados na [Tabela 4.2](#) e [Figura 4.1](#), verifica-se que no Caso A, na negociação do preço da energia fixo em 2013, em termos médios, conseguiu-se uma redução nos seus valores contratualizados, obtendo-se uma redução média de 6,88%. Em 2014, seguindo a tendência de aumento das TAR de anos anteriores, estas aumentaram. Além disso, o comercializador efetuou uma correção dos valores contratualizados em 2013, de acordo com as cláusulas contratuais, aumentando em média 0,28% o preço da energia. Com o novo contrato de fornecimento, verifica-se uma redução nos preços de energia à exceção da energia nas horas de super vazio que aumentou 13,65% face ao valor anterior. No entanto, em média obteve com o novo contrato uma redução de 2,10%.

Em relação ao Caso B, em ambas as negociações verifica-se uma redução dos preços de energia fixos, em todos os períodos horários, nos dois novos contratos assinados. Em 2013 e 2014 obteve-se uma redução média de 7,92% e de 3,49%, respetivamente.

Pode-se concluir que os valores regulados no setor da eletricidade têm aumentado desde a sua última descida em 2012, sendo que esta remuneração visa cobrir os custos do transporte e da distribuição de energia elétrica, refletidos nas TAR. Por outro lado, com a alteração de contrato de fornecimento, observa-se um decréscimo no valor médio do preço de energia em ambos os casos. Não é possível retirar mais conclusões uma vez que o período de análise é reduzido.

4.3.3 - Uso de Tarifas Indexadas

Atualmente em Portugal, os comercializadores oferecem tarifas de eletricidade a preços indexados só para grandes consumidores de energia, indústrias e pequenos negócios, i.e. para clientes em MAT, AT, MT e BTE, variando de comercializador para comercializador.

No *website* da AUDAX ENERGIA pode-se ler o seguinte: «*Indexar é uma forma de contratar no Mercado Liberalizado, consistindo em pagar pela Energia Elétrica consumida um preço variável em função do preço de aquisição no Mercado Grossista. Permite o acesso ao mercado livre e o pagamento da energia a preço de custo, mais uma taxa pela gestão.*» [30]

Esta tarifa apresenta as mesmas componentes que a tarifa fixa, sendo a única diferença relativa ao termo de energia, em que o preço unitário da energia é variável e depende do preço de energia no OMIE. Neste termo há uma taxa de gestão que pode incluir os desvios no consumo.

Existem dois tipos de preços indexados que serão explicados de seguida.

4.3.3.1 - Preço indexado à cotação spot (OMIE)

Ao contrário do preço fixo praticado por todos os comercializadores em Portugal, em que o preço de energia varia de acordo com o período horário definido pela ERSE, o preço indexado à cotação *spot* varia numa base horária, trazendo algum risco para o cliente devido à volatilidade do preço de aquisição de energia a cada hora no Mercado Grossista. No entanto é a ferramenta que permite de uma forma mais simples, otimizar a fatura elétrica praticamente em tempo real, evitando-se pagar a parcela de risco que está associada a qualquer tarifa fixa.

O contrato de aquisição de energia com o preço indexado à cotação *spot* pode não apresentar compromisso de permanência, podendo assim o cliente rescindir a qualquer momento, tendo no entanto de realizar um aviso prévio estipulado pelo comercializador e com o mês correspondente vencido. [30, 31]

De seguida é apresentada a fórmula genérica, equação 4.1, para o cálculo total da energia elétrica faturada nesta tarifa pelos diferentes comercializadores:

$$Preço\ total\ a\ faturar\ (\text{€}) = (P_{energia} + P_k) + P_{TAR} + Impostos \quad (4.1)$$

onde:

- $P_{energia}$ é o valor a faturar em € correspondente à energia indexada ao mercado OMIE-Portugal;
- P_k é o valor a faturar em € de um coeficiente aditivo que representa os Sobrecustos do Sistema, por vezes os Desvios e a Margem de comercialização que é multiplicado pelos consumos de energia. Este valor normalmente está englobado no preço de energia que o comercializador apresenta;
- P_{TAR} é o valor a faturar da Tarifa de Acesso às Redes para as instalações da proposta, em função do nível de tensão dos pontos de fornecimento e das potências contratadas, vigente durante a duração do contrato. Dado tratar-se de um conceito regulado, é transladado mensalmente ao cliente;
- *Impostos*: Imposto Elétrico e a Contribuição para o Audiovisual (CAV).

Na Tabela 4.3 são apresentadas as fórmulas presentes nas propostas de fornecimento, com a tarifa indexada ao *spot*, dos comercializadores a que se teve acesso.

Tabela 4.3 - Fórmulas de cálculo do Preço da Energia na Tarifa Indexada dos Comercializadores

| | Fórmula apresentada na Proposta de Fornecimento | NOTAS: |
|---------------|--|---|
| AUDAX ENERGIA | $PE_h = (PM_{OMIE(h)} + CGS) \times (1 + Perdas) + P_{TAR} + K$ em que: <ul style="list-style-type: none"> • $PM_{OMIE(h)}$ é o custo da energia horária no Mercado Diário OMIE-Portugal (€/MWh); • CGS é referente aos custo do gestor do sistema + 0,25cent€/kWh do Desvio (REN); • $Perdas$ corresponde aos coeficientes de Perdas publicados pela ERSE para cada período horário (em %); • K é um valor fixo correspondente aos gastos operativos do comercializador (€/MWh). | Nas propostas de fornecimento é apresentada somente a fórmula do Preço horário de Energia, PE_h . É referido que adicionalmente “aplicar-se-á um Custo Financeiro de 0,3% sobre todos os componentes do contrato, incluindo o IVA”. |
| AXPO | $\sum MWh_{(\frac{1}{4}h)} \times [(PM_{OMIE(h)} + C_i) \times (1 + Perdas_{(i)}) + K]$ em que: <ul style="list-style-type: none"> • $MWh_{(\frac{1}{4}h)}$ corresponde ao consumo de energia de quarto em quarto de hora durante o período de faturação; • $PM_{OMIE(h)}$ é o Custo da Energia horária no Mercado Diário OMIE-Portugal (€/MWh); • C_i é referente aos Sobrecustos do Sistema em que apresenta custos fixos para cada período horário • $Perdas_{(i)}$ corresponde aos coeficientes de Perdas, calculados pelos fatores de ajustamento de perdas, de 15 em 15 minutos, publicados pela ERSE anualmente; • K é um valor fixo correspondente aos gastos operativos do comercializador (€/MWh). | Nas propostas de fornecimento é apresentada somente a fórmula de energia. Não estão incluídas as Tarifas de Acesso às Redes (TAR), a disponibilidade e equipamentos de medida. Caso se realizem atualizações nos preços, estas serão repercutidas ao cliente. Em relação ainda aos coeficientes relativo aos Sobrecustos no Sistema a Axpo acrescenta uma nota em que “100% dos Custos de Desvios são assumidos por Axpo Iberia” |

| | Fórmula apresentada na Proposta de Fornecimento | NOTAS: |
|-------------------------------|---|--|
| EDP Comercial (EDP Corporate) | $\sum [(PM_{OMIE(h,d)} + K) \times (1 + Perdas_{(1/4h,d)})] \times V_{(1/4h,d)}$ <p>em que:</p> <ul style="list-style-type: none"> • $PM_{OMIE(h,d)}$ é o Preço OMEL PT em €/kWh, hora a hora, dia a dia, para o mês de faturação. Os preços são consultáveis no site www.omie.es na área Resultados de Mercado. Para efeitos de cálculo, cada preço horário é aplicado em igual valor nos quatro ¼ horários correspondentes dessa mesma hora; • K corresponde aos custos da operativa grossista e retalhista (€/kWh); • $Perdas_{(1/4h,d)}$ corresponde às perdas quarto horárias, dia a dia, para o mês de faturação, resultado da publicação anual pela ERSE dos perfis de perdas. As perdas são consultáveis no site www.erse.pt; • $V_{(1/4h,d)}$ corresponde ao Volume quarto horário, dia a dia, em kWh, para o mês de faturação. Os presentes valores são obtidos pelas matrizes de consumo ¼ horário de cada instalação. | <p>Nas propostas de fornecimento é apresentada somente a fórmula do valor a faturar mensalmente pela energia. No entanto a EDP identifica três parcelas a cobrar ao cliente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) As Tarifas de Acesso às Rede serão cobradas de acordo com o que é definido pela ERSE no Regulamento Tarifário durante a vigência do contrato. 2) O Cliente deverá comunicar à EDP Corporate, por correio eletrónico, os desvios de consumo previstos superiores a +10% e inferiores a -10% face ao consumo do dia homólogo da semana anterior, até ao 3º dia útil anterior aquele em que é previsto o desvio. A não observância desta comunicação pode implicar o débito de desvios ao Cliente na fatura mensal. No caso do dia homólogo corresponder a um dia de semana não comparável (ex: dia útil a comparar com um feriado), deve ser considerado como referência o dia homólogo da semana imediatamente anterior e assim sucessivamente. No caso dos feriados, ter-se-á como referência o consumo do último feriado oficial verificado. 3) Uma parcela residual referindo-se a quaisquer outros custos e encargos que, nos termos da legislação e regulamentação aplicáveis, devam ser cobrados aos consumidores finais pelos comercializadores de energia elétrica (i.e. o imposto elétrico e o CAV) <p>A todas estas parcelas acresce o IVA à taxa legal em vigor.</p> |
| Endesa | $P_i = OMIE \times (1 + Perdas_i) + K_i$ <p>em que:</p> <ul style="list-style-type: none"> • P_i é o preço de energia ativa por período horário a faturar em €; • $i = 1 - 4$, representa os quatro período horários (ponta, cheia, vazio e super vazio); • $OMIE$ é o preço de cada hora do mercado Ibérico diário (polo Português) no período i do mês de faturação m. Estes preços são publicados diariamente pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia - Polo Português, S.A (OMIE) na página Web: http://www.omie.es; • $Perdas_{(i)}$ são os coeficientes de Perdas publicados pela ERSE para cada período horário i (em %); • K_i é o coeficiente aditivo, diferente para cada período horário i do período de faturação, em €/MWh. Este coeficiente inclui o custo dos desvios (entre os consumos previstos e reais) e os custos operacionais. | <p>Nas propostas de fornecimento é apresentada somente a fórmula de energia. Não estão incluídos os encargos relativos às Tarifas de Acesso às Redes (TAR), com incidência na energia ativa, na Potência Contratada e na Potência Média em Horas de Ponta, bem como, com consumos de energia reativa suscetíveis de faturação, de acordo com o Regulamento Tarifário em vigor a cada momento, e ainda outros que legalmente sejam cobrados por via da fatura de energia elétrica.</p> <p>Ao contrário dos restantes comercializadores, a Endesa apresenta na sua proposta quatro coeficientes aditivos para os distintos períodos horários.</p> |

| | Fórmula apresentada na Proposta de Fornecimento | NOTAS: |
|-----------|---|--|
| GALP | $PE = \frac{\sum_h MWh_{(h)} \times [PM_{OMIE(h)} \times (1 + Perdas_{(h)}) + K]}{\sum_h MWh_{(h)}}$ <p>em que:</p> <ul style="list-style-type: none"> • PE é o preço de energia ativa por período horário a faturar em €; • MWh_(h) que corresponde à energia consumida na hora h do período de faturação (kWh); • PM_{OMIE(h)} são os preços horários no Mercado Diário para Portugal (OMIE-Portugal) no período de faturação (€/kWh); • Perdas_(h) são as médias horárias, para cada período horário, dos fatores de Ajustamento para Perdas nas Redes de Portugal Continental publicados pela ERSE, em vigor para cada ano, no nível de tensão do cliente, no período de faturação; • K_i é um Coeficiente aditivo que inclui os custos de fornecimento assumidos pelo Comercializador referentes ao período de faturação (OMIE-Portugal) (€/kWh). | <p>Nas propostas de fornecimento é apresentada somente a fórmula de energia a faturar com base no Mercado Diário, em valor sem IVA.</p> <p>É acrescido na fatura, de forma direta, as Tarifas de Acesso às Redes (TAR), assim como o IVA à taxa legal em vigor, bem como qualquer outra taxa, encargo ou imposto que incida sobre o fornecimento elétrico.</p> |
| Iberdrola | $PF = (P_e + P_{ta} + P_k) + Impostos$ <p>em que:</p> <ul style="list-style-type: none"> • PF é o valor a faturar em €; • P_e é o valor a faturar em € correspondente à energia indexada ao mercado OMIE; • P_{ta} é o valor a faturar das TAR para as instalações da proposta, em função do nível de tensão dos pontos de fornecimento e das potências contratadas, vigente durante a duração do contrato. Dado tratar-se de um conceito regulado, será trasladado mensalmente ao cliente o faturado pelo Distribuidor; • Imposto é o Imposto Elétrico (atualmente 1€/MWh) e o CAV (atualmente 2,25€/mês). <p><u>DETALHES DE P_e:</u></p> $P_{e(i)} = \sum [P_{OMIE} \times (1 + Perdas_{(i)})] \times MWh_{OMIE(i)}$ <p>em que:</p> <ul style="list-style-type: none"> • P_{e(i)} é o valor a faturar em € correspondente à energia indexada ao mercado OMIE-Portugal; • P_{OMIE} é o custo da Energia horária no Mercado de Produção OMIE-Portugal (€/MWh); • Perdas_(i) são os coeficientes de Perdas publicados pela ERSE para cada período horário (%); • MWh_{OMIE(i)} é o consumo de energia horária; • (i) representa o número de horas correspondentes ao período de faturação. <p><u>DETALHES DE P_k:</u></p> $P_k = K \times MWh_{OMIE(i)}$ <p>em que:</p> <ul style="list-style-type: none"> • P_k é o valor a faturar em € correspondente aos custos dos Serviços Complementares, Restrições Técnicas, Banda de Regulação, Operação Técnica e Custos Internos; • K é o custo dos Serviços Complementares, Restrições Técnicas, Banda de Regulação, Operação Técnica e Custos Internos (€/MWh); • MWh_{OMIE(i)} é o consumo de energia horária; • (i) representa o número de horas correspondentes ao período de faturação. | <p>Nas propostas de fornecimento é apresentada a fórmula do valor total a faturar em € ao consumidor, todas as suas componentes e todas as variáveis envolvidas. É o Comercializador que apresenta mais detalhadamente todos os parâmetros que são faturados.</p> <p>O Comercializador poderá modificar o valor de K tendo de enviar um aviso, com dois meses de antecedência, ao Cliente que disporá de um prazo máximo de 30 dias, desde a receção do aviso, para decidir se procede à rescisão do contrato de forma unilateral, sem lugar ao pagamento de qualquer cláusula de compensação. No caso de o Cliente não proceder à rescisão do contrato no prazo definido, considerar-se-á como aceite a proposta de nova referência do valor K.</p> |

A variável das perdas está relacionada com os fatores de ajustamento das perdas publicado anualmente pela ERSE nos perfis das perdas. Para o ano de 2014, os perfis de perdas foram aprovados pela Diretiva nº.5/2014, publicada no Diário de República, 2ª série, de 16 de janeiro. O ajustamento das perdas para cada período horário, no ano de 2014 encontram-se publicados na Diretiva ERSE 25-2013.

Para se obter os coeficientes de perdas referidos nas fórmulas dos comercializadores deve-se consultar o artigo 27.º do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico (RARI). No caso da alimentação em MT em Portugal Continental, que é a situação de ambos os Casos de Estudo deste trabalho, a fórmula é dada pela equação 4.2:

$$E_P = E_C \times (1 + \rho_{AT/RT}) \times (1 + \rho_{AT}) \times (1 + \rho_{MT}) \quad (4.2)$$

onde,

- E_P é a energia ativa a colocar na rede, por período horário;
- E_C é a energia ativa de consumo dos clientes em MT, por período horário
- $\rho_{AT/RT}$ é o perfil horário de perdas na rede de transporte relativos à rede MAT incluindo a transformação MAT/AT, respetivamente.
- ρ_{AT}, ρ_{MT} são os perfis horários de perdas nas redes de distribuição em AT e MT, respetivamente.

4.3.3.1.1 - Evolução do Preço de indexado ao Mercado Spot

Com intuito de evidenciar a volatilidade dos preços no Mercado Diário/Spot, é exposto na [Figura 4.2](#) e na [Figura 4.3](#) as médias do preço de mercado, por dia e por hora respetivamente, dos últimos três anos, desde 2012 até 2014.

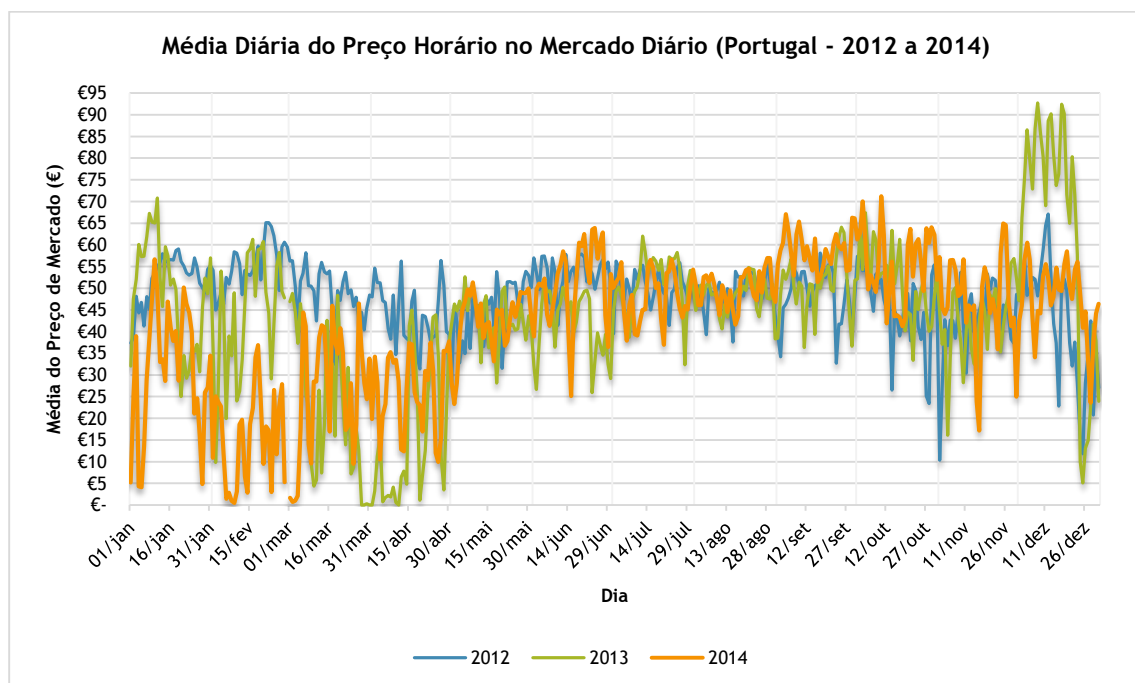


Figura 4.2 - Evolução da Média Diária do Preço Horário nos últimos três anos (2012 a 2014)

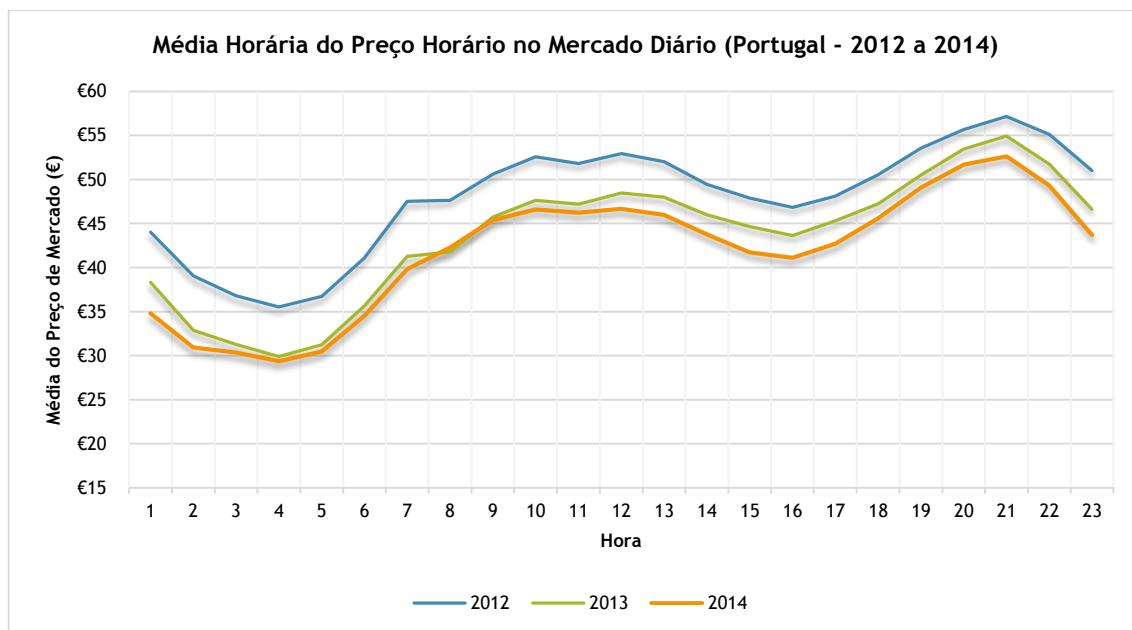


Figura 4.3 - Evolução da Média Horária do Preço Horário nos últimos três anos (2012 a 2014)

O que se verifica por observação das figuras acima apresentadas é que, em primeiro lugar, o preço de mercado tem apresentado uma evolução com preços de mercado mais baixos ao longo dos anos que foram analisados. Em segundo lugar, verifica-se que os preços de mercado nos meses de verão, no 2º semestre, apresentam valores mais estáveis, não existindo uma grande disparidade de preços ao longo dos anos em análise.

Na publicação da REN dos “Dados Técnicos 2013”, em [32], relativa à Eletricidade e ao Gás Natural, verifica-se que em 2012 existiu uma menor produção de eletricidade através das centrais hidroelétricas e mini-hídricas e uma maior produção através das centrais a gás natural, cujo custo marginal de produção é elevado e por isso é expectável que trabalhem poucas horas durante o ano, o que provavelmente contribuiu para os preços de mercado serem mais elevados em 2012, comparativamente com 2013 e mais recentemente com 2014, apesar de não existirem ainda dados técnicos relativos a este último ano. Além do mais, o saldo importador da produção de eletricidade desceu de 16% em 2012 para 6% em 2013, significando que existiu em 2012 mais procura do que oferta de eletricidade.

4.3.3.2 - Preço indexado a cotação *forward* (OMIP)

Esta opção é efetuada no mercado a prazo 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. Desta forma, esta é uma das ferramentas mais sofisticadas do mercado para a poupança energética, segundo [31], no entanto não será abordada nesta dissertação.

4.4 - Previsão de Consumos Elétricos e de Preços de Mercado Futuros a Curto Prazo

A previsão a curto prazo assume, no seu horizonte temporal, desde uma hora até uma semana seguinte. Segundo [33], a previsão pode ser definida como um conjunto de processos, atividades e ferramentas que permite fazer previsões de maneira a servirem de suporte a decisões operacionais.

