



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

## **Agentes Comerciais**

### **Modelos de Avaliação de Risco e Rentabilidade**

**MARCO NUNO VELOSA DO NASCIMENTO**  
Licenciado em Engenharia Eletrotécnica

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em  
Engenharia Eletrotécnica na Área de Especialização de Energia

Orientadores:

Professora Cristina Inês Camus  
Equip. Assist. 2º Triénio Eduardo Adelino Mateus Nunes Eusébio

Júri:

Presidente: Professor Constantino Vital Sopa Soares

Vogais:

Professora Cristina Inês Camus  
Equip. Assist. 2º Triénio Eduardo Adelino Mateus Nunes Eusébio  
Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa

**Outubro de 2013**



Dissertação realizada sob orientação de:

**Professora Cristina Inês Camus**

Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação

**INSTITUTO SUPERIOR de ENGENHARIA de LISBOA**

**Equip. Assist. 2º Triénio Eduardo Adelino Mateus Nunes Eusébio**

Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação

**INSTITUTO SUPERIOR de ENGENHARIA de LISBOA**



## **Agradecimentos**

Em primeiro lugar quero agradecer à professora Cristina Inês Camus e ao professor Eduardo Adelino Mateus Nunes Eusébio, da Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação, por aceitarem a orientação desta dissertação e por toda a disponibilidade demonstrada em ajudar-me sempre que precisei e em responder a todas as minhas dúvidas, mas acima de tudo pelo espírito de excelência que me inculcaram. A vossa disponibilidade, dedicação e espírito crítico não serão esquecidos.

Ao doutor Ricardo Sá e ao engenheiro David Barranqueiro das Águas de Portugal um agradecimento por todo o apoio e paciência que tiveram comigo com a temática dos mercados de energia.

Por último, mas não menos importante, quero agradecer à minha família, pela compreensão e apoio constante em todos estes anos de curso.



## **Resumo**

Face aos novos desafios colocados pela liberalização dos mercados de energia elétrica, poderá surgir um novo tipo de agente de mercado, designado por agente comercial ou agregador.

Esse agente comercial ou agregador terá que ter um conhecimento profundo dos diagramas de carga dos seus clientes, assim como dos preços de energia elétrica negociados nos mercados de energia. Porém, esse conhecimento por si só não é suficiente, sendo que terá que ter ferramentas de apoio às suas decisões de investimento.

Esta dissertação incide sobre a aplicação de uma teoria económica que poderá ser aplicada por esses agentes comerciais ou agregadores, denominada de teoria de otimização de carteiras de investimento.

## **Palavras-chave**

Mercado liberalizado de energia

Agregadores

Rentabilidade

Risco

Otimização de carteiras de clientes



## **Abstract**

With the new challenges posed by liberalization of the electrical energy market, there may be a new type of market agent, designated as commercial agent or aggregator.

That commercial agent or aggregator will need a depth knowledge of the load diagrams of its clients, as well as the prices in the energy market. However that knowledge for itself isn't enough, so it is needed support tools for investment decisions.

This dissertation is about the application of an economic theory, which may be applied by such commercial agents or aggregators, designated by theory of investment portfolios optimization.

## **Keywords**

Liberal energy market

Aggregators

Profitability

Risk

Portfolio optimization



# ÍNDICE

|                   |  |           |
|-------------------|--|-----------|
| <b>Capítulo 1</b> | <b>Introdução .....</b>  | <b>1</b>  |
| 1.1               | Enquadramento .....  | 2         |
| 1.2               | Objectivos de Estudo .....   | 2         |
| 1.3               | Motivação .....  | 2         |
| 1.4               | Organização do Texto .....   | 3         |
| 1.5               | Notação .....  | 4         |
| <b>Capítulo 2</b> | <b>Estado da Arte .....</b>  | <b>5</b>  |
| 2.1               | Teoria das Carteiras .....   | 6         |
| 2.1.1             | Introdução .....   | 6         |
| 2.1.2             | Breve descrição do desenvolvimento da teoria até aos dias de hoje..... | 7         |
| 2.1.3             | Rendimento e risco de um ativo.....                                    | 9         |
| 2.1.4             | Composição das carteiras de ativos .....                               | 10        |
| 2.1.4.1           | Diversificação .....   | 12        |
| 2.1.4.2           | Fronteira eficiente .....  | 12        |
| 2.1.5             | VaR – “Value at Risk” .....  | 13        |
| 2.2               | Agregadores .....  | 14        |
| 2.2.1             | Tecnologias e novos conceitos.....                                     | 16        |
| 2.2.1.1           | Smart-Grid .....   | 16        |
| 2.2.1.2           | Energy box .....   | 19        |
| 2.2.1.3           | Smart metering.....  | 20        |
| 2.2.1.4           | Comunicação das redes.....   | 22        |
| 2.2.1.5           | DER.....   | 22        |
| 2.2.1.6           | DSM.....   | 25        |
| 2.2.2             | Agentes agregadores .....  | 28        |
| 2.2.2.1           | Agregadores comerciais.....  | 28        |
| 2.2.2.2           | Agregadores VPP.....   | 29        |
| 2.2.2.3           | Agregadores comerciais com DSM .....                                   | 30        |
| <b>Capítulo 3</b> | <b>Mercado de Energia Elétrica.....</b>                                | <b>33</b> |
| 3.1               | Evolução do Mercado em Portugal.....                                   | 34        |
| 3.1.1             | Contextualização histórica .....                                       | 34        |
| 3.1.2             | Liberalização gradual do mercado regulado .....                        | 35        |
| 3.1.3             | Mercado liberalizado .....   | 36        |
| 3.1.4             | Enquadramento legal e fases de entrada em vigor.....                   | 38        |
| 3.2               | Operador do Mercado Ibérico (OMI) .....                                | 39        |
| 3.2.1             | Funcionamento do mercado diário e intradiário .....                    | 39        |
| 3.2.1.1           | O mercado diário.....  | 39        |

|                   |   |           |
|-------------------|---|-----------|
| 3.2.1.2           | O mercado intra diário .....  | 43        |
| 3.3               | Funcionamento do Mercado a Prazo.....                               | 45        |
| 3.4               | Formação de preços .....  | 49        |
| 3.4.1             | Desagregação das tarifas de acesso às redes.....                    | 49        |
| 3.4.1.1           | Tarifa referente ao transporte.....                                 | 51        |
| 3.4.1.1.1         | Tarifa de uso geral do sistema .....                                | 51        |
| 3.4.1.1.2         | Tarifa de uso da rede de transporte .....                           | 51        |
| 3.4.1.2           | Tarifa referente aos operadores da rede de distribuição .....       | 51        |
| 3.4.1.2.1         | Tarifa de uso geral do sistema .....                                | 52        |
| 3.4.1.2.2         | Tarifa de uso da rede de transporte .....                           | 53        |
| 3.4.1.2.3         | Tarifa de uso da rede de distribuição .....                         | 53        |
| 3.4.2             | Tarifas de acesso às redes .....                                    | 53        |
| 3.5               | Perfis de preços de consumo.....                                    | 54        |
| 3.5.1             | Variação de preços do mercado .....                                 | 54        |
| <b>Capítulo 4</b> | <b>Perfis de Consumo .....</b>                                      | <b>63</b> |
| 4.1               | Conceito de perfis de consumo .....                                 | 64        |
| 4.2               | Perfis consumo padrão .....   | 65        |
| 4.3               | Caraterização dos perfis de consumo padrão.....                     | 66        |
| 4.3.1             | Baixa Tensão Especial (BTE).....                                    | 66        |
| 4.3.2             | Baixa Tensão Normal (BTN).....                                      | 71        |
| 4.3.2.1           | Baixa Tensão Normal classe A (BTN A) .....                          | 71        |
| 4.3.2.2           | Baixa Tensão Normal classe B (BTN B).....                           | 74        |
| 4.3.2.3           | Baixa Tensão Normal classe C (BTN C).....                           | 78        |
| <b>Capítulo 5</b> | <b>Metodologia.....</b>   | <b>83</b> |
| 5.1               | Objetivos .....   | 84        |
| 5.2               | Preparação e organização.....                                       | 84        |
| 5.3               | Metodologia .....   | 85        |
| <b>Capítulo 6</b> | <b>Caso de Estudo.....</b>  | <b>89</b> |
| 6.1.              | Composição da carteira de clientes.....                             | 90        |
| 6.2               | Determinação da rentabilidade e risco da carteira de clientes ..... | 99        |
| 6.3               | Determinação do VaR.....  | 103       |
| 6.4               | Ponto de variância mínima da carteira de clientes .....             | 104       |
| 6.5               | Fronteira eficiente .....   | 105       |
| 6.6               | Projeção do estudo para dez semanas .....                           | 115       |
| 6.6.1             | Determinação da rentabilidade e risco da carteira .....             | 115       |
| 6.6.2             | Determinação do VaR.....  | 122       |
| 6.6.3             | Ponto de variância mínima da carteira de clientes.....              | 123       |
| 6.6.4             | Fronteira eficiente .....   | 124       |
| 6.7               | Aplicação da teoria das carteiras.....                              | 129       |

|                   |   |            |
|-------------------|---|------------|
| <b>Capítulo 7</b> | <b>Conclusões .....</b>                 | <b>131</b> |
| 7.1               | Principais conclusões .....             | 132        |
| 7.2               | Desenvolvimentos futuros .....          | 134        |
|                   | <b>Referências Bibliográficas .....</b> | <b>135</b> |
|                   | <b>Referências Legislativas .....</b>   | <b>141</b> |
|                   | <b>Apêndice .....</b>                   | <b>143</b> |



## Lista de Figuras

|   |    |
|---|----|
| Figura 2.1 - Fronteira eficiente [Dr. Nikel] [1].....   | 6  |
| Figura 2.2 – Ativo com risco nulo [Site internet] [2] .....   | 8  |
| Figura 2.3 - Interação entre um agregador e um consumidor [Oleg Gulich] [10].....   | 15 |
| Figura 2.4 - Modelo virtual da rede energética .....  | 15 |
| Figura 2.5 - Conceito Smart Grid [Site internet] [17] .....   | 16 |
| Figura 2.6 - Monitorização e controlo de uma Smart Grid [Enernoc] [12].....   | 18 |
| Figura 2.7 - BluePod da empresa Voltalis [Voltalis] [20].....   | 20 |
| Figura 2.8 - Smart Meter como figura central [Site internet] [6] .....  | 21 |
| Figura 2.9 - Rede com integração de DER [DOE/NETL] [7].....   | 23 |
| Figura 2.10 - Informação do dia de antecedência e hora antes da previsão [Oleg G.] [10] .....   | 24 |
| Figura 2.11 - VPP [Projeto FENIX] [33] .....  | 29 |
| Figura 2.12 - “Aparelhos de eficiência energética”, “Arquitetura de eficiência energética” e<br>“Atitude de eficiência energética” [Site internet] [35] ..... | 31 |
| Figura 3.1 - Preço horário do mercado diário (mercado spot) [OMIE] [38].....  | 36 |
| Figura 3.2 - Curva de oferta e demanda do mercado de energia elétrica [OMIE][38].....   | 37 |
| Figura 3.3 - Calendário da liberalização em Portugal [ERSE] [40] .....  | 38 |
| Figura 3.4 - Separação dos preços entre Portugal e Espanha [MIBEL 2009] [36] .....  | 42 |
| Figura 3.5 - Evolução do preço médio e do spread entre Portugal-Espanha [MIBEL 2009] [36]<br>.....  | 43 |
| Figura 3.6 - Preço horário do mercado diário no dia 06/03/2013 [OMIE] [38].....   | 43 |
| Figura 3.7 - Energia negociada em contínuo no OMIP em GWh [MIBEL 2012] [41].....  | 46 |
| Figura 3.8 - Média de preços no mercado a prazo [MIBEL 2012] [41].....  | 47 |
| Figura 3.9 - Preço de eletricidade no mercado a prazo [MIBEL 2009] [36].....  | 48 |
| Figura 3.10 - Tarifa de venda do comercializador do mercado livre [MIBEL 2009] [36].....  | 50 |
| Figura 3.11 - Tarifa de venda do comercializador de último recurso [MIBEL 2009] [36].....   | 50 |
| Figura 3.12 - Desagregação dos preços em BTN com potência inferior a 20,7 kVA<br>[Composição de preços para 2013] [45].....                                   | 54 |
| Figura 3.13 – Preços médios do mercado diário em Portugal [ERSE] [42].....  | 55 |
| Figura 3.14 - Evolução do preço no mercado diário durante o mês de fevereiro de 2012<br>[MIBEL] [41] .....  | 55 |
| Figura 3.15 - Evolução do preço no mercado diário durante o mês de dezembro de 2012<br>[MIBEL] [41] .....   | 56 |
| Figura 3.16 - Evolução do preço médio da energia elétrica durante o ano de 2012.....  | 57 |
| Figura 3.17 – Volatilidade do preço da energia elétrica no mês de dezembro de 2012<br>[MIBEL] [41] .....  | 58 |
| Figura 3.18 - Volatilidade do preço da energia elétrica no mês de julho de 2012 [MIBEL] [41]<br>.....   | 58 |

|   |    |
|---|----|
| Figura 3.19 - Evolução da volatilidade do preço médio da energia elétrica durante o ano de 2012 ..... | 59 |
| Figura 3.20 - Evolução do preço da energia elétrica semana 4 do ano de 2013.....                      | 59 |
| Figura 3.21 - Evolução do preço da energia elétrica semana 9 do ano de 2013.....                      | 60 |
| Figura 3.22 - Média diária do preço da energia elétrica na semana 4 do ano de 2013.....               | 60 |
| Figura 3.23 - Média diária do preço da energia elétrica na semana 7 do ano de 2013.....               | 61 |
| Figura 3.24 - Média diária do preço da energia elétrica na semana 10 do ano de 2013.....              | 61 |
| Figura 4.1 - Perfil de consumo BTE durante o ano de 2013 .....  | 66 |
| Figura 4.2 - Valor médio do perfil de consumo BTE durante o ano de 2013 .....                         | 67 |
| Figura 4.3 - Perfil de consumo BTE durante a semana 2 do ano 2013 .....                               | 67 |
| Figura 4.4 - Perfil de consumo BTE durante a semana 10 o ano de 2013 .....                            | 68 |
| Figura 4.5 - Perfil de consumo BTE na segunda-feira dia 04/03/2013 .....                              | 68 |
| Figura 4.6 - Perfil de consumo BTE na terça-feira dia 05/03/2013 .....                                | 69 |
| Figura 4.7 - Perfil de consumo BTE na quarta-feira dia 06/03/2013 .....                               | 69 |
| Figura 4.8 - Perfil de consumo BTE no sábado dia 09/03/2013.....                                      | 70 |
| Figura 4.9 - Perfil de consumo BTE no sábado dia 02/02/2013.....                                      | 70 |
| Figura 4.10 - Perfil de consumo BTE no domingo dia 02/02/2013 .....                                   | 70 |
| Figura 4.11 - Perfil de consumo BTN classe A durante o ano de 2013 .....                              | 71 |
| Figura 4.12 - Perfil de consumo BTN classe A durante a semana 5 do ano 2013 .....                     | 72 |
| Figura 4.13 - Perfil de consumo BTN classe A durante semana 26 do ano 2013 .....                      | 72 |
| Figura 4.14 - Perfil de consumo BTN classe A na segunda-feira dia 28/01/2013 .....                    | 73 |
| Figura 4.15 - Perfil de consumo BTN classe A no sábado dia 02/02/2013.....                            | 73 |
| Figura 4.16- Perfil de consumo BTN classe A no domingo dia 03/02/2013.....                            | 74 |
| Figura 4.17 - Perfil de consumo BTN classe B durante o ano de 2013.....                               | 74 |
| Figura 4.18 - Perfil de consumo BTN classe B durante a semana 5 do ano 2013.....                      | 75 |
| Figura 4.19 - Perfil de consumo BTN classe B durante a semana 26 do ano 2013.....                     | 75 |
| Figura 4.20 - Perfil de consumo BTN classe B na segunda-feira dia 28/01/2013 .....                    | 76 |
| Figura 4.21 - Perfil de consumo BTN classe B na segunda-feira dia 24/06/2013 .....                    | 76 |
| Figura 4.22 – Perfil de consumo BTN classe B no sábado dia 02/02/2013 .....                           | 77 |
| Figura 4.23 - Perfil de consumo BTN classe B no sábado dia 29/06/2013.....                            | 77 |
| Figura 4.24 - Perfil de consumo BTN classe B no domingo dia 03/02/2013.....                           | 77 |
| Figura 4.25 - Perfil de consumo BTN classe B no domingo dia 30/06/2013.....                           | 78 |
| Figura 4.26 - Perfil de consumo BTN classe C durante o ano de 2013.....                               | 78 |
| Figura 4.27 - Perfil de consumo BTN classe C na semana 5 do ano de 2013.....                          | 79 |
| Figura 4.28 - Perfil de consumo BTN classe C na semana 26 do ano de 2013.....                         | 79 |
| Figura 4.29 - Perfil de consumo BTN classe C na segunda-feira dia 28/01/2013 .....                    | 80 |
| Figura 4.30 - Perfil de consumo BTN classe C na segunda-feira dia 24/06/2013 .....                    | 80 |
| Figura 4.31 - Perfil de consumo BTN classe C no sábado dia 02/02/2013.....                            | 81 |
| Figura 4.32 - Perfil de consumo BTN classe C no sábado dia 29/06/2013.....                            | 81 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 4.33 - Perfil de consumo BTN classe C no domingo dia 03/02/2013.....   | 81  |
| Figura 4.34 - Perfil de consumo BTN classe C no domingo dia 30/06/2013.....   | 82  |
| Figura 6.1 - Consumo por tipo de cliente durante a semana de estudo .....   | 90  |
| Figura 6.2 - Preço energia eléctrica no OMEI durante a semana de estudo.....  | 90  |
| Figura 6.3 - Custo da energia eléctrica por consumidor proveniente do mercado OMEI durante a semana de estudo ..... | 91  |
| Figura 6.4 - Custo das tarifas de acesso à rede durante a semana de estudo.....                                     | 91  |
| Figura 6.5 - Custo horário total da energia eléctrica durante a semana de estudo .....                              | 92  |
| Figura 6.6 - Receitas e custos do cliente tipo BTN A com valor de venda de 14c€/kWh .....                           | 92  |
| Figura 6.7 - Receitas e custos do cliente tipo BTN B1 com valor de venda de 14c€/kWh.....                           | 93  |
| Figura 6.8 - Receitas e custos do cliente tipo BTN B2 com valor de venda de 14c€/kWh.....                           | 93  |
| Figura 6.9 - Receitas e custos do cliente tipo BTN C com valor de venda de 14c€/kWh .....                           | 93  |
| Figura 6.10 - Lucro do cliente tipo BTN A com um valor de venda de 14c€/kWh .....                                   | 94  |
| Figura 6.11 - Lucro do cliente tipo BTN B1 com um valor de venda de 14c€/kWh .....                                  | 94  |
| Figura 6.12 - Lucro do cliente tipo BTN B2 com um valor de venda de 14c€/kWh .....                                  | 95  |
| Figura 6.13 - Lucro do cliente tipo BTN C com um valor de venda de 14c€/kWh. ....                                   | 95  |
| Figura 6.14 - Custo, receita e lucro do total de todos os clientes com um valor de venda PV1 .....                  | 96  |
| Figura 6.15 - Custo, receita e lucro do total de todos os clientes com um valor de venda PV2 .....                  | 96  |
| Figura 6.16 - Custo, receita e lucro do total de todos os clientes com um valor de venda PV3 .....                  | 97  |
| Figura 6.17 - Custo, receita e lucro do total de todos os clientes com um valor de venda PV4 .....                  | 97  |
| Figura 6.18 - Diagrama da aplicação dos preços de venda aos vários cenários.....                                    | 98  |
| Figura 6.19 - Rentabilidades dos dez cenários obtidos ao PV1.....   | 99  |
| Figura 6.20 - Rentabilidades dos dez cenários obtidos ao PV2.....   | 99  |
| Figura 6.21 - Rentabilidades dos dez cenários obtidos ao PV3.....   | 100 |
| Figura 6.22 - Rentabilidades dos dez cenários obtidos ao PV4.....   | 100 |
| Figura 6.23 - Rentabilidades obtidas em cada preço de venda.....  | 100 |
| Figura 6.24 - Risco de cada ativo obtido em cada preço de venda.....  | 101 |
| Figura 6.25 - Ponderação dos ativos na carteira.....  | 101 |
| Figura 6.26 - Rentabilidade esperada da carteira em cada preço de venda .....                                       | 102 |
| Figura 6.27 - Variâncias da carteira para cada preço de venda .....   | 103 |
| Figura 6.28 - VaR da carteira para os diferentes PVs .....  | 103 |
| Figura 6.29 - Ponderação ótima dos ativos para o PV1 .....  | 104 |
| Figura 6.30 - Ponderação ótima dos ativos para o PV2 .....  | 104 |
| Figura 6.31 - Ponderação ótima dos ativos para o PV3 .....  | 105 |
| Figura 6.32 - Ponderação ótima dos ativos para o PV4 .....  | 105 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 6.33 - Fronteira eficiente para o PV1 .....                                  | 106 |
| Figura 6.34 - Fronteira eficiente para o PV1 obtida pelo Matlab.....                | 107 |
| Figura 6.35 - Fronteira eficiente e valores iniciais para o PV1 .....               | 107 |
| Figura 6.36 - Evolução dos pesos dos ativos na iteração 1 para o PV1 .....          | 108 |
| Figura 6.37 - Evolução dos pesos dos ativos na iteração 6 para o PV1 .....          | 108 |
| Figura 6.38 - Evolução dos pesos dos ativos na iteração 11 para o PV1 .....         | 108 |
| Figura 6.39 - Fronteira eficiente e valores iniciais para o PV2.....                | 109 |
| Figura 6.40 - Fronteira eficiente para o PV2 obtida pelo Matlab.....                | 110 |
| Figura 6.41 - Evolução dos pesos dos ativos na iteração 1 para o PV2 .....          | 110 |
| Figura 6.42 - Evolução dos pesos dos ativos na iteração 11 para o PV2 .....         | 111 |
| Figura 6.43 - Fronteira eficiente e valores iniciais para o PV3 .....               | 112 |
| Figura 6.44 - Fronteira eficiente para o PV3 obtida pelo Matlab.....                | 112 |
| Figura 6.45 - Evolução dos pesos dos ativos na iteração 1 para o PV3 .....          | 113 |
| Figura 6.46 - Evolução dos pesos dos ativos na iteração 11 para o PV3 .....         | 113 |
| Figura 6.47 - Fronteira eficiente e valores iniciais para o PV4.....                | 114 |
| Figura 6.48 - Fronteira eficiente para o PV4 obtida pelo Matlab.....                | 114 |
| Figura 6.49 - Evolução dos pesos dos ativos na iteração 1 para o PV4 .....          | 115 |
| Figura 6.50 - Evolução dos pesos dos ativos na iteração 11 para o PV4 .....         | 115 |
| Figura 6.51 - Evolução do consumo do cliente tipo BTN A em dez semanas .....        | 116 |
| Figura 6.52 - Evolução do consumo do cliente tipo BTN B1 em dez semanas .....       | 116 |
| Figura 6.53 - Evolução do consumo do cliente tipo BTN B2 em dez semanas .....       | 116 |
| Figura 6.54 - Evolução do consumo do cliente tipo BTN C em dez semanas .....        | 117 |
| Figura 6.55 - Evolução do valor da energia adquirida no mercado em dez semanas..... | 117 |
| Figura 6.56 - Evolução da rentabilidade ao longo das dez semanas para o PV1 .....   | 118 |
| Figura 6.57 - Evolução do risco ao longo das dez semanas para o PV1 .....           | 119 |
| Figura 6.58 - Evolução do rentabilidade ao longo das dez semanas para o PV2.....    | 119 |
| Figura 6.59 - Evolução do risco ao longo das dez semanas para o PV2 .....           | 120 |
| Figura 6.60 - Rentabilidade esperada da carteira em cada preço de venda.....        | 120 |
| Figura 6.61 - Risco esperado da carteira em cada preço de venda.....                | 121 |
| Figura 6.62 - VaR da carteira para os diferentes PVs (dez semanas).....             | 123 |
| Figura 6.63 - Fronteira eficiente e valores iniciais para o PV1 (dez semanas) ..... | 124 |
| Figura 6.64 - Fronteira eficiente para o PV1 (dez semanas) obtido com o Matlab..... | 125 |
| Figura 6.65 - Fronteira eficiente e valores iniciais para o PV2 (dez semanas) ..... | 126 |
| Figura 6.66 - Fronteira eficiente para o PV2 (dez semanas) obtido com o Matlab..... | 126 |
| Figura 6.67 - Fronteira eficiente e valores iniciais para o PV3 (dez semanas) ..... | 127 |
| Figura 6.68 - Fronteira eficiente para o PV3 (dez semanas) obtido com o Matlab..... | 128 |
| Figura 6.69 - Fronteira eficiente e valores iniciais para o PV4 (dez semanas) ..... | 129 |
| Figura 6.70 - Fronteira eficiente para o PV4 (dez semanas) obtido com o Matlab..... | 129 |
| Figura 6.71 - Desvios totais e explicados pela regressão .....                      | 130 |

## Lista de Tabelas

|  |     |
|--|-----|
| Tabela 3.1 - Sessões do mercado intradiário [OMIE] [38].....   | 44  |
| Tabela 3.2 - Peso da CIEG nos diferentes níveis de tensão .....                                      | 54  |
| Tabela 3.3 - Preço energia elétrica no mercado diário em 2012 .....                                  | 56  |
| Tabela 3.4 - Volatilidade do preço energia elétrica no mercado diário em 2012.....                   | 57  |
| Tabela 4.1 - Classes de consumidores nos perfis de consumo tipo para BTN [ERSE] [43]....             | 66  |
| Tabela 6.1 - Matriz de covariância entre os ativos para o PV1 .....                                  | 102 |
| Tabela 6.2 - Matriz de correlação linear entre os ativos para o PV1.....                             | 102 |
| Tabela 6.3 - Cálculo da curva eficiente para o PV1 .....   | 106 |
| Tabela 6.4 - Cálculo da curva eficiente para o PV2 .....   | 109 |
| Tabela 6.5 - Cálculo da curva eficiente para o PV3 .....   | 111 |
| Tabela 6.6 - Cálculo da curva eficiente para o PV4 .....   | 113 |
| Tabela 6.7 - Valores médios da energia elétrica adquirida no mercado.....                            | 118 |
| Tabela 6.8 - Matriz de covariância entre os ativos para o PV1 (dez semanas) .....                    | 121 |
| Tabela 6.9 - Matriz de correlação linear entre os ativos para o PV1 (dez semanas).....               | 121 |
| Tabela 6.10 - Custo dos cenários para os quatro ativos (dez semanas).....                            | 122 |
| Tabela 6.11 - Resultados do cálculo do ponto de variância mínima para os PV's (dez<br>semanas) ..... | 123 |
| Tabela 6.12 - Cálculo da curva eficiente para o PV1 (dez semanas) .....                              | 124 |
| Tabela 6.13 - Cálculo da curva eficiente para o PV2 (dez semanas) .....                              | 125 |
| Tabela 6.14 - Cálculo da curva eficiente para o PV3 (dez semanas) .....                              | 127 |
| Tabela 6.15 - Cálculo da curva eficiente para o PV4 (dez semanas) .....                              | 128 |
| Tabela 6.16 - Pesos das diferentes carteiras de clientes .....                                       | 130 |



## Lista de Abreviaturas

### Índices:

**VAL** - Valor Atual Líquido;

### Siglas:

**ADDRESS** - Projeto EU;

**AEP** - *American Electric Power*;

**AMI** - *Advanced Metering Infrastructure*;

**AMM** - *Automatic Meter Management*;

**AMR** - *Automatic Meter Reading*;

**APT** - *Arbitrage Pricing Theory*;

**AT** - Alta Tensão;

**BT** - Baixa Tensão;

**BTE** - Baixa Tensão Especial – potência contratada  $>$  a 41,4 kVA;

**BTN** - Baixa Tensão Normal – potência contratada  $\leq$  a 41,4 kVA;

**CAE** - Contratos de Aquisição de Energia;

**CAPM** - *Capital Asset Pricing Model*;

**CIEG** - Custos de Interesse Económico Geral;

**CMEC** - Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual;

**DA** - *Distribution Automation*;

**DER** - *Distributed Energy Resources*;

**DLC** - Controlo de Carga Direta;

**DSM** - *Demand Side Management*;

**DSO** - Distribuidor da Rede;

**ERSE** - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;

**INE** - Instituto Nacional de Estatística;

**MAT** - Muito Alta Tensão;

**MIBEL** - Mercado Ibérico de Eletricidade;

**MPT** - *Modern Portfolio Theory*;

**MT** - Média Tensão;

**OMEL** - Operador de Mercado Ibérico Pólo Espanhol (mercado diário e intra-diário);

**OMI** - Operador de Mercado Ibérico;

**OMIClear** - A Câmara de Compensação de Energia Ibérica;

**OMIP** - Operador de Mercado Ibérico Pólo Português (mercado a prazo);

**OTC** - Mercado Over the Counter;

**PCT** - Perfil de Consumo Típico;

**PPEC** - Plano de Promoção da Eficiência no Consumo;

|             |  |
|-------------|--|
| <b>PRE</b>  | - Produtores em Regime Especial;                     |
| <b>RARI</b> | - Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações; |
| <b>REN</b>  | - Rede de Elétrica Nacional;                         |
| <b>RNT</b>  | - Rede de Nacional de Transporte;                    |
| <b>RRC</b>  | - Regulamento de Relações Comerciais;                |
| <b>TI</b>   | - Tecnologias de Informação;                         |
| <b>UGS</b>  | - Uso Geral do Sistema;                              |
| <b>URD</b>  | - Uso da Rede de Distribuição;                       |
| <b>URT</b>  | - Uso da Rede de Transporte;                         |
| <b>VaR</b>  | - <i>Value-at-risk</i> ;                             |
| <b>VPP</b>  | - <i>Virtual Power Plant</i> ;                       |
| <b>V2G</b>  | - <i>Vehicle to the Grid</i> .                       |

Unidades:

|            |                    |
|------------|--------------------|
| <b>W</b>   | - Watt             |
| <b>kVA</b> | - Kilo Volt Ampere |
| <b>kWh</b> | - Kilo Watt hora   |
| <b>MWh</b> | - Mega Watt hora   |

---

## CAPÍTULO

# 1

---

### Introdução

*Neste capítulo é feita uma introdução sucinta dos agentes agregadores e da necessidade de uma otimização de carteiras de investimentos. Apresenta-se o enquadramento do estudo e esboçam-se as ideias fundamentais que motivaram a escolha deste tema. Descreve-se ainda a forma como o texto está organizado, assim como a notação utilizada ao longo do trabalho.*

*“O mercado considera-se liberalizado quando vários operadores podem concorrer livremente em preços e condições comerciais, observando as regras da concorrência, a lei geral e os regulamentos aplicáveis. O transporte e a distribuição – enquanto monopólios naturais – permanecem atividades exercidas em regime de serviço público e em exclusivo, sendo garantido o acesso a terceiros às redes em condições de transparência e não discriminação.”*

*ERSE, dezembro de 2012 “Guia do consumidor de eletricidade no mercado livre”*

## **1.1 - Enquadramento**

Num mercado liberalizado de energia elétrica, a sua compra e venda pode ser efetuada com uma multiplicidade de cenários, de acordo com os interesses quer do vendedor, quer do comprador. No que se refere à compra de energia elétrica por parte do consumidor final poderão existir contratos de venda de energia a preços fixos com períodos estipulados (dias de semana, sábados, domingos ou à hora), ou com diferentes valores unitários de venda em diferentes períodos ao longo do dia, com valores máximos de potência em que caso o comprador os exceda pode ser penalizado. Diferentes tipos de contrato podem surgir à medida que o mercado amadurece.