Algumas das principais técnicas de previsão a curto prazo baseiam-se em modelos estatísticos (séries temporais, econométricos) e em modelos baseados em inteligência artificial que, na sua generalidade, têm como objetivo prever a curto prazo tendo em conta características estatísticas como o intervalo de confiança. [34]

Os tipos de modelos existentes para a previsão de carga e de preços de mercado variam em complexidade e funcionalidade bem como nos seus procedimentos. No entanto, esta previsão deve ter em conta os vários níveis de sazonalidade assim como a existência de exógenas, especialmente as relacionadas com o clima, o que torna a tarefa complexa. [33]

Existem dois tipos de abordagem diferentes para modelos de previsão de preços. A primeira abordagem é baseada em informação interna e fechada sobre estratégia de comportamento em mercado, neste caso são usadas técnicas de simulação de mercado. A segunda abordagem consiste em desenvolver modelos de previsão baseados em informação externa de comportamento dos atores de mercado. Esta abordagem geralmente utiliza modelos puramente estatísticos.

Na maioria dos mercados competitivos verificam-se características particulares do preço, nomeadamente a não estacionaridade, a sazonalidade diária e semanal, a variação com tipo de dia (por exemplo se é dia de semana, fim-de-semana ou feriado), a aleatoriedade e a volatilidade o que implica a consideração de muitas variáveis nos modelos de previsão com o objetivo de minimizar os erros de desvio face à realidade. [34]

Em relação à previsão dos consumos desagregados, as características que principalmente a influenciam são o tipo consumidor, variáveis externas (como meteorológicas, económicas, comportamentais, etc.) e a sazonalidade (como por exemplo a estação do ano, o dia, a hora).

Uma vez que é assumido como pressuposto, para realização do trabalho, que a previsão já foi realizada e os respetivos resultados não apresentam erros de desvio face à realidade, esta matéria não será mais aprofundada.

4.5 - Resumo do Capítulo

O presente capítulo inicia-se com a descrição da metodologia utilizada na realização deste trabalho, sendo seguido de uma breve apresentação dos casos de estudo onde, de forma a simplificar o estudo, designou-se de “Caso A” a indústria do ramo alimentar e de “Caso B” a indústria do ramo têxtil. Nesta secção estão ainda presente alguns dados específicos relativos a estes (apenas não são apresentados os dados confidenciais) e explicações particulares, relativas às tarifas que serão utilizadas na metodologia.

Pode-se encontrar neste capítulo os valores estipulados pela ERSE das TAR de 2013 e 2014, a variação percentual dos termos que compõem a Tarifa Fixa, com a exceção do termo de potência contratada e o termo de energia reativa das TAR, que se ignoraram de forma a simplificar a simulação. Além disso é ainda explicada a formação dos preços nas tarifas fixas e

indexadas, sendo para estas últimas apresentadas a evolução do preço de mercado *spot* nos últimos anos e algumas fórmulas praticadas por alguns Comercializadores em Portugal, relativas à indexação à cotação *spot*.

No final deste capítulo ainda é mencionado muito sucintamente a previsão a curto prazo de preços e de consumos elétricos uma vez que se irá assumir, na realização do trabalho, a utilização de dados de previsão.

Capítulo 5

Simulações e Análise de Resultados

Neste capítulo serão apresentados os resultados das simulações, realizadas para cada um dos casos de estudo, e a sua respetiva análise. Foram estruturadas três simulações a realizar em cada um dos casos de estudo nomeadamente: análise do ciclo horário mais adequado, análise comparativa entre a tarifa indexada e a tarifa fixa, analisando duas tarifas indexadas distintas, e a análise do impacto da otimização de consumos elétricos com o uso da tarifa indexada.

Não serão apresentados os valores relativos ao preço da energia ativa (€/kWh), utilizados para realizar os cálculos presentes nas análises, por motivos de confidencialidade. Apenas convém referir os pressupostos utilizados:

- O período de faturação admitido em todas as simulações corresponde a cada mês completo do ano de 2014;
- Os valores utilizados na tarifa fixa são os que estavam em vigor no período em análise, de acordo com os contratos de fornecimento e as faturas;
- Nas tarifas indexadas, relativamente ao valor dos coeficientes variáveis na fórmula dos comercializadores (os fatores K), foram utilizados os valores apresentados nas propostas de fornecimento para os respetivos casos de estudo. Nas situações onde não foi possível utilizar um valor fornecido pelas propostas disponibilizadas, foi utilizado um valor dentro da gama apresentada nas outras propostas.

5.1 - Simulação I: Ciclo Semanal vs Ciclo Semanal Opcional na Tarifa Fixa

5.1.1 - Caso A

O ciclo horário do tarifário que o Caso A usufrui é o ciclo semanal opcional. Na [Figura 5.1](#) e [Figura 5.2](#) são apresentados os custos efetivos da energia ativa, por mês e por período horário, obtidos pela soma do preço da energia ativa e do termo de rede de energia ativa. Nas horas de ponta é ainda contabilizado o custo da potência em horas de ponta.

Em ambas as simulações dos ciclos horários, o preço unitário de energia (€/kWh) utilizado teve como base os preços que estavam em vigor nos contratos de fornecimento no ciclo semanal opcional.

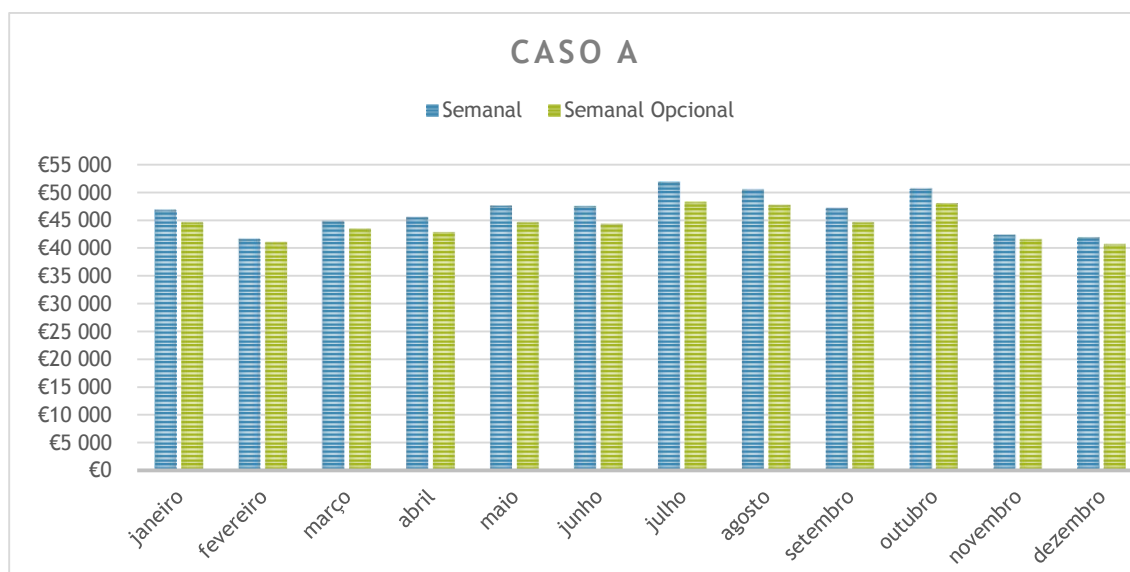


Figura 5.1 - Ciclo Semanal vs Ciclo Semanal Opcional: Custo Efetivo de Energia por mês (€) no Caso A

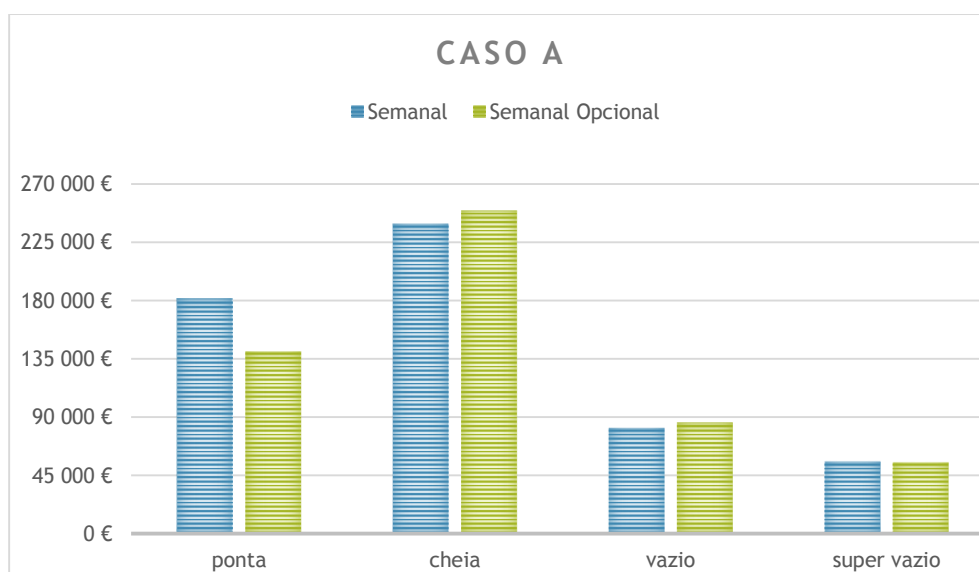


Figura 5.2 - Ciclo Semanal vs Ciclo Semanal Opcional: Custo Efetivo de Energia por período horário (€) no Caso A

Para mais detalhes dos resultados da Simulação I, consultar o [Anexo A](#).

5.1.1.1 - Análise comparativa

Na [Tabela 5.1](#) e [Tabela 5.2](#) são apresentadas as variações, em percentagem e em valor, dos custos no ciclo semanal em comparação com o ciclo semanal opcional, que está contratualizado no Caso A.

Tabela 5.1 - Caso A: Análise por período horário do Ciclo Semanal vs Ciclo Semanal Opcional

| Variação de Custo | Ponta | Cheia | Vazio | Super Vazio | Total |
|-------------------|-------------|--------------|-------------|-------------|-------------|
| Percentagem (%) | 28,898% | -4,125% | -4,970% | 0,789% | 4,997% |
| Valor (€) | 40 673,65 € | -10 290,18 € | -4 268,32 € | 435,52 € | 26 550,66 € |

Tabela 5.2 - Caso A: Análise mensal do Ciclo Semanal vs Ciclo Semanal Opcional

| Mês/2014 | Percentagem (%) | Valor (€) |
|---------------------|-----------------|--------------------|
| janeiro | 5,127% | 2 284,47 € |
| fevereiro | 1,302% | 534,21 € |
| março | 3,061% | 1 329,20 € |
| abril | 6,327% | 2 706,84 € |
| maio | 6,710% | 2 990,32 € |
| junho | 7,144% | 3 164,64 € |
| julho | 7,338% | 3 542,83 € |
| agosto | 5,846% | 2 787,17 € |
| setembro | 5,678% | 2 529,43 € |
| outubro | 5,628% | 2 698,32 € |
| novembro | 1,876% | 779,37 € |
| dezembro | 2,960% | 1 203,86 € |
| TOTAL | 4,997% | 26 550,66 € |
| MÉDIA MENSAL | | 2 212,56 € |

Conclui-se que o ciclo semanal opcional está corretamente selecionado e, como se pode verificar nas tabelas acima, implicaria um aumento de custo anual no consumo de energia, no ciclo semanal, de 26 550,66 €. De notar que a diferença entre ciclos encontra-se nas horas que delimitam os períodos horários, sendo que é no período de ponta onde o ciclo semanal é mais penalizador devido ao termo de potência em horas de ponta das TAR. Pela variação mensal verifica-se que é maioritariamente nos meses de verão onde ocorrem maiores poupanças no ciclo semanal opcional (ou maiores custos no ciclo semanal).

5.1.2 - Caso B

Em relação ao Caso B, o ciclo horário do tarifário que este usufrui é o ciclo semanal e, tal como no caso anterior, ambas as simulações foram efetuadas com o preço unitário de energia (€/kWh) baseado nos preços que estavam em vigor nos contratos de fornecimento no ciclo semanal. Os resultados são apresentados na [Figura 5.3](#) e na [Figura 5.4](#).

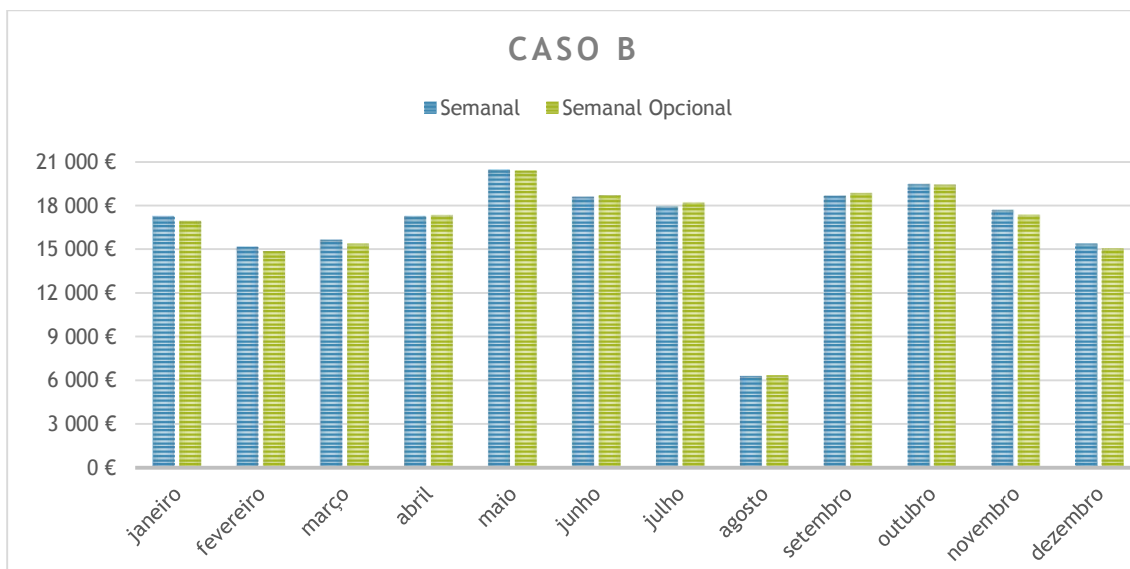


Figura 5.3 - Ciclo Semanal vs Ciclo Semanal Opcional: Custo Efetivo de Energia por mês (€) no Caso B

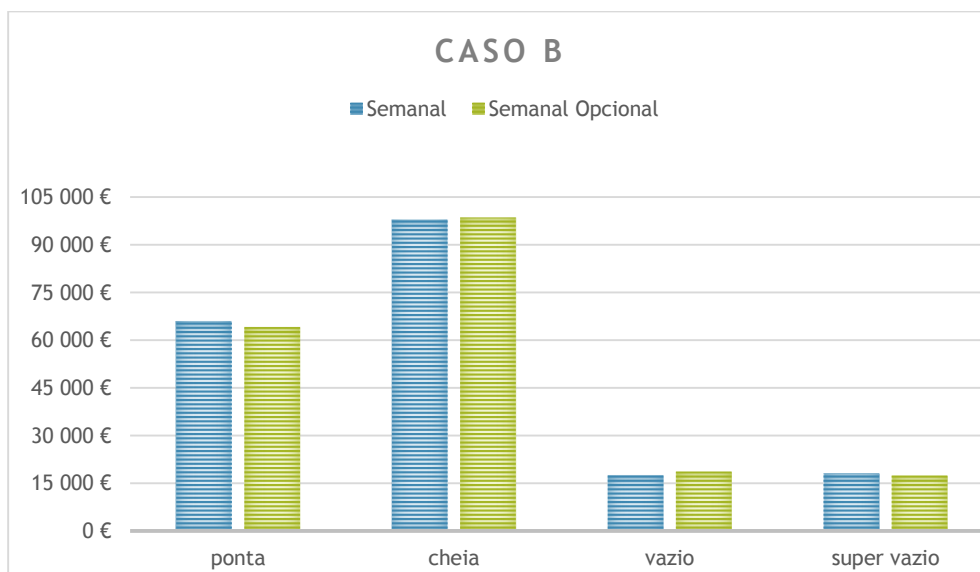


Figura 5.4 - Ciclo Semanal vs Ciclo Semanal Opcional: Custo Efetivo de Energia por período horário (€) no Caso B

Para mais detalhes dos resultados da Simulação I, consultar o [Anexo A](#).

5.1.2.1 - Análise comparativa

Na [Tabela 5.3](#) e [Tabela 5.4](#) são apresentadas as variações, em percentagem e em valor, dos custos no ciclo semanal, que está contratualizado no Caso B, em comparação com o ciclo semanal opcional.

Tabela 5.3 - Caso B: Análise por período horário do Ciclo Semanal vs Ciclo Semanal Opcional

| Variação de Custo | Ponta | Cheia | Vazio | Super Vazio | Total |
|------------------------|------------|-----------|-------------|-------------|-----------------|
| Percentagem (%) | 2,975% | -0,712% | -5,732% | 4,026% | 0,422% |
| Valor (€) | 1 908,51 € | -702,21 € | -1 071,89 € | 704,09 € | 838,50 € |

Tabela 5.4 - Caso B: Análise mensal do Ciclo Semanal vs Ciclo Semanal Opcional

| Mês/2014 | Percentagem (%) | Valor (€) |
|---------------------|-----------------|-----------------|
| janeiro | 1,916% | 324,43 € |
| fevereiro | 1,953% | 290,53 € |
| março | 1,632% | 251,14 € |
| abril | -0,580% | -100,59 € |
| maio | 0,149% | 30,32 € |
| junho | -0,615% | -115,10 € |
| julho | -1,589% | -289,07 € |
| agosto | -0,796% | -50,56 € |
| setembro | -0,974% | -183,66 € |
| outubro | 0,167% | 32,49 € |
| novembro | 1,816% | 315,41 € |
| dezembro | 2,213% | 333,15 € |
| TOTAL | 0,422% | 838,50 € |
| MÉDIA MENSAL | | 69,87 € |

Conclui-se que a diferença entre o ciclo semanal e o ciclo semanal opcional é mínima, apresentando uma ligeira poupança de 838,50 € no ciclo semanal opcional. No entanto com apenas a análise de um ano não é suficiente para concluir que se deva alterar o ciclo horário da indústria do Caso B. O que se verifica é que a poupança se reflete maioritariamente nos meses de inverno e, semelhante ao Caso A, o termo da potência em horas de ponta é responsável neste caso pela bonificação do ciclo semanal opcional.

Uma conclusão que se retira da análise, é que a indústria do Caso B deverá realizar uma análise do seu perfil de consumos e perceber que é mais vantajoso alterar o ciclo horário ou realizar um maior controlo dos consumos em ponta.

5.2 - Simulação II: Tarifa Indexada vs Tarifa Fixa

Para esta simulação foram selecionadas duas tarifas indexadas, existentes no Mercado Liberalizado em Portugal à data da realização deste projeto. A designada Tarifa Indexada I corresponde à fórmula da *Iberdrola* e da *GALP*, em que o preço da energia ativa depende, no seu cálculo, dos períodos horários, devido à utilização dos fatores de ajustamento para perdas diferenciados por nível de tensão e por período horário.

A designada Tarifa Indexada II corresponde à fórmula da *EDP Comercial*, em que o preço da energia ativa não depende, no seu cálculo, dos períodos horários, devido à utilização do perfil de perdas na rede elétrica no ano em vigor, discriminado por períodos de 15 minutos e para cada nível de tensão.

Dado que apenas é alterado o valor do preço unitário de energia (em €/kWh), os valores obtidos na tarifa fixa, relativamente às Tarifas de Acesso às Redes, permanecem inalterados em ambas as tarifas indexadas, sendo considerados estes valores para o cálculo do custo efetivo para analisar a viabilidade de mudança para a tarifa indexada.

Para efetuar esta análise será considerado o ciclo horário que cada um dos Casos de Estudo usufruem atualmente, pelo mesmo motivo referido nas conclusões da Simulação I.

5.2.1 - Caso A

Na [Figura 5.5](#) e [Figura 5.6](#) são apresentados os custos efetivos de energia ativa para as duas tarifas indexadas e para a tarifa fixa segundo o ciclo horário contratualizado no Caso A, nomeadamente, o ciclo semanal opcional.

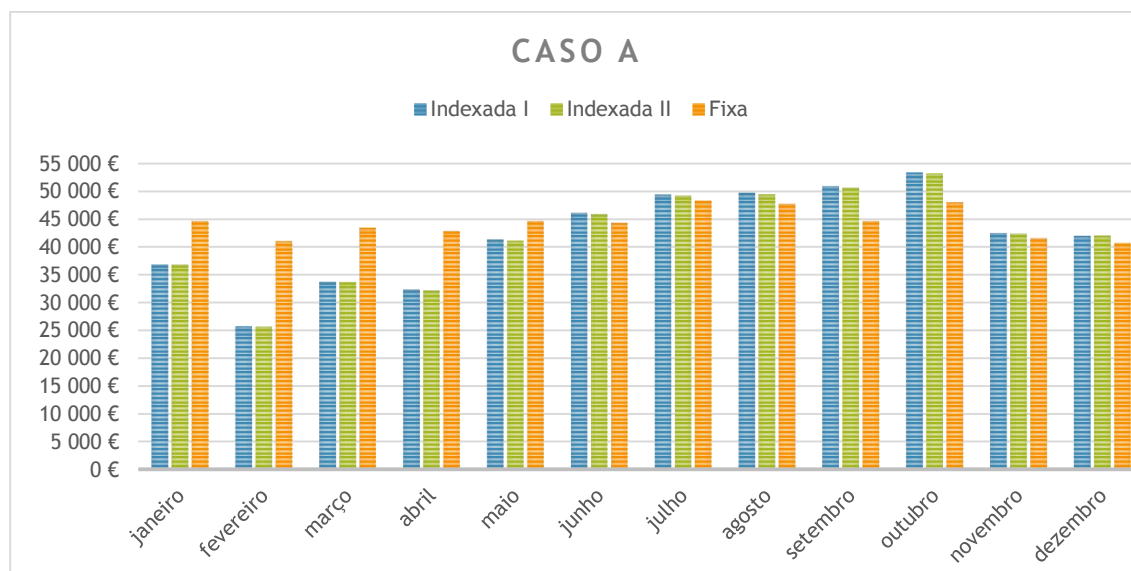


Figura 5.5 - Tarifa Indexada vs Tarifa Fixa: Custo Efetivo de Energia por mês (€) no Caso A em ciclo semanal opcional

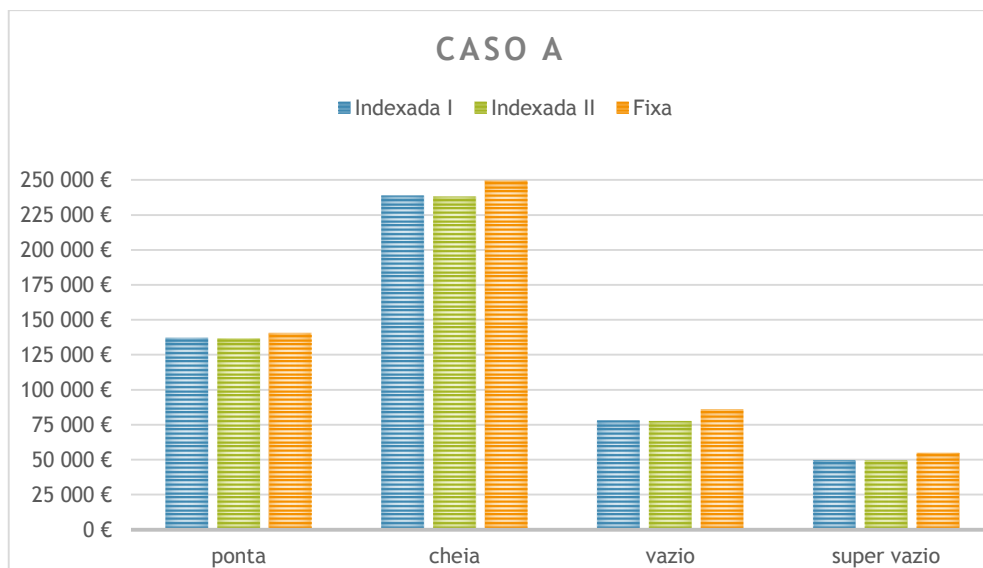


Figura 5.6 - Tarifa Indexada vs Tarifa Fixa: Custo Efetivo de Energia por período horário (€) no Caso A em ciclo semanal opcional

Para mais detalhes dos resultados, consultar o Anexo B.