De modo a dar resposta aos cenários acima mencionados, poderá surgir um novo tipo de agente de mercado, designado por agente agregador. A função dos agentes agregadores será adquirir energia no mercado aos melhores preços e decidir qual a melhor relação entre a geração e a procura de energia.

Os agentes agregadores terão de prever com um elevado grau de precisão os diagramas de carga dos seus clientes e os preços da energia elétrica nos mercados. As previsões têm que ser analisadas através de medidas de erro e intervalos de confiança.

## **1.2 - Objetivos de Estudo**

O principal objetivo de estudo desta dissertação, visa evidenciar a importância que os agentes comerciais ou agregadores possam ter no mercado de energia elétrica liberalizado destinado aos consumidores de energia, por exemplo, residenciais e de pequeno comércio ou indústria.

Outro objetivo consiste em aprofundar conhecimentos sobre teorias económicas e desenvolver ferramentas de apoio à seleção de clientes/consumidores, produtores e produtores/consumidores, com vista à criação de portfólios de clientes.

Pretende-se ainda aplicar a teoria de apoio à decisão de investimento aos agentes comerciais em mercado liberalizado, em particular a teoria de otimização de carteiras de investimento de Harry Markowitz.

## **1.3 - Motivação**

Com a introdução do mercado de energia elétrica liberalizado aos clientes residenciais e de pequeno comércio ou indústria, originou-se um novo paradigma.

Os clientes de potências elétricas com valores significativos (primeiro setor de mercado de energia elétrica a ser liberalizado), têm geralmente técnicos próprios que os podem auxiliar na

tomada de decisões sobre a melhor compra de energia elétrica em ambiente de mercado liberalizado. Para além disso, o seu próprio valor de negócios confere-lhes um maior poder negocial junto dos comercializadores de energia elétrica.

Os pequenos clientes não têm nem o conhecimento sobre o que fazer, nem o valor negocial que justifique o interesse dos comercializadores de energia elétrica em os apoiar, estando desprovidos de proteção face ao mercado liberalizado.

A solução para esta situação é o agente comercial ou agregador que servirá de intermediário entre os clientes finais e os comercializadores de energia elétrica, preenchendo assim as lacunas existentes, integrando na sua prestação de serviços, apoio técnico aos seus clientes, maior poder negocial (por agregação de muitos pequenos clientes) e também uma eventual poupança de recursos aos comercializadores de energia elétrica, por representação de um conjunto alargado de clientes, pois têm assim as características de um grande cliente.

Porém tudo isto é novo, pois não existem ainda dados estatísticos suficientes que permitam ao agente comercial ou agregador conhecer os bem diagramas de carga dos seus clientes, de modo a permitir-lhe decidir eficazmente em ambiente de mercado liberalizado.

É imperioso que a energia elétrica chegue ao consumidor final da forma mais otimizada possível, quer na sua racionalização de consumo, quer no seu preço de custo, dado que a sua produção tem custos económicos e ambientais elevados.

Enquanto técnico, não se pode de modo algum ficar indiferente a este novo paradigma que se desenvolveu e para o qual terá que ser feita uma nova abordagem que utilize, não apenas ferramentas de engenharia, mas também o apoio de ferramentas de estatística, gestão e marketing.

Num futuro próximo considera-se que será possível ter tarifários de energia elétrica, tão ou mais desenvolvidos que os tarifários de redes de telefone móveis.

## **1.4 - Organização do Texto**

O segundo capítulo é dividido em duas partes distintas, sendo que na primeira, é abordado o tema da otimização das carteiras de investimento e na segunda um estudo sobre o estado da arte dos agentes comerciais ou agregadores no ramo da comercialização da energia elétrica e algumas das novas tecnologias associadas.

No terceiro capítulo pretende-se aprofundar a temática do mercado de energia elétrica liberalizado, onde é analisada primeiro a transição do mercado regulado para o mercado liberalizado e de seguida o funcionamento em mercado liberalizado.

O quarto capítulo é destinado à caracterização dos perfis de consumo dos clientes de energia elétrica alvo desta dissertação, através da recolha de dados estatísticos, sua agregação, interpretação e manipulação.

A metodologia aplicada no caso de estudo é descrita no quinto capítulo.

O caso de estudo é desenvolvido no sexto capítulo através da conceção de quatro modelos de clientes finais com os dados manipulados do capítulo anterior onde se criaram vários cenários em ambiente de mercado de energia elétrica liberalizado, que com a aplicação das teoria da otimização das carteiras de investimento permitiu a análise das suas diferentes rentabilidades, risco, pontos de variância mínima, fronteira eficiente e *Value-at-Risk*.

As conclusões são expressas no sétimo e último capítulo. E referem-se não só ao caso de estudo (pequenos clientes), mas também à análise do enquadramento do agente comercial ou agregador, enquanto novo ator desta nova realidade que é o mercado de energia elétrica liberalizado.

## 1.5- Notação

As figuras, tabelas e expressões são apresentadas com referência ao capítulo a que pertencem e são numeradas de forma sequencial no capítulo respetivo. A identificação de expressões é apresentada entre parênteses curvos ( ), e a identificação de referências bibliográficas é apresentada entre parêntesis rectos [ ] de acordo com a bibliografia consultada.

Expressões em língua estrangeira ou siglas são também representadas em itálico.

---

## CAPÍTULO

# 2

---

### Estado da Arte

*Neste capítulo são descritos pormenorizadamente os métodos utilizados na otimização de carteiras de investimentos, assim como os agentes comerciais no ramo da comercialização de energia.*

*“The end-user would give his consentment to a third party entity that would steer the consumption of a cluster of voluntary members in the optimal way based on its main goals and considering the confort constraints set by each individual consumer. This specific aspect appears to contain the germs for a little revolution for the electricity sector, since it reveals that the clients no longer can be considered as passive consumers.”*

*Quentin Lambert, Business models for an aggregator, Master Thesis, Sweden 2012*

*Hinrichs, Roger A. and Kleinbach, M - “Energia e Meio Ambiente”*

## 2.1 – Teoria das Carteiras

### 2.1.1 – Introdução

Foi no ano de 1952 que Harry Markowitz apresentou a Teoria Moderna de Gestão de carteiras MPT (*Modern Portfolio Theory*) publicada num artigo no *Journal of Finance*, tendo sido, posteriormente desenvolvida no livro *Portfolio Selection: Efficient Diversification of Investments* em 1959.

O desenvolvimento desta teoria garantiu a Harry Markowitz a atribuição do Prémio Nobel em Ciências Económicas no ano de 1990, dividido com os pioneiros de Economia Financeira e Finanças Corporativas, William Sharpe que foi galardoado pelas suas contribuições na criação da teoria de formação de preços para ativos financeiros, CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) e Merton Miller pelas suas contribuições fundamentais para a teoria de finanças corporativas. Markowitz determinou que um dos principais objetivos dos investidores, além da maximização dos retornos das suas carteiras, é a diversificação do risco tanto quanto possível. Afirmou que os investidores selecionam os ativos de tal forma que o risco da carteira corresponde às suas preferências de risco. Por outras palavras, ele sugeriu que os indivíduos que têm aversão ao risco investem em ativos de baixo risco e que os indivíduos mais confortáveis com o risco, aceitam mais facilmente investimentos de maior risco.

No seu trabalho também se sugere que o equilíbrio entre retorno e risco é diferente para cada investidor, mas as preferências de todos os investidores dependem de uma curva fictícia (curva de utilidade) a qual no ponto de tangência com a fronteira eficiente (Figura 2.1), define a carteira ótima [3].

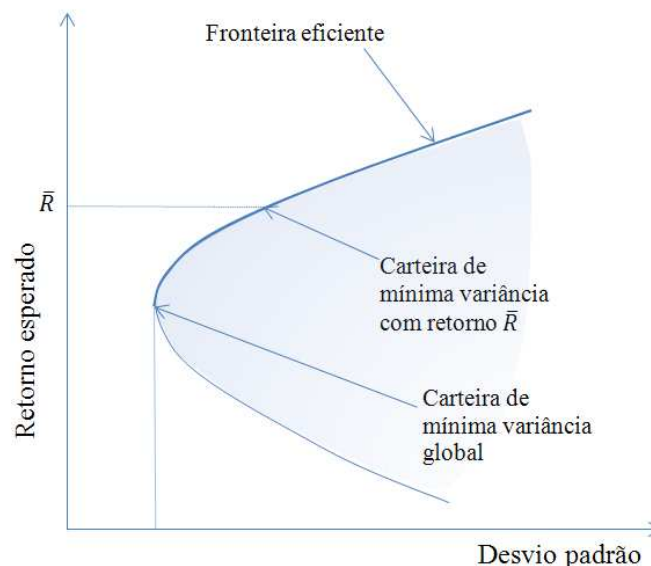


Figura 2.1 – Fronteira eficiente [1]

## **2.1.2 – Breve descrição do desenvolvimento da teoria até aos dias de hoje**

Muitas versões e extensões do modelo de Markowitz foram aparecendo ao longo dos anos seguintes. Algumas podem ser encontradas em Francis e Archer (1979). Na década seguinte, pela primeira vez, Grubel (1968) documentou os ganhos das carteiras diversificadas internacionalmente, começando uma nova era na macroeconomia internacional que testemunhou um progresso significativo nos anos seguintes. Além disso, a maior parte da literatura económica e de finanças focada sobre a extensão do modelo Arrow-Debreu aos mercados financeiros, e na melhoria do modelo completo de covariância de Markowitz exigiu grandes cálculos, a fim de determinar a fronteira de eficiência e de realizar uma análise de portfólio [3] [5].

A primeira simplificação importante do modelo de Markowitz foi sugerida por Sharpe (1963), por meio de um modelo conhecido como o modelo diagonal, onde "as covariâncias individuais entre todos títulos assumem-se como sendo zero" [3].

No modelo de Sharpe o número de covariâncias necessárias para análise de portfólio foi menor e, conseqüentemente, a solução do processo foi simplificada, requerendo menos dados e menos tempo de computação.

A necessidade de expandir o trabalho de Markowitz e Sharpe de modo a agregar as interações entre os investidores/setores/decisores conduziu aos modelos de rede do sistema financeiro. Tais modelos começaram com o trabalho de Nagurney e Hughes (1992), com a estimativa do fluxo financeiro de contas de fundos. O livro de Nagurney e Siokos (1997) documenta a evolução das redes de modelos financeiros para essa data.

Uma das mais significativas extensões dos modelos de Markowitz (1952) e Sharpe (1963), foi o CAPM, que se baseia no trabalho de Sharpe (1964), Lintner (1965) e Mossin (1966). Neste modelo o conceito de um ativo livre de risco e o portfólio de mercado foram introduzidos. Um ativo livre de risco é um activo com uma taxa positiva de retorno esperada e um desvio padrão zero (Figura 2.2).

O CAPM assume que todos os investidores irão seleccionar um portfólio que será uma combinação linear do ativo livre de risco e do mercado de carteiras e, como resultado, os preços de equilíbrio de todos os ativos pode ser expressa como uma combinação linear do preço livre de risco e a preço da carteira de mercado.

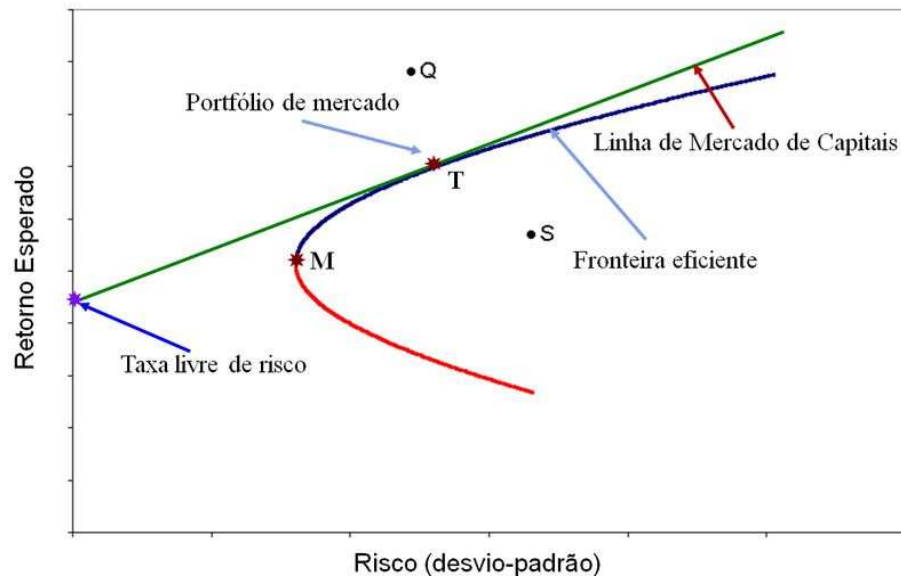


Figura 2.2 – Ativo com risco nulo [2]

As contribuições mais significativas da época foram: extensão para uma economia multiperíodo por Merton (1973), CAPM de consumo por Breeden (1978) (o qual, no entanto, falhou empiricamente, devido à dificuldade em observar e analisar o consumo) e, a inclusão de custos de transação pela Milne e Smith (1980).

A insatisfação com os testes empíricos do CAPM levou a modelos mais avançados, como a APT (*Arbitrage Pricing Theory*) de Ross (1976), que depois se tornou um assunto de pesquisa importante. A maior contribuição do APT foi a inclusão de múltiplos fatores de risco e a generalização do CAPM, que foi considerado um caso especial do APT com apenas um único fator de risco.

Durante a década de oitenta do século passado a maior parte dos modelos e teorias referidos foram ampliadas e melhoradas. A APT de Ross foi refinada por Chamberlain (1983) e Connor (1984) e o modelo de Black e Scholes foi ainda muito explorado e generalizado por Duffie e Huang (1985), Cox, Ingersoll e Ross (1985) e Duffie (1986). O tipo de economia definido por Arrow e Debreu foi estabelecido como o terreno comum para a modelação financeira e macroeconomia [3].

Cheng e Grauer (1980) identificaram algumas ambiguidades nos testes empíricos tradicionais, testes que assumem como constantes a média e a matriz de variâncias e covariâncias. Deste modo os testes empíricos ao CAPM são testes às hipóteses conjuntas: o CAPM avalia ativos onde as médias, variâncias e covariâncias são constantes no tempo. A não rejeição da hipótese conjunta leva à conclusão que os preços relativos nunca se alteram [Grauer (2001)].

Em 1991 Fama relacionou os testes empíricos aos modelos de APT recorrendo à hipótese de eficiência dos mercados. De acordo com o autor, os testes aos modelos de avaliação de ativos podem ser condicionados à eficiência. Neste contexto, a hipótese conjunta pode levar a

conclusões contraditórias, uma vez que não se pode afirmar que as anomalias verificadas nos modelos resultam de limitações do próprio modelo ou da possível não eficiência do mercado. É de salientar o estudo realizado por Elton e Gruber (1999) que evidencia o facto de em períodos de tempo relativamente grandes (11 a 50 anos) a taxa de rentabilidade de certos títulos ser inferior à taxa de rentabilidade do ativo sem risco, sendo de esperar que o risco de tais títulos seja por isso diminuto, o que não se verificou. Do mesmo modo Grauer (2001) exemplifica o facto de nos últimos anos o mercado bolsista norte-americano ter crescido cerca de 30%, enquanto os mercados bolsistas asiáticos têm registado taxas de rentabilidade negativas [4].

### 2.1.3 – Rendimento e risco de um ativo

A rentabilidade de um ativo durante um determinado período de tempo é definida pelos seus dividendos e ganhos de capital, sendo que:

- Os dividendos resultam da remuneração decorrente da posse de um determinado ativo durante um determinado período de investimento.
- Os ganhos de capital resultam da diferença entre o preço de venda e o preço de aquisição do ativo.

A taxa de rentabilidade  $r_{i,t}$  de um ativo  $i$ , num determinado período de tempo  $[t-1;t]$ , é dada por:

$$r_{i,t} = \frac{V_{i,t} - V_{i,t-1} + D_{i,t}}{V_{i,t-1}} \times 100 \quad (2.1)$$

Sendo que  $V_{i,t}$  e  $V_{i,t-1}$  o valor ou preço do ativo financeiro  $i$  nos momentos  $t$  e  $t-1$  respetivamente e  $D_{i,t}$  correspondente aos dividendos durante o período  $[t-1;t]$ .

Uma vez que na altura do investimento não são conhecidos os valores de rentabilidade que os ativos terão, num determinado período de tempo, assume-se que será uma variável aleatória a que se indexam probabilidades.

Assim, a estimativa da taxa de rentabilidade esperada para um título deve ser baseada na expectativa de rentabilidades de cenários de evolução do ativo.

$$E(r_i) = \sum_{s=1}^s p_s \times r_{i,s} \quad (2.2)$$

Sendo  $s$  o número de cenários futuros admissíveis para o ativo financeiro,  $p_s$  a probabilidade (subjéitiva) de ocorrência desses cenários e  $r_{i,s}$  a rentabilidade gerada pelo título  $i$  em cada cenário.

No que se refere ao risco, ou volatilidade de um ativo, que é associado à instabilidade da sua taxa de rentabilidade, tem-se assim a expressão da variância:

$$\sigma_i^2 = \sum_{s=1}^s p_s \times [r_{i,s} - E(r_i)]^2 \quad (2.3)$$

Sendo  $\sigma_i$  o desvio padrão da taxa de rentabilidade esperada para o ativo  $i$ .

## 2.1.4 – Composição das carteiras de ativos

Na sua teoria Markowitz afirmou que era possível identificar as carteiras eficientes através da análise de três informações:

- Taxa de retorno de cada título constituinte da carteira;
- Variação das taxas de retorno (variância ou desvio padrão das taxas de retorno);
- Relações entre taxas de retorno com a de todos os outros ativos (co-variância entre taxas de retorno).

Segundo Markowitz, a diversificação é, como já foi referido anteriormente, um dos principais aspetos a ter em conta para a minimização do risco. No entanto, há que salientar que, também, para a diversificação existe um limite, uma vez que a partir de um certo ponto se começa a verificar uma diminuição gradual do valor esperado. Mesmo assim, para a diminuição do risco não basta diversificar, é necessário também que os ativos não sejam perfeita e positivamente correlacionado.

Assim, e tendo em conta os aspetos mencionados, Markowitz pretendeu construir uma metodologia que lhe permitisse determinar a composição de uma carteira para que o seu risco global fosse menor que o de cada um dos ativos que a constituem, mantendo um determinado retorno esperado. Implícito está, portanto, o conceito de que ao construir uma carteira não se devem escolher os ativos de uma forma desconexa (cada um pelos seus méritos individuais), mas sim olhar sempre para a carteira como um todo e escolher os ativos que a compõem pela contribuição destes para a relação risco-retorno. Para tal, Markowitz resolveu aplicar técnicas de pesquisa operacional na análise e gestão de investimentos, tendo os seguintes pressupostos:

- Os investidores avaliariam as carteiras apenas com base no valor esperado e na sua variância (ou desvio padrão) das taxas de retorno sobre o horizonte de um período;
- Os investidores nunca estariam satisfeitos. Quando confrontados com a escolha entre duas carteiras do mesmo risco optariam sempre pela de maior retorno;

- Os ativos individuais seriam infinitamente divisíveis, o que significa que um investidor poderia comprar a fração de ação se assim o desejasse;
- Os investidores teriam aversão ao risco. Em caso de escolha entre duas carteiras com o mesmo retorno optariam sempre pela de menor risco;
- Existiria sempre uma taxa livre de risco, na qual um investidor poderia, tanto emprestar com pedir emprestado;
- Os custos de transação e impostos seriam irrelevantes;
- Os investidores estariam de acordo quanto à distribuição de probabilidade das taxas de retorno dos ativos, o que asseguraria a existência de um único conjunto de carteiras eficientes [2] [3].

Após vários estudos e análises, surgiu então a teoria das carteiras de Markowitz MPT.

Em geral:

- Retorno esperado:

$$E(r_p) = \sum_{i=1}^n E(r_i) \times w_i \quad (2.4)$$

Onde  $r_p$  é o retorno da carteira,  $r_i$  é o retorno sobre o ativo  $i$  e  $w_i$  é a ponderação dos ativos componentes  $i$  (isto é, a participação dos ativos  $i$  na carteira).

- Variância de retorno da carteira:

$$\sigma_p^2 = \sum_i w_i^2 \sigma_i^2 + \sum_i \sum_{j \neq i} w_i w_j \sigma_i \sigma_j \rho_{ij} \quad (2.5)$$

Onde  $\rho_{i,j}$  é o coeficiente de correlação entre os retornos dos ativos  $i$  e  $j$ .

Em alternativa a expressão pode ser escrita como:

$$\sigma_p = \sqrt{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N w_i w_j \sigma_i \sigma_j \rho_{ij}} \quad (2.6)$$

Onde  $\rho_{ij} = 1$  para  $i = j$ .

Sendo que a covariância  $\sigma_{ij}$  é obtida por:

$$\sigma_{ij} = \sum_{s=1}^s p_s \times (r_i - \bar{r}_i) \times (r_j - \bar{r}_j) \quad (2.7)$$

E o coeficiente de correlação é obtida através de:

$$\rho_{ij} = \frac{\sigma_{ij}}{\sigma_i \sigma_j} \quad (2.8)$$

- Volatilidade da carteira de retorno (desvio padrão):

$$\sigma_p = \sqrt{\sigma_p^2} \quad (2.9)$$

#### 2.1.4.1 – Diversificação

O risco de uma carteira pode ser reduzido por um investidor se este garantir combinações de instrumentos que não são perfeitamente e positivamente correlacionados (coeficiente de correlação  $-1 \leq \rho_{ij} < 1$ ), ou seja, os investidores podem reduzir o risco da carteira, garantindo uma diversificação de portfólios ativos. Assim, a diversificação pode permitir o retorno esperado a uma carteira, no entanto, com risco reduzido.

#### 2.1.4.2 – Fronteira eficiente

A Figura 2.1 apresenta a Fronteira Eficiente na qual se baseia o modelo de Markowitz (por vezes chamado de *Bala de Markowitz – Markowitz Bullet*).

Nesta curva apenas a parte superior é considerada eficiente, pois garante que para um dado valor da taxa de retorno não existe nenhuma outra carteira com menor desvio-padrão e para um determinado valor de desvio-padrão não existe nenhuma carteira com maior retorno esperado. No caso de existência do ativo sem risco o conjunto de carteiras eficientes deixa de ser a parte superior da curva de combinação de carteiras, dando lugar a uma reta.

Esta reta resulta da combinação da taxa de retorno esperada do ativo sem risco com a taxa de retorno de uma carteira diversificada e eficiente, também designada por carteira  $m$  ou carteira de mercado.

Neste contexto o conjunto de carteiras eficientes é dado por:

$$E(r_p) = r_f + \frac{E(r_m) - r_f}{\sigma_m} \sigma_p \quad (2.10)$$

Em que  $E(r_p)$  é o valor esperado da carteira  $p$ ,  $r_f$  é a taxa de retorno do ativo sem risco,  $E(r_m)$  é a taxa de retorno esperada da carteira  $m$ ,  $\sigma_m$  é o desvio-padrão da taxa de retorno da carteira  $m$  e  $\sigma_p$  é o desvio-padrão da carteira  $p$ .

Verifica-se facilmente que entre todas as retas que representam combinações do ativo sem risco com uma carteira na fronteira de ativos com risco a reta que passa por  $m$  é a que tem maior declive, logo uma forma de encontrar a carteira  $m$  é encontrar os valores de  $w_1, w_2, \dots, w_n$  que maximizem o declive da reta que une o ativo sem risco com a dita carteira. A carteira  $m$  é então a solução do problema, ou seja,

$$\max_{w_1, \dots, w_n} \frac{\sum_{i=1}^n E(r_i)w_i - r_f}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i w_j \sigma_{ij}} \quad (2.11)$$

sujeito à restrição

$$\sum_{i=1}^n w_i = 1 \quad (2.12)$$

### 2.1.5 – VaR – “Value at Risk”

Foi no final da década de 80 do século XX que surgiu o conceito VaR (*Value-at-risk*), por Till Guldman, na altura, responsável mundial da área de Research da JP Morgan.

O VaR é um método apoiado em técnicas estatísticas, que proporciona uma medida de risco bastante ajustada à realidade. Enquanto no modelo de Markowitz é indicado para uma determinada carteira o seu risco e a sua rentabilidade otimizada, no modelo VaR o risco de mercado é quantificado em termos monetários, ou seja, expectativa de perda máxima, o que faz com que este conceito seja de fácil compreensão por parte do público interessado.

Outras medidas estatísticas como o índice de Treynor ou o índice de Sharpe permitem hierarquizar carteiras de títulos em função das variáveis rentabilidade e risco, permitindo ao investidor estabelecer preferências entre carteiras. No entanto estas medidas não são suficientemente robustas para determinar o risco absoluto de cada carteira.

Com o modelo VaR o investidor pode facilmente decidir se está disposto a assumir uma posição de risco que lhe pode trazer uma indicação de perda monetária esperada.

O VaR representa, então, a perda máxima esperada de um ativo ou de uma carteira de ativos num determinado horizonte temporal, dado um determinado nível de confiança e é medido em termos monetários. O VaR de uma carteira pode ser calculado pela expressão 2.13.

$$VaR = \pi \sigma (\sqrt{\Delta T}) Z \quad (2.13)$$

Sendo que:

$\pi$  - valor de mercado da carteira

$\sigma$  - volatilidade da carteira (desvio padrão)

$\Delta T$  - intervalo de tempo (em dias ou % do ano)

$Z$  - número de desvios padrão de acordo com o nível de confiança

## **2.2 – Agregadores**

Com a entrada do mercado liberalizado de energia elétrica vários operadores passam a poder concorrer livremente em preços e condições comerciais, observando as regras da concorrência, a lei geral e os regulamentos aplicáveis [14]. É assim permitida a venda e compra de energia elétrica através de uma multiplicidade de cenários, de acordo com os interesses quer do vendedor, quer do comprador. Em regime de mercado livre o comercializador adquire eletricidade para a vender aos clientes que com ele celebrem um contrato de fornecimento, que obedeça às regras entre ambas acordadas [13].

Na situação presente a generalidade dos consumidores privados, ou seja, por exemplo residenciais e pequenos comerciantes têm uma atitude passiva em relação ao consumo de energia elétrica [8]. Os tarifários atuais não incentivam os consumidores a terem uma atitude proativa na otimização do seu consumo, apesar de existirem outros tipos de tarifários, nomeadamente tarifários bi-horários e tri-horários [15].