5.2.1.1 - Análise comparativa para o Caso A

Na Tabela 5.5 e Tabela 5.6 são apresentadas as variações, em percentagem e em valor, dos custos obtidos na tarifa fixa e as tarifas indexadas para o ciclo semanal opcional.

Tabela 5.5 - Caso A: Análise por período horário das Tarifas Indexadas I e II vs Tarifa Fixa, no ciclo semanal opcional

| | Variação de Custo | Ponta | Cheia | Vazio | Super Vazio | Total |
|--------------------|-------------------|-------------|--------------|-------------|-------------|--------------|
| Tarifa Indexada I | Percentagem (%) | -2,511% | -4,203% | -8,891% | -9,932% | -5,108% |
| | Valor (€) | -3 533,70 € | -10 484,26 € | -7 636,58 € | -5 485,21 € | -27 139,75 € |
| Tarifa Indexada II | Percentagem (%) | -2,596% | -4,512% | -9,449% | -10,400% | -5,414% |
| | Valor (€) | -3 653,91 € | -11 253,66 € | -8 115,56 € | -5 743,68 € | -28 766,82 € |

Tabela 5.6 - Caso A: Análise mensal das Tarifas Indexadas I e II vs Tarifa Fixa, no ciclo semanal opcional

| Mês/2014 | Tarifa Indexada I | | Tarifa Indexada II | |
|---------------------|-------------------|---------------------|--------------------|---------------------|
| | Percentagem (%) | Valor (€) | Percentagem (%) | Valor (€) |
| janeiro | -17,316% | -7 715,63 € | -17,214% | -7 669,97 € |
| fevereiro | -37,208% | -15 264,94 € | -37,311% | -15 307,58 € |
| março | -22,214% | -9 644,65 € | -22,424% | -9 735,96 € |
| abril | -24,346% | -10 416,11 € | -24,726% | -10 578,57 € |
| maio | -7,213% | -3 214,65 € | -7,729% | -3 444,88 € |
| junho | 4,160% | 1 842,70 € | 3,609% | 1 598,79 € |
| julho | 2,366% | 1 142,18 € | 1,934% | 933,72 € |
| agosto | 4,361% | 2 079,14 € | 3,772% | 1 798,33 € |
| setembro | 14,342% | 6 389,08 € | 13,799% | 6 147,40 € |
| outubro | 11,380% | 5 456,57 € | 10,981% | 5 264,82 € |
| novembro | 2,159% | 896,55 € | 2,082% | 864,67 € |
| dezembro | 3,221% | 1 310,03 € | 3,350% | 1 362,40 € |
| TOTAL | | -27 139,75 € | | -28 766,82 € |
| MÉDIA MENSAL | -5,108% | -2 261,65 € | -5,414% | -2 397,24 € |

Conclui-se que na alteração para qualquer um dos dois tipos de tarifas indexadas apresentadas existe poupança que ronda os 5% comparativamente com a tarifa fixa, sendo a tarifa II a que apresenta uma maior redução de custo em energia elétrica de 28 766,82 € e a tarifa I uma redução de custo de 27 139,75 €.

5.2.2 - Caso B

Na [Figura 5.7](#) e [Figura 5.8](#) são apresentados os custos efetivos de energia ativa para as duas tarifas indexadas e para a tarifa fixa, segundo o ciclo horário contratualizado no Caso B, nomeadamente, o ciclo semanal.

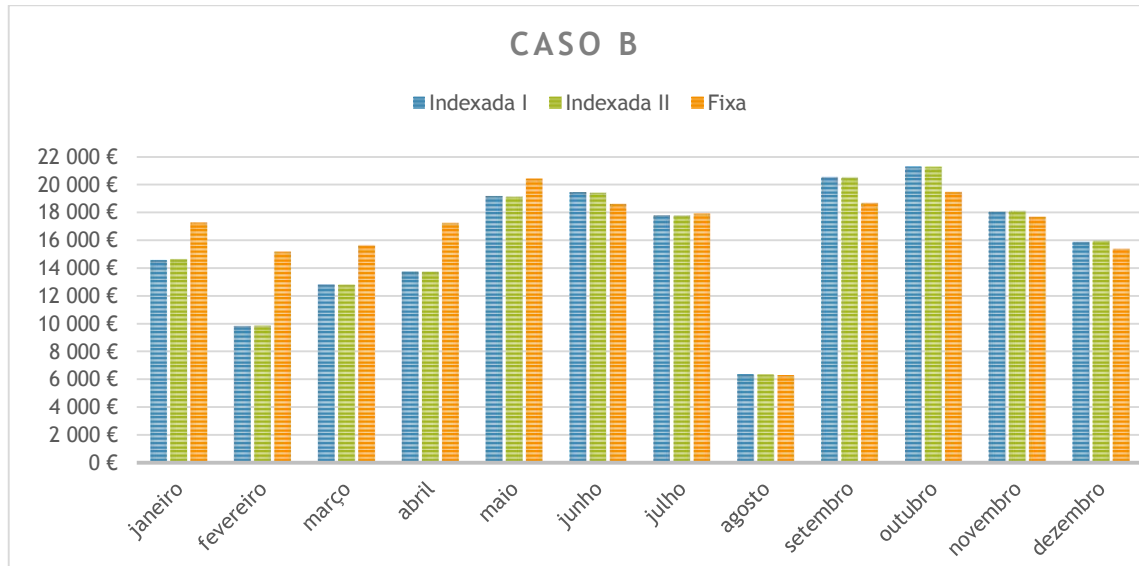


Figura 5.7 - Tarifa Indexada vs Tarifa Fixa: Custo Efetivo de Energia por mês (€) no Caso B no ciclo semanal

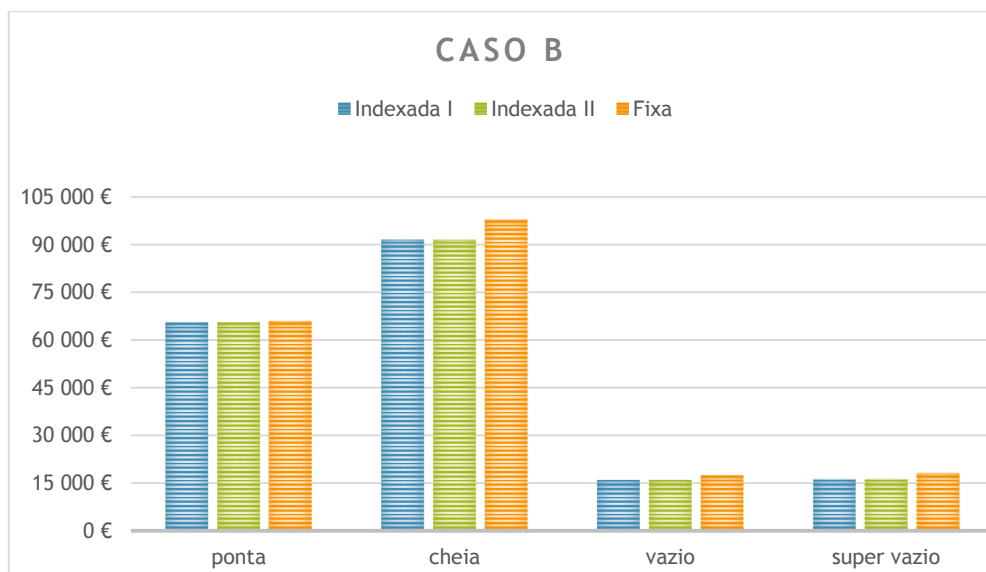


Figura 5.8 - Tarifa Indexada vs Tarifa Fixa: Custo Efetivo de Energia por período horário (€) no Caso B no ciclo semanal

Para mais detalhes dos resultados, consultar o [Anexo B](#).

5.2.2.1 - Análise comparativa para o Caso B

Na [Tabela 5.7](#) e [Tabela 5.8](#) é apresentada a relação percentual dos termos analisados entre a tarifa fixa e a tarifa indexada para o ciclo semanal.

Tabela 5.7 - Caso B: Análise por período horário das Tarifas Indexadas I e II vs Tarifa Fixa, no ciclo semanal

| | Variação de Custo | Ponta | Cheia | Vazio | Super Vazio | Total |
|---------------------------|------------------------|-----------|-------------|-------------|-------------|---------------------|
| <i>Tarifa Indexada I</i> | Percentagem (%) | -0,784% | -6,494% | -8,585% | -9,653% | -5,078% |
| | Valor (€) | -517,68 € | -6 355,18 € | -1 513,27 € | -1 756,21 € | -10 142,34 € |
| <i>Tarifa Indexada II</i> | Percentagem (%) | -0,850% | -6,589% | -8,942% | -9,907% | -5,201% |
| | Valor (€) | -561,69 € | -6 448,52 € | -1 576,26 € | -1 802,50 € | -10 388,97 € |

Tabela 5.8 - Caso B: Análise mensal das Tarifas Indexadas I e II vs Tarifa Fixa, no ciclo semanal

| Mês/2014 | Tarifa Indexada I | | Tarifa Indexada II | |
|---------------------|--------------------------|---------------------|---------------------------|---------------------|
| | Percentagem (%) | Valor (€) | Percentagem (%) | Valor (€) |
| janeiro | -15,516% | -2 677,93 € | -15,250% | -2 632,01 € |
| fevereiro | -34,992% | -5 306,58 € | -34,943% | -5 299,21 € |
| março | -18,027% | -2 819,15 € | -18,078% | -2 827,21 € |
| abril | -20,222% | -3 488,55 € | -20,447% | -3 527,35 € |
| maio | -6,113% | -1 249,08 € | -6,463% | -1 320,74 € |
| junho | 4,636% | 861,97 € | 4,280% | 795,81 € |
| julho | -0,582% | -104,21 € | -0,815% | -145,89 € |
| agosto | 1,185% | 74,68 € | 0,781% | 49,22 € |
| setembro | 10,005% | 1 867,17 € | 9,659% | 1 802,66 € |
| outubro | 9,395% | 1 828,13 € | 9,166% | 1 783,57 € |
| novembro | 2,072% | 366,52 € | 2,171% | 384,05 € |
| dezembro | 3,279% | 504,69 € | 3,561% | 548,13 € |
| TOTAL | -5,078% | -10 142,34 € | -5,201% | -10 388,97 € |
| MÉDIA MENSAL | | -845,20 € | | -865,75 € |

Tal como no caso A, conclui-se que a alteração para qualquer um dos dois tipos de tarifas indexadas é vantajoso. No entanto neste caso ambas as tarifas indexadas apresentam uma redução de custo em energia elétrica na ordem dos 10 000 € anuais em comparação com a tarifa fixa. Novamente a tarifa II é a que traduz uma maior poupança mas a diferença entre os dois tipos de tarifas indexadas é na ordem dos 250 €.

5.3 - Simulação III: Tarifa Indexada com Otimização de Consumos Elétricos vs Tarifa Indexada Normal

5.3.1 - Caso A

A realização desta análise apenas decorreu no Caso de Estudo Caso A, onde foi possível a definição de pressupostos para a realização da otimização dos consumos. Desta forma, os pressupostos que foram assumidos são enumerados e explicados de seguida:

- 1) A análise foi realizada para o ciclo horário que o caso de estudo tem contratado, devido às conclusões retiradas da Simulação I:
 - a. Para o Caso A é o ciclo semanal opcional.

- 2) As alterações dos consumos foram realizadas apenas em alguns setores específicos da produção, cujo consumo corresponde a cerca de 50% do total da instalação, onde é possível identificar alterações viáveis nos períodos de utilização de energia elétrica:
 - a. Foram identificados quatro circuitos desagregados no setor da produção:
 - i. Desagregado 1 (D1) - Categoria II
 - Período de funcionamento médio: de segunda-feira às 17h até sábado às 13h
 - Horário: Diariamente, normalmente, das 8h às 24h
 - Duração média do ciclo de produção: 1 hora (com 30 minutos de ciclo de cozedura)

 - ii. Desagregado 2 (D2) - Mamíferos
 - Período de funcionamento médio: de segunda-feira às 8h até sábado às 13h
 - Horário: Diariamente, 24h/dia em turnos
 - Duração média do ciclo de produção: 3 horas (com 110 minutos de ciclo de cozedura)

 - iii. Desagregado 3 (D3) - Aves
 - Período de funcionamento médio: de segunda-feira às 8h até sábado às 13h.
 - Horário: Diariamente, 24h/dia em turnos
 - Duração média do ciclo de produção: 3 horas (com 110 minutos de ciclo de cozedura)

 - iv. Desagregado 4 (D4) - Peixes
 - Período de funcionamento médio: de segunda-feira às 17h até sábado às 13h
 - Horário: Diariamente, 24h/dia em turnos
 - Duração média do ciclo de produção: 15 minutos de ciclo de cozedura mas em funcionamento contínuo

- b. Para auxiliar na correta alteração dos consumos, foram consultados dados da produção, com o objetivo de associar os consumos elétricos à duração real dos ciclos de produção;
- c. O funcionamento dos circuitos de produção selecionados depende da produção de vapor. Devido a este facto, é importante referir que o Caso A é fornecido de vapor através de uma central de cogeração, que funciona das 7h às 24h, de segunda a sexta, sendo que ao sábado funciona normalmente apenas de manhã e, para além da cogeração, o Caso A tem ainda duas caldeiras instaladas, cuja laboração é contínua, com uma paragem semanal de cinquenta e uma horas, que ocorre normalmente das 14h de sábado às 17h de segunda-feira.
- 3) Foram realizadas três análises de alterações dos consumos, em três períodos distintos de duas semanas cada, selecionadas em função do preço de mercado de energia diário (ver [Figura 5.9](#)), em função da informação relativa aos consumos obtidos pelo SGE e tendo em atenção os resultados obtidos na simulação anterior, a Simulação II.

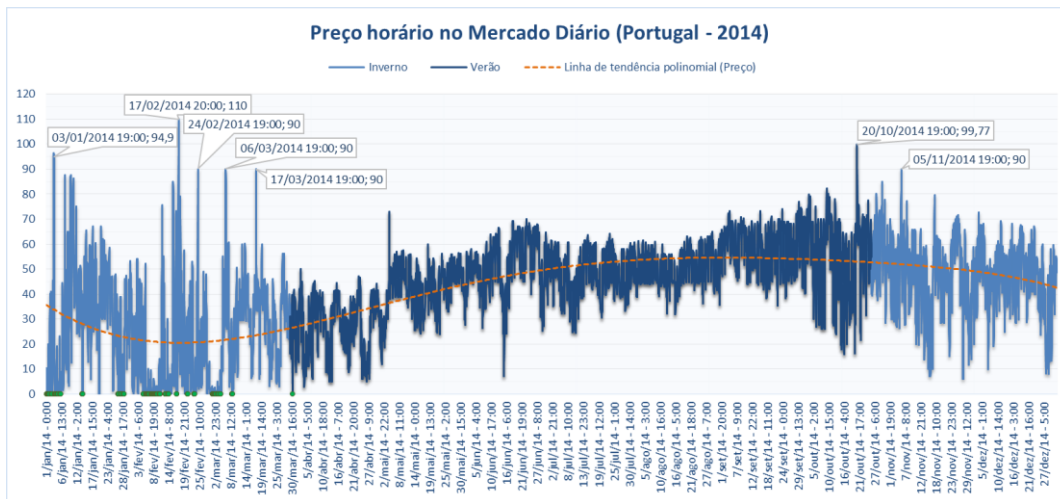


Figura 5.9 - Preço Horário da Energia no Mercado Diário em Portugal no ano 2014

a. período de inverno:

- i. **Período nº 1: 3 de fevereiro a 16 de fevereiro (inclusive):** selecionou-se este período para analisar o impacto do preço de mercado com valores reduzidos, próximos ou iguais a zero (ver [Figura 5.10](#)). Uma vez que os consumos do circuito D1, no período em análise, não estavam disponíveis no SGE, foram assumidos os consumos do circuito D1 do Período nº 2. Para os restantes circuitos já foram considerados os consumos reais. Este é considerado o melhor cenário onde se obtém uma maior poupança na tarifa indexada face à tarifa fixa, conclusão retirada da Simulação II.

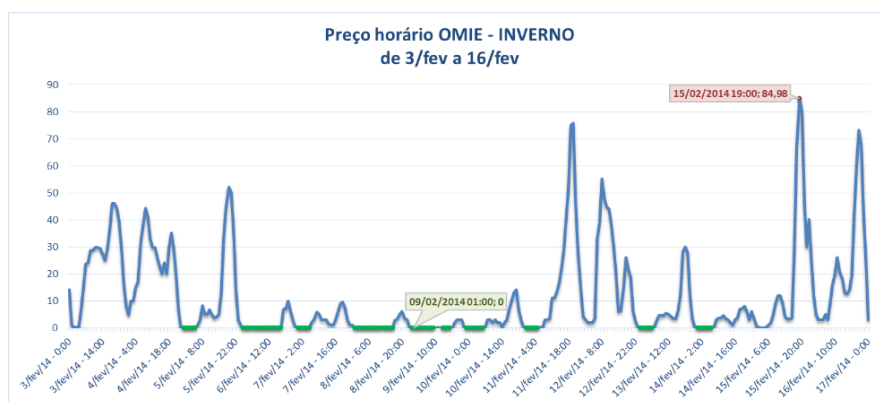


Figura 5.10 - Preço Horário da Energia no Mercado Diário no Período nº 1

- ii. **Período nº 2: 10 de março de 2014 a 23 de março de 2014 (inclusive):** selecionou-se este período para analisar o período tipo de inverno no mercado diário com preços horários tipicamente não nulos (ver [Figura 5.11](#)).



Figura 5.11 - Preço Horário da Energia no Mercado Diário no Período nº 2

b. período de verão:

- i. **Período nº 3: 8 de setembro de 2014 a 21 de setembro (inclusive):** selecionou-se este período para analisar o período tipo de verão e por se verificar, na Simulação II, que é em setembro onde há um maior custo na tarifa indexada face à tarifa fixa (ver [Figura 5.12](#)). Este é considerado o pior cenário.

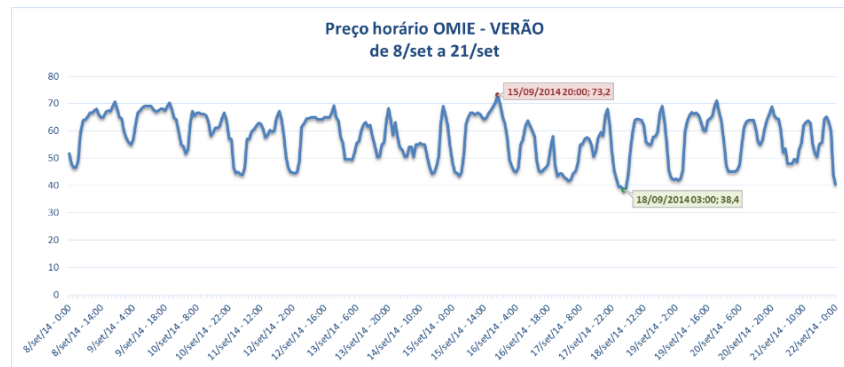


Figura 5.12 - Preço Horário da Energia no Mercado Diário no Período nº 3

- 4) Os dados utilizados são referentes ao passado e são reais. No entanto é assumido que a realização das alterações é realizada no início de cada período em análise, para um prazo de 7 dias seguintes, com uma previsão, sem erros, dos preços de mercado no futuro e que a “baseline” do futuro irá ser o consumo real, igualmente sem erros. Desta forma, vai-se analisar os impactos que se teriam se se conseguisse concretizar a otimização dos consumos, de acordo com as características mencionadas sobre cada um dos desagregados.

Os cenários apresentados, não são os que ocorreriam na realidade, dado que, com a utilização de previsões para mais do que 1 dia, irão existir desvios relativamente aos consumos elétricos e aos preços de mercado efetivamente registados.

- 5) Apesar da gestão da produção no Caso A ser praticamente diária, o horizonte temporal de previsão de uma semana, poderá auxiliar e melhorar a programação da produção.

Segundo o que foi exposto anteriormente, para a simulação procurou-se trocar ciclos de produção, garantindo que o consumo de energia acumulativo, no período das duas semanas de análise, permaneceu inalterado. Desta forma, procurou-se evitar maiores consumos nas horas em que o preço de mercado fosse mais elevado, comparativamente com o preço de mercado umas horas anteriores ou posteriores, assim como nos períodos de ponta, devido à potência em horas de ponta. Um exemplo mais específico de uma medida que se considerou, foi a antecipação do início da produção do circuito D1, das 8h para as 7h nos períodos de inverno, isto é, no Período nº 1 e no Período nº 2. Para mais detalhes consultar o [Anexo C](#).

5.3.1.1 - Impacto dos custos efetivos totais nas Tarifas Indexadas I e II face à Tarifa fixa

Antes de efetuar a otimização dos consumos nos desagregados, considerou-se importante realizar a Simulação II em cada período e verificar os seus resultados. Na [Tabela 5.9](#), [Tabela 5.10](#) e [Tabela 5.11](#) são apresentadas as variações dos custos totais efetivos para cada um dos períodos.

Tabela 5.9 - Período nº 1 - Caso A: Análise das Tarifas Indexadas I e II vs Tarifa Fixa antes da otimização

| | Varição de Custo face à Tarifa Fixa | Ponta | Cheia | Vazio | Super Vazio | Total |
|---------------------------|-------------------------------------|-----------|-------------|-----------|-------------|--------------------|
| <i>Tarifa Indexada I</i> | Percentagem (%) | -21,71% | -51,16% | -63,79% | -63,04% | -42,05% |
| | Valor (€) | -852,70 € | -1 931,21 € | -733,13 € | -614,72 € | -4 131,75 € |
| <i>Tarifa Indexada II</i> | Percentagem (%) | -21,62% | -51,11% | -63,78% | -63,03% | -41,99% |
| | Valor (€) | -848,89 € | -1 929,23 € | -732,98 € | -614,62 € | -4 125,73 € |

Tabela 5.10 - Período nº 2 - Caso A: Análise das Tarifas Indexadas I e II vs Tarifa Fixa antes da otimização

| | Varição de Custo face à Tarifa Fixa | Ponta | Cheia | Vazio | Super Vazio | Total |
|---------------------------|-------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-------------|--------------------|
| <i>Tarifa Indexada I</i> | Percentagem (%) | -7,13% | -20,43% | -30,42% | -19,29% | -16,69% |
| | Valor (€) | -292,91 € | -938,00 € | -433,80 € | -183,24 € | -1 847,94 € |
| <i>Tarifa Indexada II</i> | Percentagem (%) | -7,13% | -20,40% | -30,48% | -19,20% | -16,68% |
| | Valor (€) | -292,78 € | -936,59 € | -434,71 € | -182,45 € | -1 846,53 € |

Tabela 5.11 - Período nº 3 - Caso A: Análise das Tarifas Indexadas I e II vs Tarifa Fixa antes da otimização

| | Varição de Custo face à Tarifa Fixa | Ponta | Cheia | Vazio | Super Vazio | Total |
|---------------------------|-------------------------------------|---------|----------|----------|-------------|-------------------|
| <i>Tarifa Indexada I</i> | Percentagem (%) | 2,56% | 14,78% | 18,47% | 9,30% | 12,01% |
| | Valor (€) | 49,99 € | 707,31 € | 242,31 € | 111,38 € | 1 111,00 € |
| <i>Tarifa Indexada II</i> | Percentagem (%) | 2,31% | 14,51% | 17,99% | 9,22% | 11,74% |
| | Valor (€) | 45,06 € | 694,25 € | 236,05 € | 110,43 € | 1 085,80 € |

5.3.1.2 - Otimização dos Consumos Elétricos no Período nº 1

No Período nº 1, os desagregados analisados representam 46,68 % do total dos consumos elétricos da instalação. Com a alteração dos ciclos de produção, que se traduzem numa alteração dos consumos elétricos, os resultados obtidos com a Tarifa I e com a Tarifa II são apresentados na [Figura 5.13](#) e na [Figura 5.14](#), respetivamente.

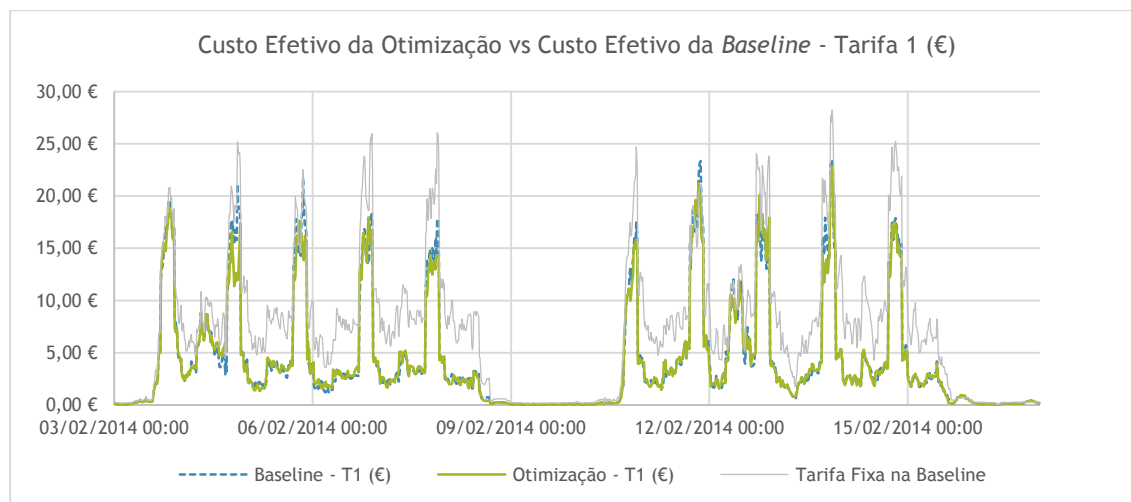


Figura 5.13 - Período nº 1 - Caso A: Variação de Custos na Tarifa Indexada I

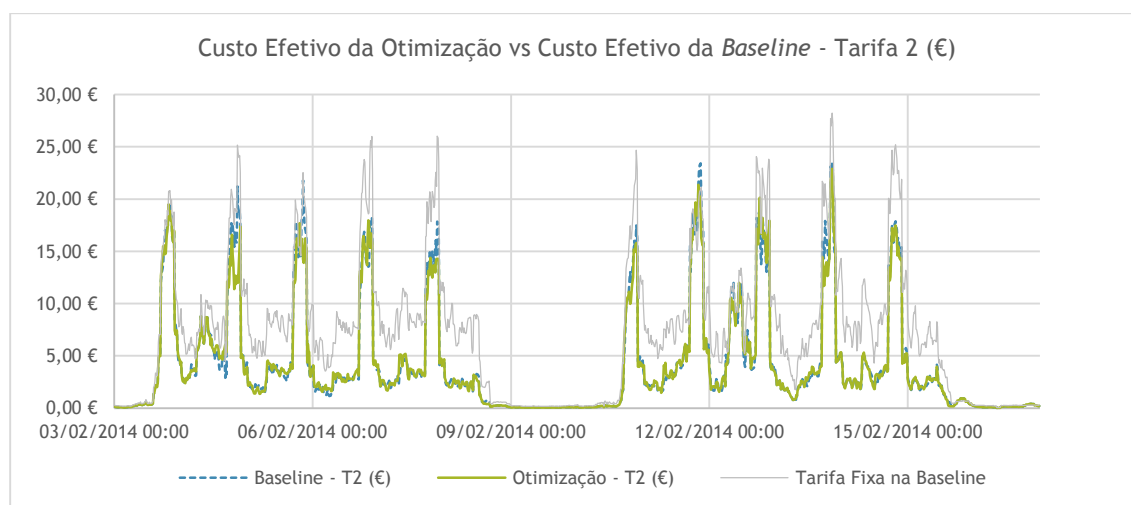


Figura 5.14 - Período nº 1 - Caso A: Variação de Custos na Tarifa Indexada II

Os resultados, em termos de valores percentuais e monetários, da otimização face ao custo obtido sem alterar a produção no Período nº 1, são apresentados na [Tabela 5.12](#).

Tabela 5.12 - Período nº 1 - Caso A: Análise das Tarifas Indexadas I e II com a otimização dos consumos

| Otimização | Varição de Custo face à <i>Baseline</i> | Ponta | Cheia | Vazio | Super Vazio | Total |
|---------------------------|---|-----------|---------|--------|-------------|------------------|
| <i>Tarifa Indexada I</i> | Percentagem (%) | -5,50% | 1,97% | 1,50% | -0,39% | -2,29% |
| | Valor (€) | -173,60 € | 36,36 € | 6,25 € | 1,41 € | -132,60 € |
| <i>Tarifa Indexada II</i> | Percentagem (%) | -5,50% | 1,97% | 1,50% | -0,39% | -2,30% |
| | Valor (€) | -174,03 € | 36,37 € | 6,25 € | -1,41 € | -132,82 € |

5.3.1.3 - Otimização dos Consumos Elétricos no Período nº 2

No Período nº 2, os desagregados analisados representam 49,94 % do total dos consumos elétricos da instalação. Com a alteração dos ciclos de produção, que se traduzem numa alteração dos consumos elétricos, os resultados obtidos com a Tarifa I e com a Tarifa II são apresentados na [Figura 5.15](#) e na [Figura 5.16](#), respetivamente.

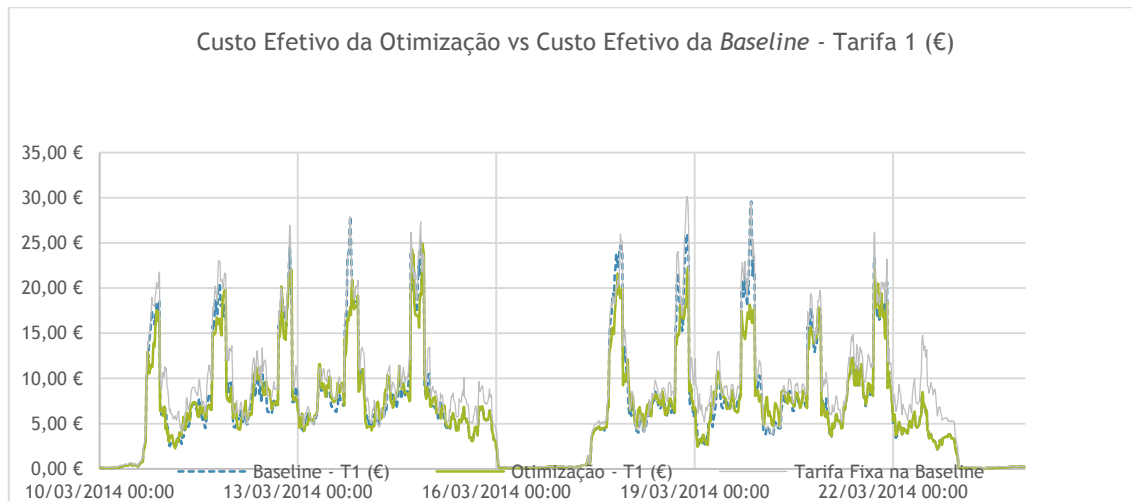


Figura 5.15 - Período nº 2 - Caso A: Variação de Custos na Tarifa Indexada I

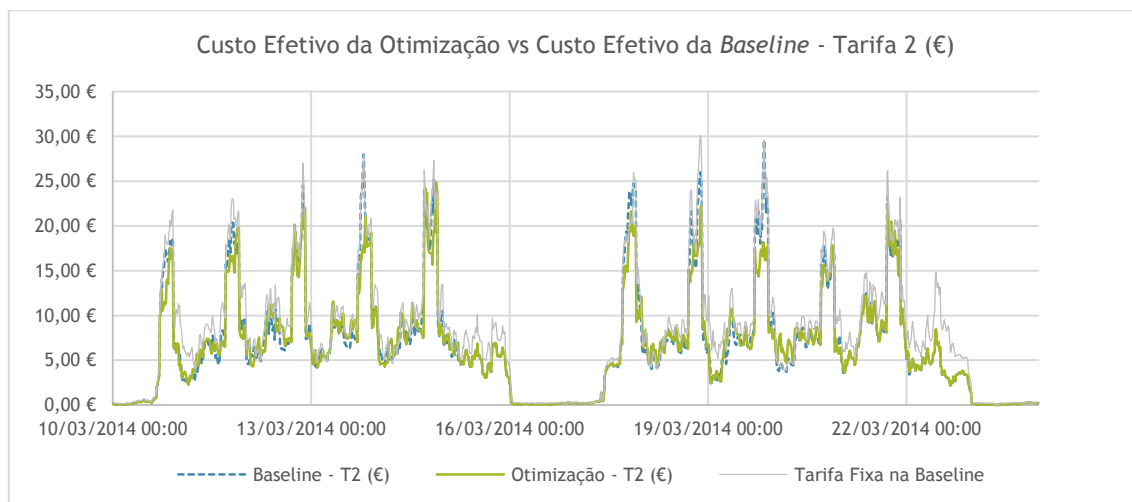


Figura 5.16 - Período nº 2 - Caso A: Variação de Custos na Tarifa Indexada II

Os resultados, em termos de valores percentuais e monetários, da otimização face ao custo obtido sem alterar a produção no Período nº 2, são apresentados na [Tabela 5.13](#).

Tabela 5.13 - Período nº 2 - Caso A: Análise das Tarifas Indexadas I e II com a otimização dos consumos

| Otimização | Varição de Custo face à BaseLine | Ponta | Cheia | Vazio | Super Vazio | Total |
|--------------------|----------------------------------|-----------|---------|---------|-------------|-----------|
| Tarifa Indexada I | Percentagem (%) | -11,11% | 1,44% | 5,09% | 6,05% | -2,97% |
| | Valor (€) | -423,82 € | 52,55 € | 50,56 € | 46,41 € | -274,31 € |
| Tarifa Indexada II | Percentagem (%) | -11,11% | 1,44% | 5,08% | 6,05% | -2,98% |
| | Valor (€) | -423,86 € | 52,50 € | 50,41 € | 46,46 € | -274,49 € |

5.3.1.4 - Otimização dos Consumos Elétricos no Período nº 3

No Período nº 3, os desagregados analisados representam 46,09 % do total dos consumos elétricos da instalação. Com a alteração dos ciclos de produção, que se traduzem numa alteração dos consumos elétricos, os resultados obtidos com a Tarifa I e com a Tarifa II são apresentados na [Figura 5.17](#) e na [Figura 5.18](#), respetivamente.

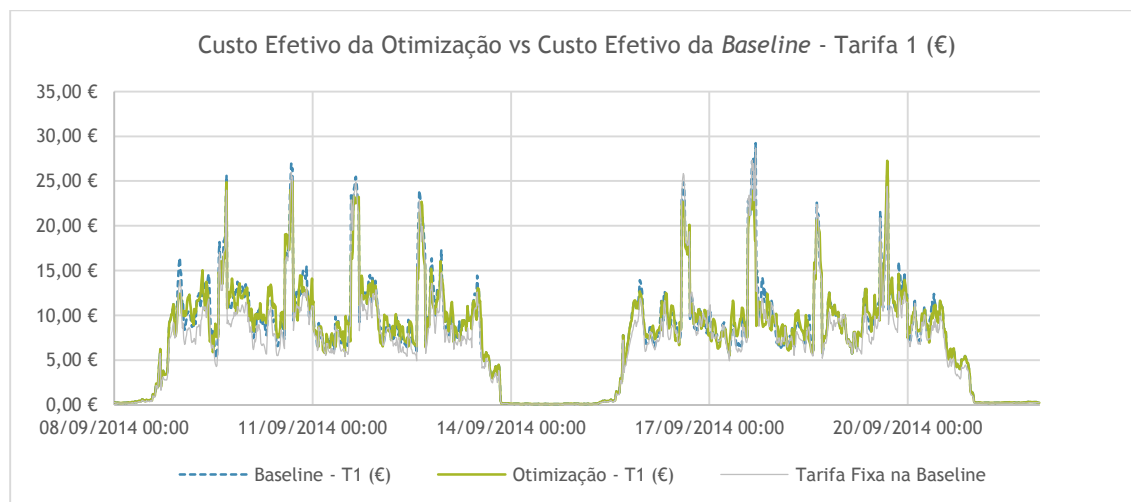


Figura 5.17 - Período nº 3 - Caso A: Variação de Custos na Tarifa Indexada I

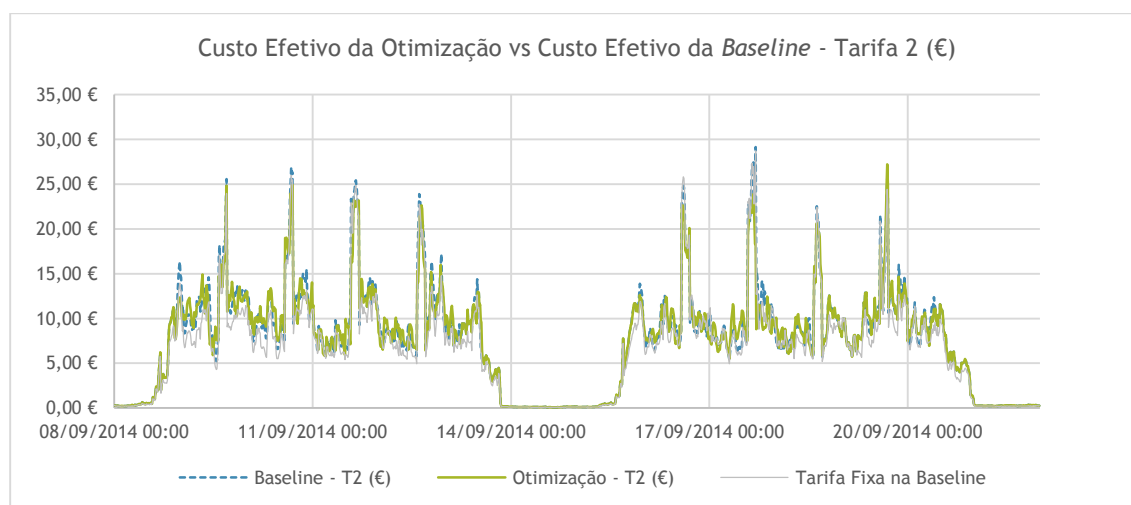


Figura 5.18 - Período nº 3 - Caso A: Variação de Custos na Tarifa Indexada II

Os resultados, em termos de valores percentuais e monetários, da otimização face ao custo obtido sem alterar a produção no Período nº 3, são apresentados na [Tabela 5.14](#).

Tabela 5.14 - Período nº 3 - Caso A: Análise das Tarifas Indexadas I e II com a otimização dos consumos

| Otimização | Varição de Custo face à <i>Baseline</i> | Ponta | Cheia | Vazio | Super Vazio | Total |
|---------------------------|---|-----------|----------|---------|-------------|-----------------|
| <i>Tarifa Indexada I</i> | <i>Percentagem (%)</i> | -5,26% | -0,81% | 1,04% | 3,32% | -0,87% |
| | <i>Valor (€)</i> | -105,42 € | -44,45 € | 16,15 € | 43,47 € | -90,25 € |
| <i>Tarifa Indexada II</i> | <i>Percentagem (%)</i> | -5,26% | -0,81% | 1,04% | 3,32% | -0,87% |
| | <i>Valor (€)</i> | -105,15 € | -44,52 € | 16,06 € | 43,44 € | -90,17 € |

Calculando a média da poupança obtida nas duas semanas, para os períodos em análise, obtêm-se cerca de 165€ de poupança com a otimização dos consumos elétricos, que decorre da otimização do funcionamento dos ciclos de produção. Extrapolando para o ano inteiro, dado que este tem cerca de 52 semanas, correspondendo a 26 períodos de duas semanas, consegue-se uma poupança anual de 4 290 €. Juntando este valor ao resultado obtido na Simulação II, perfaz uma poupança final anual na ordem dos 32 000 €, que corresponde praticamente ao valor médio de energia elétrica ativa de uma fatura mensal no Caso A, que anda na ordem dos 42 000€ na tarifa indexada (cerca de 75 % do valor).

5.3.2 - Caso B

No Caso B, devido à heterogeneidade que existe no processamento dos produtos na tinturaria, não foi possível a definição de pressupostos. Além desta questão, esta indústria está fortemente dependente em dar resposta aos pedidos das outras indústrias têxteis do grupo, não sendo possível a realização de um planeamento previamente estipulado por parte dos responsáveis da tinturaria. Em virtude de uma recente reestruturação interna e à criação de uma nova área de negócio, é expectável que o perfil de consumos se altere, pelo que é sensato analisar futuramente esta questão com mais detalhe.

Nas visitas realizadas às instalações e nas reuniões com os responsáveis da produção e da manutenção, verificou-se que existe uma cultura de uso racional da energia sempre que seja possível, estando identificado nas máquinas da tinturaria os períodos horários que indicam as horas que se devem evitar e horas mais baratas da energia elétrica. No entanto, a falha no planeamento e provavelmente a falta de planeamento por parte das outras indústrias do grupo, que requerem os seus serviços, inviabiliza a realização de uma simulação que seja próxima da realidade.

5.4 - Resumo do Capítulo

Neste capítulo são apresentados os resultados e a respetiva análise das três seguintes simulações:

- Simulação I: Ciclo Semanal vs Ciclo Semanal Opcional na Tarifa Fixa;
- Simulação II: Tarifa Indexada vs Tarifa Fixa;
- Simulação III: Tarifa Indexada com Otimização de Consumos Elétricos vs Tarifa Indexada Normal.

No início do capítulo, são referidos os pressupostos assumidos genericamente para a realização das simulações nos Casos de Estudo e, em cada uma delas, os pressupostos são aprofundados em função dos mesmos.

As conclusões que se retiram da Simulação I são que no Caso A, o ciclo horário semanal opcional está corretamente selecionado. Em relação ao Caso B, o ciclo semanal opcional apresenta uma ligeira poupança face ao ciclo horário semanal, que este caso tem contratualizado. Dado este facto, é aconselhado que se faça uma análise, num futuro próximo, com incidência nesta questão, uma vez que a indústria está a sofrer uma alteração a nível das infraestruturas e aumentou a sua área de negócio.

Em relação à Simulação II conclui-se que, segundo as tarifas indexadas analisadas, existem poupanças face à tarifa fixa em ambos os Casos de Estudo, principalmente devido aos preços de mercado do primeiro semestre de 2014. No segundo semestre a tarifa indexada já apresenta

custos acrescidos. É importante referir, no entanto, que se deve ter em atenção os preços de mercado, que devido à sua volatilidade variam de ano para ano. Isto implica que a redução ou o aumento de custos é suscetível à variação dos preços de mercado.

Para a Simulação III, apenas se conseguiu definir pressupostos para o Caso A.

Para esta indústria, foram levantadas especificidades dos processos, relativos ao setor de Subprodutos da Produção, para realizar as otimizações nos circuitos desagregados. Procurou-se com esta simulação, sempre que possível, validar as alterações propostas junto dos responsáveis da Produção. Os resultados que se obtiveram é que, nos três períodos em análise, dois no inverno e um no verão, com a otimização dos consumos elétricos, consegue-se obter uma poupança média de 165€, em períodos de duas semanas, no total dos quatro circuitos de produção analisados.

Capítulo 6

Considerações Finais

Neste capítulo, apresentam-se as principais conclusões relativas ao trabalho desenvolvido, bem como propostas de eventuais trabalhos futuros, que permitam a continuação do estudo realizado nesta dissertação.

6.1 - Conclusões

Os objetivos da presente dissertação, passavam pelo estudo do impacto da otimização de consumos de energia elétrica, segundo uma tarifa indexada ao mercado *spot* do Mercado Ibérico (MIBEL), para consumidores industriais em Portugal.

Para este estudo, foi pedida a colaboração de duas indústrias de setores distintos, para que se estudasse o perfil de consumos de eletricidade, em circuitos específicos da instalação, para posteriormente realizar a otimização de consumos nesses locais. No entanto, só numa das indústrias é que foi possível realizar todas as simulações e respetivas análises, especificamente na indústria alimentar, designada de Caso A. Na indústria têxtil, designada de Caso B, não foi possível a realização da simulação em circuitos específicos, devido à inconstância na definição de pressupostos dos processos de produção.

A realização das simulações dos tarifários, foram realizadas através do programa *EXCEL*, recorrendo ao *VBA (Visual Basic for Applications)* para programar o cálculo tarifário, sendo o trabalho moroso porque, ao contrário das tarifas fixas, em que o preço da energia ativa tem a mesma fórmula de cálculo qualquer que seja o comercializador, nas tarifas indexadas, cada comercializador apresenta a sua fórmula de cálculo, sendo necessário procurar, estudar e perceber as variáveis envolvidas antes de programar o seu cálculo.

Inicialmente, realizou-se a simulação dos ciclos horários, com o intuito de verificar o que traduz maiores poupanças na fatura elétrica. Assim, com a Simulação I, verifica-se que no Caso A, o ciclo semanal opcional está correto, enquanto que no Caso B, não é possível retirar conclusões apenas com a análise de um ano. Apesar desta usufruir do ciclo semanal, o ciclo semanal opcional apresenta uma ligeira poupança, sendo aconselhável que se analise futuramente esta questão, pois como já foi referido, a indústria está a ser alvo de uma reestruturação interna e a aumentar a sua área de negócio.