Num ambiente de mercado liberalizado os consumidores privados terão que alterar a sua atitude face ao consumo de energia, assim como os comercializadores no que respeita à oferta de produtos, pois a competitividade do mercado assim o vai exigir.

Uma vez que a maioria das pessoas tem apenas uma vaga ideia da quantidade de energia elétrica que consome nas diversas utilizações do dia-a-dia, assim como o que poderiam poupar se alterassem o seu comportamento ou investissem em medidas de eficiência energética, agrupar esses consumidores através de um agente agregador que torne mais fácil de negociar e controlar a energia elétrica que consomem [10].

Um agente comercial/agregador agrega inúmeros clientes, formando assim uma carteira de clientes com poder negocial, obtém mais vantagem competitiva no mercado liberalizado para os seus clientes (Figura 2.3).

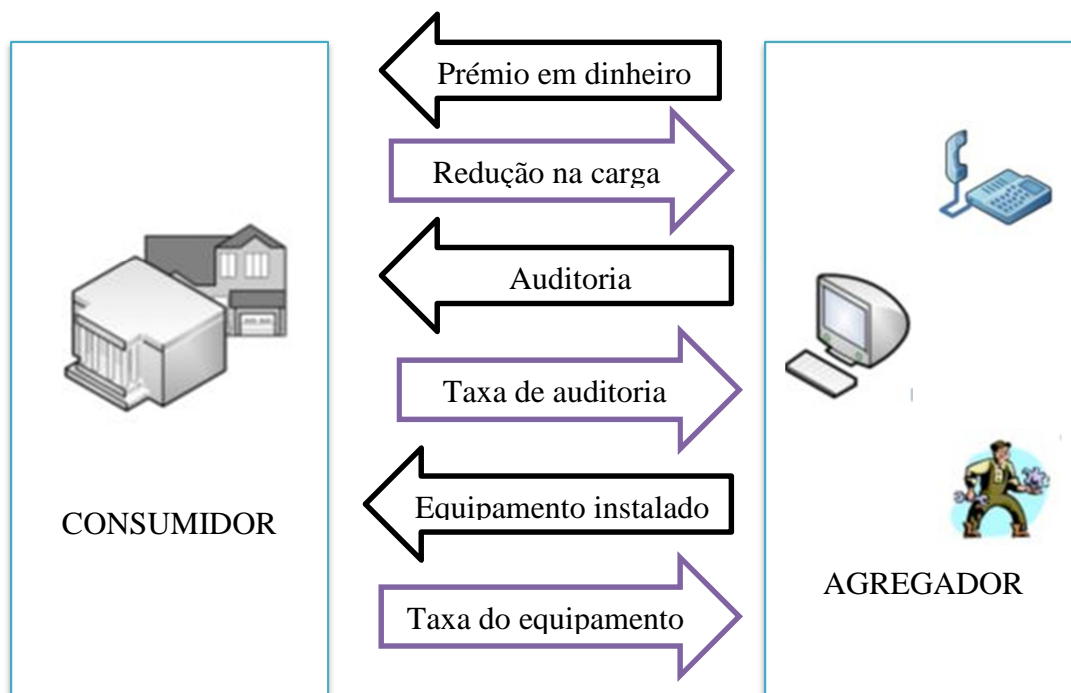


Figura 2.3 – Interação entre um agregador e um consumidor

Com a descentralização da produção de energia, como consequência da introdução de energias renováveis na rede, cada vez mais se discute a necessidade de integração desses produtores em ambiente de mercado através de agregadores. O agregador deverá integrar e operar uma determinada quantidade de pequenas unidades de produção descentralizadas, criando assim uma carteira de produtores de energia [9].

O agregador é uma entidade que integra clientes, sejam eles consumidores, produtores ou consumidores/produtores, gerando uma carteira de clientes que irá interagir em ambiente de mercado liberalizado com as restantes entidades da rede elétrica (Figura 2.4).

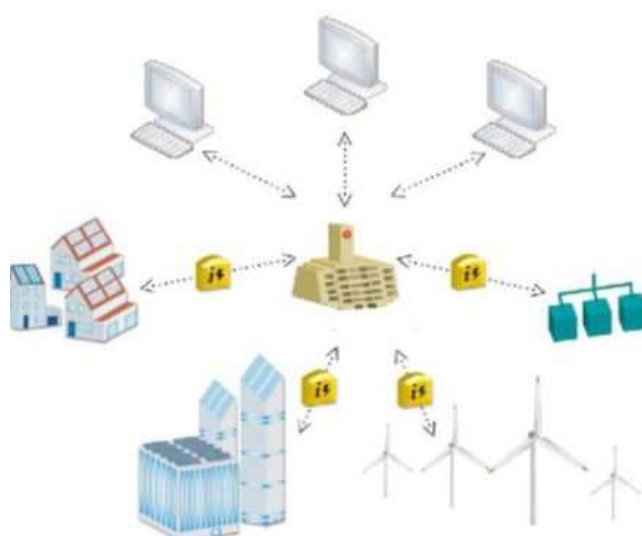


Figura 2.4 – Modelo virtual da rede energética [10]

## 2.2.1 – Tecnologias e novos conceitos

A rede de energia elétrica precisa de ser transformada a fim de lidar com as necessidades da sociedade moderna digital. Os clientes exigem maior qualidade de energia, fiabilidade e uma maior escolha de serviços extra. E, simultaneamente, preços menores [10].

Os avanços tecnológicos dos últimos anos têm tido um papel fundamental nessa transformação, pois permitem a recolha de informação e atuação à distância nos próprios consumidores, produtores e produtores/consumidores, requisitos essenciais para o agente agregador desenvolver o seu trabalho.

Serão de seguida descritas sucintamente alguns dos principais conceitos/tecnologias.

### 2.2.1.1 – Smart-Grid

Num mundo em constante mudança os intervenientes do mercado elétrico devem manter um olhar atento sobre as novas oportunidades que surgem. Uma das mais promissoras tendências, ainda que numa fase inicial de desenvolvimento, é a *Smart Grid* [8].

Atualmente, somos confrontados diariamente com questões energéticas importantes, como a sustentabilidade, fontes renováveis e uma maior eficiência. Aqui, também, a *Smart Grid* está a emergir como uma das tecnologias-chave que conduzem a uma revolução energética que poderá dar resposta a algumas dessas questões [16].

A *Smart Grid* pode ser definida como um “organismo” inteligente e interativo, dinâmico, que reage, interage, incorpora, auto corrige e estabiliza em torno de um novo ponto de operação [17]. De um modo geral, a *Smart Grid* pode ser definida como um *sistema de sistemas*. Sendo uma plataforma que permite o funcionamento de diferentes tecnologias e sistemas. Pode ser visto como uma melhor infra-estrutura elétrica de entrega.

A *Smart Grid* é uma rede de energia elétrica que pode inteligentemente integrar as ações de todos os utilizadores ligados a ela (produtores, consumidores e consumidores/produtores), a fim de garantir de forma eficiente o fornecimento de eletricidade sustentável, económico e seguro (Figura 2.5).

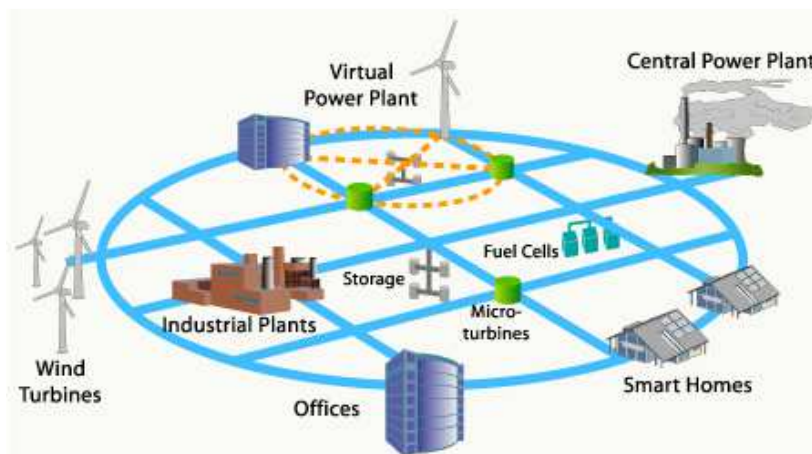


Figura 2.5 – Conceito Smart Grid [17]

No entanto, existem ainda uma série de desafios no caminho para a sua implementação. Daí ser fundamental que os diferentes intervenientes no mercado combinem os seus esforços e concentrem-se em tornar as tecnologias e infra-estruturas possíveis para a sua implementação, bem como encontrar fontes de financiamento e retorno interessantes [10].

Os produtores tradicionais de energia elétrica têm as suas infra-estruturas a necessitar de serem renovadas (média de tempo de vida útil de 30 a 40 anos), pelo que é uma excelente oportunidade para substituírem o equipamento antigo por tecnologia adequada à nova plataforma *Smart Grid*.

Para além disso, aumenta o acesso a fontes de energia alternativas e renováveis, reduz o pico de consumo em infra-estrutura de energia e recolhe o uso preciso de dados reativos ao desempenho.

Apesar de estar a referir o futuro, as *Smart Grid's* já estão a ser implementadas, embora de forma embrionária. Os contadores inteligentes estão a ser instalados em muitas habitações e escritórios, ajudando a reduzir o consumo de energia, e à medida que os veículos elétricos se tornarem de utilização mais frequente, os condutores terão acesso a uma infra-estrutura para veículos elétricos que lhes permite abastecer os seus carros em casa ou na rua.

Com a tecnologia *Smart Grid* já em casas e mais produtos em desenvolvimento, estamos perante um momento-chave no seu desenvolvimento.

Contudo, novas tecnologias criam novos riscos mas, com a orientação certa, pode-se reduzir os mesmos.

Um agente comercial/agregador é aqui uma peça fundamental, pois pode fornecer serviços através da *Smart Grid*, incluindo as regras de desenvolvimento, teste, certificação e educação (mudança de hábitos). Os agregadores têm que trabalhar em conjunto com os reguladores para criar códigos e padrões, que vão permitir tornar o conceito *Smart Grid* seguro e eficaz. Também o fará com os fabricantes para ajudá-los a tornar os produtos mais seguros para o mercado, e com grupos de consumidores para fornecer o conhecimento e a compreensão sobre as tecnologias da *Smart Grid*.

Cada novo dispositivo colocado na *Smart Grid* levanta questões complexas de desempenho em áreas como a interoperabilidade, confiabilidade de *software*, conectividade sem fio, segurança cibernética e outros mais. À medida que as *Smart Grid's* tomam forma, novas tecnologias vão surgir para fornecer aos utilizadores um maior acesso a fontes alternativas de energia, como a eólica, solar, baterias de armazenamento, bem como a auto-produção de energia, redes de área local, veículos elétricos e sistemas de carregamento [10] [16] [18].

A *Smart Grid* é uma rede elétrica mais flexível, distribuída e mais inteligente que a rede elétrica atual (Figura 2.6) [21].

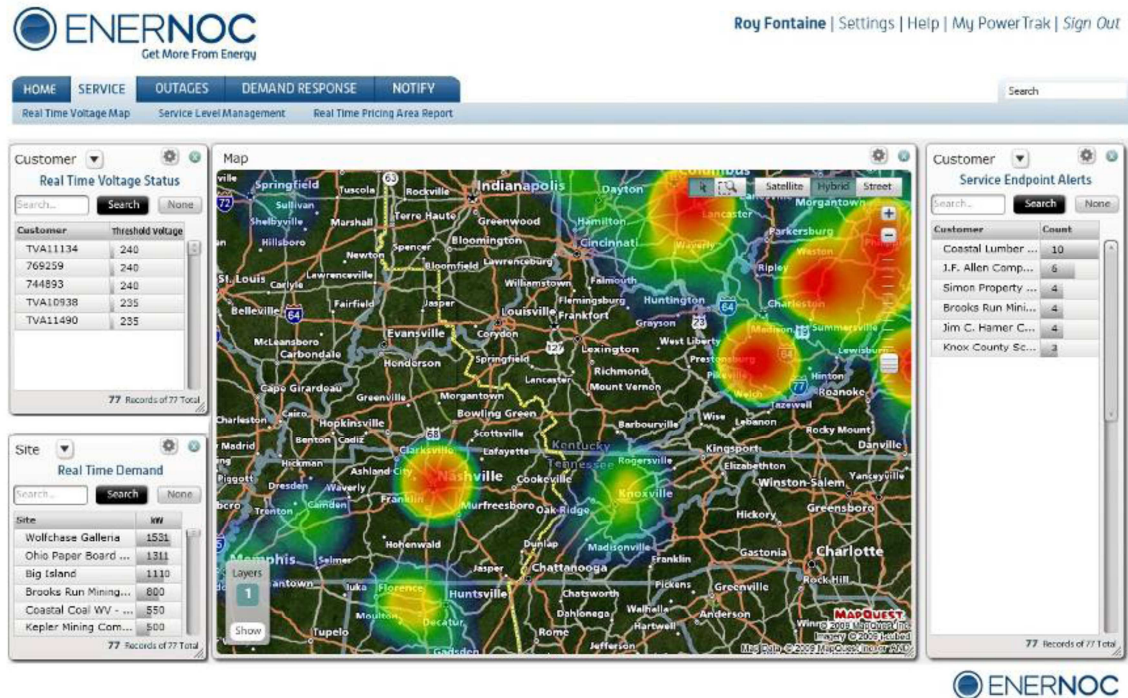


Figura 2.6 – Monitorização e controlo de uma Smart Grid [12]

A *Smart Grid* pode ser de uma forma bastante sucinta definida como sendo uma rede elétrica inteligente que prevê os seguintes conceitos e funcionalidades:

- **Auto-reparação:** A completa monitorização da rede irá permitir utilizar a informação em tempo real de modo a antecipar, detetar e responder aos problemas na rede. A *Smart Grid* pode assim diminuir ou mesmo evitar interrupções ou reduções de qualidade do serviço;
- **Motivação e envolvimento dos consumidores:** Uma rede elétrica inteligente incorpora tecnologias que permitem que os consumidores controlem os seus equipamentos de forma a conseguirem obter uma gestão energética mais eficiente, tendo como consequência a redução dos custos na fatura elétrica. Uma comunicação entre a rede e o consumidor permite uma relação de cooperação, possibilitando a tarifação em tempo real ou a redução de consumos em períodos de pico de procura de eletricidade;
- **Resistência a ataques ou desastres:** A informação em tempo real proveniente da rede permite aos operadores gerir os fluxos elétricos de modo a redirecioná-los por percursos alternativos que garantam o serviço nas zonas afetadas;
- **Acomodação de todas as opções de geração e armazenamento de energia:** A interconexão eficiente de várias fontes de geração de energia distribuída permite que os consumidores residenciais, comerciais e industriais produzam eletricidade que, se for em excesso, pode ser fornecida à rede. Este fator melhora a fiabilidade e a qualidade da energia, reduz os preços da eletricidade e aumenta as escolhas do consumidor;

- Maior eficiência: A *Smart Grid* minimiza os custos de operação e manutenção da rede. Os fluxos de energia otimizados reduzem os desperdícios energéticos e maximizam o uso de recursos energéticos de baixo custo. A harmonização da distribuição local com fluxos de energia inter-regionais na rede de transporte reduz os congestionamentos e pontos de estrangulamento na rede [21].

### 2.2.1.2 – Energy box

A *Energy Box* no futuro os atuais contadores de eletricidade, permitirá a ligação das casas dos consumidores à *Smart Grid* [21].

A *Energy Box* é um *software* de gestão de energia que consiste num conjunto de algoritmos que permitem coordenar a gestão do uso da energia elétrica, armazenamento e venda para a rede do pequeno consumidor de eletricidade.

Atualmente a generalidade dos grandes consumidores comerciais e industriais já utilizam sofisticados sistemas de gestão de energia, e inclusivamente muitas das vezes chegam até a contratar um técnico para supervisionar a operação desses sistemas. No entanto, o consumidor médio residencial e os pequenos consumidores comerciais e industriais, não têm os recursos para implementar esses sistemas [22].

A *Energy Box* é o meio de comunicação entre o cliente e a rede, permitindo assim que sejam aproveitadas todas as potencialidades da contagem inteligente, da gestão da procura, limitação do consumo do cliente, controlo da produção (microgeração), do desenvolvimento da prestação de serviços que forneçam valor acrescentado e da integração com a domótica.

O consumidor poderá assim ter a possibilidade de aceder à seguinte informação:

- Informação sobre o consumo de energia elétrica, o que lhe permitirá corrigir o seu comportamento, e assim reduzir a fatura de eletricidade;
- Ter conhecimento das horas de maior consumo, para assim escolher as horas de preço mais favorável para ligação dos seus equipamentos;
- Ativar remotamente diferentes serviços, nomeadamente alteração de tarifas e potência contratada [21].

Em França existe uma empresa denominada de Voltalis que desenvolveu um produto semelhante a uma *Energy Box (BluePod)*, que para além de monitorizar, também permite atuar nas cargas do seu cliente.

O interessante deste produto é o modo como é apresentado ao público em geral, pois tem como cliente alvo os pequenos consumidores, ou seja moradias, apartamentos e pequenos edifícios comerciais.

No *site* da empresa é feito um apelo à solidariedade de muitos consumidores para fazerem uma pausa (controlada pela *BluePod* da Voltalis) de alguns minutos nos seus equipamentos, nomeadamente aquecedores, água quente, termoacumuladores, ar condicionado.

Com essa acção reduzem o consumo em alguns kilowatts, o que isoladamente não tem qualquer impacto, mas num grande número de consumidores a agir em conjunto pode agregar esses kilowatts e transformá-los em Megawatts, que podem por sua vez equilibrar a rede de energia eléctrica.



Figura 2.7 - BluePod da empresa Voltalis [20]

Tal é possível graças aos avanços técnicos em novas tecnologias de informação e à abertura dos mercados da electricidade, o que pode proporcionar um valor acrescentado a esta forma de regulamentação, de modo a cobrir os custos de operação deste sistema, e assim tornar o negócio mais rentável [20].

A *BluePod* é uma pequena caixa facilmente instalável no quadro eléctrico do cliente que serve para medir a energia consumida em tempo real através da *internet* e para a modular (Figura 2.7) [20].

### 2.2.1.3 – Smart metering

O conceito de *Smart metering* teve a sua origem há cerca de uma década, com o uso da telecontagem, utilizando a tecnologia AMR (*Automatic Meter Reading*). O conceito tem a grande vantagem de substituir as leituras dos contadores de energia até então feitas manualmente, que era extremamente ineficiente, assim como as contagens estimadas, que davam aos clientes uma informação errada do seu consumo.

A tecnologia que surgiu de seguida foi a AMM (*Automatic Meter Management*), que para além da telecontagem permitia também ligar e desligar o fornecimento de energia, alterar a potência máxima disponível e a monitorização de falhas e qualidade da energia.

Atualmente a operação da rede tem que suportar um novo ambiente em que estão inseridos novos intervenientes e conceitos de distribuição, nomeadamente fontes de energia renováveis, geração distribuída e consumo inteligente por parte dos consumidores finais.

A rede tem à sua disposição as seguintes tecnologias e funcionalidades:

- *AMI (Advanced Metering Infrastructure)*: A *Smart Grid* utiliza contadores digitais nas residências ou empresas dos consumidores. Estes contadores permitem uma comunicação bidireccional entre o consumidor e a rede, possibilitando assim ao consumidor que ative e desative serviços remotamente, que reconheça padrões de consumo e monitorize a utilização de tensão e corrente elétrica. Do lado do consumidor a instalação destes dispositivos não apresenta impactos significativos, já que são substituídos pelos antigos. A monitorização em tempo real dos consumos será provavelmente a evolução mais significativa dos contadores atuais, já que permite que sejam estudados e geridos padrões de consumos de modo a “nivelar” os picos de procura energética. Adicionalmente, os contadores inteligentes possibilitam uma resposta automática na gestão dos consumos em altura de pico de procura. O cliente pode gerir electrodomésticos inteligentes usando em tempo real do sistema de monitorização de acordo com o sistema de tarifa por tempo de uso. O utilitário irá determinar automaticamente as tarifas de acordo com a geração/consumo de dados recebidos de medidores inteligentes.
- *Automatização da Distribuição*: A automatização da distribuição, *DA (Distribution Automation)*, refere-se à monitorização, controlo e comunicação dos fluxos de energia da rede elétrica. Existem dispositivos de *DA* que funcionam como nós inteligentes da rede, detetando interrupções do serviço, monitorizando corrente, tensão e reconfigurando automaticamente a distribuição elétrica de modo a assegurar o serviço ao cliente. Os sistemas de distribuição do futuro serão projetados como uma rede integrada de linhas de distribuição, estando esta conetada a múltiplas subestações.
- *Recursos Energéticos Distribuídos*: Os recursos energéticos distribuídos, *DER (Distributed Energy Resources)*, referem-se a pequenas fontes de geração ou armazenamento de energia que estão conetadas à rede de distribuição. Uma rede inteligente de eletricidade permite que exista uma grande proliferação de fontes *DER* (Figura 2.8) [10] [21].

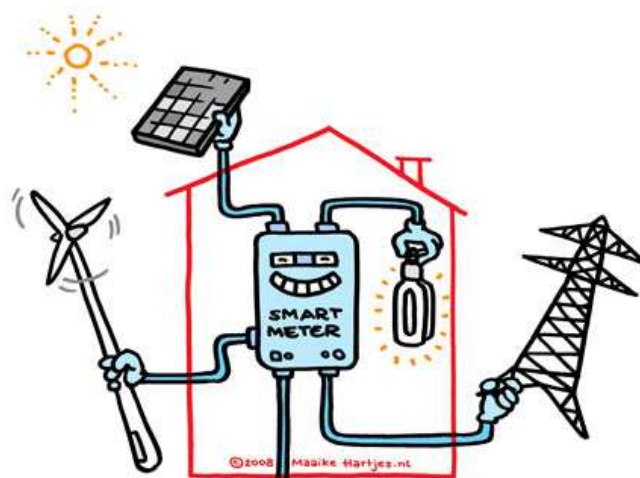


Figura 2.8 – Smart Meter como figura central [6]

#### **2.2.1.4 – Comunicação das Redes**

A gestão da *Smart Grid* requer o uso de uma rede de comunicações bastante robusta, de modo a garantir os níveis de desempenho em relação à largura de banda e de tempo de atraso na ligação.

As redes de comunicações suportam uma variedade de funções de distribuição e automação, incluindo o controlo de dispositivos de conexão para conseguir uma rápida restauração do sistema. É possível monitorizar transformadores na rede de distribuição e atuar sobre eles para controlar o seu nível de tensão através de comutadores controlados à distância. Nos dias de hoje praticamente todos os distribuidores enfrentam o desafio de desenvolver uma solução de comunicação na rede que permita alcançar o objetivo de fácil integração das operações das *Smart Grid's* nos seus sistemas de negócios [10] [18].

#### **2.2.1.5 – DER**

Os produtores de energia elétrica através de fontes de energia renovável, nomeadamente a hídrica, a solar fotovoltaica e a eólica, devido à sua intensa disseminação nos últimos anos, são cada vez mais um fator a ter em linha de conta na gestão da rede elétrica, quer devido à sua vantagem ambiental, quer devido à enorme desvantagem que têm no que se refere à sua imprevisibilidade de produção [8].

Está no entanto a surgir um novo conceito que se denomina de DER, que pretende tirar partido da vantagem da descentralização desses produtores.

O conceito DER consiste em utilizar a energia distribuída dos vários produtores descentralizados de modo a que possam ser combinados com a gestão de carga e sistemas de armazenamento de energia para melhorar a qualidade e/ou a fiabilidade do fornecimento de energia elétrica. Estão "distribuídos", porque são colocados em ou perto do ponto de consumo de energia, ao contrário dos tradicionais sistemas "centralizados", onde a eletricidade é gerada numa central localizada remotamente em grande escala e depois transmitida através de linhas de distribuição de energia para o consumidor.

O conceito DER pode ser aplicado a um simples gerador de eletricidade autónomo para fornecer energia de emergência num determinado consumidor ou pode ser um sistema mais complexo, altamente integrado com a rede de eletricidade e que consiste na geração de eletricidade e de energia térmica, armazenamento e sistemas de gestão de energia. Os consumidores, por vezes, possuem sistemas de pequena escala, geradores de energia *on-site*, ou os mesmos podem ser propriedade e operados pela concessionária ou por terceiros.

Os sistemas DER permitem serem operados de forma independente da rede de energia elétrica, seja por escolha ou por necessidade.

Os clientes podem utilizar as tecnologias DER para adiar reduzir ou mesmo eliminar a necessidade de se obter adicional geração de energia, transmissão distribuição e equipamentos e infra-estrutura [24] (Figura 2.9).

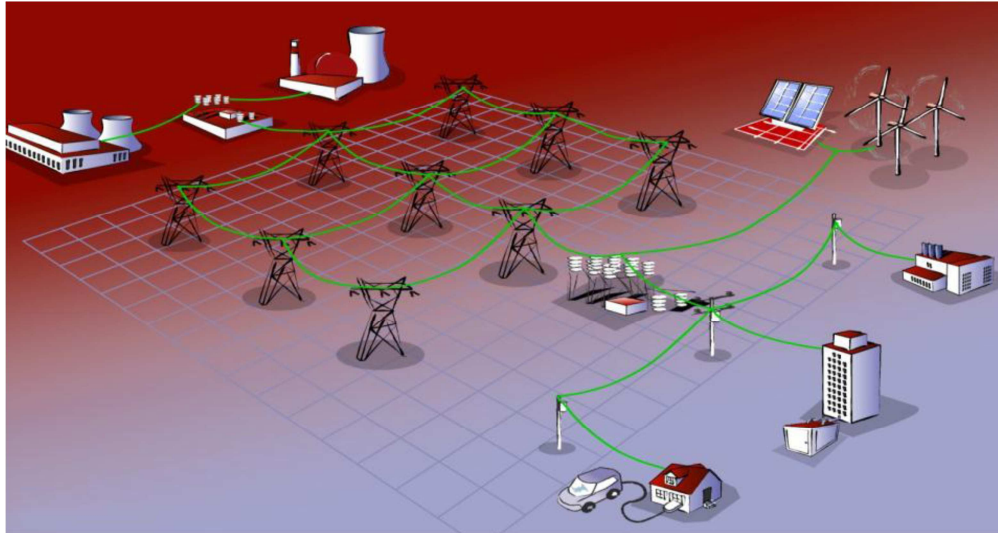


Figura 2.9 – Rede com integração DER [7]

Os sistemas de energia distribuída podem abranger uma ampla variedade de tecnologias, incluindo os aero-geradores, energia solar, células de combustível, microturbinas, motores alternativos, tecnologias de redução de carga e sistemas de armazenamento de bateria [23].

Podem ser usados para fornecer a energia na base do diagrama de carga, de modo a nivelar os picos, podem servir de *back-up* remoto e até contribuir para o melhoramento da qualidade da energia. O conceito DER tem potencial para reduzir o congestionamento nas linhas de transmissão, reforçar a segurança e proporcionar maior estabilidade na rede elétrica. Uma das suas vantagens deve-se ao facto das unidades de produção serem modulares, o que provoca que a energia distribuída seja altamente flexível, pois pode fornecer a energia onde e quando ela é necessária [23].

Diversas tecnologias podem ser usadas em sistemas DER. A escolha acertada é determinada pela sua aplicação, custo, considerações ambientais e dimensão do sistema.

Podem ser utilizadas as seguintes tecnologias:

- Grupos geradores;
- Turbinas de combustão;
- Microturbinas;
- Pilhas de combustível;
- Painéis fotovoltaicos;
- Aero-geradores.

O desenvolvimento das tecnologias de medição e a melhoria das comunicações irá permitir uma integração mais inteligente da geração distribuída de energia através da utilização de sensores e de sistemas bidirecionais de medição. Isso vai permitir que os clientes desempenhem um papel de produtor de energia caso eles tenham excesso.

No entanto, a produção de energia distribuída é parcialmente tempo-dependente e não-regular (no caso de vento ou geração de energia solar). Este facto traz é um desafio em relação ao

controlo do fluxo de energia variável. À medida que a geração de energia distribuída vai entrando na rede um controlo mais avançado do sistema de energia é requerido para manter a fiabilidade do sistema. Estes controlos podem incluir o uso mais eficiente de transmissão, a utilização da resposta à procura e armazenamento de energia [25].

Para que a sua integração ocorra, uma certa “dose” de modelação e previsão deverá ser desenvolvida. Por exemplo, na velocidade do vento onde os padrões de análise podem ser feitos de modo a estimar a disponibilidade da hora do dia e a quantidade de energia que pode ser gerada por uma central eólica.

Na operação em tempo real das *Smart Grid's* as previsões das necessidades futuras são essenciais para permitirem aos sistemas flexíveis um comportamento adequado.

Os comportamentos não regulares próprios dos recursos energéticos renováveis trazem problemas adicionais no que se refere ao balanço da *Smart Grid*, que já de si é complicado.

O facto de que a geração de energia renovável não pode ser introduzida na rede no sentido tradicional pode causar problemas no funcionamento do sistema convencional. A *Smart Grid* ganha vantagem nas potenciais melhorias que podem ser realizadas por meio de comunicações e tecnologia de informação aplicáveis. A utilização de previsões de energias renováveis é uma componente chave na implementação da *Smart Grid*.

Como são os processos meteorológicos a conduzir a geração de energia renovável, esta é portanto altamente variável. Esta variabilidade ocorre em todos os prazos de operação em tempo real minuto-a-minuto. No entanto, estudos recentes de integração de vento demonstraram que as variações que possuem os maiores efeitos sobre as operações de fiabilidade do sistema e os custos de operação são de hora em hora e diária [26]. Na Figura 2.10 está representado um exemplo dos gráficos do dia e hora seguinte. Todas essas informações devem ser mantidas bem presentes de modo a ser possível estimar a capacidade de reserva necessária para o sistema, tendo em linha de conta a fiabilidade e os requisitos de controlo de frequência. Se a *Smart Grid* for capaz de processar este tipo de informação, será uma grande melhoria na operação dos recursos energéticos renováveis.

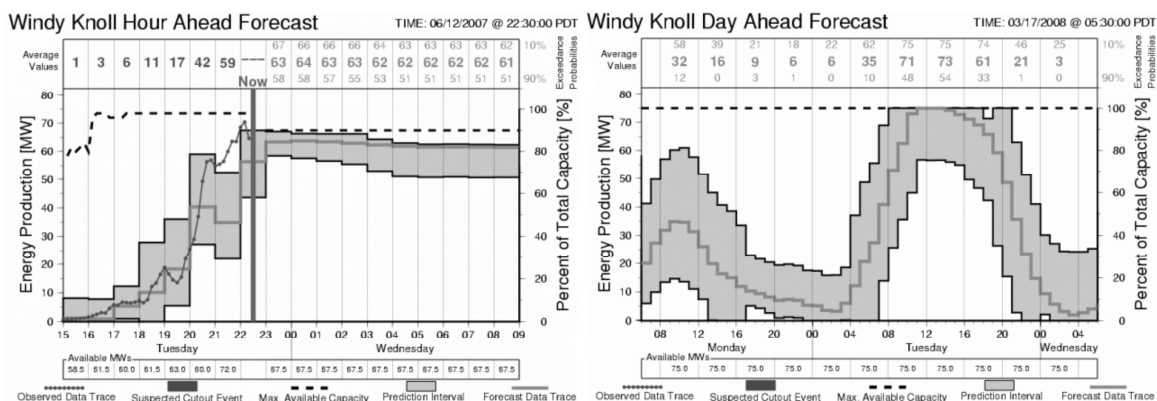


Figura 2.10 – Informação do dia de antecedência e hora antes da previsão [10]

Manter a produção de energia gerada dentro de certos limites pode ser um desafio. A previsão não resolve esta questão inteiramente e novas formas de controlar a saída são necessárias. Os sistemas de proteção de relés devem detetar a variação do consumo e desligar o DER quando o nível de tensão é inaceitável [10].

Assim a necessidade de agregação de unidades DER é fundamental para se atingir as performances de fiabilidade do sistema elétrico quando a produção descentralizada se tornar mais significativa. Consequentemente o pressuposto de base para uma implementação maciça de DER na rede é que a agregação de unidades locais DER é requerida [27].

O agente comercial aqui poderá desempenhar um papel decisivo, uma vez que pode agrupar clientes produtores e com essa carteira de clientes otimizar a produção de energia. Ele pode recolher e utilizar geradores dispersos e as respetivas ofertas de mercado. Este tipo de agente agregador é usualmente denominado de VPP (*Virtual Power Plant*) [10].

O agregador pode oferecer um pacote DER à disposição de outros participantes do sistema de energia. Isto pode ser conseguido através de contratos bilaterais ou através de mercados organizados. O agregador deve agregar pedidos de reserva de consumo, avaliar seus recursos e a sua posição contratual e tirar proveito de economias de escala no controle de um grande grupo de clientes. Além disso, o desenvolvimento de *software* de otimização para suporte de carga vai aumentar a rentabilidade das decisões de controlo de carga para o agregador.

O agregador também pode fornecer serviços adicionais para o DSO (*Distributor System Operator*), como o envio de horários com planeamento para controle de cargas, tal impedirá flutuações na rede. O DSO pode validar as restrições de qualidade de energia e enviar o resultado de volta para o agregador para execução. Serviços como o controle de frequência ou de controle de tensão podem ser adicionados à receita total obtida por um agregador [10].

Poderá solicitar os serviços de especialistas em previsões e com esses dados fornecer consultadoria aos seus clientes, utilizar a informação obtida para gerir os momentos nos quais deve aproveitar essa produção para consumo próprio ou para venda mediante a rentabilidade.

#### **2.2.1.6 – DSM**

Existe um novo conceito denominado de DSM (*Demand Side Management*), no qual o cliente final é “chamado” a participar. Contrariamente ao que acontece atualmente os pequenos cliente finais, residenciais e comerciais, têm apenas uma atitude passiva perante o seu consumo de energia elétrica. A tarifa do fornecedor de energia elétrica tem um incentivo muito limitado para que o cliente possa ter uma atitude ativa no seu consumo para que possa consumir de uma forma mais “inteligente” [8].

A rede de distribuição da energia elétrica tem uma capacidade que permite o transporte da energia elétrica a longas distâncias, tal levou à construção de grandes centrais de produção de energia, tirando partido de economias de escala, o que conduziu ao modelo de operação da rede elétrica centralizado que conhecemos [7].

No modelo centralizado o consumo e a produção são alvo de um constante balanço energético de modo permitir que a produção esteja equilibrada com o consumo por parte dos clientes da rede, tendo o operador que assegurar que exista sempre potência disponível para satisfazer as necessidades dos consumidores finais [7].

Os recentes desenvolvimentos na rede de comunicações, quer dentro, quer fora das residências e com uma cobertura de rede bastante aceitável, abrem caminho para uma DSM remota e para os agregadores [8]. O que se pretende explicar é que o consumidor final poderá dar o seu consentimento a uma terceira entidade que “conduzirá” o consumo de um grupo de clientes de modo a obter uma otimização, baseada no cumprimento dos seus objetivos (lucro, cumprir o contrato, etc), assegurando o nível de conforto dos seus clientes de acordo com o estabelecido individualmente [8].

DSM representa uma possibilidade de otimização da rede elétrica, não pelo controle da produção para satisfazer o consumo dos clientes finais, mas pelo controle do consumo dos clientes finais para se adequarem à produção, de modo a optimizarem-se quer ao nível da produção, quer ao nível do consumo. Com a introdução na rede elétrica dos DER, que têm um grau de variação elevado, dá uma maior projecção a este novo conceito [7].

Este novo conceito aponta para uma revolução no setor elétrico, pois revela que os clientes deixam de vez de ser consumidores passivos. Devido aos agregadores e ao DSM remoto eles serão capazes de reagir ao mercado e aos sinais dados pela rede e no longo prazo influenciar todo o sistema produtivo. Em vez de procurar satisfazer os picos de consumo com capacidade de produção extra, a redução do consumo poderá ser uma alternativa muito mais económica se se provar que é rentável em grande escala [8].

Para atingir um alto nível de fiabilidade e robustez em sistemas de energia a rede é projetada para a carga de pico em vez da carga média. Isso pode resultar numa sub-utilização da produção de energia e sistemas de distribuição e um conseqüente desperdício de recursos naturais. Além disso, a maioria dos geradores de resposta rápida que são usados para atingirem o pico de carga, tais como unidades de gás e de carvão, são caros e têm uma pegada de carbono elevada [28].

Para ultrapassar estes problemas pretende-se moldar os perfis dos consumidores de energia, de modo a permitir que a capacidade de produção disponível possa ser utilizada de forma mais eficiente de modo a que não seja necessário instalar novas infra-estruturas de transmissão e de produção de energia. Esta modulação é possível com DSM que permitirá a redução e/ou o deslocamento do consumo [28].

A DSM teve o seu início décadas atrás com a interrupção de cargas específicas em grandes clientes comerciais ou em industriais, em troca de uma tarifa elétrica reduzida. Em seguida a DSM foi expandida para clientes residenciais, onde existia um controle direto (liga/desliga) sobre aparelhos de aquecimento de água, ar condicionado, bombas de piscina, etc.

Actualmente DSM está a tornar-se cada vez mais ajustada ao tempo real, através da utilização de preços com base temporal de modo a encorajar os consumidores de todos os tipos a responder às necessidades da rede de uma forma mais específica [7].

Uma opção no DSM é o DLC (Direct Load Control), onde, com base em um acordo entre a concessionária e os clientes, é possível controlar remotamente o funcionamento de certos aparelhos no mesmo domicílio. Preços inteligentes é uma alternativa em que as regras de preços elaboradas são adoptadas para incentivar os consumidores a gerir individualmente e voluntariamente as suas cargas, a fim de reduzir seus custos de energia própria [28].

O êxito do DSM depende, principalmente, do controle de uma grande parte da carga total. Ao surgirem novos tipos de equipamentos do lado do consumo, como *plug-in* de veículos elétricos híbridos, espera-se aumentar a percentagem de carga controlável ao longo dos próximos anos [28].

Além disso, a capacidade de armazenamento de eletricidade dos veículos elétricos irá proporcionar novas oportunidades de negócio, pois será possível armazenar a eletricidade nas baterias durante o estacionamento dos veículos híbridos *plug-in* para que a eletricidade armazenada possa ser disponibilizada em horários de pico. Portanto, os híbridos podem fazer da DSM uma ferramenta ainda mais poderosa para o equilíbrio entre oferta e procura de energia.

Vários esquemas de preços já foram propostos para o DSM, tais como preços de carga de pico e adaptativos.

Nos esquemas de preços em tempo real, o ciclo de funcionamento é dividido em vários períodos. O preço para cada período é selecionado em tempo real e os eventos aleatórios e as reações dos consumidores aos preços adaptativos pode influenciar o preço definido em períodos de operação futuros. Esse tipo de sistema também pode ajudar a rede a integrar fontes de energia renováveis. Na verdade, as concessionárias podem enfrentar a intermitência da produção das fontes de energia renováveis, alterando o seu preço.

A maioria das decisões de controle de corrente de carga em sistemas existentes da DSM são feitas manualmente, o que faz com que seja difícil para os participantes monitorizar os preços em tempo real e usar outros métodos avançadas de preços. Na verdade, a falta de conhecimento dos consumidores finais sobre como reagir à variação dos preços no tempo é atualmente um dos principais obstáculos para a plena utilização dos benefícios dos métodos de preços em tempo real e DSM em geral. Este problema pode ser resolvido ao equipar os consumidores com sistemas de automação residencial e com a implementação de energia automatizada, unidades de consumo com gestão que podem recorrer a informações sobre preços para programar o funcionamento de vários aparelhos residenciais.

Preços inteligentes devem oferecer incentivos adequados para os consumidores individuais participarem em programas de DSM, por exemplo, descontos na sua fatura de energia.

Os sistemas automatizados DSM melhoraram significativamente a eficiência e fiabilidade. No entanto, podem também criar novas vulnerabilidades nas infra-estruturas de energia se não forem acompanhados por medidas de segurança adequadas [28].

## **2.2.2 – Agentes agregadores**

No presente texto foi referido várias vezes em diferentes contextos um elemento denominado agregador, que foi mencionado como sendo uma peça fundamental para a gestão de todas as tecnologias e conceitos expostos. Uma vez que é um conceito novo (apesar de já existir há pelo menos duas a três décadas numa perspetiva comercial), neste subcapítulo vão ser descritos os diferentes tipos de agregadores.

A visão do projecto ADDRESS (projeto UE) introduz um novo ator para a gestão de sistemas de energia elétrica, o agregador. O papel do agregador é o de aglutinar todas as solicitações do mercado (conjunto de clientes) e tentar realizá-los através da gestão da quantidade de energia produzida e consumida pelos seus clientes. Para este fim está previsto colocar na residência de cada cliente um dispositivo chamado *Energy Box* que estará ligado a uma rede de comunicações que irá servir os pedidos do agregador e, conseqüentemente, controlar todos os aparelhos de consumo elétrico presentes na habitação, como máquinas de lavar louça, máquinas de lavar roupa e unidades de produção de energia, como as células fotovoltaicas, energia eólica ou grupos geradores. Desta forma, tanto o agregador, como os clientes vão partilhar uma rede no mercado de energia. Além disso, a participação ativa de clientes para os mecanismos de regulação de energia e ao abastecimento de produção distribuída tornará todo o sistema sustentável, eficiente e confiável. Com a tecnologia de gestão inteligente os picos de consumo, que geralmente representam um dos riscos mais importantes na falha de todo o sistema poderiam levar à construção de centrais produtoras de elevado custo são evitados.

Agregação, pode ser definida como, uma estrutura intermediária que agrupa os consumidores finais e/ou produtores de energia para os coordenar a operarem de forma concertada [11] [27] [29].

### **2.2.2.1 – Agregadores comerciais**

“Se não gostar do serviço do seu fornecedor de eletricidade, vá ter com o seu concorrente” [30]. Este conselho cínico providencia algum alívio aos consumidores que têm tido experiências complicadas com os seus fornecedores de eletricidade no passado, quando uma queixa era efetuada na comissão de serviços públicos do Texas [30].

Os consumidores do tipo residenciais e pequenos comerciantes podem reduzir os seus custos de compra de energia elétrica se criarem ou se juntarem a um grupo agregador. Um agregador é uma pessoa ou organização que está devidamente certificada para poder comprar energia elétrica em nome de um grupo de consumidores.

O agregador negocia para obter preços mais baixos para os seus membros baseado no volume de negócios que tem, ou seja, a sua carteira de clientes.

Os fornecedores de energia elétrica vendem energia elétrica a preços mais baixos aos grandes clientes porque conseguem reduzir significativamente os seus custos de comercialização, que são significativamente reduzidos para estas quantidades de vendas manifestando-se, assim o interesse enorme que os agregadores despertam também nos fornecedores de energia elétrica, pois tornam-se mais lucrativos os negócios efetuados no mercado específico dos clientes residenciais e pequenos comerciantes.

Os agregadores asseguram o fornecimento de energia elétrica aos seus membros ou por servirem de “agentes da bolsa” que compram energia elétrica pelo preço mais baixo numa base contínua, ou por contratarem diretamente a produtores de energia elétrica por um preço fixo, durante longos períodos de tempo.

Os agregadores podem incluir desde cidades, organizações não lucrativas ou associações de negócios. Podem disponibilizar prestação de serviços aos seus clientes que podem ir desde a consolidação da sua fatura da energia elétrica (definir objetivos orçamentais), gestão do consumo de energia e análise do consumo de energia elétrica.

Através da agregação pequenos consumidores podem usufruir do serviço de um consultor energético devido à divisão entre todos dos custos associados e com isso aumentarem a sua eficiência na compra da energia elétrica.

Os consumidores que desejam maximizar as suas poupanças no consumo de energia elétrica podem consultar diferentes agregadores, de modo a compararem serviços e preços [30].

### 2.2.2.2 – Agregadores VPP

A VPP agrega a capacidade de muitos DER, cria um perfil operacional único de vários parâmetros que caracterizam cada DER e pode incorporar o impacto da rede na saída de um DER agregado. A VPP é uma representação “virtual” de uma carteira de DER's que pode ser usada para fazer contratos no mercado de atacado e oferecer serviços para o operador do sistema (Figura 2.11) [33].

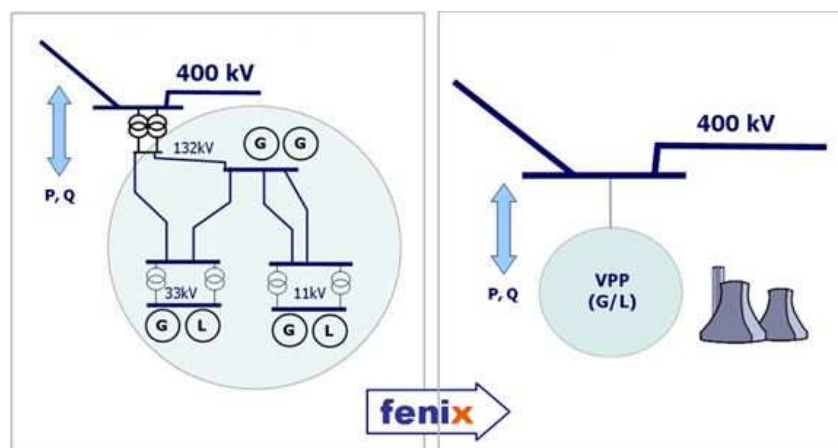


Figura 2.11 - VPP [33]

A necessidade da agregação de unidades DER é antes de mais uma consequência da arquitetura normal de mercado na Europa e é também uma necessidade para manter as performances de confiabilidade do sistema elétrico [27].

O conceito de VPP não é novo. É uma ideia que surgiu desde as primeiras discussões de como incorporar as energias renováveis e de armazenamento de energia no mix de energia.

Podemos ter agentes que agregam exclusivamente produtores de energia elétrica para vender aos mercados elétricos (seja do dia seguinte e futuros ou de longo prazo), sendo eles denominados de VPP.

Mas também podemos considerar que na realidade, uma VPP não é realmente uma central de produção de energia. Pode ser vista como uma central de produção de energia fruto das TI (Tecnologias de Informação) - uma central existente no mundo digital, que controla produção tradicional e as DER das *Smart Grid's* quando necessário. O VPP só existe no *software* usado para gerir as diferentes opções conforme as necessidades da rede [31].

“Uma VPP é a agregação de recursos distribuídos que podem ser utilizados da mesma forma como a produção convencional”, disse Matt Wakefield, gerente do programa de redes inteligentes no *Electric Power Research Institute*, que actualmente está a trabalhar com a AEP (*American Electric Power*) num projecto de simulação de produção de energia virtual. Idealmente, a utilização do VPP seria totalmente integrado na rede, de tal forma como se de uma central produtora convencional se tratasse agregando uma série de DER [31].

Os novos mercados ambientais podem oferecer oportunidades para agregadores como os "certificados brancos" para agregadores de cargas flexíveis. Na verdade, em alguns casos, os mercados ambientais pode lançar agregadores independentes, que podem posteriormente começar a agregação de serviços DER destinados a mercados da eletricidade [32].

### **2.2.2.3 – Agregadores comerciais com DSM**

Estas empresas são geralmente chamadas de agregadores. E podem ser responsáveis nos seguintes aspetos:

- Agrupamento de clientes e participação no mercado grossista para obter os preços mais baixos possíveis;
- Deslocamento e gestão das cargas móveis dos clientes para horas com um preço da eletricidade mais baixo.

Como o nome sugere, os grupos agregadores de serviços de pequena escala dos clientes, agregam-nos em pacotes maiores e depois vende-os para empresas de gestão de redes, ou para operadores de redes. Simplificando, o agregador possibilita os consumidores a gerirem seu uso de energia e economizar dinheiro, sem sacrificar o seu conforto e estilo de vida. No entanto, a relação com os consumidores finais e outros participantes do mercado de energia elétrica pode assumir diferentes formas [10].

O consumidor DSM típico terá a possibilidade de interferir ou permitir que interfiram na sua carga das seguintes formas (Figura 2.12):

- Veículo elétrico é carregado durante a noite e estará pronto para funcionar pela manhã;
- Bomba da piscina liga e desliga tal como o frigorífico;
- A água quente irá ter mais períodos de desligado do que antes, contudo continuará a existir água quente quando for necessário;
- A máquina de lavar loiça, roupa e secador podem não ligar quando forem ligadas, mas irão ligar ainda hoje;
- A temperatura do ar condicionado varia mais do que costumava, mas mantém a temperatura de conforto adequada;
- O gerador pode ligar e desligar a qualquer momento, mas estará disponível quando houver interrupções de fornecimento de energia elétrica;
- Existência de faturas mensais para o combustível do gerador de emergência e consumo de energia elétrica, mas também é descontado um valor na fatura mensal pela participação do cliente no DSM;

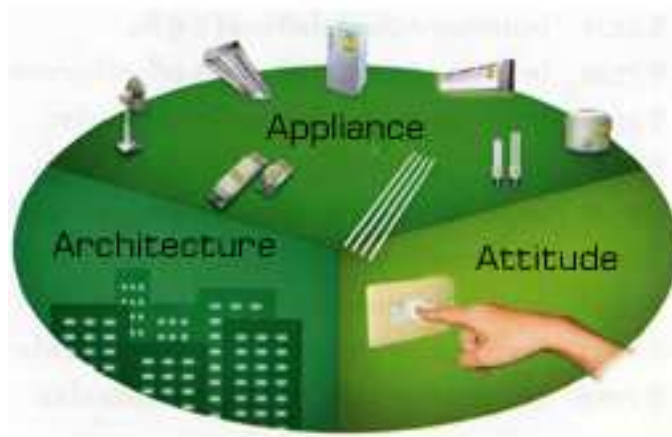


Figura 2.12 – “Aparelhos de eficiência energética”, “Arquitetura de eficiência energética” e “Atitude de eficiência energética” [35]

Com a inclusão no sistema elétrico da gestão do consumo do lado do consumidor o modelo de despacho económico torna-se diferente do tradicional, que só era gerido o lado do fornecimento de acordo com as necessidades do consumidor.

Com a inclusão do DSM para a expedição o operador da rede tem benefícios através da oportunidade de otimizar ainda mais o sistema elétrico por ter recursos adicionais sob o seu controlo para equilibrar a carga e a produção, utilizando tanto a oferta com a procura de recursos. Os recursos adicionais criam mais complexidade, mas também mais opções, incluindo a capacidade de gerir os picos de procura e oferta em pequenas zonas através do controlo sobre as cargas dos consumidores.

A complexidade gerada através deste novo modelo de gestão, associada a milhares, ou talvez milhões de recursos cria uma proposta de negócio viável para os agregadores.

À medida que os instrumentos de medida e a produção distribuída de eletricidade ficarem mais inteligentes e com uma maior cobertura das redes de comunicações da *Smart Grid*, os seus custos irão diminuir e assim permitir que o modelo de negócio dos agregadores seja consolidado no DSM disponibilizando um serviço de interligação entre os consumidores, os produtores e o operador da rede.

O consumidor/produzidor e os V2G (*Vehicle to the Grid*) fariam adicionar a sua capacidade de produção respetiva a ser oferecido por agregadores para o mercado como um ou mais produtos rentáveis de carteira para horários específicos. O agregador também poderá desenvolver produtos de venda no mercado através da representação de um portefólio combinado onde inclua o aumento da carga em períodos de baixo consumo, quando for ideal para a rede.

Por exemplo quando a energia do sistema é confrontada pelas exigências de produção mínima, adicionando nesses períodos carga na forma de carregamento de veículos elétricos, o que pode proporcionar benefícios económicos e de fiabilidade.

Com este modelo de negócio o agregador oferece o seu portefólio de produtos que representem cargas controláveis e capacidade de produção no mercado.

Pode existir uma troca de produtos entre o operador da rede e o agregador que resultem em prémios para o agregador, que posteriormente os poderá partilhar com os seus clientes DSM.

De seguida lista-se alguns dos benefícios que o agregador pode ter fruto das mais valias dos seus produtos:

- Assumir o risco de entrega garantida de procura reduzida ou aumentada para o operador de rede no prazo exigido (contratual);
- Simplificar a complexidade da gestão plena ou orientada da procura de produtos que podem ser de valor e fáceis de usar pelo operador da rede;
- Organizar e incentivar a participação de um grande número de consumidores através da criação de um portefólio de produtos relevantes;
- Investir na infra-estrutura de distribuição da procura (ou seja, sem o investimento obrigatório do consumidor).

Os consumidores beneficiam da participação no DSM das seguintes maneiras:

- Poupanças financeiras na fatura elétrica graças à redução no consumo de energia e redução nos picos de consumo (para os cliente que têm um contrato do tipo DSM);
- Receitas por participação no mercado de energia por via de um agregador que realiza o interface entre o consumidor e o mercado. Estas receitas advêm da energia, capacidade e serviços auxiliares no mercado;
- Identificação de novas soluções de eficiência energética [7].

---

## CAPÍTULO

# 3

---

### **Mercado de Energia Elétrica**

*Neste capítulo numa primeira fase é descrita a transição do mercado de energia elétrica, de mercado de monopólio para mercado liberalizado.*

*De seguida é feita uma alusão ao funcionamento do mercado liberalizado desde as entidades que o gerem e regulam à formação de preços.*

*“O MIBEL a par com a NORDPOL, integra o grupo dos mercados regionais mais avançados do espaço europeu, podendo constituir-se como um exemplo no processo de construção do mercado único europeu.”*

*Afonso, José, Workshop ERSE-GESEL 2011*

*“Integração de mercados de energia eléctrica e formação de preços”*

## 3.1 - Evolução do Mercado em Portugal

### 3.1.1 – Contextualização histórica

Até muito recentemente, o negócio da eletricidade em Portugal consistia na existência de um único operador que produzia e vendia a energia elétrica em mercado regulado, sendo essa regulação efetuada através de uma tarifa determinada por uma entidade governamental, denominada de ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos).

A tarifa afetava as diferentes atividades da cadeia de valor, desde a produção de eletricidade, passando pelo seu transporte e distribuição até ao consumidor final. Nessa tarifa estavam também incluídos todos os acertos dos desvios provisionais dos anos anteriores e os custos de interesse económico geral (medidas de eficiência energética e energias renováveis).

No ano de 2006 foi publicado o Decreto-Lei nº 172/2006 que avança com o licenciamento para a produção em regime ordinário, para as concessões da Rede Nacional de Transportes e para as redes de distribuição e comercialização de eletricidade. Surge então a intenção de liberalização do setor, dando resposta à diretiva 2003/54/CE que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade. Com o funcionamento do mercado Ibérico de eletricidade na sequência do acordo celebrado entre Portugal e Espanha a 1 de outubro de 2004 [36].

Foi neste contexto que surgiu a necessidade de formar um mercado liberalizado em Portugal e dado que o mesmo fenómeno estava a ocorrer em Espanha, foi celebrado um acordo entre Portugal e Espanha em 2004, que conduziu à criação do mercado Ibérico de eletricidade, mais conhecido por MIBEL (Mercado Ibérico de Eletricidade) [37].

Apesar de haver interesse por parte dos governos de Portugal e Espanha em formarem um mercado comum de eletricidade surgiram várias dificuldades, nomeadamente a capacidade de interligação entre os dois países, a compra de quantidades de eletricidade num determinado país e a sua venda noutra e a harmonização entre os dois países do enquadramento legal necessário para a negociação em mercado e a sua posterior operação.

De forma a existir um período de adaptação ao novo modelo de mercado e com o intuito da criação do OMI (Operador de Mercado Ibérico) foram criados dois operadores responsáveis pela gestão dos mercados organizados:

- OMEL, pólo espanhol, responsável pela gestão do mercado *spot* (diário e intra-diário);
- OMIP, pólo português, responsável pela gestão do mercado a prazo.

Anterior à liberalização do mercado havia em Portugal um sistema de aquisição de energia baseado nos CAE (contratos de aquisição de energia). Com os CAE os produtores recebiam, por um lado, um pagamento por disponibilidade, que incluía os custos fixos de operação e manutenção, as amortizações e a remuneração do capital investido a uma determinada taxa e, por outro, o custo variável que tinham com a produção de energia.

A remuneração anual tinha uma atualização de acordo com a inflação e os desvios entre a disponibilidade das centrais e a potência contratada. Não tinha nenhuma dependência com a quantidade de energia produzida por cada instalação.

A existência de um sistema de aquisição de energia em que 58% da procura seria satisfeita através de centrais com CAE não era sustentável, e se adicionarmos mais 20% para os PRE (Produtores em Regime Especial), facilmente se constata o problema que seria para Portugal no mercado Ibérico satisfazer cerca de 20% das suas necessidades de consumo [36].

Esta realidade deu origem a uma proposta para a criação dos CMEC (custos de manutenção do equilíbrio contratual) para substituir as CAE.

Com os CMEC é possível manter o VAL (Valor Atual Líquido) com os CAE em mercado, sendo que os mesmos são revistos anualmente entre 2007 e 2017, uma vez que estão contratualizadas as condições para manter o VAL com reduzido risco, fornecer liquidez ao mercado, ter o aval da Comissão Europeia e permitir uma redução das tarifas de eletricidade.

A diferença entre o VAL contratualizado com os CAE e o VAL dos cash flows futuros em mercado, de acordo com o que foi negociado entre os detentores dos CAE e o estado, constituem a base dos CMEC. Uma vez que durante os primeiros 10 anos os CMEC assumiam a revisão anual dos pressupostos, os produtores tinham garantias de remuneração contratualizada durante este período.

Após 2017 não haverá mais revisões, mantendo-se a renda constante até ao final dos CMEC em 2027 [36] [14] [40].

### **3.1.2 – Liberalização gradual do mercado regulado**

A regulação do mercado é efetuada através da introdução de tarifas nas diferentes áreas, nomeadamente na produção, transporte em MAT (Muito Alta Tensão), AT (Alta Tensão), MT (Média Tensão) e BT (Baixa Tensão) e a sua respetiva comercialização.