Para a realização da Simulação II, a comparação entre a tarifa fixa e a tarifa indexada, foram estudadas duas tarifas indexadas existentes atualmente em Portugal, nomeadamente as fórmulas dos comercializadores *Iberdrola*⁴ (tarifa indexada I) e *EDP Comercial* (tarifa indexada II), para as quais foi possível esclarecer, junto dos seus comerciais, as fórmulas de cálculo para realizar corretamente as simulações. Segundo a análise realizada, conclui-se que a tarifa indexada II é a que apresenta mais poupanças no período em análise. No entanto, tem de se ter em conta que na tarifa indexada, está pressuposto a aceitação da volatilidade dos preços de mercado, que tanto pode trazer poupanças como custos acrescidos face à tarifa fixa, sendo que esta já contempla no seu preço fixo este risco.

Concluiu-se, com esta simulação, que é no primeiro semestre onde se obtém, em média, preços de mercado mais baixos, e é também nesse período onde se consegue obter uma maior poupança, que poderá compensar os custos acrescidos no segundo semestre, devido à subida dos preços de mercado, que normalmente se tem verificado. Pelo histórico dos preços de mercado, aconselha-se os consumidores a negociar os contratos no primeiro semestre, porque a previsão dos preços futuros é mais otimista, influenciando na estipulação quer dos preços fixos na tarifa fixa, quer no termo variável, referente à margem de comercialização, na tarifa indexada.

É importante referir que, dada a volatilidade dos preços, os consumidores na tarifa indexada devem ser capazes de adaptar os seus consumos, quer a curto como a longo prazo, pois o mercado da eletricidade é distinto dos outros mercados. A energia no mercado é um produto que não se consegue armazenar, tendo de ser produzido e consumido, existindo é reservas de produtores, que têm de ser capazes de dar resposta a uma procura inesperada de energia elétrica, traduzindo-se na volatilidade dos preços.

Com a adaptação dos consumos, consegue-se obter uma melhoria significativa na poupança energética porque, como se verifica na Simulação III, relativa à otimização dos consumos no Caso A, consegue-se obter uma poupança média que ronda os 165 € em duas semanas, para além da poupança que já existe na mudança da tarifa fixa para a tarifa indexada. Extrapolando para o ano inteiro, consegue-se uma poupança, que é cerca de 75% do valor médio de energia ativa de uma fatura mensal na tarifa indexada.

Em suma, as tarifas indexadas poderão levar à melhoria da poupança energética. No entanto, estas devem ser acompanhadas da possibilidade e flexibilidade da alteração dos consumos, caso contrário, o risco na tarifa indexada é mais elevado face à tarifa fixa, devido à grande imprevisibilidade dos preços de mercado.

A grande dificuldade que existe em Portugal, é que as fórmulas dos comercializadores são distintas, e é difícil de entender e perceber, todas as variáveis envolvidas na formação do preço de energia que o consumidor irá pagar. Apesar de se estar no Mercado Liberalizado, é importante que haja alguma uniformidade na apresentação da fórmula de cálculo da tarifa indexada, porque o consumidor, se quiser, deve ser capaz de verificar o que paga porque, até na realização da presente dissertação, foi verificado um erro de faturação na tarifa fixa num dos casos de estudo.

⁴ O Comercializador *GALP*, apresenta nas suas propostas de fornecimento a mesma fórmula de cálculo que a *Iberdrola*. O comercializador *Endesa*, também tem uma fórmula semelhante, apenas difere numa constante, que varia de acordo com o período horário, ao invés de tomar sempre o mesmo valor durante o período de vigência do contrato.

6.2 - Trabalhos Futuros

Uma vez terminado o trabalho proposto, indicam-se de seguida alguns pontos de interesse para os quais, em trabalhos futuros, seria de relevância dar continuidade, tais como:

- Simulação dinâmica, através de um algoritmo que realize otimização de consumos ou que graficamente seja possível deslocar os consumos;
- Simulação anual da otimização dos consumos para conhecer o impacto da alteração / adaptação dos consumos com uma maior precisão;
- Simulação de otimização de consumos em cargas inerciais, por ex., em sistemas de climatização e refrigeração, em sistemas de ar comprimido e em carregamentos de baterias;
- Análise com inclusão de autoconsumo, com o objetivo de estudar a interação com as tarifas indexadas;
- Criação de modelos de previsão do preço de mercado diário, num horizonte de curto prazo (alguns dias), para realizar a simulação de otimização dos consumos para o futuro;
- Estudo e análise de tarifas indexadas de outros comercializadores não abordados na presente dissertação;
- Estudo sobre as tarifas existentes em Espanha / Península Ibérica, porque já estão disponíveis em Espanha, ao contrário de Portugal, tarifas indexadas para consumidores domésticos.

Referências

- [1] Mário Mariano, História da Electricidade, AP Edições, ISBN 972-95967-0-0, 1993.
- [2] José Pedro Sucena Paiva, Redes de Energia Eléctrica: uma análise sistémica, IST Press, 2ª ed., ISBN 972-8469-34-9, 2007, pp. 3-31.
- [3] J.P. Tomé Saraiva; J.L.P. Pereira da Silva; M.T. Ponce de Leão, Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes, FEUPedições, 1ª ed., ISBN 978-972-75205-3-4, 2002.
- [4] REN - Grupo REN, Redes Eléctricas Nacionais SGPS SA., Disponível em: www.ren.pt. [Acedido em: outubro de 2014].
- [5] EDP - Energias de Portugal SA, Disponível em: www.edp.pt. [Acedido em: outubro de 2014].
- [6] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Disponível em: www.erse.pt. [Acedido em: setembro de 2014 a janeiro de 2015].
- [7] EDP Serviço Universal SA, Disponível em: www.edpsu.pt. [Acedido em: outubro de 2014].
- [8] João Carlos Leite de Sousa, "Os Serviços de Sistema no MIBEL - Regras de fornecimento e de contratação e resultados obtidos de 2010 a 2012", Dissertação de Mestrado, FEUP, junho 2013.
- [9] Luís Braga Cruz, Europa Novas Fronteiras - Política Energética Europeia, ISSN 0873-8068, N.º 22 - janeiro/junho de 2008.
- [10] J.P. Tomé Saraiva, Mercados de Electricidade - uma introdução - Apontamentos da UC de Mercados e Qualidade, FEUP, fevereiro de 2013.
- [11] OMIE - Operador de Mercado Ibérico - Polo Espanhol, Disponível em: <http://www.omel.es/pt>. [Acedido em: outubro de 2014].
- [12] MIBEL - Mercado Eléctrico de Electricidade, Disponível em: www.mibel.com. [Acedido em: outubro de 2014].
- [13] OMIP - Operador de Mercado Ibérico - Polo Português, Disponível em: <http://www.omip.pt/>. [Acedido em: outubro de 2014].
- [14] ERSE; CMVM; CNMV; CNE, Descrição do Funcionamento do MIBEL, novembro 2009.
- [15] DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia, Disponível em: <http://www.dgeg.pt/>. [Acedido em: setembro de 2014].
- [16] APREN - Associação de Energias Renováveis, Disponível em: <http://www.apren.pt/pt/>. [Acedido em: dezembro de 2014].
- [17] João J. E. Santana, Introdução à Teoria da Microeconomia, IST Press, 1ª ed., ISBN 97-989-8481-23-8, novembro 2012.
- [18] ERSE, Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2014. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2014/Documents/Tarifas%20E%202014.pdf>. [Acedido em: novembro 2014].
- [19] ERSE, Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Eléctrico - Documento Justificativo. Disponível em: http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/48_1/RT_SE_2014_Justificativo.pdf. [Acedido em: setembro de 2014].

- [20] Carlos Gaspar; ADENE, Eficiência Energética na Indústria Curso de Utilização Racional de Energia. Disponível em: <http://goo.gl/n5f8uQ>. [Acedido em: setembro de 2014].
- [21] ADENE - Agência para a Energia, Disponível em: <http://www.adene.pt/>. [Acedido em: outubro de 2014].
- [22] Indusmelec - Matrial Eléctrico & Automatismos Industriais Lda, Compensação do Fator de Potência. Disponível em: http://www.indusmelec.pt/newsletter/04/compensacao_factor_potencia.pdf. [Acedido em: dezembro de 2014].
- [23] Schneider Electric / Procobre, Qualidade de energia - Harmônicas. Disponível em: <http://www.schneider-electric.com.br/documents/cadernos-tecnicos/harmon.pdf>. [Acedido em: dezembro 2014].
- [24] José Neves dos Santos, Compensação do Factor de Potência. Disponível em: http://paginas.fe.up.pt/~jns/material_didatico/CorrecaoFactorPotenciaFinal.pdf. [Acedido em: dezembro 2014].
- [25] Paulo Jorge de Figueiredo Correia, O Impacto dos Problemas de Qualidade da Energia em Instalações Eléctricas - O Caso Particular das Perturbações Harmónicas, Faculdade de Ciências e Tecnologia - Universidade de Coimbra, janeiro 2007.
- [26] Vítor Magueijo; M^a. Cristina Fernandes; Henrique A. Matos; Clemente Pedro Nunes; João Paulo Calau; Jorge Carneiro; Fernando Oliveira, Medidas de Eficiência Energética Aplicáveis à Indústria Portuguesa: Um Enquadramento Tecnológico Sucinto, ADENE, ISBN 978-972-8646-18-9, julho de 2010.
- [27] BCSD Portugal - Conselho Empresarial para o Desenvolvemento Sustentável, Manual de boas práticas de Eficiência Energética, novembro de 2005.
- [28] Osram, Disponível em: <http://www.osram.pt>. [Acedido em: outubro de 2014].
- [29] Rúben Fernandes Guedes de Oliveira e Silva, "Estudo de Eficiência Energética na Iluminação - Desenvolvimento de uma Ferramenta de Cálculo Luminiotécnico e de Rentabilidade", Dissertação de Mestrado, FEUP, março 2013.
- [30] AUDAX ENERGIA, Disponível em: <http://www.audaxenergia.pt/>. [Acedido em: outubro de 2014].
- [31] Axpo Iberia SL, Disponível em: <http://www.axpo.com/axpo/es/es/home-axpo-iberia.html>. [Acedido em: outubro de 2014].
- [32] REN, Dados Técnicos 2013 [disponível em Media / Publicações]. Disponível em: <http://goo.gl/gHGg9y>. [Acedido em: dezembro de 2014].
- [33] Tiao Miguel Madureira Cunha, "Sistema de Previsão para Gestão Activa de Consumos", Dissertação de Mestrado, FEUP, julho de 2011.
- [34] José Pedro Lacerda Coimbra, "Previsão a Curto Prazo de Preços no Mercado de Electricidade", Dissertação de Mestrado, FEUP, fevereiro 2010.

Anexo A

Resultados da Simulação I

A.1 - Caso A: Ciclo Semanal

Tabela A.1 - Caso A: Tarifa Fixa, ciclo semanal: Preço da Energia Ativa

| Mês/2014 | Preço da Energia em Horas de Ponta (€) | Preço da Energia em Horas de Cheia (€) | Preço da Energia em Horas de Vazio (€) | Preço da Energia em Horas de Super Vazio (€) | Preço Total da Energia (€) |
|--------------|--|--|--|--|----------------------------|
| janeiro | 6 370,67 € | 13 294,36 € | 4 944,93 € | 3 143,38 € | 27 753,34 € |
| fevereiro | 5 512,14 € | 11 842,13 € | 4 098,77 € | 2 692,99 € | 24 146,03 € |
| março | 5 511,09 € | 12 643,97 € | 4 965,48 € | 2 966,63 € | 26 087,17 € |
| abril | 3 598,67 € | 13 607,36 € | 5 984,59 € | 3 136,59 € | 26 327,20 € |
| maio | 3 807,23 € | 14 706,06 € | 5 717,37 € | 3 255,27 € | 27 485,93 € |
| junho | 3 970,83 € | 14 990,13 € | 5 114,54 € | 3 216,32 € | 27 291,82 € |
| julho | 4 460,53 € | 15 335,50 € | 5 447,53 € | 4 159,40 € | 29 402,95 € |
| agosto | 3 759,76 € | 14 200,68 € | 6 741,88 € | 4 143,80 € | 28 846,12 € |
| setembro | 3 816,74 € | 14 646,86 € | 4 544,64 € | 3 944,20 € | 26 952,44 € |
| outubro | 4 661,73 € | 14 518,07 € | 5 551,86 € | 4 221,98 € | 28 953,65 € |
| novembro | 5 174,19 € | 11 099,86 € | 4 525,38 € | 3 481,32 € | 24 280,76 € |
| dezembro | 5 243,88 € | 10 778,19 € | 4 607,78 € | 3 360,69 € | 23 990,54 € |
| TOTAL | 55 887,45 € | 161 663,17 € | 62 244,76 € | 41 722,56 € | 321 517,94 € |
| MÉDIA | 4 657,29 € | 13 471,93 € | 5 187,06 € | 3 476,88 € | 26 793,16 € |

Tabela A.2 - Caso A: Tarifa Fixa, ciclo semanal: Preço do Termo de Rede de Energia Ativa

| Mês/2014 | Preço do Termo de Rede de Energia Ativa em Horas de Ponta (€) | Preço do Termo de Rede de Energia Ativa em Horas de Cheia (€) | Preço do Termo de Rede de Energia Ativa em Horas de Vazio (€) | Preço do Termo de Rede de Energia Ativa em Horas de Super Vazio (€) | Preço Total do Termo de Rede de Energia Ativa (€) |
|--------------|---|---|---|---|---|
| janeiro | 3 113,55 € | 5 922,42 € | 1 383,69 € | 1 023,52 € | 11 443,18 € |
| fevereiro | 2 840,48 € | 5 459,03 € | 1 225,41 € | 959,92 € | 10 484,84 € |
| março | 2 839,42 € | 5 829,36 € | 1 485,40 € | 1 058,24 € | 11 212,42 € |
| abril | 1 837,99 € | 6 294,40 € | 1 811,58 € | 1 139,97 € | 11 083,93 € |
| maio | 1 944,51 € | 6 802,63 € | 1 730,69 € | 1 183,10 € | 11 660,93 € |
| junho | 2 028,06 € | 6 934,03 € | 1 548,21 € | 1 168,94 € | 11 679,25 € |
| julho | 2 353,94 € | 7 666,43 € | 1 773,87 € | 1 330,19 € | 13 124,42 € |
| agosto | 1 984,12 € | 7 099,12 € | 2 195,35 € | 1 325,20 € | 12 603,79 € |
| setembro | 2 014,19 € | 7 322,17 € | 1 479,86 € | 1 261,37 € | 12 077,59 € |
| outubro | 2 466,68 € | 7 253,09 € | 1 804,84 € | 1 345,46 € | 12 870,08 € |
| novembro | 2 755,00 € | 5 529,91 € | 1 455,40 € | 1 091,93 € | 10 832,24 € |
| dezembro | 2 792,11 € | 5 369,65 € | 1 481,90 € | 1 054,09 € | 10 697,75 € |
| TOTAL | 28 970,06 € | 77 482,23 € | 19 376,20 € | 13 941,93 € | 139 770,42 € |
| MÉDIA | 2 414,17 € | 6 456,85 € | 1 614,68 € | 1 161,83 € | 11 647,53 € |

Tabela A.3 - Caso A: Tarifa Fixa, ciclo semanal: Custo Total da Energia Ativa

| Mês/2014 | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Ponta (€) | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Cheia (€) | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Vazio (€) | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Super Vazio (€) | Custo Total da Energia Ativa (€) |
|--------------|--|--|--|--|----------------------------------|
| janeiro | 9 484,22 € | 19 216,78 € | 6 328,62 € | 4 166,90 € | 39 196,51 € |
| fevereiro | 8 352,62 € | 17 301,16 € | 5 324,19 € | 3 652,91 € | 34 630,87 € |
| março | 8 350,51 € | 18 473,33 € | 6 450,88 € | 4 024,87 € | 37 299,59 € |
| abril | 5 436,65 € | 19 901,75 € | 7 796,17 € | 4 276,55 € | 37 411,13 € |
| maio | 5 751,74 € | 21 508,69 € | 7 448,06 € | 4 438,37 € | 39 146,86 € |
| junho | 5 998,89 € | 21 924,16 € | 6 662,75 € | 4 385,26 € | 38 971,06 € |
| julho | 6 814,47 € | 23 001,93 € | 7 221,39 € | 5 489,59 € | 42 527,38 € |
| agosto | 5 743,88 € | 21 299,80 € | 8 937,23 € | 5 469,00 € | 41 449,91 € |
| setembro | 5 830,92 € | 21 969,03 € | 6 024,50 € | 5 205,57 € | 39 030,03 € |
| outubro | 7 128,42 € | 21 771,16 € | 7 356,70 € | 5 567,45 € | 41 823,73 € |
| novembro | 7 929,20 € | 16 629,77 € | 5 980,78 € | 4 573,25 € | 35 112,99 € |
| dezembro | 8 035,98 € | 16 147,85 € | 6 089,68 € | 4 414,78 € | 34 688,29 € |
| TOTAL | 84 857,51 € | 239 145,40 € | 81 620,96 € | 55 664,49 € | 461 288,36 € |
| MÉDIA | 7 071,46 € | 19 928,78 € | 6 801,75 € | 4 638,71 € | 38 440,70 € |

Tabela A.4 - Caso A: Tarifa Fixa, ciclo semanal: Potência em Horas de Ponta

| Mês/2014 | Potência em Horas de Ponta (€) |
|--------------|--------------------------------|
| janeiro | 7 645,29 € |
| fevereiro | 6 929,77 € |
| março | 7 447,37 € |
| abril | 8 078,91 € |
| maio | 8 411,46 € |
| junho | 8 489,91 € |
| julho | 9 297,11 € |
| agosto | 9 011,96 € |
| setembro | 8 048,55 € |
| outubro | 8 821,53 € |
| novembro | 7 201,32 € |
| dezembro | 7 182,46 € |
| TOTAL | 96 565,63 € |
| MÉDIA | 8 047,14 € |

Tabela A.5 - Caso A: Custo Efetivo de Energia Ativa no Ciclo Semanal

| Mês/2014 | Custo Efetivo da Energia na Ponta (€) | Custo Efetivo da Energia na Cheia (€) | Custo Efetivo da Energia no Vazio (€) | Custo Efetivo da Energia no Super Vazio (€) | Custo Efetivo da Energia (€) |
|--------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---|------------------------------|
| janeiro | 17 129,51 € | 19 216,78 € | 6 328,62 € | 4 166,90 € | 46 841,81 € |
| fevereiro | 15 282,39 € | 17 301,16 € | 5 324,19 € | 3 652,91 € | 41 560,65 € |
| março | 15 797,87 € | 18 473,33 € | 6 450,88 € | 4 024,87 € | 44 746,96 € |
| abril | 13 515,56 € | 19 901,75 € | 7 796,17 € | 4 276,55 € | 45 490,04 € |
| maio | 14 163,19 € | 21 508,69 € | 7 448,06 € | 4 438,37 € | 47 558,31 € |
| junho | 14 488,80 € | 21 924,16 € | 6 662,75 € | 4 385,26 € | 47 460,97 € |
| julho | 16 111,58 € | 23 001,93 € | 7 221,39 € | 5 489,59 € | 51 824,48 € |
| agosto | 14 755,84 € | 21 299,80 € | 8 937,23 € | 5 469,00 € | 50 461,87 € |
| setembro | 13 879,47 € | 21 969,03 € | 6 024,50 € | 5 205,57 € | 47 078,58 € |
| outubro | 15 949,95 € | 21 771,16 € | 7 356,70 € | 5 567,45 € | 50 645,26 € |
| novembro | 15 130,52 € | 16 629,77 € | 5 980,78 € | 4 573,25 € | 42 314,32 € |
| dezembro | 15 218,44 € | 16 147,85 € | 6 089,68 € | 4 414,78 € | 41 870,75 € |
| TOTAL | 181 423,14 € | 239 145,40 € | 81 620,96 € | 55 664,49 € | 557 853,99 € |
| MÉDIA | 15 118,59 € | 19 928,78 € | 6 801,75 € | 4 638,71 € | 46 487,83 € |

A.2 - Caso A: Ciclo Semanal Opcional

Tabela A.6 - Caso A: Tarifa Fixa, ciclo semanal opcional: Preço da Energia Ativa

| Mês/2014 | Preço da Energia em Horas de Ponta (€) | Preço da Energia em Horas de Cheia (€) | Preço da Energia em Horas de Vazio (€) | Preço da Energia em Horas de Super Vazio (€) | Preço Total da Energia (€) |
|--------------|--|--|--|--|----------------------------|
| janeiro | 5 468,33 € | 13 028,81 € | 4 959,46 € | 2 868,89 € | 26 325,49 € |
| fevereiro | 5 177,01 € | 11 898,66 € | 4 416,69 € | 2 669,82 € | 24 162,18 € |
| março | 4 654,69 € | 13 181,50 € | 5 312,76 € | 2 936,00 € | 26 084,96 € |
| abril | 2 477,07 € | 14 441,44 € | 6 236,69 € | 3 151,22 € | 26 306,43 € |
| maio | 2 548,18 € | 15 610,80 € | 6 096,18 € | 3 212,50 € | 27 467,67 € |
| junho | 2 586,74 € | 16 065,40 € | 5 447,01 € | 3 175,62 € | 27 274,77 € |
| julho | 2 914,19 € | 16 520,59 € | 5 685,36 € | 4 121,35 € | 29 241,49 € |
| agosto | 2 707,96 € | 14 881,12 € | 6 933,62 € | 4 193,82 € | 28 716,53 € |
| setembro | 2 747,94 € | 15 317,96 € | 4 827,18 € | 3 926,08 € | 26 819,16 € |
| outubro | 3 404,83 € | 15 322,66 € | 5 865,20 € | 4 206,35 € | 28 799,04 € |
| novembro | 4 762,87 € | 11 092,06 € | 4 862,39 € | 3 473,49 € | 24 190,81 € |
| dezembro | 4 518,57 € | 11 186,51 € | 4 806,46 € | 3 381,06 € | 23 892,60 € |
| TOTAL | 43 968,39 € | 168 547,53 € | 65 449,00 € | 41 316,21 € | 319 281,13 € |
| MÉDIA | 3 664,03 € | 14 045,63 € | 5 454,08 € | 3 443,02 € | 26 606,76 € |

Tabela A.7 - Caso A: Tarifa Fixa, ciclo semanal opcional: Preço do Termo de Rede de Energia Ativa

| Mês/2014 | Preço do Termo de Rede de Energia Ativa em Horas de Ponta (€) | Preço do Termo de Rede de Energia Ativa em Horas de Cheia (€) | Preço do Termo de Rede de Energia Ativa em Horas de Vazio (€) | Preço do Termo de Rede de Energia Ativa em Horas de Super Vazio (€) | Preço Total do Termo de Rede de Energia Ativa (€) |
|--------------|---|---|---|---|---|
| janeiro | 2 814,45 € | 6 001,22 € | 1 482,09 € | 1 023,24 € | 11 321,00 € |
| fevereiro | 2 653,91 € | 5 465,36 € | 1 315,54 € | 954,85 € | 10 389,66 € |
| março | 2 385,89 € | 6 055,37 € | 1 583,36 € | 1 050,82 € | 11 075,44 € |
| abril | 1 258,56 € | 6 656,20 € | 1 880,86 € | 1 149,11 € | 10 944,74 € |
| maio | 1 294,69 € | 7 195,17 € | 1 838,49 € | 1 171,46 € | 11 499,81 € |
| junho | 1 314,28 € | 7 404,70 € | 1 642,71 € | 1 158,01 € | 11 519,70 € |
| julho | 1 537,89 € | 8 258,88 € | 1 851,31 € | 1 318,02 € | 12 966,10 € |
| agosto | 1 429,06 € | 7 439,28 € | 2 257,78 € | 1 341,20 € | 12 467,32 € |
| setembro | 1 450,16 € | 7 657,67 € | 1 571,87 € | 1 255,57 € | 11 935,26 € |
| outubro | 1 802,53 € | 7 655,11 € | 1 906,68 € | 1 340,53 € | 12 704,85 € |
| novembro | 2 536,00 € | 5 526,02 € | 1 563,78 € | 1 089,47 € | 10 715,27 € |
| dezembro | 2 405,92 € | 5 573,08 € | 1 545,80 € | 1 060,48 € | 10 585,27 € |
| TOTAL | 22 883,33 € | 80 888,06 € | 20 440,28 € | 13 912,76 € | 138 124,43 € |
| MÉDIA | 1 906,94 € | 6 740,67 € | 1 703,36 € | 1 159,40 € | 11 510,37 € |

Tabela A.8 - Caso A: Tarifa Fixa, ciclo semanal opcional: Custo Total da Energia Ativa

| Mês/2014 | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Ponta (€) | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Cheia (€) | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Vazio (€) | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Super Vazio (€) | Custo Total da Energia Ativa (€) |
|--------------|--|--|--|--|----------------------------------|
| janeiro | 8 282,78 € | 19 030,03 € | 6 441,55 € | 3 892,13 € | 37 646,49 € |
| fevereiro | 7 830,91 € | 17 364,02 € | 5 732,24 € | 3 624,67 € | 34 551,84 € |
| março | 7 040,58 € | 19 236,87 € | 6 896,12 € | 3 986,82 € | 37 160,39 € |
| abril | 3 735,64 € | 21 097,65 € | 8 117,56 € | 4 300,33 € | 37 251,17 € |
| maio | 3 842,88 € | 22 805,97 € | 7 934,67 € | 4 383,96 € | 38 967,48 € |
| junho | 3 901,02 € | 23 470,10 € | 7 089,72 € | 4 333,63 € | 38 794,47 € |
| julho | 4 452,09 € | 24 779,47 € | 7 536,67 € | 5 439,37 € | 42 207,59 € |
| agosto | 4 137,02 € | 22 320,41 € | 9 191,40 € | 5 535,02 € | 41 183,85 € |
| setembro | 4 198,09 € | 22 975,63 € | 6 399,05 € | 5 181,66 € | 38 754,42 € |
| outubro | 5 207,36 € | 22 977,77 € | 7 771,89 € | 5 546,87 € | 41 503,89 € |
| novembro | 7 298,87 € | 16 618,08 € | 6 426,17 € | 4 562,96 € | 34 906,09 € |
| dezembro | 6 924,49 € | 16 759,58 € | 6 352,26 € | 4 441,55 € | 34 477,87 € |
| TOTAL | 66 851,72 € | 249 435,58 € | 85 889,29 € | 55 228,97 € | 457 405,56 € |
| MÉDIA | 5 570,98 € | 20 786,30 € | 7 157,44 € | 4 602,41 € | 38 117,13 € |

Tabela A.9 - Caso A: Tarifa Fixa, ciclo semanal opcional: Potência em Horas de Ponta

| Mês/2014 | Potência em Horas de Ponta (€) |
|--------------|--------------------------------|
| janeiro | 6 910,84 € |
| fevereiro | 6 474,59 € |
| março | 6 257,36 € |
| abril | 5 532,04 € |
| maio | 5 600,51 € |
| junho | 5 501,86 € |
| julho | 6 074,06 € |
| agosto | 6 490,85 € |
| setembro | 5 794,72 € |
| outubro | 6 443,05 € |
| novembro | 6 628,86 € |
| dezembro | 6 189,02 € |
| TOTAL | 73 897,77 € |
| MÉDIA | 6 107,99 € |

Tabela A.10 - Caso A: Custo Efetivo de Energia Ativa no Ciclo Semanal Opcional

| Mês/2014 | Custo Efetivo da Energia na Ponta (€) | Custo Efetivo da Energia na Cheia (€) | Custo Efetivo da Energia no Vazio (€) | Custo Efetivo da Energia no Super Vazio (€) | Custo Efetivo da Energia (€) |
|--------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---|------------------------------|
| janeiro | 15 193,62 € | 19 030,03 € | 6 441,55 € | 3 892,13 € | 44 557,33 € |
| fevereiro | 14 305,51 € | 17 364,02 € | 5 732,24 € | 3 624,67 € | 41 026,44 € |
| março | 13 297,94 € | 19 236,87 € | 6 896,12 € | 3 986,82 € | 43 417,76 € |
| abril | 9 267,67 € | 21 097,65 € | 8 117,56 € | 4 300,33 € | 42 783,20 € |
| maio | 9 443,39 € | 22 805,97 € | 7 934,67 € | 4 383,96 € | 44 567,99 € |
| junho | 9 402,88 € | 23 470,10 € | 7 089,72 € | 4 333,63 € | 44 296,33 € |
| julho | 10 526,15 € | 24 779,47 € | 7 536,67 € | 5 439,37 € | 48 281,66 € |
| agosto | 10 627,87 € | 22 320,41 € | 9 191,40 € | 5 535,02 € | 47 674,70 € |
| setembro | 9 992,82 € | 22 975,63 € | 6 399,05 € | 5 181,66 € | 44 549,15 € |
| outubro | 11 650,41 € | 22 977,77 € | 7 771,89 € | 5 546,87 € | 47 946,94 € |
| novembro | 13 927,73 € | 16 618,08 € | 6 426,17 € | 4 562,96 € | 41 534,95 € |
| dezembro | 13 113,51 € | 16 759,58 € | 6 352,26 € | 4 441,55 € | 40 666,89 € |
| TOTAL | 140 749,49 € | 249 435,58 € | 85 889,29 € | 55 228,97 € | 531 303,33 € |
| MÉDIA | 11 729,12 € | 20 786,30 € | 7 157,44 € | 4 602,41 € | 44 275,28 € |

A.3 - Caso B: Ciclo Semanal

Tabela A.11 - Caso B: Tarifa Fixa, ciclo semanal: Preço da Energia Ativa

| Mês/2014 | Preço da Energia em Horas de Ponta (€) | Preço da Energia em Horas de Cheia (€) | Preço da Energia em Horas de Vazio (€) | Preço da Energia em Horas de Super Vazio (€) | Preço Total da Energia (€) |
|--------------|--|--|--|--|----------------------------|
| janeiro | 2 292,25 € | 5 510,75 € | 1 040,50 € | 1 167,97 € | 10 011,46 € |
| fevereiro | 1 956,44 € | 4 772,30 € | 1 013,88 € | 1 139,10 € | 8 881,72 € |
| março | 1 962,27 € | 4 901,88 € | 1 078,85 € | 1 138,63 € | 9 081,63 € |
| abril | 1 408,73 € | 6 052,32 € | 1 218,35 € | 1 199,14 € | 9 878,54 € |
| maio | 1 659,54 € | 7 167,83 € | 1 517,07 € | 1 420,07 € | 11 764,51 € |
| junho | 1 561,18 € | 6 781,22 € | 1 171,79 € | 1 154,83 € | 10 669,03 € |
| julho | 1 495,97 € | 6 617,97 € | 1 093,36 € | 1 206,44 € | 10 413,74 € |
| agosto | 527,19 € | 2 122,77 € | 468,78 € | 446,88 € | 3 565,62 € |
| setembro | 1 553,95 € | 6 828,88 € | 1 174,06 € | 1 287,84 € | 10 844,73 € |
| outubro | 1 793,18 € | 6 534,72 € | 1 559,91 € | 1 335,82 € | 11 223,63 € |
| novembro | 2 244,99 € | 5 485,06 € | 1 186,88 € | 1 211,46 € | 10 128,39 € |
| dezembro | 2 009,05 € | 4 805,26 € | 979,76 € | 983,91 € | 8 777,97 € |
| TOTAL | 20 464,75 € | 67 580,97 € | 13 503,18 € | 13 692,08 € | 115 240,98 € |
| MÉDIA | 1 705,40 € | 5 631,75 € | 1 125,27 € | 1 141,01 € | 9 603,42 € |

Tabela A.12 - Caso B: Tarifa Fixa, ciclo semanal: Preço do Termo de Rede de Energia Ativa

| Mês/2014 | Preço do Termo de Rede de Energia Ativa em Horas de Ponta (€) | Preço do Termo de Rede de Energia Ativa em Horas de Cheia (€) | Preço do Termo de Rede de Energia Ativa em Horas de Vazio (€) | Preço do Termo de Rede de Energia Ativa em Horas de Super Vazio (€) | Preço Total do Termo de Rede de Energia Ativa (€) |
|--------------|---|---|---|---|---|
| janeiro | 1 189,59 € | 2 453,73 € | 312,42 € | 371,01 € | 4 326,75 € |
| fevereiro | 1 015,32 € | 2 124,93 € | 304,43 € | 361,84 € | 3 806,52 € |
| março | 1 018,21 € | 2 182,84 € | 324,01 € | 361,73 € | 3 886,79 € |
| abril | 724,59 € | 2 704,17 € | 370,40 € | 388,38 € | 4 187,53 € |
| maio | 853,60 € | 3 202,58 € | 461,21 € | 459,93 € | 4 977,32 € |
| junho | 803,00 € | 3 029,84 € | 356,24 € | 374,03 € | 4 563,11 € |
| julho | 769,46 € | 2 956,90 € | 332,40 € | 390,74 € | 4 449,50 € |
| agosto | 271,17 € | 948,45 € | 142,52 € | 144,74 € | 1 506,87 € |
| setembro | 799,28 € | 3 051,14 € | 356,93 € | 417,11 € | 4 624,46 € |
| outubro | 940,85 € | 2 968,88 € | 489,80 € | 470,82 € | 4 870,35 € |
| novembro | 1 185,45 € | 2 485,03 € | 368,73 € | 420,26 € | 4 459,48 € |
| dezembro | 1 060,86 € | 2 177,04 € | 304,38 € | 341,32 € | 3 883,62 € |
| TOTAL | 10 631,39 € | 30 285,53 € | 4 123,47 € | 4 501,90 € | 49 542,28 € |
| MÉDIA | 885,95 € | 2 523,79 € | 343,62 € | 375,16 € | 4 128,52 € |

Tabela A.13 - Caso B: Tarifa Fixa, ciclo semanal: Custo Total da Energia Ativa

| Mês/2014 | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Ponta (€) | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Cheia (€) | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Vazio (€) | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Super Vazio (€) | Custo Total da Energia Ativa (€) |
|--------------|--|--|--|--|----------------------------------|
| janeiro | 3 481,84 € | 7 964,48 € | 1 352,92 € | 1 538,97 € | 14 338,21 € |
| fevereiro | 2 971,76 € | 6 897,23 € | 1 318,31 € | 1 500,94 € | 12 688,24 € |
| março | 2 980,48 € | 7 084,72 € | 1 402,86 € | 1 500,36 € | 12 968,42 € |
| abril | 2 133,32 € | 8 756,49 € | 1 588,75 € | 1 587,52 € | 14 066,07 € |
| maio | 2 513,14 € | 10 370,41 € | 1 978,28 € | 1 880,00 € | 16 741,83 € |
| junho | 2 364,19 € | 9 811,06 € | 1 528,04 € | 1 528,85 € | 15 232,14 € |
| julho | 2 265,43 € | 9 574,88 € | 1 425,75 € | 1 597,18 € | 14 863,24 € |
| agosto | 798,36 € | 3 071,21 € | 611,29 € | 591,62 € | 5 072,49 € |
| setembro | 2 353,24 € | 9 880,02 € | 1 530,99 € | 1 704,94 € | 15 469,19 € |
| outubro | 2 734,03 € | 9 503,59 € | 2 049,72 € | 1 806,65 € | 16 093,98 € |
| novembro | 3 430,44 € | 7 970,10 € | 1 555,61 € | 1 631,72 € | 14 587,87 € |
| dezembro | 3 069,91 € | 6 982,31 € | 1 284,14 € | 1 325,23 € | 12 661,59 € |
| TOTAL | 31 096,14 € | 97 866,50 € | 17 626,65 € | 18 193,98 € | 164 783,26 € |
| MÉDIA | 2 591,34 € | 8 155,54 € | 1 468,89 € | 1 516,17 € | 13 731,94 € |

Tabela A.14 - Caso B: Tarifa Fixa, ciclo semanal: Potência em Horas de Ponta

| Mês/2014 | Potência em Horas de Ponta (€) |
|--------------|--------------------------------|
| janeiro | 2 921,03 € |
| fevereiro | 2 477,02 € |
| março | 2 670,47 € |
| abril | 3 184,94 € |
| maio | 3 692,45 € |
| junho | 3 361,54 € |
| julho | 3 039,07 € |
| agosto | 1 231,65 € |
| setembro | 3 193,89 € |
| outubro | 3 365,18 € |
| novembro | 3 098,66 € |
| dezembro | 2 728,98 € |
| TOTAL | 34 964,86 € |
| MÉDIA | 2 913,74 € |

Tabela A.15 - Caso B: Custo Efetivo de Energia Ativa no Ciclo Semanal

| Mês/2014 | Custo Efetivo da Energia na Ponta (€) | Custo Efetivo da Energia na Cheia (€) | Custo Efetivo da Energia no Vazio (€) | Custo Efetivo da Energia no Super Vazio (€) | Custo Efetivo da Energia (€) |
|--------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---|------------------------------|
| janeiro | 6 402,87 € | 7 964,48 € | 1 352,92 € | 1 538,97 € | 17 259,23 € |
| fevereiro | 5 448,77 € | 6 897,23 € | 1 318,31 € | 1 500,94 € | 15 165,25 € |
| março | 5 650,95 € | 7 084,72 € | 1 402,86 € | 1 500,36 € | 15 638,88 € |
| abril | 5 318,26 € | 8 756,49 € | 1 588,75 € | 1 587,52 € | 17 251,02 € |
| maio | 6 205,59 € | 10 370,41 € | 1 978,28 € | 1 880,00 € | 20 434,28 € |
| junho | 5 725,73 € | 9 811,06 € | 1 528,04 € | 1 528,85 € | 18 593,68 € |
| julho | 5 304,50 € | 9 574,88 € | 1 425,75 € | 1 597,18 € | 17 902,30 € |
| agosto | 2 030,01 € | 3 071,21 € | 611,29 € | 591,62 € | 6 304,14 € |
| setembro | 5 547,12 € | 9 880,02 € | 1 530,99 € | 1 704,94 € | 18 663,07 € |
| outubro | 6 099,21 € | 9 503,59 € | 2 049,72 € | 1 806,65 € | 19 459,16 € |
| novembro | 6 529,10 € | 7 970,10 € | 1 555,61 € | 1 631,72 € | 17 686,53 € |
| dezembro | 5 798,90 € | 6 982,31 € | 1 284,14 € | 1 325,23 € | 15 390,57 € |
| TOTAL | 66 061,00 € | 97 866,50 € | 17 626,65 € | 18 193,98 € | 199 748,12 € |
| MÉDIA | 5 505,08 € | 8 155,54 € | 1 468,89 € | 1 516,17 € | 16 645,68 € |

A.4 - Caso B: Ciclo Semanal Opcional

Tabela A.16 - Caso B: Tarifa Fixa, ciclo semanal opcional: Preço da Energia Ativa

| Mês/2014 | Preço da Energia em Horas de Ponta (€) | Preço da Energia em Horas de Cheia (€) | Preço da Energia em Horas de Vazio (€) | Preço da Energia em Horas de Super Vazio (€) | Preço Total da Energia (€) |
|--------------|--|--|--|--|----------------------------|
| janeiro | 2 052,16 € | 5 740,97 € | 1 075,77 € | 1 143,38 € | 10 012,28 € |
| fevereiro | 1 735,44 € | 4 998,11 € | 1 044,11 € | 1 108,23 € | 8 885,88 € |
| março | 1 787,79 € | 5 057,62 € | 1 152,52 € | 1 085,90 € | 9 083,83 € |
| abril | 1 453,03 € | 5 984,34 € | 1 297,54 € | 1 145,07 € | 9 879,99 € |
| maio | 1 658,98 € | 7 077,66 € | 1 642,17 € | 1 374,09 € | 11 752,90 € |
| junho | 1 626,15 € | 6 628,83 € | 1 280,91 € | 1 120,85 € | 10 656,74 € |
| julho | 1 629,73 € | 6 495,19 € | 1 122,80 € | 1 171,71 € | 10 419,43 € |
| agosto | 549,58 € | 2 085,61 € | 502,80 € | 427,05 € | 3 565,05 € |
| setembro | 1 637,47 € | 6 738,37 € | 1 263,89 € | 1 211,82 € | 10 851,54 € |
| outubro | 1 774,21 € | 6 535,18 € | 1 651,30 € | 1 270,31 € | 11 231,00 € |
| novembro | 2 024,40 € | 5 692,60 € | 1 266,13 € | 1 152,59 € | 10 135,72 € |
| dezembro | 1 774,93 € | 5 030,66 € | 1 024,26 € | 951,80 € | 8 781,65 € |
| TOTAL | 19 703,87 € | 68 065,13 € | 14 324,20 € | 13 162,80 € | 115 256,00 € |
| MÉDIA | 1 641,99 € | 5 672,09 € | 1 193,68 € | 1 096,90 € | 9 604,67 € |

Tabela A.17 - Caso B: Tarifa Fixa, ciclo semanal opcional: Preço do Termo de Rede de Energia Ativa

| Mês/2014 | Preço do Termo de Rede de Energia Ativa em Horas de Ponta (€) | Preço do Termo de Rede de Energia Ativa em Horas de Cheia (€) | Preço do Termo de Rede de Energia Ativa em Horas de Vazio (€) | Preço do Termo de Rede de Energia Ativa em Horas de Super Vazio (€) | Preço Total do Termo de Rede de Energia Ativa (€) |
|--------------|---|---|---|---|---|
| janeiro | 1 065,00 € | 2 556,24 € | 323,01 € | 363,20 € | 4 307,44 € |
| fevereiro | 900,63 € | 2 225,47 € | 313,50 € | 352,03 € | 3 791,63 € |
| março | 927,62 € | 2 252,17 € | 346,13 € | 344,98 € | 3 870,90 € |
| abril | 747,38 € | 2 673,80 € | 394,47 € | 370,87 € | 4 186,51 € |
| maio | 853,30 € | 3 162,29 € | 499,24 € | 445,04 € | 4 959,88 € |
| junho | 836,42 € | 2 961,75 € | 389,42 € | 363,02 € | 4 550,61 € |
| julho | 838,26 € | 2 902,04 € | 341,35 € | 379,49 € | 4 461,14 € |
| agosto | 282,68 € | 931,85 € | 152,86 € | 138,31 € | 1 505,70 € |
| setembro | 842,24 € | 3 010,69 € | 384,24 € | 392,48 € | 4 629,66 € |
| outubro | 930,82 € | 2 969,05 € | 518,55 € | 447,65 € | 4 866,08 € |
| novembro | 1 068,97 € | 2 579,06 € | 393,35 € | 399,84 € | 4 441,22 € |
| dezembro | 937,24 € | 2 279,16 € | 318,21 € | 330,19 € | 3 864,80 € |
| TOTAL | 10 230,56 € | 30 503,58 € | 4 374,34 € | 4 327,10 € | 49 435,57 € |
| MÉDIA | 852,55 € | 2 541,96 € | 364,53 € | 360,59 € | 4 119,63 € |

Tabela A.18 - Caso B: Tarifa Fixa, ciclo semanal opcional: Custo Total da Energia Ativa

| Mês/2014 | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Ponta (€) | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Cheia (€) | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Vazio (€) | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Super Vazio (€) | Custo Total da Energia Ativa (€) |
|--------------|--|--|--|--|----------------------------------|
| janeiro | 3 117,16 € | 8 297,21 € | 1 398,78 € | 1 506,57 € | 14 319,72 € |
| fevereiro | 2 636,06 € | 7 223,58 € | 1 357,61 € | 1 460,26 € | 12 677,51 € |
| março | 2 715,41 € | 7 309,79 € | 1 498,65 € | 1 430,88 € | 12 954,73 € |
| abril | 2 200,41 € | 8 658,14 € | 1 692,01 € | 1 515,94 € | 14 066,50 € |
| maio | 2 512,28 € | 10 239,95 € | 2 141,42 € | 1 819,13 € | 16 712,78 € |
| junho | 2 462,57 € | 9 590,59 € | 1 670,33 € | 1 483,87 € | 15 207,35 € |
| julho | 2 467,99 € | 9 397,23 € | 1 464,14 € | 1 551,20 € | 14 880,57 € |
| agosto | 832,26 € | 3 017,46 € | 655,66 € | 565,37 € | 5 070,75 € |
| setembro | 2 479,71 € | 9 749,06 € | 1 648,13 € | 1 604,30 € | 15 481,20 € |
| outubro | 2 705,04 € | 9 504,23 € | 2 169,85 € | 1 717,96 € | 16 097,08 € |
| novembro | 3 093,36 € | 8 271,66 € | 1 659,48 € | 1 552,43 € | 14 576,93 € |
| dezembro | 2 712,17 € | 7 309,82 € | 1 342,48 € | 1 281,98 € | 12 646,45 € |
| TOTAL | 29 934,43 € | 98 568,71 € | 18 698,54 € | 17 489,90 € | 164 691,57 € |
| MÉDIA | 2 494,54 € | 8 214,06 € | 1 558,21 € | 1 457,49 € | 13 724,30 € |

Tabela A.19 - Caso B: Tarifa Fixa, ciclo semanal opcional: Potência em Horas de Ponta

| Mês/2014 | Potência em Horas de Ponta (€) |
|--------------|--------------------------------|
| janeiro | 2 615,08 € |
| fevereiro | 2 197,21 € |
| março | 2 433,01 € |
| abril | 3 285,11 € |
| maio | 3 691,18 € |
| junho | 3 501,43 € |
| julho | 3 310,80 € |
| agosto | 1 283,95 € |
| setembro | 3 365,53 € |
| outubro | 3 329,59 € |
| novembro | 2 794,18 € |
| dezembro | 2 410,97 € |
| TOTAL | 34 218,05 € |
| MÉDIA | 2 851,50 € |