Em Portugal a liberalização teve início na produção e comercialização, sendo que as restantes áreas mantiveram-se reguladas.

Os comercializadores podem adquirir energia elétrica das seguintes formas:

- Através do mercado *spot* (OMEL);
- Através de contratação a prazo (OMIP ou leilões);
- Através de contratos bilaterais.

Paralelamente, existe a gestão técnica do sistema, que é efectuada pela REN de modo a garantir a fiabilidade do sistema.

Como consequência de existirem apenas duas áreas liberalizadas a tarifa de venda de energia elétrica aos consumidores finais em Portugal divide-se em três partes:

- Tarifa de acesso;
- Tarifa de energia;
- Tarifa de comercialização.

A tarifa de acesso inclui as atividades reguladas pagas por todos os consumidores finais de eletricidade em Portugal, quer no mercado regulado, quer no mercado liberalizado.

Para os clientes que optem por continuar no mercado regulado a tarifa de energia e de comercialização são reguladas. Para os clientes que optem pelo mercado liberalizado o custo da energia é acordado com o comercializador assim como a margem de comercialização.

A tarifa de uso global do sistema é a componente da tarifa de venda a clientes finais que inclui os acertos do custo de energia resultantes do sobrecurso com a energia adquirida aos PRE.

### 3.1.3 – Mercado liberalizado

No mercado liberalizado o preço final da energia elétrica tem origem no encontro entre a oferta e a procura num regime de horário, assim, num dia existem 24 preços diferentes conforme é constatado na Figura 3.1.

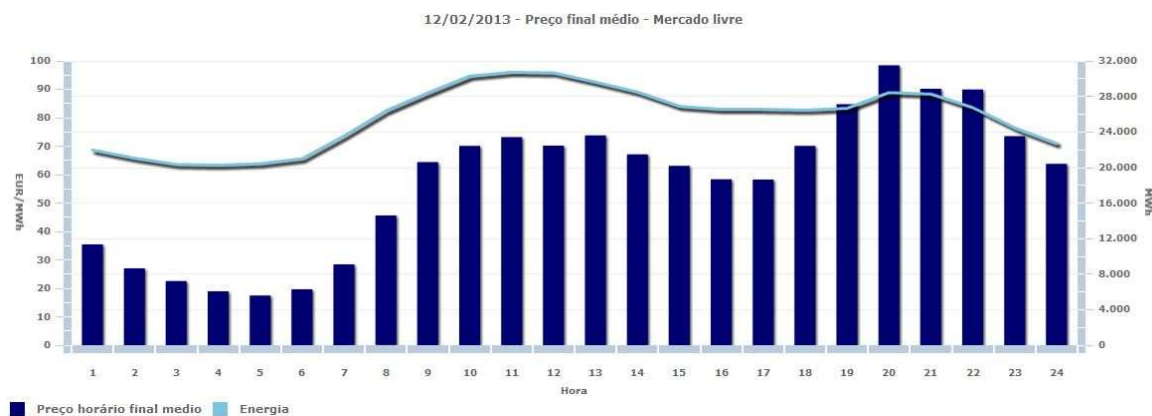


Figura 3.1 – Preço horário do mercado diário (mercado spot) [38]

De um lado existem as ordens de venda colocadas pelas empresas produtoras, e do outro as de compra colocadas pelas distribuidoras e pelas comercializadoras.

O mercado Ibérico de eletricidade tem algumas particularidades quando comparado com o mercado de capitais, quer quanto ao ativo subjacente, quer quanto à formação do preço da eletricidade:

- A parcela negociável corresponde a um MWh de eletricidade para uma hora do dia seguinte;
- Todas as ofertas são realizadas até às 10h00 (hora espanhola) do dia anterior na chamada negociação do mercado diário (09h00 na hora portuguesa). Os valores horários são publicados às 11h00 do dia. Chama-se carga de base (*baseload*) à média aritmética do preço horário para cada MWh resultante do mercado diário;
- Posteriormente, existem seis sessões de ajustes para adequar a oferta à procura no Mercado Intradiário;

- Os comercializadores e distribuidores colocam as ordens de compra de eletricidade, enquanto os produtores colocam as ordens de venda em mercado. Cada ordem é constituída por um par quantidade-preço. Para cada hora o preço de mercado resulta do encontro entre as curvas da oferta e da procura. Toda a eletricidade transacionada no mercado diário nessa hora será transacionada ao preço casado (Figura 3.2);
- As ordens de compra e de venda em Portugal e Espanha começam por ser colocadas numa plataforma comum a ambos os países. Enquanto existir capacidade para transferir MWh de eletricidade entre os países em ambos os sentidos os preços de Portugal e de Espanha constituem um só;
- Assim que a capacidade de interligação fica saturada no sentido Portugal-Espanha ou no sentido Espanha-Portugal ocorre o *marketsplit* (separação de mercados) e as ofertas dos vendedores e compradores de cada país são limitadas pelas fronteiras;
- Para além do mercado existem contratos bilaterais acordados entre os produtores e os comercializadores, cuja energia não passa pelo mercado. No entanto, a entidade gestora do mercado tem de ser informada das características das transacções: as quantidades transacionadas, o preço por MWh, a periodicidade, etc.



*Figura 3.2 – Curva de oferta e demanda do mercado de energia elétrica [38]*

O preço da energia final de mercado resulta do encontro entre a oferta e a procura dos produtores e comercializadores em que as duas atividades da cadeia que foram liberalizadas (Figura 3.2).

Em janeiro de 2013 todos os clientes de energia elétrica em Portugal continental passaram a poder efetivamente escolher o seu fornecedor de eletricidade. O mercado liberalizado ficou disponível para um universo de cerca de 6 milhões de clientes.

### 3.1.4 – Enquadramento legal e fases de entrada em vigor

Os comercializadores de energia elétrica estão reconhecidos nos termos do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro e Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

O Decreto-Lei n.º 75/2012 estabelece o regime de extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais em BTN (Baixa Tensão Normal, potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA), no território continental, concluindo o processo iniciado pelo Decreto-Lei n.º 104/2010, que determinou a extinção das tarifas reguladas para os clientes com consumos em MTA, AT, MT e BTE (Baixa Tensão Especial).

A primeira fase de extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade aos clientes em BTN começou a 1 de julho de 2012 para os consumidores com uma potência contratada igual ou superior a 10,35 kVA, data a partir da qual este segmento de clientes só pode contratar o seu fornecimento de eletricidade com um comercializador em regime de mercado. Os consumidores que ainda se encontrem a ser abastecidos por um comercializador de último recurso devem proceder à mudança para um comercializador em regime de mercado até 31 de dezembro de 2014 e os que sejam fornecidos por um comercializador em regime de mercado não podem voltar a celebrar contrato com um comercializador de último recurso. A partir do dia 1 de julho de 2012 aos clientes que mantenham os seus contratos de fornecimento de eletricidade com um comercializador de último recurso será aplicada uma tarifa de venda transitória fixada pela ERSE.

A segunda fase de extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes em BTN com uma potência contratada inferior a 10,35 kVA teve início a 1 de janeiro de 2013, devendo terminar em 31 de dezembro de 2015 a aplicação de tarifas de venda transitórias, fixadas pela ERSE, aos clientes que mantenham o seu fornecimento de eletricidade através de um comercializador de último recurso. Os clientes finais definidos pela lei (Decreto-Lei n.º 138-A/2010) como economicamente vulneráveis podem continuar a optar entre um comercializador em regime de mercado e um comercializador de último recurso para o fornecimento de eletricidade, neste último caso com tarifas aprovadas pela ERSE.

Para os clientes de eletricidade com consumos em MAT, AT, MT e BTE está previsto que o período transitório termine a 31 de dezembro de 2012 (Figura 3.3).

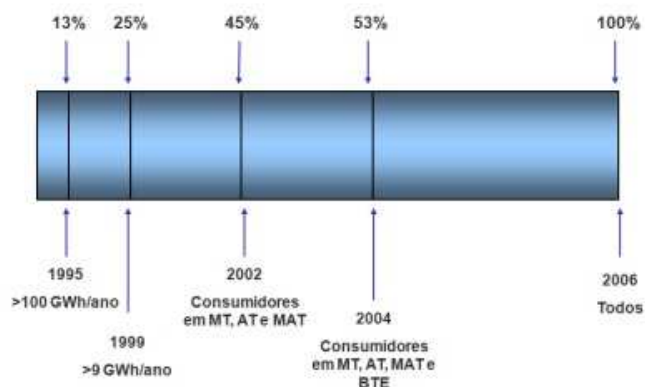


Figura 3.3 – Calendário da liberalização em Portugal [40]

## 3.2 – Operador do Mercado Ibérico (OMI)

O OMI conforme exposto anteriormente permite aos comercializadores adquirir energia elétrica através do mercado diário e intradiário, mais conhecido por mercado *spot* e pelo mercado a prazo ou de futuros.

É possível também fazê-lo com os contratos bilaterais contudo, o mercado de energia tem que ter conhecimento de todas as transações feitas bilateralmente.

O OMI é composto por duas sociedades-mãe ou detentoras com participações cruzadas entre si de 10%, e ostentando do mesmo modo cada uma delas a propriedade de 50% do capital de duas sociedades gestoras do mercado, operando a sociedade gestora portuguesa, OMIP (OMI-Polo português, SGMR), o mercado a prazo e a sociedade gestora espanhola OMIE (OMI, Polo espanhol S.A), o mercado *spot* [39].

### 3.2.1 – Funcionamento do mercado diário e intradiário

#### 3.2.1.1 – O mercado diário

O objetivo do mercado diário é garantir as transações de energia elétrica para o dia seguinte através da apresentação de ofertas de compra e venda de energia elétrica por parte dos agentes do mercado.

Os vendedores estão obrigados a aderir às regras de funcionamento do mercado de produção de energia elétrica por meio de contrato de adesão.

As ofertas serão apresentadas ao operador de mercado, que por sua vez as receciona num determinado horizonte diário de programação para as colocar no mercado no dia seguinte, em vinte e quatro períodos horários de programação consecutivos.

É de referir que todas as unidades de produção disponíveis que não estiverem afetadas a um contrato bilateral físico têm a obrigação de apresentar as ofertas ao mercado diário.

Os compradores são os distribuidores, os comercializadores, os consumidores qualificados e os 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.

Existem três tipologias diferentes de compradores:

- Os comercializadores de último recurso que adquirem energia no mercado necessária para fornecimento aos consumidores pertencentes à tarifa regulada;
- Os comercializadores que vão ao mercado para adquirir energia para depois vender aos consumidores qualificados;
- Os consumidores diretos que 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 [38].

A cada hora podem ser efetuadas entre uma a vinte e cinco ofertas de compra e venda, sendo que as ofertas económicas de venda de energia elétrica que os vendedores colocam ao operador de mercado podem ser simples ou integrar condições complexas em função do seu conteúdo.

São consideradas ofertas simples as que os vendedores 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.

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;
- Gradação de carga;
- Entradas mínimas;
- Paragem programada.

A condição de indivisibilidade permite garantir que no primeiro lanço de cada hora exista um valor mínimo de funcionamento. 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.

A graduação de tensão garante 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 conseguem fazer.

Quanto à condição de entradas mínimas permite a realização de ofertas para todas as horas, tendo em linha de conta com o facto da unidade de produção na 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.

A condição de paragem mínima permite que se a unidade de produção por algum motivo tenha sido retirada da negociação por não cumprir com o requisito mínimo de entradas mínimas, efetue uma paragem num tempo máximo de três horas, evitando assim parar 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.

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 adquirir a energia para cumprir os compromissos dos contratos derivados desses leilões [38].

O operador de mercado juntará as ofertas económicas dos compradores e vendedores de energia eléctrica até às 10h00 do dia, de acordo com o tipo de ofertas que ocorrerem, ou seja, simples ou complexas. O método de negociação simples obtem-se através da curva da oferta e da procura, quer para a quantidade, quer para o preço. Quanto ao método de negociação complexa alcança-se iniciando o método simples, condicionado depois às condições de indivisibilidade e gradação 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. A partir daí continua-se a repetir o processo de modo a atingir 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.

Se se verificar um congestionamento entre os sistemas eléctricos português e espanhol, repete-se o processo acima descrito, realizando-se uma separação de mercados *marketsplit* que dá origem a um preço diferente para cada país do MIBEL, de acordo com a Figura 3.4.

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

No caso de existir separação de mercados a oferta do mercado exportador que assegura o trânsito máximo na interligação é remunerada ao preço de equilíbrio do mercado exportador, enquanto a procura correspondente paga o preço de equilíbrio do mercado importador, gerando-se um diferencial de preços que, multiplicado pelo trânsito na interligação corresponde às rendas de congestionamento. Caso um determinado evento produza um congestionamento os operadores da rede de transporte têm de fazer face a um novo valor de capacidade de interligação disponível inferior à troca de energia inicialmente prevista, incluída no programa diário de funcionamento gerado pelo OMI.

Sempre que os preços para cada uma das áreas de mercado não se equivalem diz-se que existe um *spread* de preços entre elas. A razão para que ocorra separação de mercados (e correspondentes *spreads* de preço) pode dever-se a uma multiplicidade de fatores, desde a organização estrutural da produção em cada uma das áreas, insuficiência das capacidades de interligação ou comportamento dos agentes. A atuação da supervisão pretende minimizar as situações de separação de mercados e, em particular, garantir que estas não se atribuam a comportamentos anticoncorrenciais dos agentes [36].

Está representado graficamente na Figura 3.5 o preço de Portugal e Espanha, e o *spread* de preços entre ambos os países durante um período de dois anos.

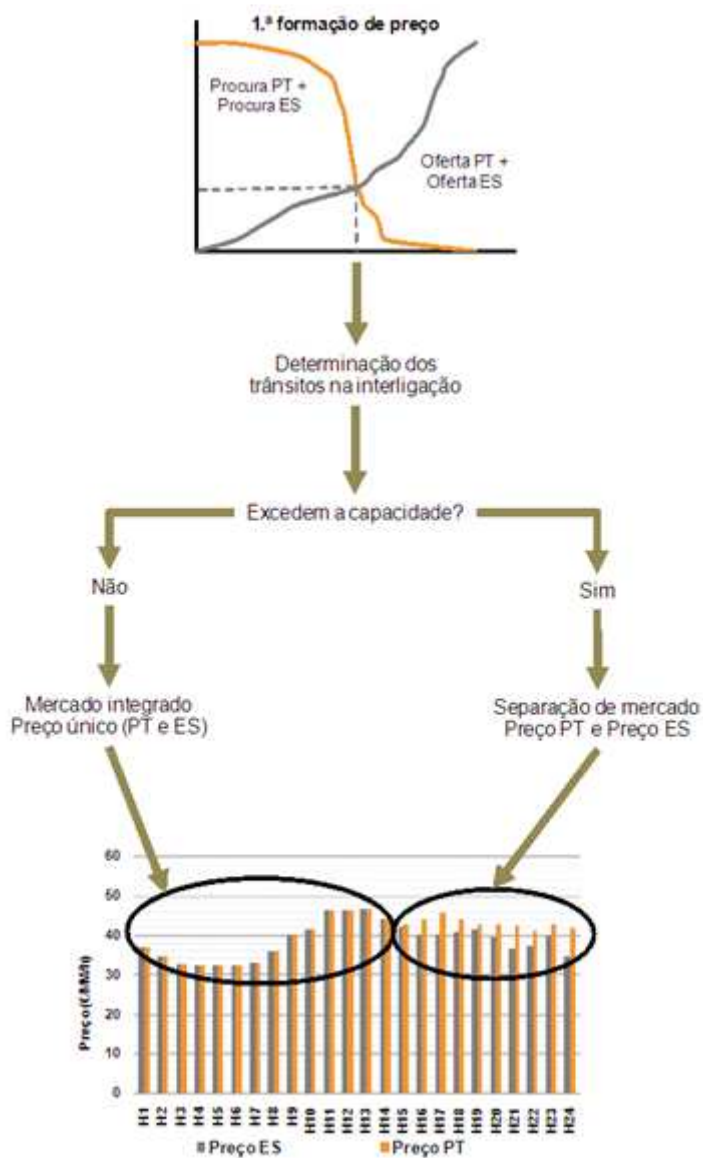


Figura 3.4 – Separação dos preços entre Portugal e Espanha [36]

Está representado graficamente na Figura 3.5 o preço de Portugal e Espanha, e o *spread* de preços entre ambos os países durante um período de dois anos.

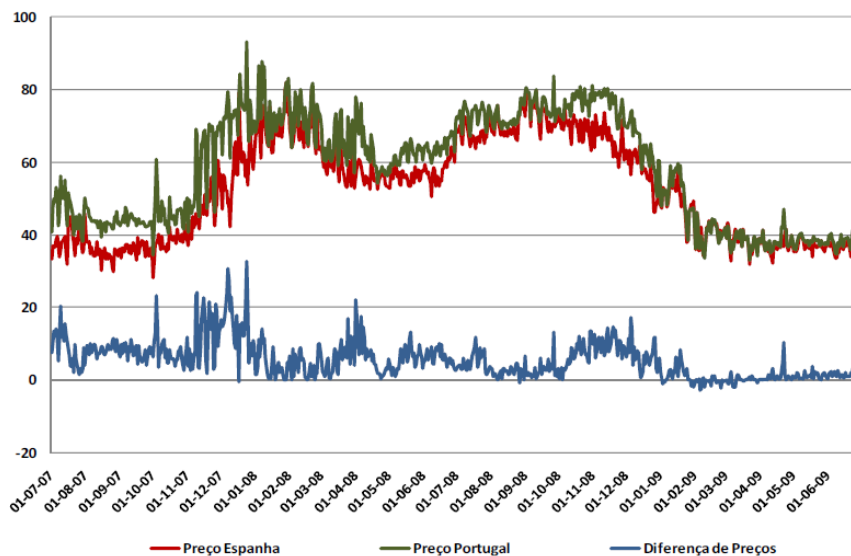


Figura 3.5 – Evolução do preço médio e do spread entre Portugal-Espanha [36]

Como resultado final da negociação o operador de mercado obtém um “pacote” de quantidades e preços de energia elétrica para cada período horário, numa base diária, de acordo com as exigências do mercado. Este “pacote” denomina-se de Programa Base de Funcionamento o qual tem que assegurar a procura de energia elétrica. O Programa Base de Funcionamento é o programa diário, com discriminação horária, das diferentes unidades de programação correspondentes a compra e venda de energia no sistema elétrico do MIBEL. Este programa é publicado às 12h00 de cada dia no mercado diário (Figura 3.6) [39].

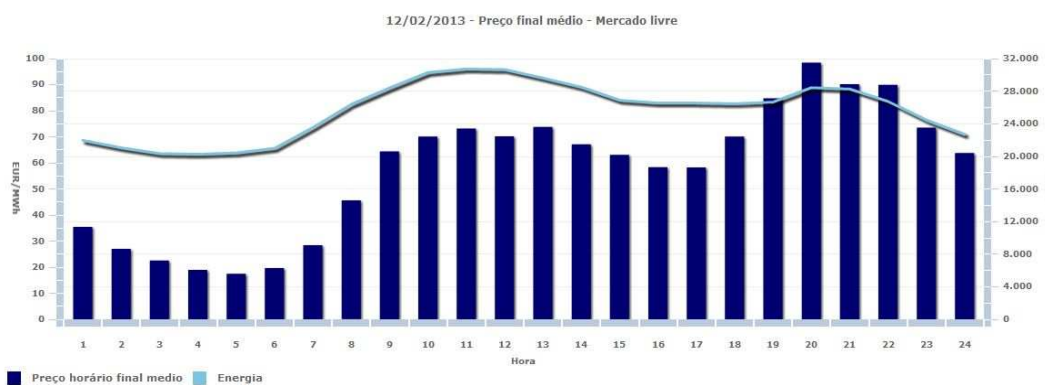


Figura 3.6 – Preço horário do mercado diário no dia 06/03/2013 [38]

### 3.2.1.2– O mercado intradiário

O mercado intradiário tem por objetivo afinar o programa diário definitivo de acordo com as ofertas de compra e venda de energia elétrica dos intervenientes do mercado. Tem seis sessões ao longo do dia distribuídos de acordo com a Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Sessões do mercado intradiário [38]

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

Tal como no mercado diário as ofertas económicas podem ser simples ou complexas de acordo com as necessidades do mercado na altura. As ofertas simples de um a cinco lanços são apresentadas para cada período horário e unidade de compra e venda de que forem titulares. São ofertas que expressam um preço e uma quantidade de energia que são crescentes em cada lanço.

As ofertas 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;
- 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.

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

Quanto à condição de aceitação completa na negociação do primeiro lanço da oferta de venda permite às ofertas de venda fixar 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 garante a afinação dos programas das unidades de produção ou aquisição de um novo perfil, ou em caso de não ser possível numa parte, deixar o 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, por exemplo para adiantar um processo de arranque ou paragem.

A condição de aceitação completa em cada hora na concertação do primeiro lance da oferta de venda implica que só será programada, numa hora determinada, o primeiro lance em caso de ser concertado na sua totalidade, sendo retirados todos os lances para a referida hora, não sendo retirada a oferta realizada para as restantes horas.

A condição de número mínimo de horas consecutivas com aceitação completa do primeiro lance da oferta 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.

A condição de 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.

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 declaradas pelo operador do sistema para o horizonte de programação, ou se não as cumpre previamente à realização das ofertas esteja próximo do seu cumprimento.

O método de negociação será simples ou complexa de acordo com as condições das ofertas. Tanto no método de negociação simples como no complexo assegurar-se-á que não seja negociada nenhuma oferta que implique o não cumprimento das limitações impostas pelo operador do sistema por segurança, ou que ao não se poderem cumprir as referidas limitações, as ofertas concertadas permitem aproximar-se do seu cumprimento [36] [38] [39].

### **3.3 – Funcionamento do Mercado a Prazo**

O OMIP é a entidade responsável pela gestão do mercado a prazo de eletricidade, mercado esse que disponibiliza instrumentos 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 (colocando-se no lugar de vender quando a OMIP é comprador e vice versa). Permite a aquisição de energia a qualquer produtor ou comercializador que atue em Portugal ou Espanha, desempenhando assim, um papel fundamental na tão desejada integração dos sistemas elétricos, indispensável para a criação do mercado ibérico, a par do pólo espanhol, responsável pela negociação diária da energia elétrica. A sua constituição foi em junho de 2003. Pode-se ter uma ideia da quantidade de energia elétrica que é negociada no OMIP na Figura 3.7 [37] [40] [41].

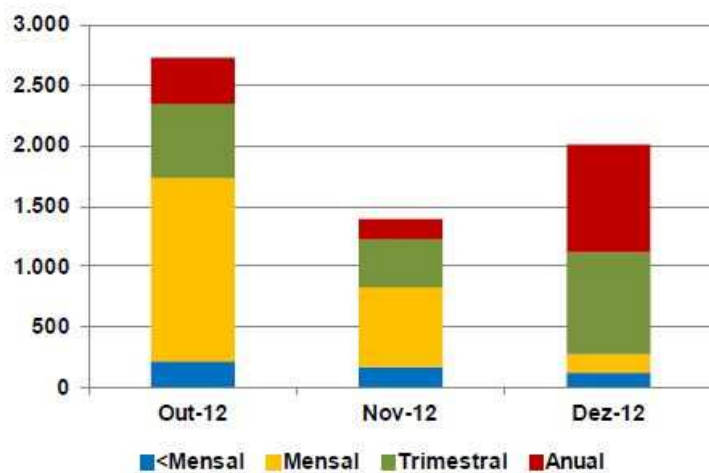


Figura 3.7 – Energia negociada em contínuo no OMIP em GWh [41]

O mercado a prazo funciona diariamente de acordo com calendário definido e publicado pelo OMIP.

Atualmente, de acordo com o previsto, cada sessão de negociação decorre no período compreendido entre as 08h00 e as 18h30 (hora espanhola), repartido da seguinte forma:

- Tratando-se de uma sessão de negociação correspondente às primeiras quatro quartas-feiras de cada mês o horário é repartido pelas seguintes fases: pré-negociação: das 08h00 às 09h00; negociação por leilão: das 09h00 às 10h00; negociação em contínuo: das 10h00 às 16h30; pré-fecho: das 16h30 às 18h30;
- Para as restantes sessões de negociação, o horário é repartido pelas seguintes fases: pré-negociação: das 08h00 às 09h00; negociação por leilão: das 09h00 às 09h10; negociação em contínuo: das 09h10 às 16h30; pré-fecho: das 16h30 às 18h30.

Para a atuação direta no mercado é necessária a obtenção da qualidade de Membro Negociador, atribuída pelo OMIP, após a qual os membros podem atuar exclusivamente por conta própria, por conta de terceiros ou por conta própria e de terceiros [40].

A negociação no mercado a prazo pode processar-se a dois níveis:

- Negociação em contínuo dentro do horário de negociação definido no regulamento de negociação;
- Negociação em leilão realizando-se atualmente sessões específicas de leilão nas 4 primeiras quartas-feiras de cada mês, existindo obrigações de compra para os comercializadores ibéricos de último recurso [36].

Podem ser membros negociadores do mercado a prazo do MIBEL as seguintes entidades:

- Intermediários financeiros que disponham de capacidade e competência de negociação, bem como de recursos suficientes para exercer as funções a que estão sujeitos;
- Produtores em regime ordinário;
- Comercializadores;

- Outros agentes do setor elétrico.

Os instrumentos que são transacionados no OMIP são constituídos por contratos de compra e venda de energia para um determinado período de tempo, nomeadamente a semana, o mês, o trimestre e o ano de acordo com regras específicas deste mercado [36].

O OMIP tem como propósito alcançar os seguintes objetivos:

- O desenvolvimento do mercado ibérico de eletricidade só é possível se for garantido que o MIBEL funcione. Para tal acontecer é fundamental existir um mercado de derivados eficiente de modo a que forneça condições aos diversos participantes para se tornarem mais competitivos no mercado do setor elétrico;
- Promover preços de referência ibéricos através da atividade e preços gerados no OMIP, que constituem indicadores fundamentais para o desenvolvimento da atividade económica em torno da energia, suportando a liberalização do mercado (Figura 3.8 é possível observar os preços do OMIP em comparação com outros mercados);

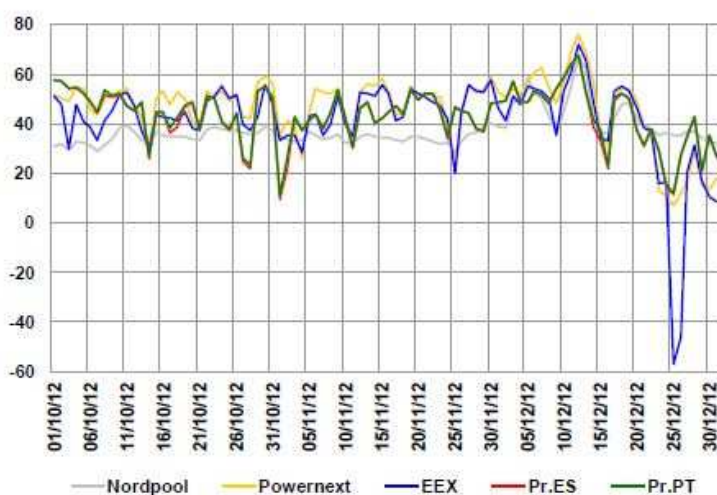


Figura 3.8 – Média de preços no mercado a prazo [41]

- Disponibilizar instrumentos eficientes de gestão de risco conseguidos a partir da existência de contratos de derivados, que passam por responder às necessidades de cobertura de riscos de variação de preço. O modelo de mercado permite que as instituições com *know-how* no domínio da gestão de risco assumam parte desse importante papel, quer por conta própria, quer de terceiros;
- O OMIP pretende superar algumas das limitações do mercado do tipo de balcão ou como é mais conhecido de OTC (Mercado *Over the Counter*), considerando que as operações OTC são claramente complementares ao mercado por si gerido, tanto mais que, tradicionalmente, uma parte significativa da atividade efetuada num mercado é coberta por posições assumidas noutra. Não obstante, existem algumas diferenças relevantes entre as duas realidades. As operações OTC, pela sua natureza podem ser ajustadas às necessidades das partes. Em contrapartida, o OMIP oferece contratos

totalmente padronizados, o que permite aos participantes beneficiar da liquidez e transparência do mercado, do anonimato na negociação, bem como da interposição da OMIClear enquanto contrapartida central de todas as operações permitindo a realização dos contratos entre as partes e a eliminação do risco de crédito [37].

O OMIP enquanto entidade responsável pela gestão do mercado de eletricidade disponibiliza os seguintes instrumentos:

- Contratos Futuro contratos padronizados (volume nominal e notação de preço) de compra e 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. Estes contratos têm liquidações diárias (margens) entre o preço de transação e a cotação de mercado (a futuro) de cada dia;
- Contratos Forward - contratos padronizados iguais aos Contratos Futuros. Contudo não têm liquidações diárias das margens durante o período de negociação, sendo a margem liquidada integralmente nos dias de entrega física ou financeira;
- Contratos SWAP - contratos padronizados 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.

Atualmente, no OMIP, os produtos mais líquidos (mais transacionados e, por isso, mais comuns) são os contratos Futuro (Figura 3.9).