Tabela A.20 - Caso B: Custo Efetivo de Energia Ativa no Ciclo Semanal Opcional

| Mês/2014 | Custo Efetivo da Energia na Ponta (€) | Custo Efetivo da Energia na Cheia (€) | Custo Efetivo da Energia no Vazio (€) | Custo Efetivo da Energia no Super Vazio (€) | Custo Efetivo da Energia (€) |
|--------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---|------------------------------|
| janeiro | 5 732,24 € | 8 297,21 € | 1 398,78 € | 1 506,57 € | 16 934,81 € |
| fevereiro | 4 833,27 € | 7 223,58 € | 1 357,61 € | 1 460,26 € | 14 874,72 € |
| março | 5 148,42 € | 7 309,79 € | 1 498,65 € | 1 430,88 € | 15 387,74 € |
| abril | 5 485,52 € | 8 658,14 € | 1 692,01 € | 1 515,94 € | 17 351,61 € |
| maio | 6 203,46 € | 10 239,95 € | 2 141,42 € | 1 819,13 € | 20 403,96 € |
| junho | 5 964,00 € | 9 590,59 € | 1 670,33 € | 1 483,87 € | 18 708,78 € |
| julho | 5 778,79 € | 9 397,23 € | 1 464,14 € | 1 551,20 € | 18 191,37 € |
| agosto | 2 116,21 € | 3 017,46 € | 655,66 € | 565,37 € | 6 354,70 € |
| setembro | 5 845,24 € | 9 749,06 € | 1 648,13 € | 1 604,30 € | 18 846,73 € |
| outubro | 6 034,63 € | 9 504,23 € | 2 169,85 € | 1 717,96 € | 19 426,67 € |
| novembro | 5 887,54 € | 8 271,66 € | 1 659,48 € | 1 552,43 € | 17 371,11 € |
| dezembro | 5 123,14 € | 7 309,82 € | 1 342,48 € | 1 281,98 € | 15 057,42 € |
| TOTAL | 64 152,48 € | 98 568,71 € | 18 698,54 € | 17 489,90 € | 198 909,62 € |
| MÉDIA | 5 346,04 € | 8 214,06 € | 1 558,21 € | 1 457,49 € | 16 575,80 € |

Anexo B

Resultados da Simulação II

B.1 - Caso A: Tarifa Indexada I

Tabela B.1 - Caso A: Tarifa Indexada I, ciclo semanal opcional: Preço da Energia Ativa

| Mês/2014 | Preço da Energia em Horas de Ponta (€) | Preço da Energia em Horas de Cheia (€) | Preço da Energia em Horas de Vazio (€) | Preço da Energia em Horas de Super Vazio (€) | Preço Total da Energia (€) |
|--------------|--|--|--|--|----------------------------|
| janeiro | 5 035,29 € | 9 408,98 € | 2 790,72 € | 1 374,86 € | 18 609,86 € |
| fevereiro | 3 055,94 € | 4 300,63 € | 1 011,63 € | 529,04 € | 8 897,24 € |
| março | 3 623,06 € | 8 254,80 € | 2 763,75 € | 1 798,70 € | 16 440,31 € |
| abril | 1 350,61 € | 9 257,34 € | 3 214,72 € | 2 067,65 € | 15 890,31 € |
| maio | 2 042,15 € | 13 615,78 € | 5 339,73 € | 3 255,36 € | 24 253,02 € |
| junho | 2 579,32 € | 17 013,25 € | 5 565,51 € | 3 959,39 € | 29 117,47 € |
| julho | 2 834,48 € | 17 660,68 € | 5 884,06 € | 4 004,45 € | 30 383,68 € |
| agosto | 2 641,49 € | 16 223,79 € | 7 562,79 € | 4 367,60 € | 30 795,67 € |
| setembro | 3 138,13 € | 19 345,85 € | 6 199,50 € | 4 524,76 € | 33 208,24 € |
| outubro | 3 880,74 € | 18 874,73 € | 7 405,16 € | 4 094,97 € | 34 255,61 € |
| novembro | 5 298,69 € | 11 895,02 € | 4 998,89 € | 2 894,76 € | 25 087,36 € |
| dezembro | 4 954,79 € | 12 212,42 € | 5 075,95 € | 2 959,48 € | 25 202,63 € |
| TOTAL | 40 434,69 € | 158 063,27 € | 57 812,42 € | 35 831,01 € | 292 141,39 € |
| MÉDIA | 3 369,56 € | 13 171,94 € | 4 817,70 € | 2 985,92 € | 24 345,12 € |

Tabela B.2 - Caso A: Tarifa Indexada I, ciclo semanal opcional: Custo Total da Energia Ativa

| Mês/2014 | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Ponta (€) | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Cheia (€) | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Vazio (€) | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Super Vazio (€) | Custo Total da Energia Ativa (€) |
|--------------|--|--|--|--|----------------------------------|
| janeiro | 7 849,74 € | 15 410,20 € | 4 272,82 € | 2 398,10 € | 29 930,85 € |
| fevereiro | 5 709,85 € | 9 766,00 € | 2 327,17 € | 1 483,88 € | 19 286,90 € |
| março | 6 008,95 € | 14 310,17 € | 4 347,11 € | 2 849,51 € | 27 515,75 € |
| abril | 2 609,17 € | 15 913,54 € | 5 095,58 € | 3 216,76 € | 26 835,05 € |
| maio | 3 336,84 € | 20 810,95 € | 7 178,22 € | 4 426,82 € | 35 752,83 € |
| junho | 3 893,60 € | 24 417,94 € | 7 208,23 € | 5 117,40 € | 40 637,17 € |
| julho | 4 372,37 € | 25 919,55 € | 7 735,38 € | 5 322,47 € | 43 349,78 € |
| agosto | 4 070,55 € | 23 663,08 € | 9 820,57 € | 5 708,80 € | 43 262,99 € |
| setembro | 4 588,28 € | 27 003,52 € | 7 771,37 € | 5 780,34 € | 45 143,50 € |
| outubro | 5 683,27 € | 26 529,84 € | 9 311,85 € | 5 435,49 € | 46 960,46 € |
| novembro | 7 834,68 € | 17 421,04 € | 6 562,68 € | 3 984,23 € | 35 802,64 € |
| dezembro | 7 360,70 € | 17 785,49 € | 6 621,74 € | 4 019,96 € | 35 787,90 € |
| TOTAL | 63 318,02 € | 238 951,32 € | 78 252,71 € | 49 743,77 € | 430 265,82 € |
| MÉDIA | 5 276,50 € | 19 912,61 € | 6 521,06 € | 4 145,31 € | 35 855,48 € |

Tabela B.3 - Caso A: Tarifa Indexada I, ciclo semanal opcional: Custo Efetivo de Energia Ativa

| Mês/2014 | Custo Efetivo da Energia na Ponta (€) | Custo Efetivo da Energia na Cheia (€) | Custo Efetivo da Energia no Vazio (€) | Custo Efetivo da Energia no Super Vazio (€) | Custo Efetivo da Energia (€) |
|--------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---|------------------------------|
| janeiro | 14 760,59 € | 15 410,20 € | 4 272,82 € | 2 398,10 € | 36 841,70 € |
| fevereiro | 12 184,44 € | 9 766,00 € | 2 327,17 € | 1 483,88 € | 25 761,49 € |
| março | 12 266,31 € | 14 310,17 € | 4 347,11 € | 2 849,51 € | 33 773,11 € |
| abril | 8 141,21 € | 15 913,54 € | 5 095,58 € | 3 216,76 € | 32 367,09 € |
| maio | 8 937,35 € | 20 810,95 € | 7 178,22 € | 4 426,82 € | 41 353,34 € |
| junho | 9 395,46 € | 24 417,94 € | 7 208,23 € | 5 117,40 € | 46 139,03 € |
| julho | 10 446,44 € | 25 919,55 € | 7 735,38 € | 5 322,47 € | 49 423,84 € |
| agosto | 10 561,39 € | 23 663,08 € | 9 820,57 € | 5 708,80 € | 49 753,84 € |
| setembro | 10 383,01 € | 27 003,52 € | 7 771,37 € | 5 780,34 € | 50 938,22 € |
| outubro | 12 126,33 € | 26 529,84 € | 9 311,85 € | 5 435,49 € | 53 403,51 € |
| novembro | 14 463,54 € | 17 421,04 € | 6 562,68 € | 3 984,23 € | 42 431,49 € |
| dezembro | 13 549,72 € | 17 785,49 € | 6 621,74 € | 4 019,96 € | 41 976,92 € |
| TOTAL | 137 215,79 € | 238 951,32 € | 78 252,71 € | 49 743,77 € | 504 163,58 € |
| MÉDIA | 11 434,65 € | 19 912,61 € | 6 521,06 € | 4 145,31 € | 42 013,63 € |

B.2 - Caso A: Tarifa Indexada II

Tabela B.4 - Caso A: Tarifa Indexada II, ciclo semanal opcional: Preço da Energia Ativa

| Mês/2014 | Preço da Energia em Horas de Ponta (€) | Preço da Energia em Horas de Cheia (€) | Preço da Energia em Horas de Vazio (€) | Preço da Energia em Horas de Super Vazio (€) | Preço Total da Energia (€) |
|--------------|--|--|--|--|----------------------------|
| janeiro | 5 077,11 € | 9 435,87 € | 2 779,84 € | 1 362,71 € | 18 655,52 € |
| fevereiro | 3 063,44 € | 4 282,03 € | 995,43 € | 513,70 € | 8 854,60 € |
| março | 3 611,60 € | 8 218,76 € | 2 735,93 € | 1 782,72 € | 16 349,00 € |
| abril | 1 329,92 € | 9 183,31 € | 3 170,65 € | 2 043,98 € | 15 727,86 € |
| maio | 2 013,64 € | 13 505,05 € | 5 278,95 € | 3 225,14 € | 24 022,79 € |
| junho | 2 546,98 € | 16 889,37 € | 5 506,15 € | 3 931,06 € | 28 873,56 € |
| julho | 2 807,19 € | 17 560,82 € | 5 828,23 € | 3 978,97 € | 30 175,21 € |
| agosto | 2 605,08 € | 16 081,28 € | 7 490,74 € | 4 337,77 € | 30 514,86 € |
| setembro | 3 102,07 € | 19 223,47 € | 6 143,15 € | 4 497,86 € | 32 966,56 € |
| outubro | 3 845,51 € | 18 793,95 € | 7 358,24 € | 4 066,14 € | 34 063,86 € |
| novembro | 5 320,39 € | 11 884,28 € | 4 971,61 € | 2 879,21 € | 25 055,48 € |
| dezembro | 4 991,55 € | 12 235,67 € | 5 074,51 € | 2 953,27 € | 25 255,00 € |
| TOTAL | 40 314,47 € | 157 293,87 € | 57 333,44 € | 35 572,53 € | 290 514,31 € |
| MÉDIA | 3 359,54 € | 13 107,82 € | 4 777,79 € | 2 964,38 € | 24 209,53 € |

Tabela B.5 - Caso A: Tarifa Indexada II, ciclo semanal opcional: Custo Total da Energia Ativa

| Mês/2014 | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Ponta (€) | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Cheia (€) | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Vazio (€) | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Super Vazio (€) | Custo Total da Energia Ativa (€) |
|--------------|--|--|--|--|----------------------------------|
| janeiro | 7 891,56 € | 15 437,08 € | 4 261,93 € | 2 385,95 € | 29 976,52 € |
| fevereiro | 5 717,35 € | 9 747,39 € | 2 310,98 € | 1 468,55 € | 19 244,26 € |
| março | 5 997,48 € | 14 274,13 € | 4 319,28 € | 2 833,53 € | 27 424,44 € |
| abril | 2 588,48 € | 15 839,52 € | 5 051,51 € | 3 193,09 € | 26 672,60 € |
| maio | 3 308,33 € | 20 700,23 € | 7 117,44 € | 4 396,60 € | 35 522,60 € |
| junho | 3 861,26 € | 24 294,07 € | 7 148,86 € | 5 089,07 € | 40 393,27 € |
| julho | 4 345,08 € | 25 819,70 € | 7 679,54 € | 5 296,99 € | 43 141,31 € |
| agosto | 4 034,14 € | 23 520,56 € | 9 748,52 € | 5 678,96 € | 42 982,19 € |
| setembro | 4 552,23 € | 26 881,14 € | 7 715,02 € | 5 753,44 € | 44 901,82 € |
| outubro | 5 648,04 € | 26 449,06 € | 9 264,93 € | 5 406,67 € | 46 768,71 € |
| novembro | 7 856,38 € | 17 410,30 € | 6 535,39 € | 3 968,68 € | 35 770,76 € |
| dezembro | 7 397,47 € | 17 808,74 € | 6 620,31 € | 4 013,75 € | 35 840,27 € |
| TOTAL | 63 197,81 € | 238 181,92 € | 77 773,73 € | 49 485,29 € | 428 638,74 € |
| MÉDIA | 5 266,48 € | 19 848,49 € | 6 481,14 € | 4 123,77 € | 35 719,90 € |

Tabela B.6 - Caso A: Tarifa Indexada II, ciclo semanal opcional: Custo Efetivo de Energia Ativa

| Mês/2014 | Custo Efetivo da Energia na Ponta (€) | Custo Efetivo da Energia na Cheia (€) | Custo Efetivo da Energia no Vazio (€) | Custo Efetivo da Energia no Super Vazio (€) | Custo Efetivo da Energia (€) |
|--------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---|------------------------------|
| janeiro | 14 802,40 € | 15 437,08 € | 4 261,93 € | 2 385,95 € | 36 887,37 € |
| fevereiro | 12 191,94 € | 9 747,39 € | 2 310,98 € | 1 468,55 € | 25 718,86 € |
| março | 12 254,85 € | 14 274,13 € | 4 319,28 € | 2 833,53 € | 33 681,80 € |
| abril | 8 120,52 € | 15 839,52 € | 5 051,51 € | 3 193,09 € | 32 204,64 € |
| maio | 8 908,84 € | 20 700,23 € | 7 117,44 € | 4 396,60 € | 41 123,11 € |
| junho | 9 363,12 € | 24 294,07 € | 7 148,86 € | 5 089,07 € | 45 895,12 € |
| julho | 10 419,14 € | 25 819,70 € | 7 679,54 € | 5 296,99 € | 49 215,37 € |
| agosto | 10 524,98 € | 23 520,56 € | 9 748,52 € | 5 678,96 € | 49 473,03 € |
| setembro | 10 346,95 € | 26 881,14 € | 7 715,02 € | 5 753,44 € | 50 696,54 € |
| outubro | 12 091,10 € | 26 449,06 € | 9 264,93 € | 5 406,67 € | 53 211,76 € |
| novembro | 14 485,24 € | 17 410,30 € | 6 535,39 € | 3 968,68 € | 42 399,61 € |
| dezembro | 13 586,49 € | 17 808,74 € | 6 620,31 € | 4 013,75 € | 42 029,29 € |
| TOTAL | 137 095,57 € | 238 181,92 € | 77 773,73 € | 49 485,29 € | 502 536,51 € |
| MÉDIA | 11 424,63 € | 19 848,49 € | 6 481,14 € | 4 123,77 € | 41 878,04 € |

B.3 - Caso B: Tarifa Indexada I

Tabela B.7 - Caso B: Tarifa Indexada I, ciclo semanal: Preço da Energia Ativa

| Mês/2014 | Preço da Energia em Horas de Ponta (€) | Preço da Energia em Horas de Cheia (€) | Preço da Energia em Horas de Vazio (€) | Preço da Energia em Horas de Super Vazio (€) | Preço Total da Energia (€) |
|--------------|--|--|--|--|----------------------------|
| janeiro | 2 044,39 € | 4 124,44 € | 598,52 € | 566,18 € | 7 333,53 € |
| fevereiro | 1 151,66 € | 1 918,80 € | 257,13 € | 247,54 € | 3 575,14 € |
| março | 1 547,31 € | 3 322,38 € | 670,82 € | 721,97 € | 6 262,48 € |
| abril | 989,07 € | 3 861,02 € | 755,18 € | 784,73 € | 6 390,00 € |
| maio | 1 534,61 € | 6 254,51 € | 1 392,69 € | 1 333,63 € | 10 515,44 € |
| junho | 1 745,37 € | 7 115,71 € | 1 299,02 € | 1 370,89 € | 11 531,00 € |
| julho | 1 555,65 € | 6 465,82 € | 1 061,95 € | 1 226,11 € | 10 309,53 € |
| agosto | 566,79 € | 2 081,20 € | 493,71 € | 498,60 € | 3 640,30 € |
| setembro | 1 882,74 € | 7 891,64 € | 1 392,54 € | 1 544,97 € | 12 711,90 € |
| outubro | 2 208,00 € | 7 487,77 € | 1 907,06 € | 1 448,93 € | 13 051,76 € |
| novembro | 2 515,48 € | 5 653,03 € | 1 149,95 € | 1 176,45 € | 10 494,91 € |
| dezembro | 2 206,00 € | 5 049,45 € | 1 011,34 € | 1 015,87 € | 9 282,66 € |
| TOTAL | 19 947,07 € | 61 225,79 € | 11 989,91 € | 11 935,87 € | 105 098,64 € |
| MÉDIA | 1 662,26 € | 5 102,15 € | 999,16 € | 994,66 € | 8 758,22 € |

Tabela B.8 - Caso B: Tarifa Indexada I, ciclo semanal: Custo Total da Energia Ativa

| Mês/2014 | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Ponta (€) | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Cheia (€) | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Vazio (€) | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Super Vazio (€) | Custo Total da Energia Ativa (€) |
|--------------|--|--|--|--|----------------------------------|
| janeiro | 3 233,98 € | 6 578,17 € | 910,94 € | 937,19 € | 11 660,28 € |
| fevereiro | 2 166,98 € | 4 043,73 € | 561,56 € | 609,38 € | 7 381,65 € |
| março | 2 565,52 € | 5 505,22 € | 994,83 € | 1 083,70 € | 10 149,27 € |
| abril | 1 713,66 € | 6 565,19 € | 1 125,57 € | 1 173,10 € | 10 577,53 € |
| maio | 2 388,21 € | 9 457,09 € | 1 853,90 € | 1 793,56 € | 15 492,75 € |
| junho | 2 548,38 € | 10 145,55 € | 1 655,26 € | 1 744,92 € | 16 094,11 € |
| julho | 2 325,12 € | 9 422,72 € | 1 394,35 € | 1 616,85 € | 14 759,03 € |
| agosto | 837,95 € | 3 029,65 € | 636,23 € | 643,33 € | 5 147,17 € |
| setembro | 2 682,03 € | 10 942,78 € | 1 749,47 € | 1 962,08 € | 17 336,36 € |
| outubro | 3 148,85 € | 10 456,65 € | 2 396,86 € | 1 919,76 € | 17 922,11 € |
| novembro | 3 700,93 € | 8 138,06 € | 1 518,68 € | 1 596,72 € | 14 954,39 € |
| dezembro | 3 266,86 € | 7 226,50 € | 1 315,72 € | 1 357,19 € | 13 166,28 € |
| TOTAL | 30 578,46 € | 91 511,32 € | 16 113,37 € | 16 437,77 € | 154 640,92 € |
| MÉDIA | 2 548,20 € | 7 625,94 € | 1 342,78 € | 1 369,81 € | 12 886,74 € |

Tabela B.9 - Caso B: Tarifa Indexada I, ciclo semanal: Custo Efetivo de Energia Ativa

| Mês/2014 | Custo Efetivo da Energia na Ponta (€) | Custo Efetivo da Energia na Cheia (€) | Custo Efetivo da Energia no Vazio (€) | Custo Efetivo da Energia no Super Vazio (€) | Custo Efetivo da Energia (€) |
|--------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---|------------------------------|
| janeiro | 6 155,00 € | 6 578,17 € | 910,94 € | 937,19 € | 14 581,30 € |
| fevereiro | 4 644,00 € | 4 043,73 € | 561,56 € | 609,38 € | 9 858,67 € |
| março | 5 235,99 € | 5 505,22 € | 994,83 € | 1 083,70 € | 12 819,73 € |
| abril | 4 898,60 € | 6 565,19 € | 1 125,57 € | 1 173,10 € | 13 762,47 € |
| maio | 6 080,65 € | 9 457,09 € | 1 853,90 € | 1 793,56 € | 19 185,20 € |
| junho | 5 909,92 € | 10 145,55 € | 1 655,26 € | 1 744,92 € | 19 455,65 € |
| julho | 5 364,18 € | 9 422,72 € | 1 394,35 € | 1 616,85 € | 17 798,10 € |
| agosto | 2 069,60 € | 3 029,65 € | 636,23 € | 643,33 € | 6 378,81 € |
| setembro | 5 875,91 € | 10 942,78 € | 1 749,47 € | 1 962,08 € | 20 530,24 € |
| outubro | 6 514,03 € | 10 456,65 € | 2 396,86 € | 1 919,76 € | 21 287,29 € |
| novembro | 6 799,59 € | 8 138,06 € | 1 518,68 € | 1 596,72 € | 18 053,05 € |
| dezembro | 5 995,85 € | 7 226,50 € | 1 315,72 € | 1 357,19 € | 15 895,26 € |
| TOTAL | 65 543,32 € | 91 511,32 € | 16 113,37 € | 16 437,77 € | 189 605,78 € |
| MÉDIA | 5 461,94 € | 7 625,94 € | 1 342,78 € | 1 369,81 € | 15 800,48 € |

B.4 - Caso B: Tarifa Indexada II

Tabela B.10 - Caso B: Tarifa Indexada II, ciclo semanal: Preço da Energia Ativa

| Mês/2014 | Preço da Energia em Horas de Ponta (€) | Preço da Energia em Horas de Cheia (€) | Preço da Energia em Horas de Vazio (€) | Preço da Energia em Horas de Super Vazio (€) | Preço Total da Energia (€) |
|--------------|--|--|--|--|----------------------------|
| janeiro | 2 061,03 € | 4 155,00 € | 598,43 € | 564,99 € | 7 379,44 € |
| fevereiro | 1 157,43 € | 1 924,52 € | 255,92 € | 244,65 € | 3 582,52 € |
| março | 1 546,90 € | 3 320,35 € | 667,68 € | 719,48 € | 6 254,41 € |
| abril | 980,80 € | 3 842,11 € | 748,63 € | 779,65 € | 6 351,19 € |
| maio | 1 520,65 € | 6 217,67 € | 1 379,97 € | 1 325,48 € | 10 443,77 € |
| junho | 1 730,51 € | 7 080,88 € | 1 288,49 € | 1 364,95 € | 11 464,84 € |
| julho | 1 544,76 € | 6 446,41 € | 1 054,80 € | 1 221,87 € | 10 267,85 € |
| agosto | 560,32 € | 2 067,82 € | 490,11 € | 496,60 € | 3 614,85 € |
| setembro | 1 865,97 € | 7 859,92 € | 1 382,41 € | 1 539,10 € | 12 647,40 € |
| outubro | 2 194,43 € | 7 470,19 € | 1 900,79 € | 1 441,79 € | 13 007,19 € |
| novembro | 2 522,99 € | 5 669,17 € | 1 146,38 € | 1 173,90 € | 10 512,45 € |
| dezembro | 2 217,27 € | 5 078,41 € | 1 013,31 € | 1 017,11 € | 9 326,10 € |
| TOTAL | 19 903,06 € | 61 132,45 € | 11 926,91 € | 11 889,58 € | 104 852,00 € |
| MÉDIA | 1 658,59 € | 5 094,37 € | 993,91 € | 990,80 € | 8 737,66 € |

Tabela B.11 - Caso B: Tarifa Indexada II, ciclo semanal: Custo Total da Energia Ativa