Preço de electricidade no mercado a prazo

| Maturidade | Contrato | ES (€/MWh) | PT (€/MWh) |
|------------|----------|------------|------------|
| M+1        | Jan-13   | 54,30      | 53,57      |
| M+2        | Fev-13   | 54,29      | 53,57      |
| M+3        | Mar-13   | 52,27      | 51,63      |
| Q+1        | Q1-2013  | 53,60      | 52,90      |
| Q+2        | Q2-2013  | 50,65      | 50,00      |
| Q+3        | Q3-2013  | 56,08      | 55,27      |
| Y+1        | 2013     | 53,60      | 52,87      |

Fonte: OMIP



Figura 3.9 – Preços de eletricidade no mercado a prazo [36]

A padronização de um contrato derivado sobre eletricidade significa que a dimensão de cada contrato (nominal), bem como a unidade em que é expresso o preço e seu valor mínimo de variação do preço (*tick*), e as condições de entrega são predefinidas. O nominal dos contratos Futuro listados pelo OMIP é de 1 MW, podendo existir dois tipos de produto:

- Produto Base (*Baseload*) que oferece a mesma quantidade de energia para todas as horas de um determinado período;
- Produto Pico (*Peakload*) que oferece a mesma quantidade de energia para as 16h00 de pico (da hora 9 à hora 24) dos dias úteis constantes de um determinado período.

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

- Liquidação física (entrega física de eletricidade, designadamente através da sua oferta no mercado diário);
- Liquidação financeira (*cash-settlement*), havendo a liquidação meramente financeira das posições em aberto (vendedoras e compradoras).

No OMIP existe também a possibilidade de se efectuarem liquidações de operações em OTC já firmadas entre as partes, sendo o mercado organizado a assumir o risco de crédito das contrapartes (com a gestão das necessárias garantias) [36] [37] [40].

## **3.4 - Formação de Preços**

O preço de venda de energia elétrica ao cliente final é constituído pelo somatório de três componentes, sendo eles o preço de mercado de energia elétrica, o preço de acesso à rede e o preço de comercialização.

O preço definido pelo mercado de energia elétrica, o preço de comercialização em mercado livre e o regulado descritos anteriormente, pelo que agora serão abordadas as tarifas de acesso à rede e quantificação da sua importância no preço final da energia elétrica.

Nesta dissertação só serão abordadas as tarifas de acesso às redes, uma vez que as restantes tarifas definidas pelo regulamento tarifário da ERSE, estão relacionadas não com o mercado liberalizado (sobre o qual incide este estudo), mas sim com o mercado transitório regulado, nomeadamente de comercializadores de último recurso, particularidades de caráter social e das regiões autónomas.

### **3.4.1 – Desagregação das tarifas de acesso às redes**

As tarifas de acesso à rede são reguladas pela ERSE e suportadas por todos os consumidores que utilizam as infra-estruturas de rede. Estas tarifas estão incluídas nas tarifas de venda a

clientes finais dos comercializadores de último recurso e nas dos comercializadores de mercado negociadas livremente com os consumidores de energia elétrica [42].

Segundo a ERSE o sistema tarifário e a metodologia de cálculo das tarifas, definidas no regulamento tarifário, devem promover de forma transparente a eficiência na afetação de recursos e a equidade e justiça, sem esquecer a necessidade de manter o equilíbrio económico e financeiro das empresas reguladas, a qualidade do fornecimento de energia elétrica e a estabilidade da evolução tarifária [36].

De modo a evitar que existam subsídios cruzados, quer nas tarifas de venda aos clientes finais, quer nas de acesso, é necessário que estas sejam definidas de forma aditiva. De modo a que cada cliente pague os custos que causa no sistema a tarifa de acesso às redes é desagregada por cada uma das suas funções, para que o somatório das suas diferentes funções constitua o custo de acesso às redes para cada tipo de cliente (de acordo com as regras definidas pelo regulamento tarifário regulado pela ERSE).

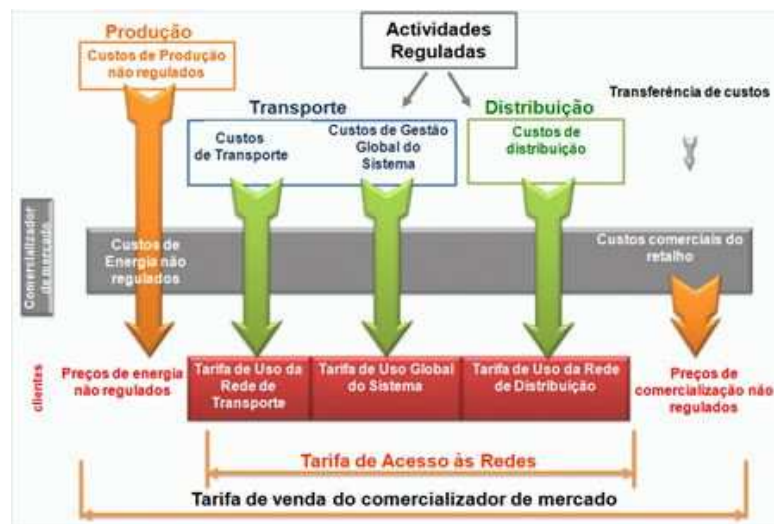


Figura 3.10 – Tarifa de venda do comercializador do mercado livre [36]

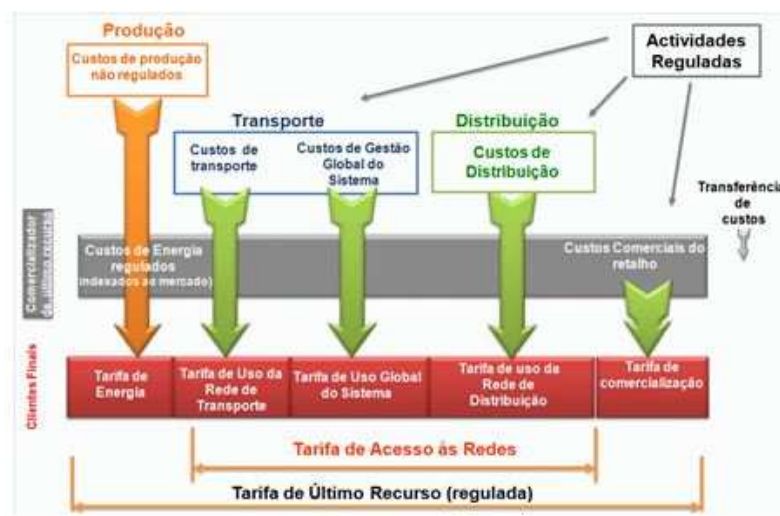


Figura 3.11 – Tarifa de venda do comercializador de último recurso [36]

As Figuras 3.10 e 3.11 representam os preços de venda final ao cliente onde estão separados os preços da energia elétrica comprada nos mercados, as tarifas de acesso a rede e o preço acordado com o comercializador de energia elétrica no caso do mercado livre (Figura 3.10), e o preço de comercialização regulada de último recurso (Figura 3.11).

### **3.4.1.1 – Tarifa referente ao transporte**

O operador da rede de transporte ou entidade concessionária do RNT (Rede Nacional de Transporte) fornece ao operador da rede de distribuição em MT e AT a energia elétrica requerida, tendo como compensação as tarifas definidas nos termos do 22º do regulamento tarifário, nomeadamente a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso Global do Sistema, que serão descritas em mais pormenor nos pontos seguintes [36].

#### **3.4.1.1.1 – Tarifa de Uso Geral do Sistema**

A tarifa de UGS (Uso Geral do Sistema), a ser aplicada pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT é dividida em três parcelas UGS I, UGS II e UGS III.

A parcela UGS I, está relacionado com os custos da gestão do sistema.

A parcela UGS II pretende que a RNT recupere os custos derivados das medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral que tiveram origem nos custos do CMEC, sobrecustos do agente comercial relativos às centrais da Turbogás e do Pego e sobrecustos com a convergência tarifária das regiões autónomas. Trata-se de uma parcela fixa em todos os períodos horários.

A parcela UGS III é composta por preços de energia em horas de ponta e em horas cheias, e permite recuperar os custos com a garantia de potência associados à promoção da disponibilidade das centrais existentes e de nova capacidade de produção.

#### **3.4.1.1.2 – Tarifa de Uso da Rede de Transporte**

Esta tarifa é dividida em duas partes distintas: a primeira refere-se à tarifa de URT (Uso da Rede de Transporte) a aplicar aos produtores em regime ordinário e aos PRE sendo composta por preços de energia ativa definidos em €/kWh, referidos à entrada da rede e a segunda refere-se à URT a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT, que apresentam preços de potência contratada e em horas de ponta, preços de energia ativa, diferenciados por períodos horário e preços de energia reativa indutiva e capacitiva.

#### **3.4.1.2 – Tarifa referente aos operadores da rede de distribuição**

Os operadores de rede de distribuição aplicam tarifas aos clientes do comercializador de último recurso e a clientes do mercado liberalizado pelo seu serviço prestado.

De modo a determinar os preços a aplicar em cada nível de tensão e em cada opção tarifária convertem-se os preços das tarifas por atividade a aplicar pelos distribuidores às entregas a clientes dos mercados liberalizado e regulado, para os diferentes níveis de tensão, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas. Adicionalmente, nas opções tarifárias com estrutura simplificada apresentam-se os preços das tarifas por atividade, considerando que os preços de potência são convertidos em preços de energia por período horário e alguns preços de energia são agregados.

#### **3.4.1.2.1 – Tarifa de Uso Global do Sistema**

Tal como no operador da rede de transporte, também os operadores da rede de distribuição têm uma tarifa de UGS, sendo ela também dividida em três componentes.

Estas duas tarifas apenas divergem nas quantidades utilizadas para o seu cálculo, sendo que as quantidades de energia da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da RNT é efetuada no ponto de entrega, enquanto a tarifa de UGS a aplicar pelos operadores da rede de distribuição são efectuadas nas quantidades medidas nos contadores de energia dos clientes.

A parcela I do UGS tem a mesma estrutura tarifária que a acima descrita para o operador da RNT, ou seja, refere-se aos custos da gestão do sistema, adicionando os ajustes a recuperar pelo operador de distribuição por aplicação das tarifas aos clientes. Este ajustamento reflete a diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição em MT e AT aos clientes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT.

Já na parcela II do UGS é recuperado o conjunto de proveitos da parcela II da tarifa do UGS pela entidade concessionária da RNT, relativos aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral, adicionados dos sobrecustos da produção em regime especial 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 produção em regime especial 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.

A parcela III, recupera os proveitos da parcela III da tarifa de UGS a aplicar 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) referente à tarifa de UGS a aplicar pelos operadores da rede de distribuição aos clientes. 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 Autônomas, 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) [36] [42].

Na portaria 215-A/2012 está definida a aplicação dos CIEG de acordo com o nível de tensão e os diferentes consumos em períodos diferentes do dia.

#### **3.4.1.2.2 – Tarifa de Uso da Rede de Transporte**

As tarifas de URT aplicadas pelos operadores da rede de distribuição aos clientes dos mercados livre e regulado são uma forma de serem recuperados 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, o primeiro é no 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.

#### **3.4.1.2.3 – Tarifa de Uso da Rede de Distribuição**

As tarifas de URD (Uso da Rede de Distribuição) apresentam preços de potência contratada em horas de ponta, preços de energia ativa diferenciados por período horário e preços de energia reativa indutiva e capacitiva.

Os preços de potência das tarifas de URD são determinados por aplicação de fatores multiplicativos aos custos incrementais de potência da rede de distribuição por nível de tensão, preservando-se a estrutura dos custos incrementais. Estes fatores multiplicativos são determinados de modo a que as tarifas de URD aplicadas às quantidades previstas para 2013 proporcionem os proveitos permitidos, de acordo com o estabelecido no Artigo 125.º do Regulamento Tarifário.

Às tarifas de URD em AT e MT é aplicado o mesmo fator multiplicativo. Os preços dos termos de energia das tarifas de URD são obtidos multiplicando os preços marginais de energia considerados na tarifa de energia, por período horário, pelos respetivos fatores de ajustamento para perdas na rede de distribuição, em cada nível de tensão. [36] [42] [44].

### **3.4.2 – Tarifas de acesso às redes**

Para que os clientes recebam energia elétrica dos operadores das redes de distribuição aplicam-se as tarifas de acesso às redes. Essas tarifas resultam da adição das tarifas de UGS, URT e URD, tal como foi descrito no ponto 3.4.1.

O RRC (Regulamento de Relações Comerciais) define que os comercializadores informem, anualmente, os seus clientes sobre o peso dos CIEG na faturação de acesso às redes.

Para o ano 2013 os parâmetros a aplicar para calcular o valor dos custos de interesse económico geral são os mencionados na Tabela 3.8 e Figura 3.12. Em que os dados nela apresentados, permite uma análise quantitativa do peso das tarifas de acesso à rede no preço da energia elétrica para o cliente final.

Tabela 3.2 – Peso da CIEG nos diferentes níveis de tensão

| Nível de Tensão<br>Tipo de fornecimento | (CIEG)<br>Tarifas de Acesso |
|---|-----------------------------|
| MAT                                     | 70%                         |
| AT                                      | 53%                         |
| MT                                      | 42%                         |
| BTE                                     | 45%                         |
| BTN                                     | 54%                         |
| BTN > 20,7 kVA                          | 45%                         |
| BTN ≤ 20,7 kVA                          | 55%                         |

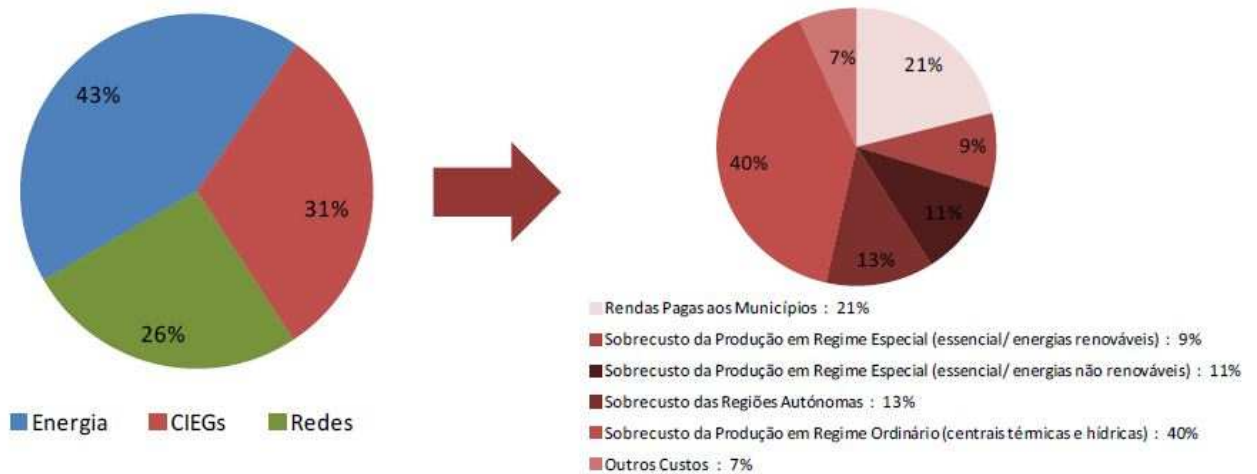


Figura 3.12 – Desagregação dos preços em BTN com potência inferior a 20,78 kVA [45]

## 3.5 - Perfis de preços e de consumo

### 3.5.1 – Variação preços do mercado

Ao analisar-se a evolução do preço da energia elétrica durante um período de cinco anos (Figura 3.13), compreendidos entre julho de 2007 e julho de 2012, no mercado *spot* em Portugal, constata-se que os preços têm evoluído de forma descontínua. Contudo, tem vindo a estabilizar. Entre o período compreendido entre novembro de 2007 e novembro de 2008

manteve um valor constante entre 62€/MWh e 76,7€/MWh. Registou-se de seguida uma diminuição acentuada entre novembro de 2008 (76,7€/MWh) e março de 2010 (mínimo de 20€/MWh), tendo a partir dessa data voltado a crescer, para uma ordem de grandeza entre os valores de 40€/MWh e os 60€/MWh [42].



Figura 3.13 – Preços médios do mercado diário em Portugal [41]

De modo a tentar caracterizar os preços de energia elétrica num período temporal mais pequeno, neste caso o mensal, para constatar qual o valor médio e a volatilidade, foram analisados vários relatórios mensais publicados pelo Conselho de Reguladores do MIBEL, que contêm informação sobre o que se passou nos mercados de energia elétrica durante os meses, compromisso que foi assumido na sequência da Cimeira de Santiago [49].

A Figura 3.14 representa o preço da energia elétrica no mercado diário em Portugal durante o mês em teve o maior valor médio de 2012, o que ocorreu durante o mês de fevereiro e na Figura 3.15 estão representados os preços da energia elétrica no mercado diário em Portugal no mês que o seu valor médio foi mais baixo, ou seja, durante o mês de dezembro de 2012, sendo que os preços médios foram de 55,26€/MWh e 4218€/MWh respetivamente.

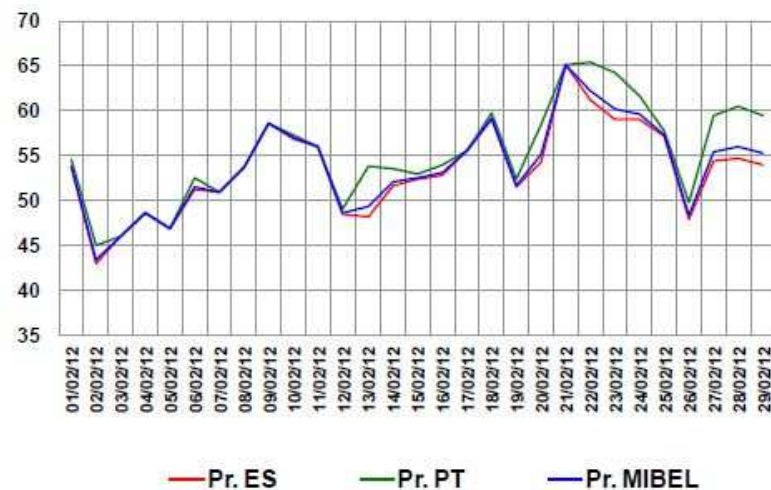


Figura 3.14 – Evolução do preço no mercado diário durante o mês de fevereiro de 2012 [41]

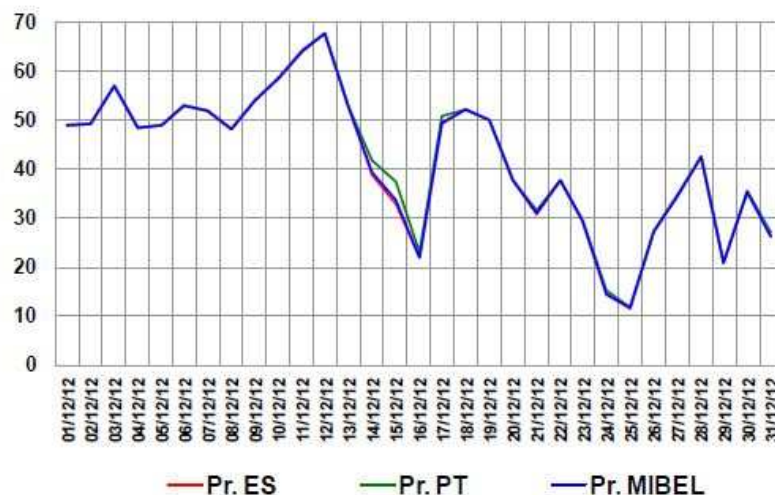


Figura 3.15 – Evolução do preço no mercado diário durante o mês de dezembro de 2012 [41]

O preço médio em Portugal durante o ano de 2012 está apresentado na Tabela 3.3

Tabela 3.3 – Preço energia elétrica no mercado diário em 2012

| Mês       | Preço médio energia eléctrica (€/MWh) |
|-----------|---------------------------------------|
| janeiro   | 51,95                                 |
| fevereiro | 55,26                                 |
| março     | 49,12                                 |
| abril     | 43,98                                 |
| maio      | 44,52                                 |
| junho     | 53,53                                 |
| julho     | 50,35                                 |
| agosto    | 49,34                                 |
| setembro  | 48,49                                 |
| outubro   | 46,11                                 |
| novembro  | 42,39                                 |
| dezembro  | 42,18                                 |

Na Figura 3.16 apresenta-se a evolução do valor médio da energia elétrica ao longo do ano de 2012, o qual é caracterizado pela estabilidade (entre 42,18€/MWh e 55,26€/MWh).

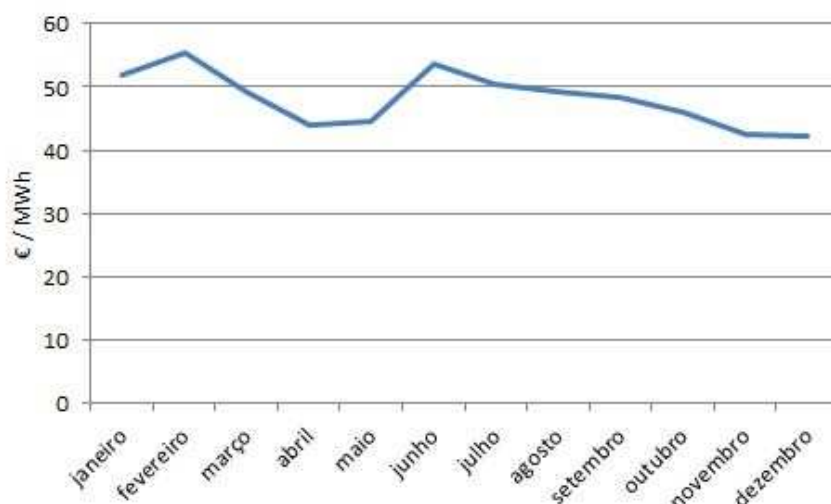


Figura 3.16 – Evolução do preço médio da energia elétrica durante o ano de 2012

A volatilidade do preço da energia elétrica é também um bom indicador pois é calculada a partir do valor padrão das últimas trinta observações do preço médio diário.

Tabela 3.4 – Volatilidade do preço energia elétrica no mercado diário em 2012

| Mês       | Volatilidade do preço da energia eléctrica (€/MWh) |
|-----------|--|
| janeiro   | 5,77   |
| fevereiro | 5,54   |
| março     | 5,48   |
| abril     | 6,64   |
| maio      | 6,39   |
| junho     | 3,75   |
| julho     | 3,47   |
| agosto    | 4,20   |
| setembro  | 6,25   |
| outubro   | 8,60   |
| novembro  | 8,68   |
| dezembro  | 14,18  |

A volatilidade do preço da energia elétrica em Portugal durante o ano de 2012 está apresentada na Tabela 3.4.

A Figura 3.17 apresenta a volatilidade dos preços de energia elétrica no mês de dezembro, mês em que foi registada a maior volatilidade dos preços no ano de 2012, e na Figura 3.18 a

menor volatilidade de preços que se registou em junho, sendo os valores de 14,18€/MWh e 3,47€/MWh respetivamente.

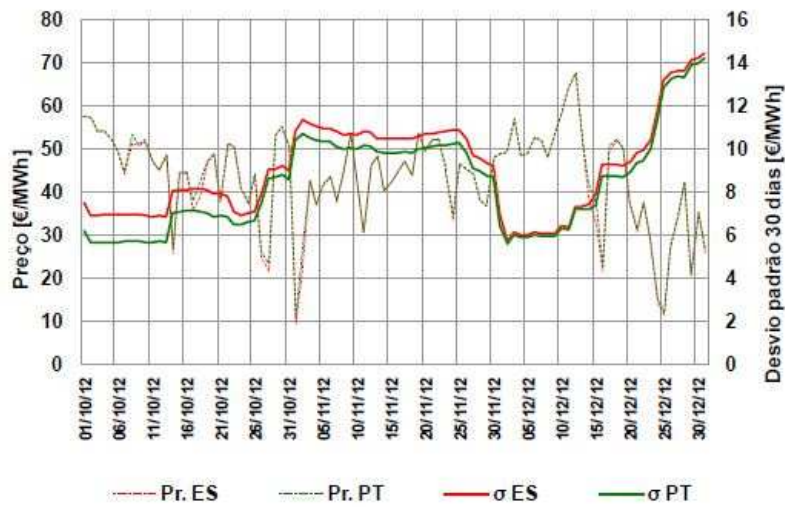


Figura 3.17 – Volatilidade do preço da energia elétrica no mês de dezembro de 2012 [41]

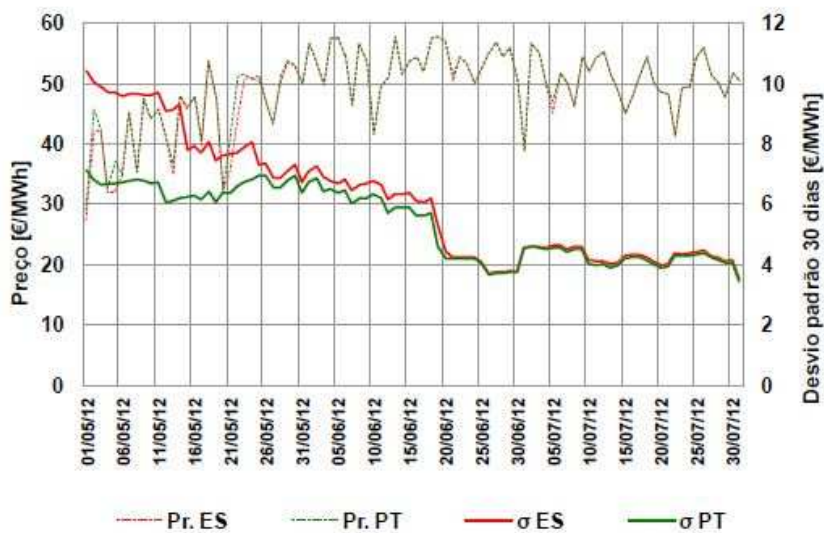


Figura 3.18 – Volatilidade do preço da energia elétrica no mês de julho de 2012 [41]

Na Figura 3.19 está representada a evolução da volatilidade do valor médio da energia elétrica ao longo do ano de 2012, sendo a mesma compreendida entre os valores de 14,18€/MWh e 3,75€/MWh.

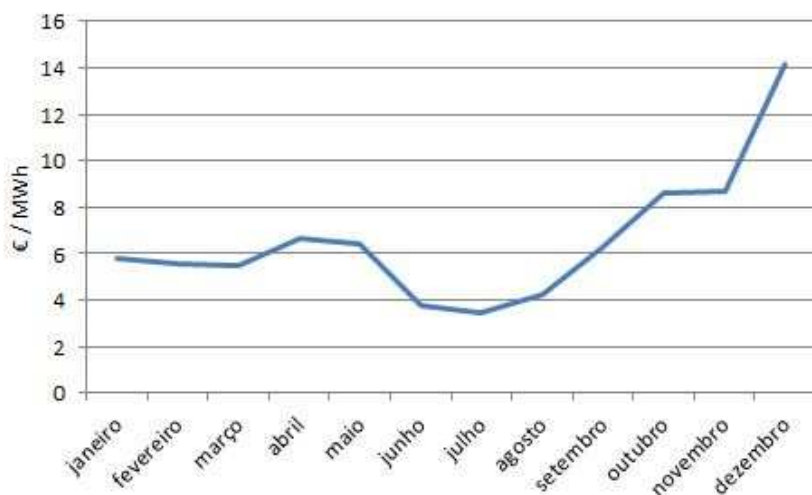


Figura 3.19 – Evolução da volatilidade do preço médio da energia elétrica durante o ano de 2012

Com o intuito de caracterizar o melhor possível os preços da energia no mercado de energia elétrica, adquiriu-se os preços da energia elétrica disponibilizados pela OMIE, de todas as horas num período compreendido entre os dias 31/12/2012 e 10/03/2013, de modo a analisar um período de dez semanas e procurar assim entender as variações de valor médio e volatilidade.

Numa primeira fase repartindo por faixas semanais e numa segunda fase verificar se numa semana existem dias com valores preços de energia elétrica que estejam desenhadrados do período semanal e que justifiquem serem separados.

Da análise efetuada no que se refere à diferença entre as várias semanas, chega-se à conclusão que não existe qualquer padrão que uniformize o preço da energia elétrica nos mercados de energia, para além da faixa de valores explicados anteriormente.

Como exemplo é apresentado a Figura 3.20, onde os preços da energia elétrica ao longo da semana são constantes, à excepção de quinta-feira dia 24/01 que teve um pico que atingiu o valor de 87,54€/MWh às 21h00.

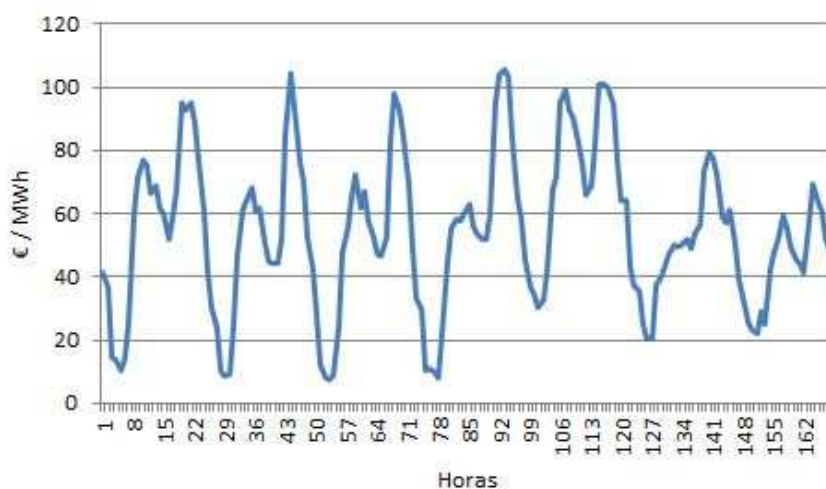


Figura 3.20 – Evolução do preço da energia elétrica na semana 4 do ano de 2013

Na Figura 3.21 referente à semana nove do ano de 2013 constatou-se exactamente o contrário, ou seja, na quinta-feira dia 28/02, a energia elétrica teve dos preços mais baixos da semana, sendo o domingo o valor mais baixo desta semana.

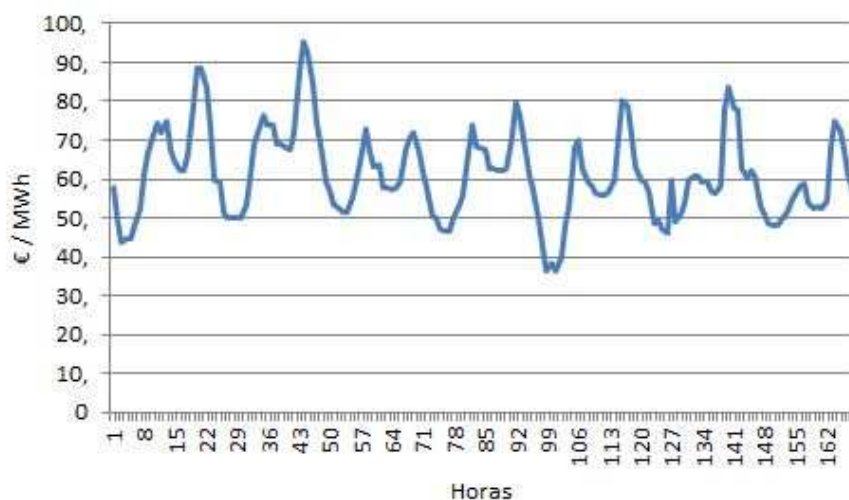


Figura 3.21 – Evolução do preço da energia elétrica na semana 9 do ano de 2013

Pode-se concluir com a análise efetuada durante as dez primeiras semanas do ano de 2013 que apesar do preço da energia elétrica ter um valor que varia entre os 40€/MWh e os 60€/MWh, existem horas que têm discrepâncias muito grandes, com valores a variar entre os 0€/MWh e os 90€/MWh.

Numa segunda fase procurou-se verificar se existia alguma relação entre os preços de energia elétrica e alguns dias da semana.

Pelo estudo efetuado durante as dez primeiras semanas do ano de 2013, não se chegou a nenhuma tendência, como é possível demonstrar nas figuras seguintes (Figura 3.22 e 3.23).

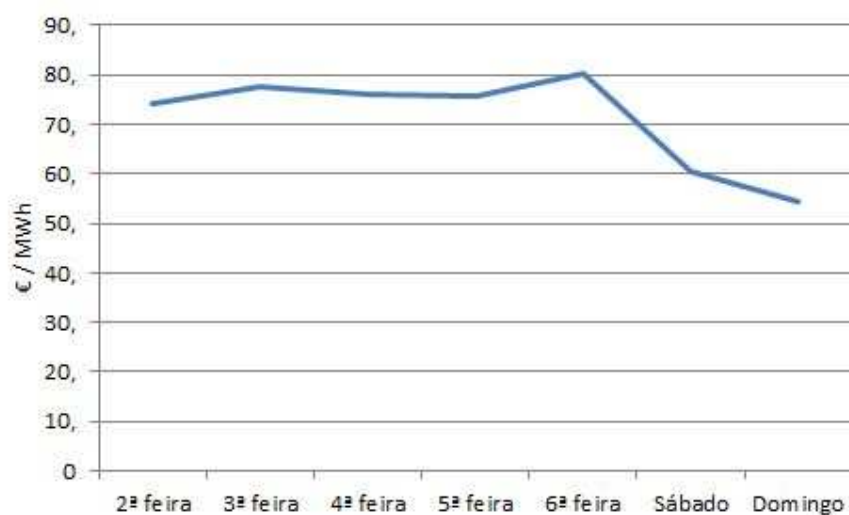


Figura 3.22 – Média diária do preço da energia elétrica na semana 2 do ano de 2013

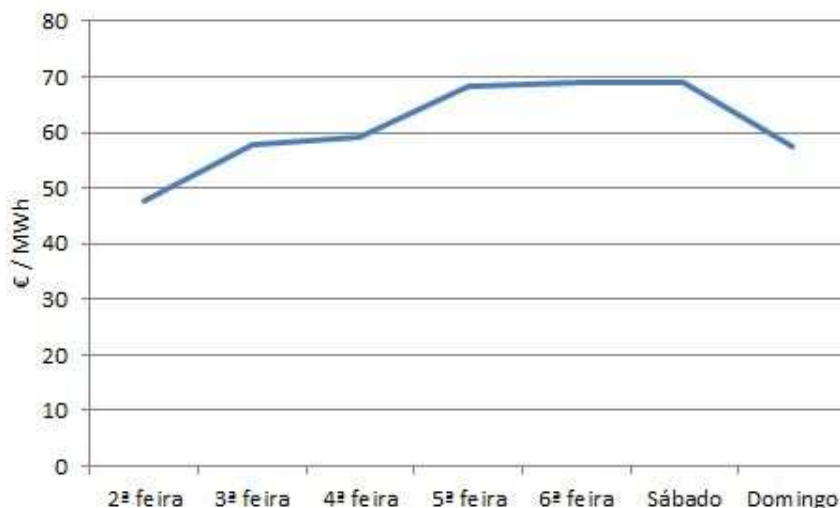


Figura 3.23 – Média diária do preço da energia elétrica na semana 7 do ano de 2013

Na Figura 3.22 é possível constatar que a média do preço da energia elétrica na semana dois do ano de 2013 foi muito constante (a rondar o valor de 65€/MWh) e no fim-de-semana baixa o valor para um valor de cerca de 50€/MWh.

Contudo, a média do preço de energia elétrica na semana sete do ano de 2013 teve um comportamento completamente diferente, em que o preço atingiu o máximo no sábado dia 16/02/2013, conforme é visível na Figura 3.23.

Na semana dez o comportamento foi outra vez bem diferente das semanas analisadas anteriormente conforme é visível na Figura 3.24.

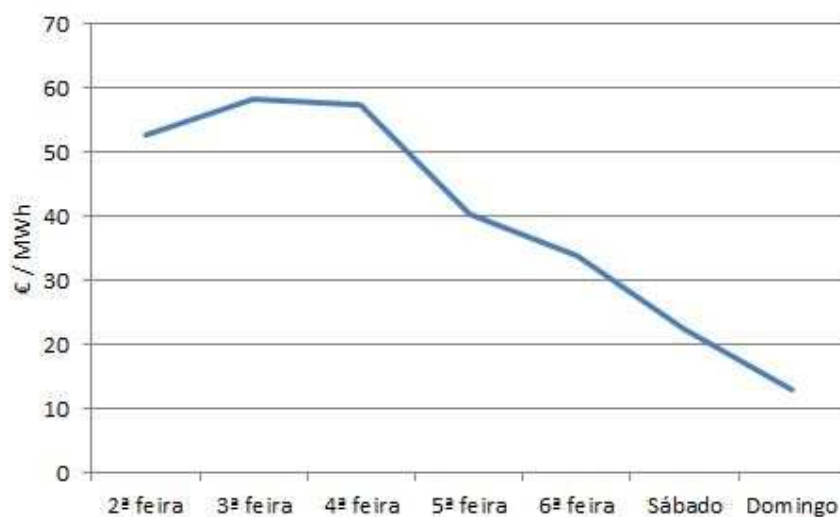


Figura 3.24 – Média diária do preço da energia elétrica na semana 10 do ano de 2013

Conclui-se com a análise feita entre as semanas um e dez do ano de 2013 que não existe qualquer tipo de relação, quer entre semanas e principalmente entre os diferentes dias de semana. Por exemplo, o facto de ser fim-de-semana não implica que o preço da energia elétrica nos mercados tenha um comportamento diferente dos restantes dias da semana.

É difícil pois obter qualquer tipo de previsão para o custo da energia elétrica no mercado de energia a não ser à escala mensal ou anual, pois à medida que a base temporal é reduzida, as discrepâncias vão se tornando cada vez maiores e com uma imprevisibilidade muito grande.

---

## CAPÍTULO

# 4

---

### **Perfis de consumo**

*Neste capítulo pretende-se caracterizar os perfis de consumo de clientes de energia elétrica em baixa tensão.*

*“A abertura do mercado de eletricidade suscita um conjunto de novas preocupações relacionadas com a gestão da informação sobre os consumidores, nomeadamente a necessidade de adquirir e tratar dados que permita construir uma base de conhecimento consistente, que possibilite a definição de tarifas relativas à utilização da rede.”*

*Marco Marques, Dissertação para obtenção do grau de Mestrado, “Caraterização da contribuição dos consumidores BT para as perdas na rede”, FEUP 2005*

## **4.1 - Conceito de Perfil de Consumo**

Neste capítulo apresenta-se o conceito de perfil de consumo típico e descreve-se alguns estudos feitos por alguns autores de modo a evidenciar a complexidade inerente à obtenção de um PCT (Perfil de Consumo Típico) [49].

Allera [52], na procura de um padrão de consumo de eletricidade tipificado consegue definir um PCT baseado no padrão de consumo de eletricidade de um consumidor ou grupo de consumidores durante um período de tempo que, posteriormente, será dividido por diferentes classes.

Estes perfis têm sido utilizados por empresas de eletricidade na formulação e aplicação de tarifas e em diversas áreas:

- Previsão de carga de curto prazo onde a informação sobre as características de evolução da carga dos diferentes consumidores pode contribuir para o aumento do desempenho de previsão;
- Planeamento da produção de eletricidade através do conhecimento dos perfis de consumo para previsão da evolução da carga e do seu valor de ponta;
- Implementação do DSM e de gestão de energia otimizada onde com o conhecimento dos perfis de consumo é possível adotar estratégias e medidas de DSM mais apropriadas;
- Maior competitividade no mercado em que através da utilização de perfis de consumo é possível que pequenos consumidores consigam entrar no mercado sem necessidade de instalação de equipamentos que permitam a monitorização em tempo real;
- Otimização de serviços e contratos com o consumidor onde os perfis de consumo podem permitir tarifas mais adequadas aos seus clientes com menor despesas por parte dos comercializadores de energia e, assim, permitir uma maior redução de custos.

Uma vez que as relações entre diagramas de carga e as características específicas de cada consumidor não são lineares justifica-se plenamente os inúmeros trabalhos de investigação acerca dos perfis de consumo [49]. Estes surgem, geralmente, no âmbito de estudos para previsão de cargas, que têm um determinado nível de confiança, para os diferentes dias da semana, meses e consumidores, divididos em classes típicas. O número de classes típicas não deve ser demasiado, mas sim o suficiente para representar os diferentes padrões de consumo. Nunca deve ser esquecido que cada PCT deverá representar um grupo relativamente homogéneo de consumidores [52].

Um PCT deve sempre respeitar as seguintes regras:

- Deve ser único;
- A identificação das características de um consumidor para ser associado a um PCT deve ser fácil e simples de efetuar, de modo a ser viável a sua aplicação na população de consumidores;

- A globalidade dos PCT deve representar o universo em estudo;
- A precisão para a estimativa dos PCT deve ser estudada para o tipo de aplicação em estudo.

É possível utilizar dois tipos de abordagem para a determinação de um PCT: estática e dinâmica. A abordagem estática é baseada em dados históricos, geralmente diferenciados pela hora, dia de semana ou mês em que foram recolhidos. A abordagem dinâmica requer uma recolha, validação dos dados e a determinação dos PCT numa base temporal diária. Utiliza quer os dados recolhidos, quer os dados históricos, permitindo, assim, uma análise mais rigorosa, pois com o conjunto dos dois é possível enquadrar no estudo em questão, outros fatores que podem influenciar o consumo, como por exemplo, condições meteorológicas [49].

## **4.2 - Perfis de Consumo Padrão**

Os perfis de consumo podem ser obtidos de diversas formas contudo, existe documentação fornecida pela ERSE [53], ao abrigo do RARI (Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações), Regulamento nº496/2011 e do RRC (Regulamento de Relações Comerciais), Regulamento nº468/2012 da ERSE, publicado em Diário da República e as Directivas de perfis de perdas, perfis de consumo e perfis e produção aplicáveis ao ano, mediante a sequência de propostas devidamente fundamentadas apresentadas pelos operadores das redes [51].

Essa documentação advém dos perfis de consumo referentes à opção tarifária em BT, ou seja, em BTE e BTN, não se encontrarem discriminados com o nível de informação suficiente e compatível com o utilizado nas quantidades para o cálculo das tarifas.

Assim, para a obtenção das quantidades a considerar no cálculo das tarifas é necessário utilizar diagramas de carga tipo representativos do consumo do consumidor padrão em dado nível de tensão e opção tarifária. Para tal partiu-se dos documentos disponibilizados pela ERSE “Caraterização de consumidores e redes, atualização dos perfis BTN para 2007” e “Definição de perfis iniciais e finais para consumidores BTE, versão 2007” efetuados pelo INESC Porto e pelo INESC Coimbra. Estes estudos foram apresentados pela EDP distribuição para suportar a proposta de perfis de consumo tipo aplicáveis a consumidores no mercado livre e do comercializador de último recurso. Com base nestes trabalhos obteve-se um perfil referente ao consumo em BTE e três perfis para os consumos em BTN divididos nas classes representadas na Tabela 4.1. [43].

Tabela 4.1 – Classes de consumidores nos perfis de consumo tipo para BTN [43]

|          | <b>Potência Contratada<br/>(kVA)</b> | <b>Energia<br/>(kWh)</b> |
|----------|--------------------------------------|--------------------------|
| Classe A | > 13,8                               | qualquer                 |
| Classe B | $\leq$ 13,8                          | > 7140                   |
| Classe C | $\leq$ 13,8                          | $\leq$ 7140              |

O RRC prevê a aplicação de perfis de consumo a todos os clientes finais que não disponham de equipamento de medição com registo de consumos em períodos de quinze minutos. A estimativa dos consumos por períodos de quinze minutos é feita a partir dos consumos registados nos equipamentos de medição dos clientes finais ou obtidos por estimativa e do perfil de consumo aplicável. Os perfis de consumo são obtidos com base em informação recolhida através do sistema de telecontagem e em dados sobre o balanço energético [51]. É com os perfis de consumo obtidos da Diretiva nº2/2013, anteriormente descrita, que será feita a caracterização dos perfis de consumo padrão.

### 4.3 - Caracterização dos Perfis de Consumo Padrão

#### 4.3.1 – Baixa Tensão Especial (BTE)

Da análise dos perfis de consumo da BTE, constatou-se que à exceção da alteração da amplitude durante os meses de verão, que o perfil de consumo é igual durante todo o ano, uma vez que se trata de um perfil de consumo de energia elétrica próprio de um consumo profissional, pois esta tarifa é utilizada quase exclusivamente por empresas.

Como pode ser verificado na Figura 4.1 existe uma variação de consumo de energia elétrica entre os meses de inverno que atingem o pico de consumo nos meses de janeiro e dezembro e os meses de verão cuja amplitude mínima é atingida durante o mês de agosto.

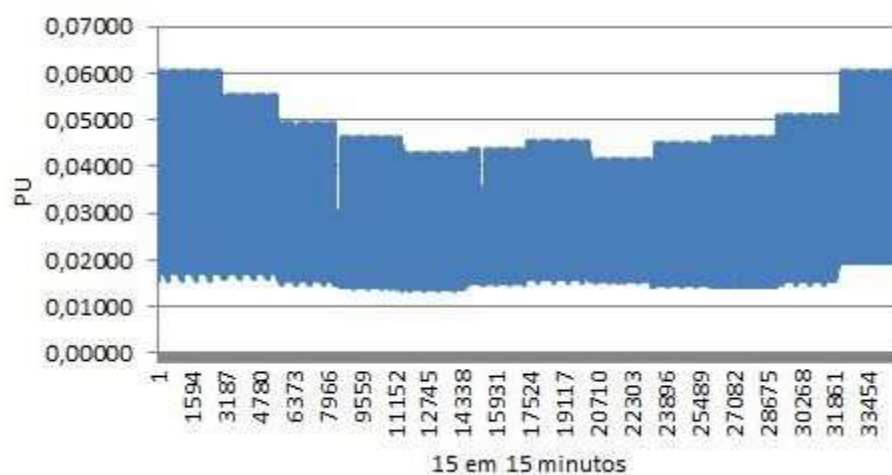


Figura 4.1 – Perfil de consumo BTE durante o ano de 2013

Na Figura 4.2 é apresentada a média dos perfis de consumos anuais em 2013 em BTE, que permite consolidar esta particularidade porém, também serve de indicador quanto à quantidade de energia elétrica consumida em BTE em cada mês do ano.

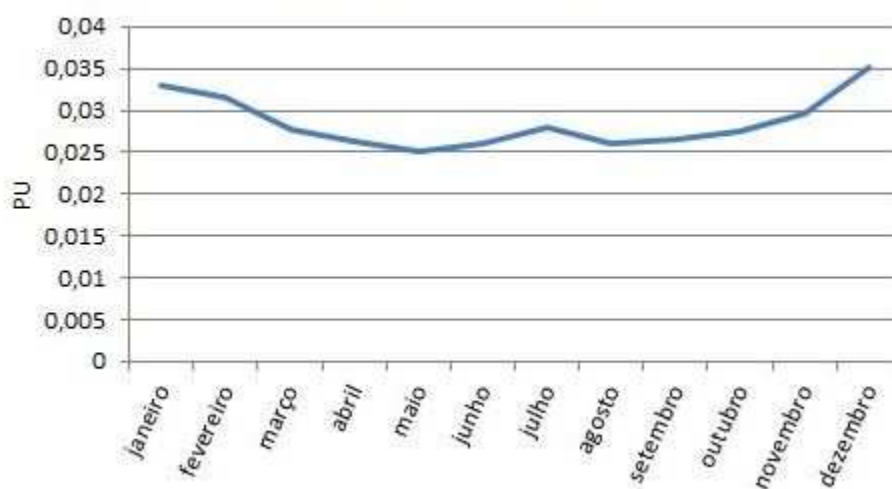


Figura 4.2 – Valor médio do perfil de consumo BTE durante o ano de 2013

O mês de dezembro é o mês que apresenta o maior consumo e o mês de maio o que apresenta o menor consumo de energia elétrica em BTE durante o ano de 2013.

No que se refere à variação semanal está sempre semelhante ao longo de todo ano, (excluindo sua amplitude), tendo um diagrama de carga durante os dias úteis da semana igual, sendo diferente no sábado e no domingo, consequência direta do tipo de clientes que utilizam este tarifário, ou seja, clientes empresariais, conforme pode ser comprovado nas próximas figuras (Figura 4.3 a 4.7).

Os perfis de consumo em BTE das semanas 2 e 10, apresentadas nas Figuras 4.3 e 4.4 respectivamente, são idênticas diferenciadas apenas na amplitude, uma vez que a semana 2 é referente ao mês de janeiro e a semana 10 é referente ao mês de março.

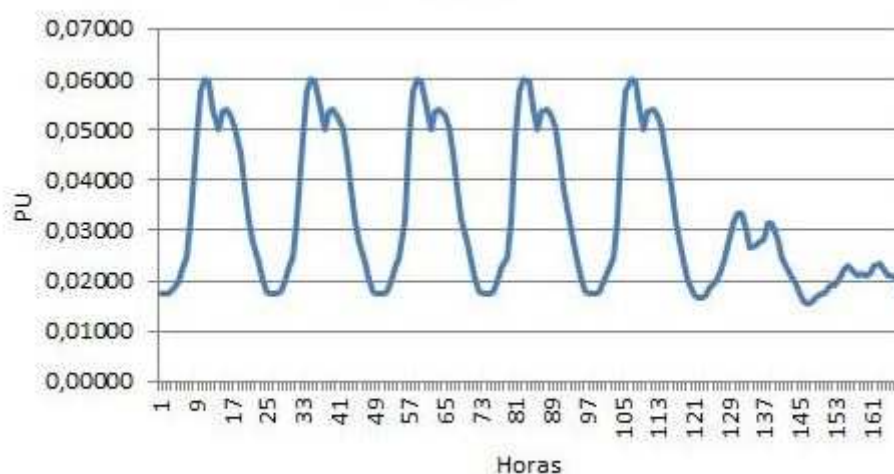


Figura 4.3 – Perfil de consumo BTE durante a semana 2 do ano de 2013

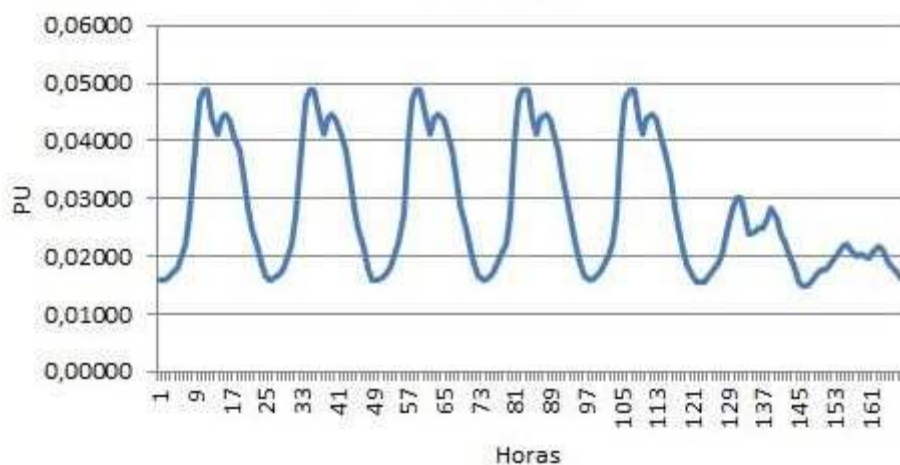


Figura 4.4 – Perfil de consumo BTE durante a semana 10 do ano de 2013

Os dias úteis da semana são idênticos, contudo o sábado tem uma redução de consumo substancial, não sendo porém tão acentuada no domingo que é quase nulo.

Os dias úteis da semana são iguais entre si, sendo que entre as 08h00 e as 10h00 o consumo atinge o seu pico, voltando a descer ligeiramente a partir das 12h00, atingindo o seu mínimo por volta das 13h00 e voltando a subir a partir das 14h00 mantendo o seu consumo até às 17h00 onde começa a descer gradualmente até às 22h00, conforme representado nas Figuras 4.5, 4.6 e 4.7, todas elas idênticas entre si.

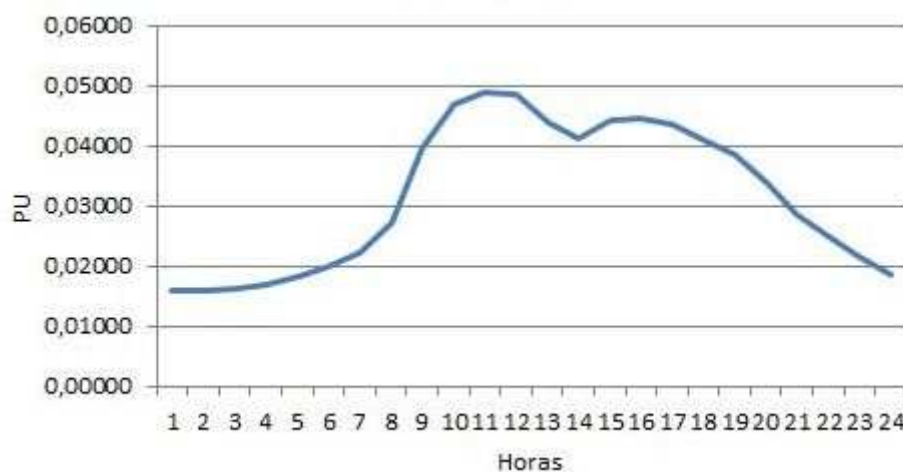


Figura 4.5 – Perfil de consumo BTE na segunda-feira dia 04/03/2013

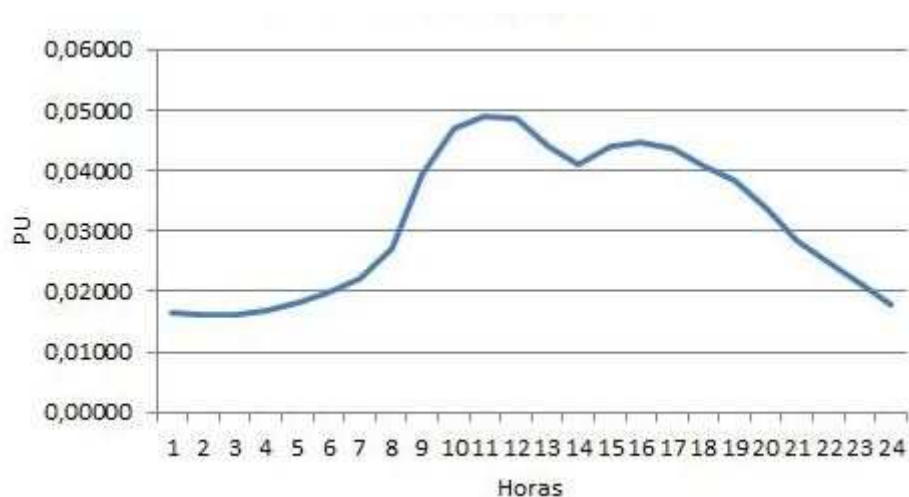


Figura 4.6 – Perfil de consumo BTE na terça-feira dia 05/03/2013

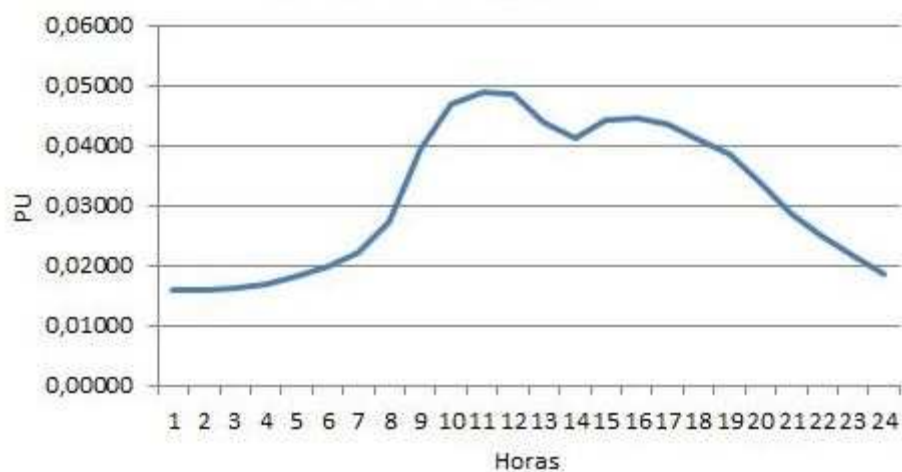


Figura 4.7 – Perfil de consumo BTE na quarta-feira dia 06/03/2013

Quanto ao perfil de consumo de energia elétrica em BTE ao sábado, de acordo com o apresentado nas Figuras 4.8 e 4.9, a amplitude máxima é praticamente metade da do perfil de consumo referente aos dias úteis e existe uma subida de consumo por volta das 20h00, diminuindo logo de seguida para os valores mínimos, sendo que este fenómeno repete-se ao longo do ano.