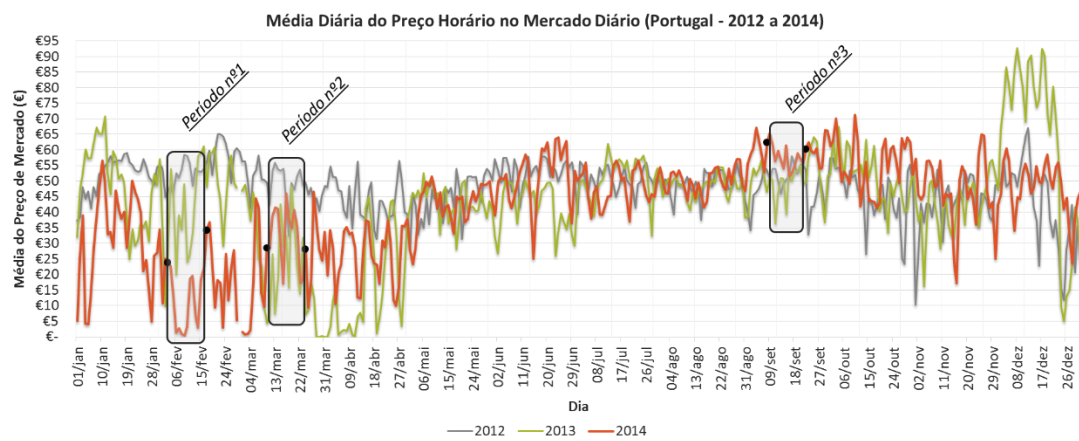
| Mês/2014 | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Ponta (€) | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Cheia (€) | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Vazio (€) | Custo Total da Energia Ativa em Horas de Super Vazio (€) | Custo Total da Energia Ativa (€) |
|--------------|--|--|--|--|----------------------------------|
| janeiro | 3 250,62 € | 6 608,73 € | 910,85 € | 935,99 € | 11 706,19 € |
| fevereiro | 2 172,75 € | 4 049,45 € | 560,34 € | 606,49 € | 7 389,03 € |
| março | 2 565,11 € | 5 503,19 € | 991,70 € | 1 081,21 € | 10 141,21 € |
| abril | 1 705,39 € | 6 546,28 € | 1 119,03 € | 1 168,03 € | 10 538,72 € |
| maio | 2 374,25 € | 9 420,25 € | 1 841,18 € | 1 785,41 € | 15 421,09 € |
| junho | 2 533,51 € | 10 110,73 € | 1 644,73 € | 1 738,98 € | 16 027,95 € |
| julho | 2 314,22 € | 9 403,32 € | 1 387,20 € | 1 612,61 € | 14 717,35 € |
| agosto | 831,48 € | 3 016,27 € | 632,63 € | 641,33 € | 5 121,71 € |
| setembro | 2 665,26 € | 10 911,05 € | 1 739,34 € | 1 956,21 € | 17 271,85 € |
| outubro | 3 135,29 € | 10 439,06 € | 2 390,59 € | 1 912,61 € | 17 877,55 € |
| novembro | 3 708,44 € | 8 154,20 € | 1 515,11 € | 1 594,17 € | 14 971,92 € |
| dezembro | 3 278,13 € | 7 255,45 € | 1 317,69 € | 1 358,44 € | 13 209,71 € |
| TOTAL | 30 534,44 € | 91 417,98 € | 16 050,39 € | 16 391,48 € | 154 394,29 € |
| MÉDIA | 2 544,54 € | 7 618,16 € | 1 337,53 € | 1 365,96 € | 12 866,19 € |

Tabela B.12 - Caso B: Tarifa Indexada II, ciclo semanal: Custo Efetivo de Energia Ativa

| Mês/2014 | Custo Efetivo da Energia na Ponta (€) | Custo Efetivo da Energia na Cheia (€) | Custo Efetivo da Energia no Vazio (€) | Custo Efetivo da Energia no Super Vazio (€) | Custo Efetivo da Energia (€) |
|--------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---|------------------------------|
| janeiro | 6 171,64 € | 6 608,73 € | 910,85 € | 935,99 € | 14 627,22 € |
| fevereiro | 4 649,77 € | 4 049,45 € | 560,34 € | 606,49 € | 9 866,05 € |
| março | 5 235,58 € | 5 503,19 € | 991,70 € | 1 081,21 € | 12 811,67 € |
| abril | 4 890,33 € | 6 546,28 € | 1 119,03 € | 1 168,03 € | 13 723,67 € |
| maio | 6 066,69 € | 9 420,25 € | 1 841,18 € | 1 785,41 € | 19 113,53 € |
| junho | 5 895,06 € | 10 110,73 € | 1 644,73 € | 1 738,98 € | 19 389,49 € |
| julho | 5 353,29 € | 9 403,32 € | 1 387,20 € | 1 612,61 € | 17 756,41 € |
| agosto | 2 063,13 € | 3 016,27 € | 632,63 € | 641,33 € | 6 353,36 € |
| setembro | 5 859,14 € | 10 911,05 € | 1 739,34 € | 1 956,21 € | 20 465,74 € |
| outubro | 6 500,47 € | 10 439,06 € | 2 390,59 € | 1 912,61 € | 21 242,73 € |
| novembro | 6 807,09 € | 8 154,20 € | 1 515,11 € | 1 594,17 € | 18 070,58 € |
| dezembro | 6 007,11 € | 7 255,45 € | 1 317,69 € | 1 358,44 € | 15 938,70 € |
| TOTAL | 65 499,30 € | 91 417,98 € | 16 050,39 € | 16 391,48 € | 189 359,15 € |
| MÉDIA | 5 458,28 € | 7 618,16 € | 1 337,53 € | 1 365,96 € | 15 779,93 € |

Anexo C

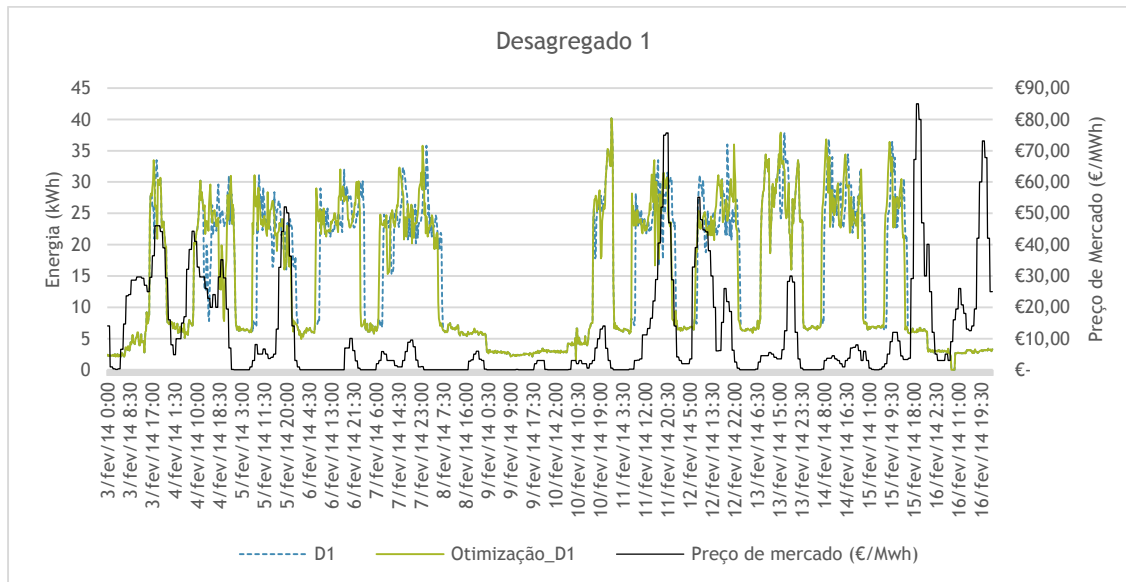
Resultados da Simulação III



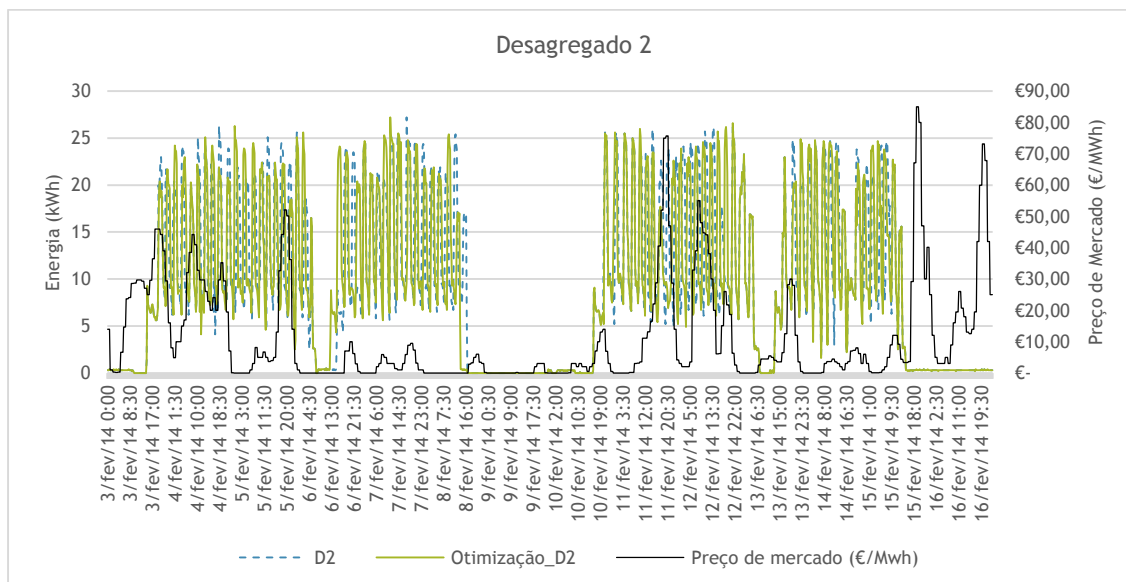
C.1 - Caso A: Perfil dos Desagregados na *Baseline* e na Otimização

Período nº 1

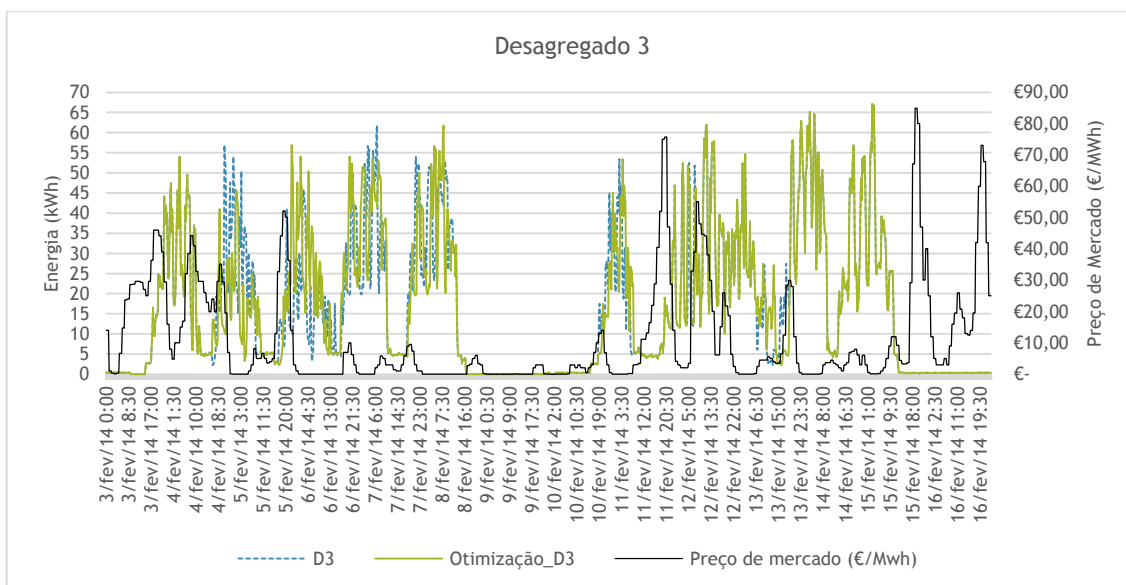
- No Desagregado 1, antecipou-se o início da produção para as 7h da manhã, sempre que possível, e trocaram-se alguns ciclos de produção.



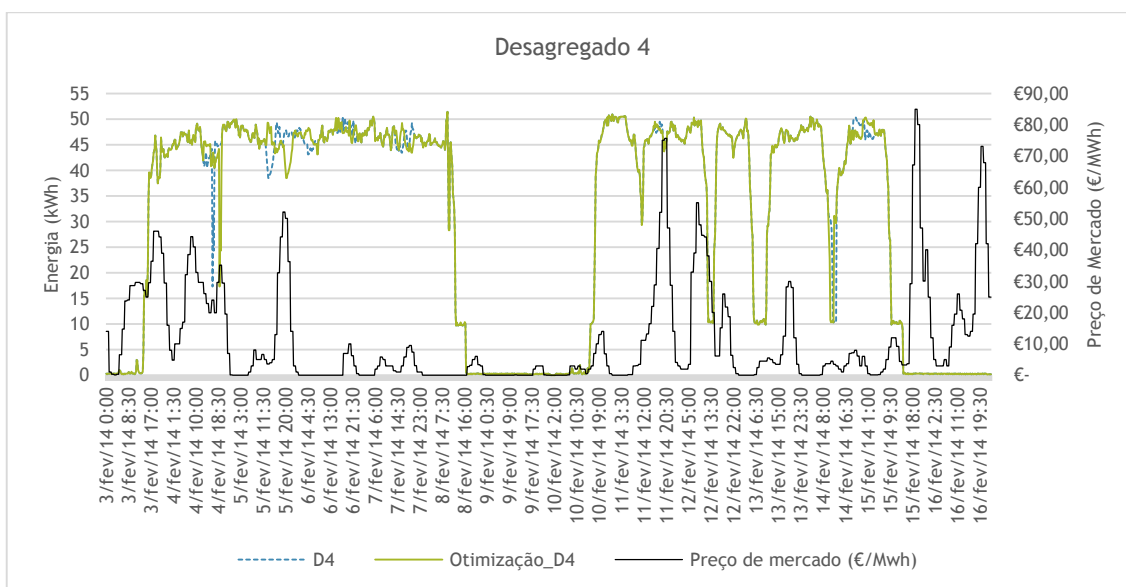
- No Desagregado 2, efetuaram-se algumas trocas de ciclos de produção.



- No Desagregado 3, efetuou-se uma troca de consumos entre os dias 5 de fevereiro e 6 de fevereiro, em função dos ciclos de produção, e nos restantes dias efetuaram-se algumas trocas de ciclos de produção.

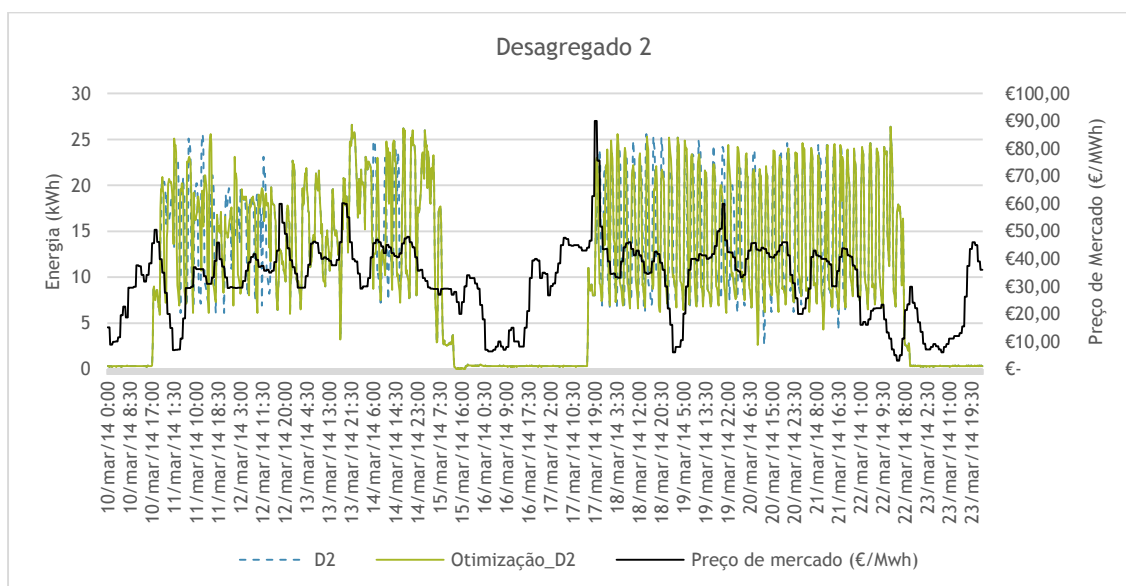
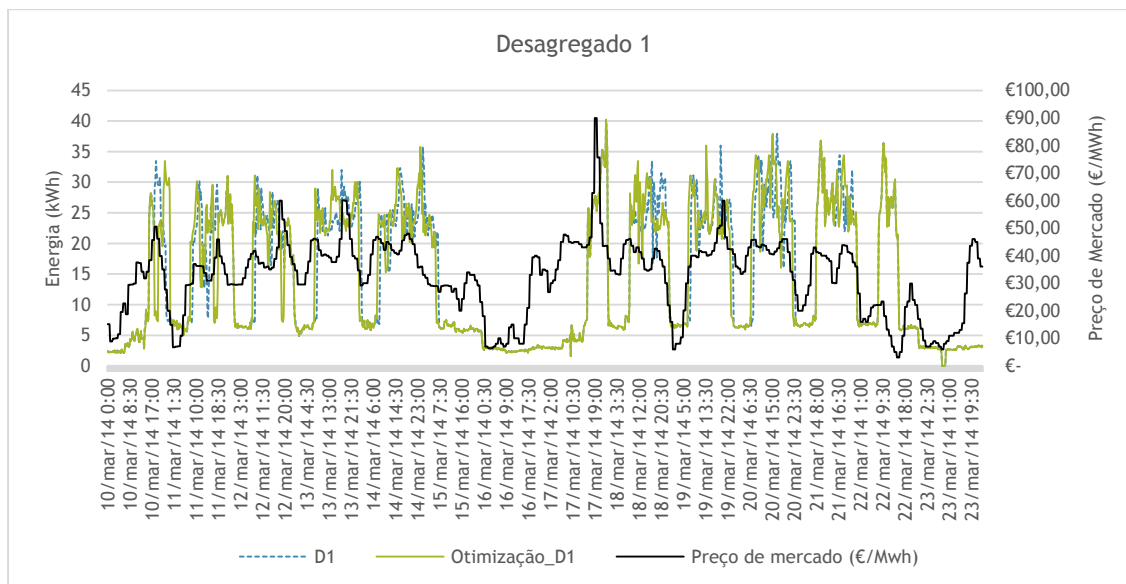


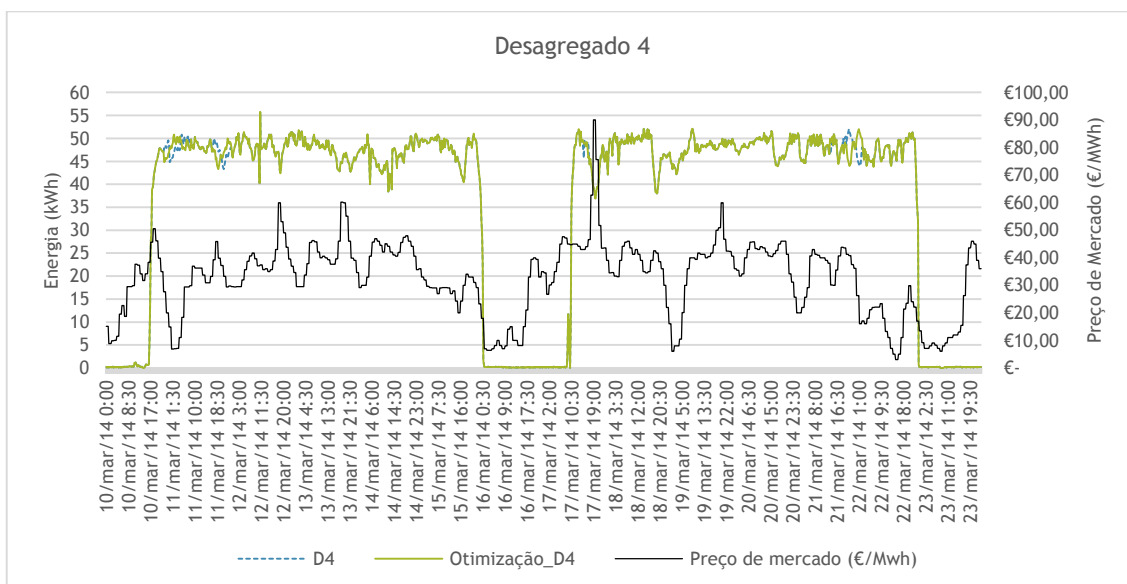
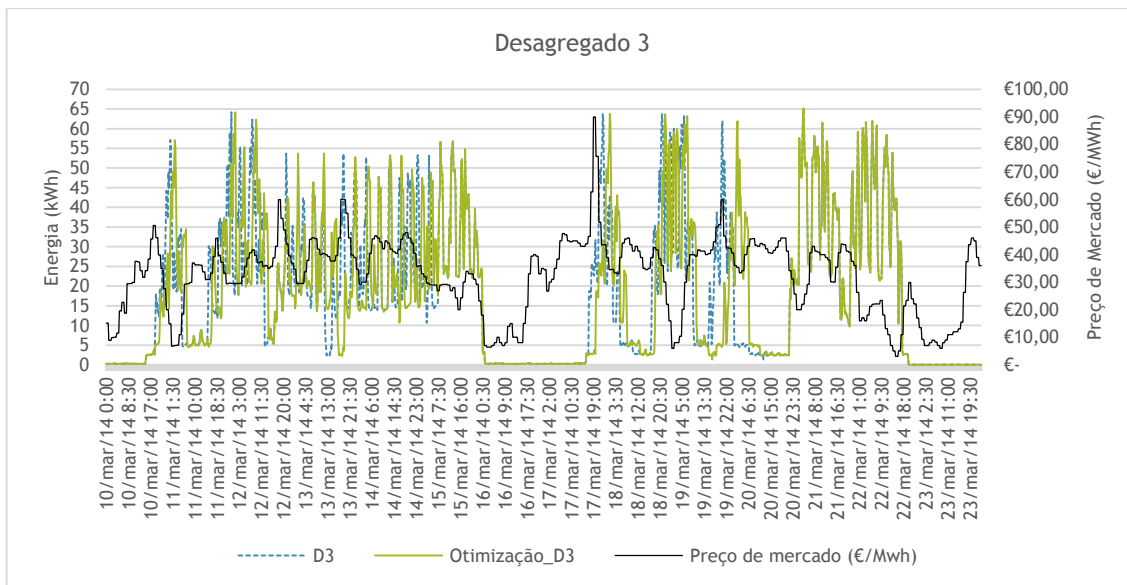
- No Desagregado 4, efetuaram-se pequenas trocas de consumos de energia elétrica devido ao funcionamento contínuo das máquinas monitorizadas no circuito.



Período nº 2

- Em todos os desagregados, efetuaram-se algumas trocas de ciclos de produção, sendo que no Desagregado 4, efetuaram-se pequenas trocas de consumos de energia elétrica, como já foi referido, devido ao funcionamento contínuo das máquinas.





Período nº 3

- Tal como no Período nº 2, efetuaram-se em todos os desagregados, algumas trocas de ciclos de produção, sendo que no Desagregado 4, efetuaram-se pequenas trocas de consumos de energia elétrica.
- O que se constata é que os consumos elétricos no Desagregado 1, ao contrário do que foi retirado do levantamento feito sobre o processo e do funcionamento nos períodos anteriormente analisados, é que se operou principalmente durante a noite.