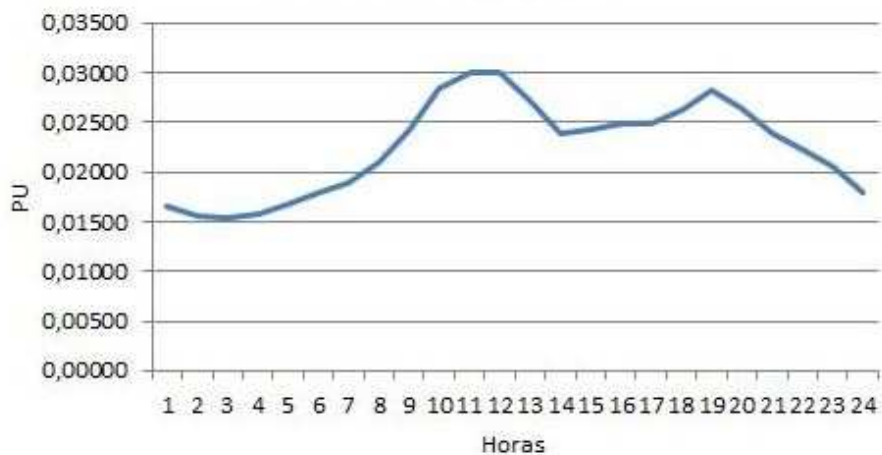


Figura 4.8 – Perfil de consumo BTE no sábado dia 09/03/2013

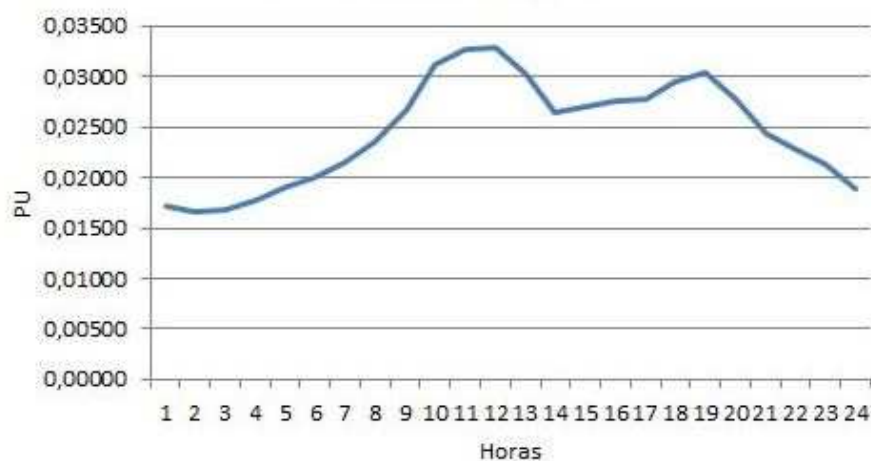


Figura 4.9 – Perfil de consumo BTE no sábado dia 02/02/2013

Quanto ao domingo apresenta um perfil de consumo de energia elétrica em BTE igual ao longo do ano com um consumo muito reduzido, sendo quase inexistente, como seria de esperar de clientes tipo BTE que são essencialmente empresariais (Figura 4.10).

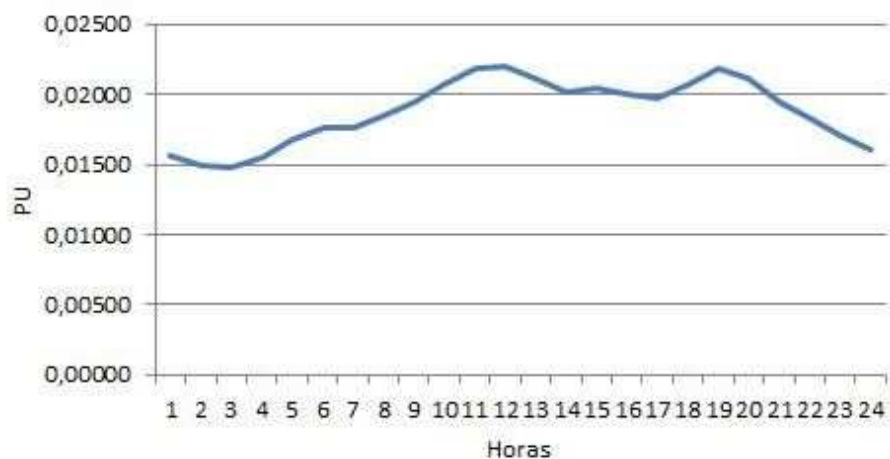


Figura 4.10 – Perfil de consumo BTE no domingo dia 10/03/2013

### 4.3.2 – Baixa Tensão Normal (BTN)

O perfil de consumo de energia elétrica em BTN abrange uma maior variedade de tipos de clientes, o que obrigou a que fosse dividido em três classes distintas, classes A, B e C (Tabela 4.1), apresentada em 4.2.

O perfil de consumo BTN classe A é muito semelhante ao perfil de consumo BTE, pois a maioria de clientes que escolhem este tarifário são clientes do tipo empresarial.

O perfil de consumo BTN B já tem um perfil de consumo diferente, pelo facto de ter clientes do tipo predominantemente residencial, embora com consumos elevados, permitindo encaixar pequenos clientes empresariais.

Quanto ao perfil de consumo BTN classe C, o mesmo é bastante diferente de todos os outros, uma vez que nesta classe os seus clientes são maioritariamente clientes residenciais.

#### 4.3.2.1 – Baixa Tensão Normal classe A (BTN A)

Na Figura 4.11, é apresentado o perfil de consumo de energia elétrica da BTN classe A ao longo do ano de 2013, onde é possível constatar que o consumo é constante ao longo do ano, existindo uma diferenciação entre os meses de janeiro e dezembro com uma amplitude maior e os restantes meses com uma amplitude menor. A variação de amplitude não é, contudo muito acentuada, variando entre os 0,05 P.U. nos meses de janeiro e dezembro e os 0,04 P.U. entre maio e outubro.

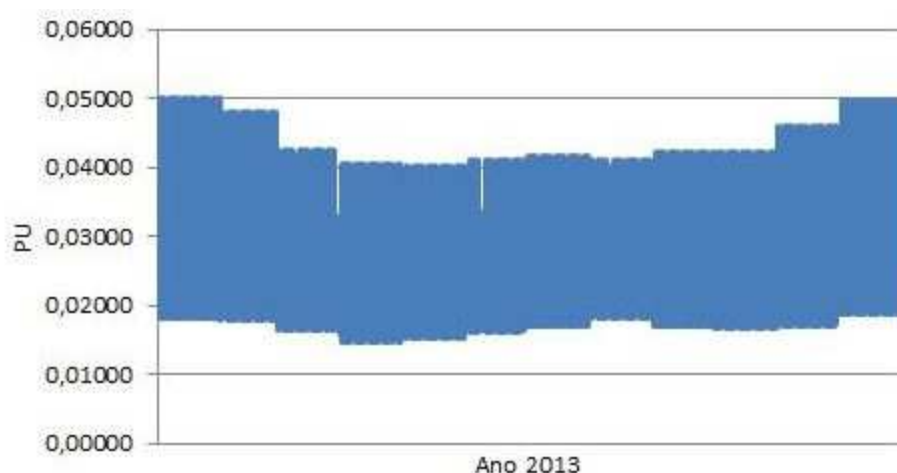


Figura 4.11 – Perfil de consumo BTN classe A durante o ano de 2013

Ao efetuar uma análise semanal ao perfil de consumo de energia elétrica em BTN classe A, constata-se que o mesmo é muito semelhante ao longo do ano igual durante todo o ano, como se verifica da análise das Figuras 4.12 e 4.13, referentes à semana cinco e semana vinte e seis respetivamente, variando apenas na amplitude.

Os dias úteis da semana são idênticos. No entanto, o sábado tem uma redução de consumo substancial, sendo que o domingo tem ainda menos consumo, próprio do tipo de clientes que maioritariamente utilizam este tarifário, ou seja, clientes empresariais.

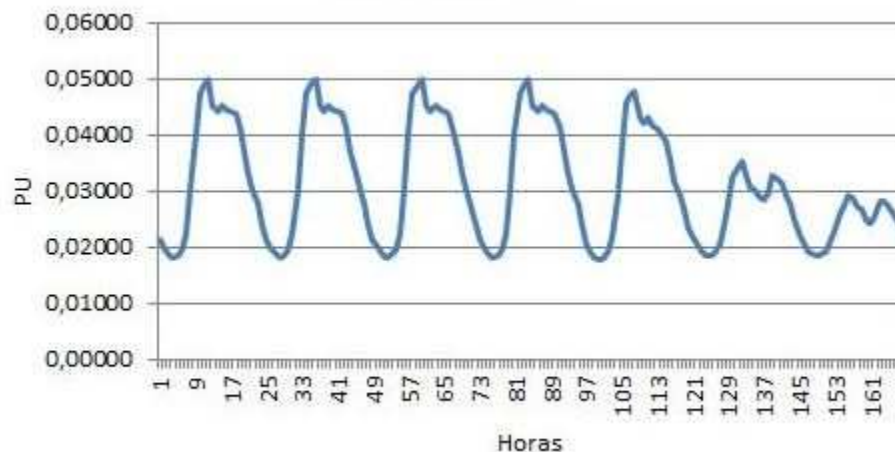


Figura 4.12 – Perfil de consumo BTN classe A durante a semana 5 do ano de 2013

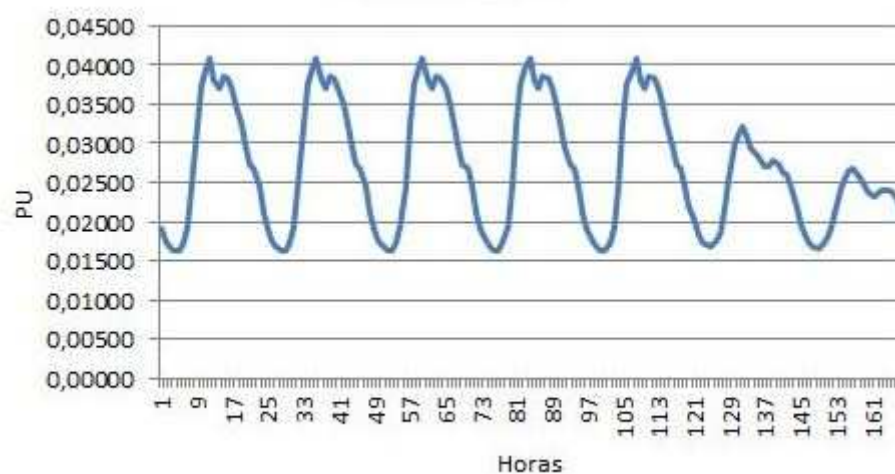


Figura 4.13 – Perfil de consumo BTN classe A durante a semana 26 do ano de 2013

Na Figura 4.14 é apresentado o perfil de consumo em BTN classe A num dia útil da semana cinco, segunda-feira, onde é verificado que o consumo de energia elétrica é muito reduzido entre as 00h00 e as 07h00. A partir das 07h00 até às 10h00 existe uma subida significativa, mantendo-se nesse valor até às 18h00, diminuindo gradualmente até às 24h00, para o valor que tinha às 00h00.

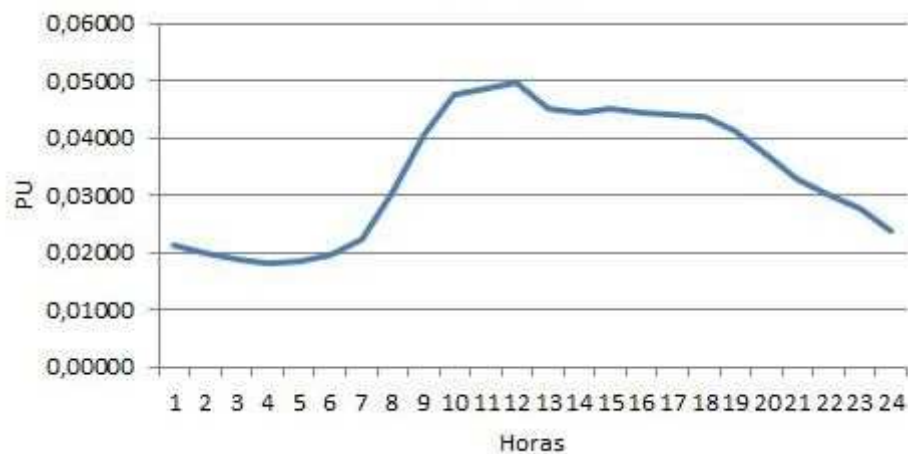


Figura 4.14 – Perfil de consumo BTN classe A na segunda-feira dia 28/01/2013

Quanto ao sábado e domingo, o perfil de consumo em BTN classe A é muito semelhante ao perfil de consumo em BTE, tendo apenas uma amplitude ligeiramente maior, conforme pode ser verificado nas Figuras 4.15 e 4.16.

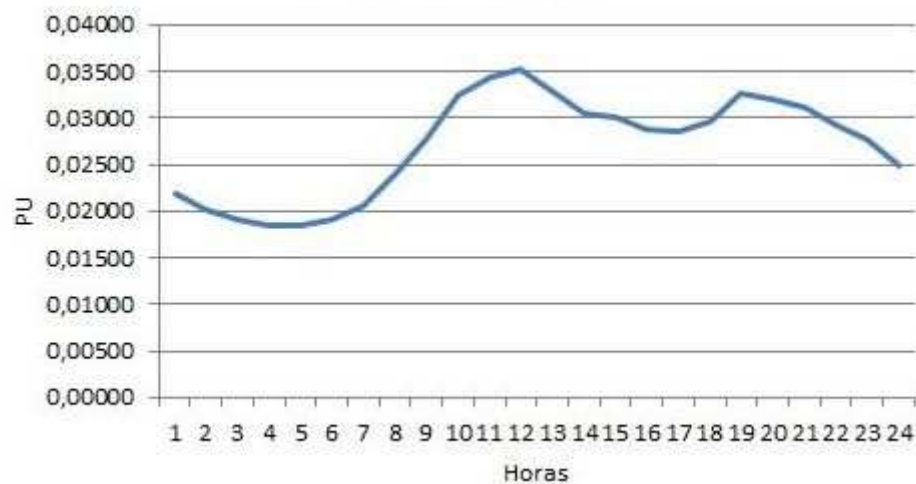


Figura 4.15 – Perfil de consumo BTN classe A no sábado dia 02/02/2013

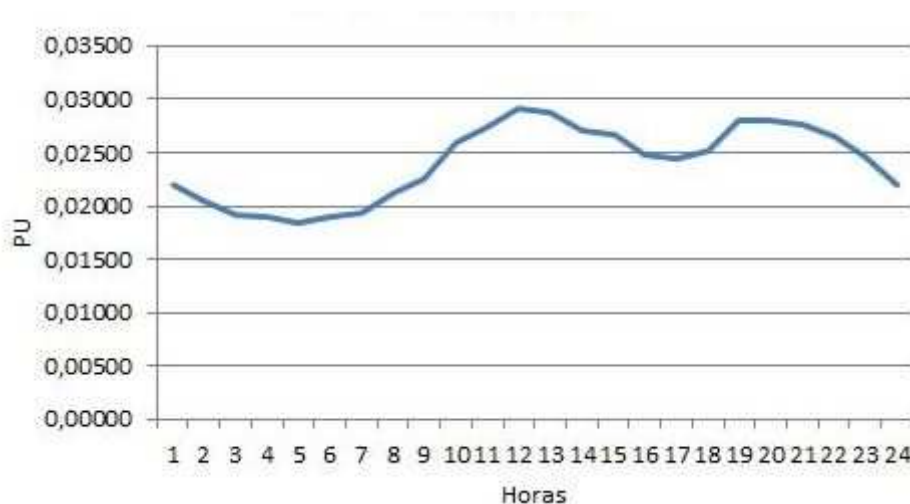


Figura 4.16 – Perfil de consumo BTN classe A no domingo dia 03/02/2013

#### 4.3.2.2 – Baixa Tensão Normal classe B (BTN B)

Na Figura 4.17, está apresentado o perfil de consumo de energia elétrica da BTN classe B ao longo do ano de 2013, onde se verifica que o consumo é constante ao longo do ano, existindo, no entanto, uma amplitude de consumo maior nos meses de janeiro, fevereiro, novembro e dezembro e nos restantes meses do ano o consumo é praticamente igual.

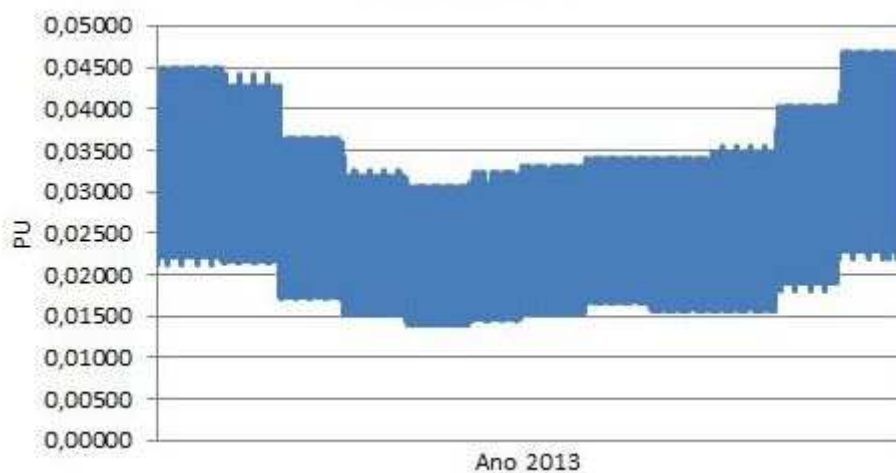


Figura 4.17 – Perfil de consumo BTN classe B durante o ano de 2013

Para além da diferença de amplitude entre os meses inverno e de verão os perfis de consumo de energia elétrica em BTN classe B têm também uma diferença nos perfis de consumo semanais, conforme pode ser constatado nas Figuras 4.18 e 4.19.

Na Figura 4.18 está apresentado o perfil de consumo referente a um típico mês de inverno, que apresenta uma amplitude de consumo energético maior nos meses de inverno e um consumo mais acentuado durante as horas noturnas, relativamente às horas diurnas característica inerente ao consumo de clientes do tipo residencial.



Figura 4.18 – Perfil de consumo BTN classe B durante a semana 5 do ano de 2013

Quanto ao perfil de consumo referente aos restantes meses do ano (entre março e outubro) (Figura 4.19) sendo muito semelhante, contudo é diferente do período de inverno, uma vez que para além da diferença de amplitude (mais reduzida) não existe um consumo mais acentuado durante o período noturno em comparação com o período diurno.

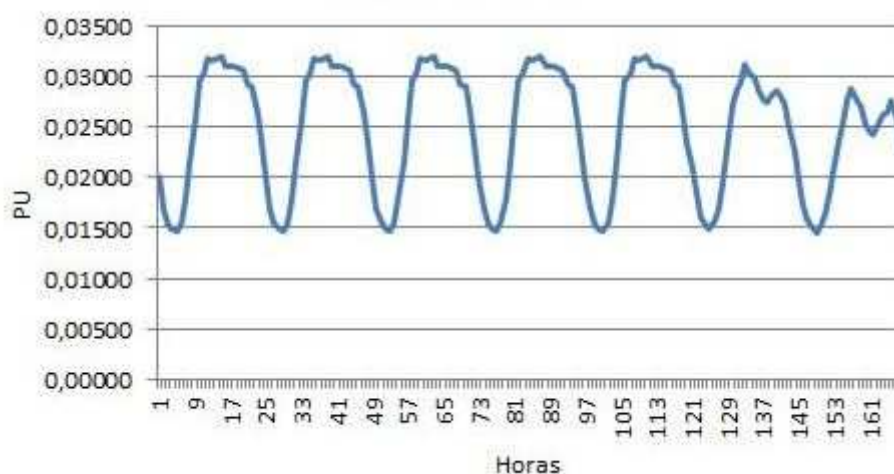


Figura 4.19 – Perfil de consumo BTN classe B durante a semana 26 do ano de 2013

Constata-se em ambas as figuras que a diferença entre os dias úteis da semana e o fim-de-semana é quase inexistente, apesar de se notar um ligeiro decréscimo de consumo no domingo.

Na análise a uma segunda-feira típica de inverno e uma típica do resto do ano, apresentadas nas Figuras 4.20 e 4.21, verifica-se que no período de vinte e quatro horas é possível dividir a primeira em três escalões e a segunda em dois escalões.

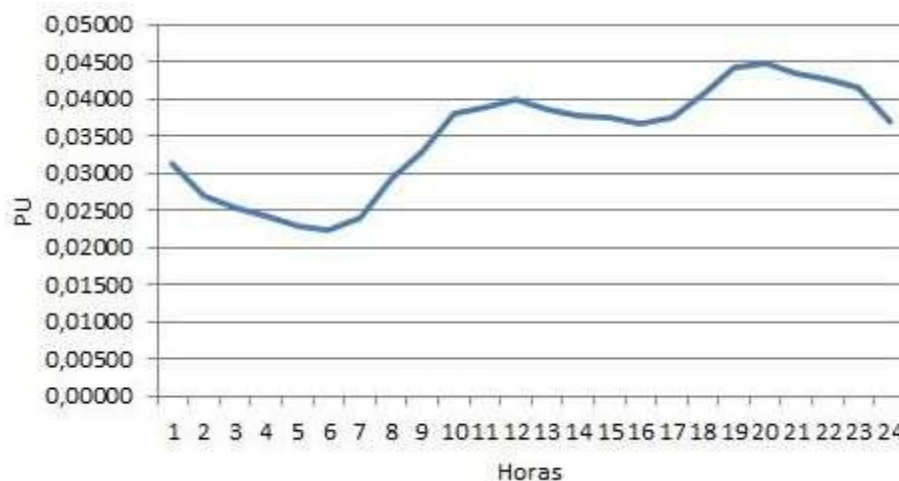


Figura 4.20 – Perfil de consumo BTN classe B na segunda-feira dia 28/01/2013

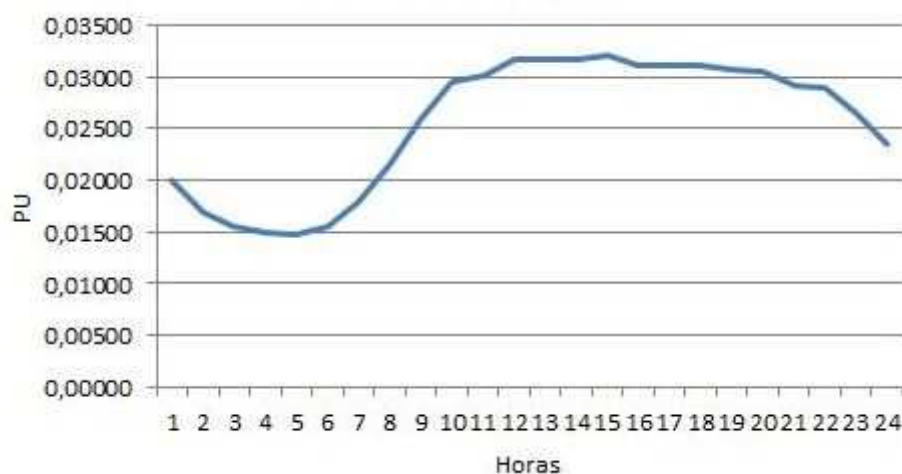


Figura 4.21 – Perfil de consumo BTN classe B na segunda-feira dia 24/06/2013

No período de inverno existem três escalões, um entre o período compreendido entre as 01h00 e as 06h00, outro entre às 09h00 e as 18h00 e um terceiro entre às 19h00 e as 23h00 (Figura 4.20). Já no restante período do ano constata-se que existem apenas dois escalões, um entre as 01h00 e as 06h00 quase nulo e outro entre 09h00 e as 22h00 (Figura 4.21).

Verifica-se o mesmo em relação ao sábado e domingo, uma vez que neste tarifário o perfil de consumo é idêntico entre os dias úteis de semana e os de fim-de-semana (Figuras 4.22, 4.23, 4.24 e 4.25).

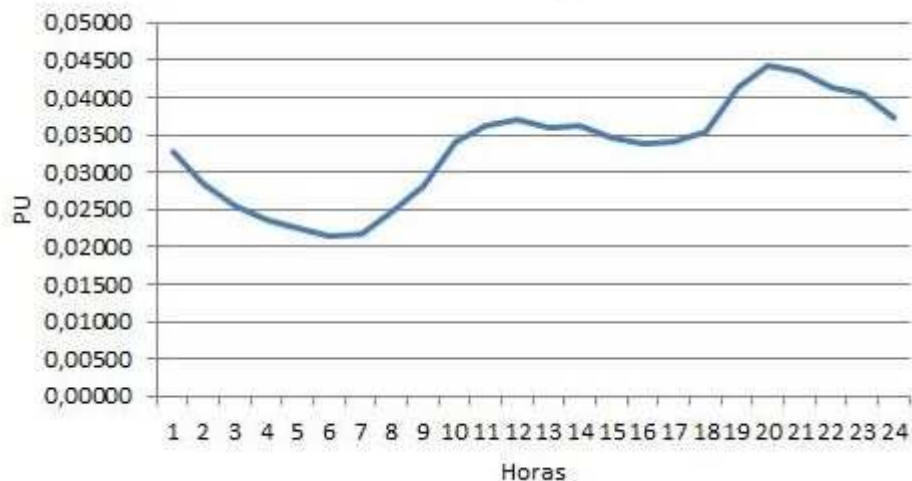


Figura 4.22 – Perfil de consumo BTN classe B no sábado dia 02/02/2013

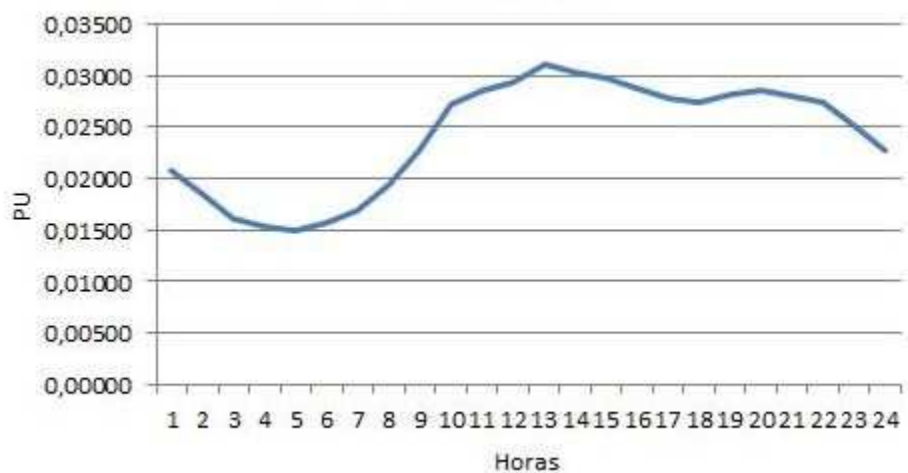


Figura 4.23 – Perfil de consumo BTN classe B no sábado dia 29/06/2013

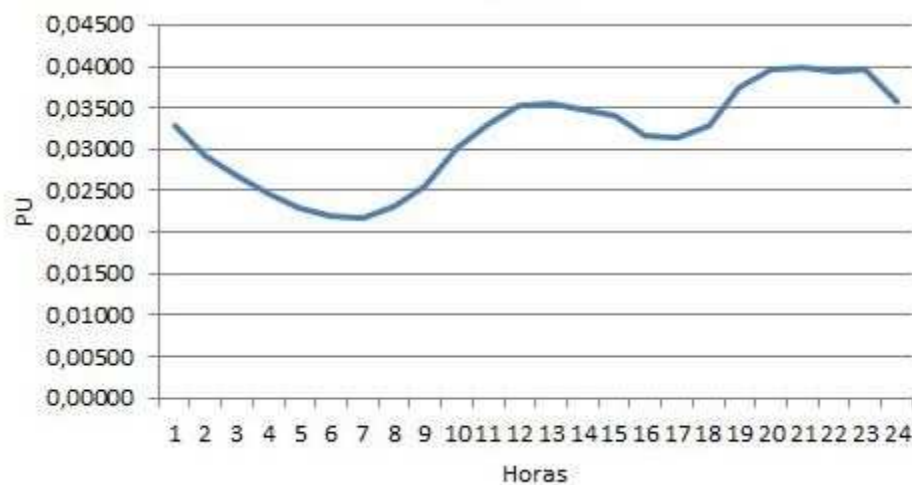


Figura 4.24 – Perfil de consumo BTN classe B no domingo dia 03/02/2013

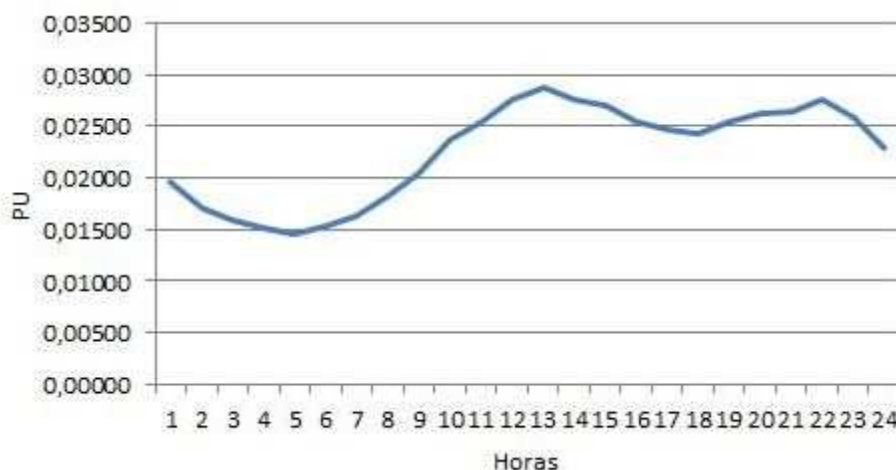


Figura 4.25 – Perfil de consumo BTN classe B no domingo dia 30/06/2013

#### 4.3.2.3 – Baixa Tensão Normal classe C (BTN C)

Na Figura 4.26, apresenta-se o perfil de consumo de energia elétrica da BTN classe C ao longo do ano de 2013, em que se verifica uma grande variação de amplitude entre os meses de inverno com os maiores valores e os meses de verão com os menores valores que são quase metade.

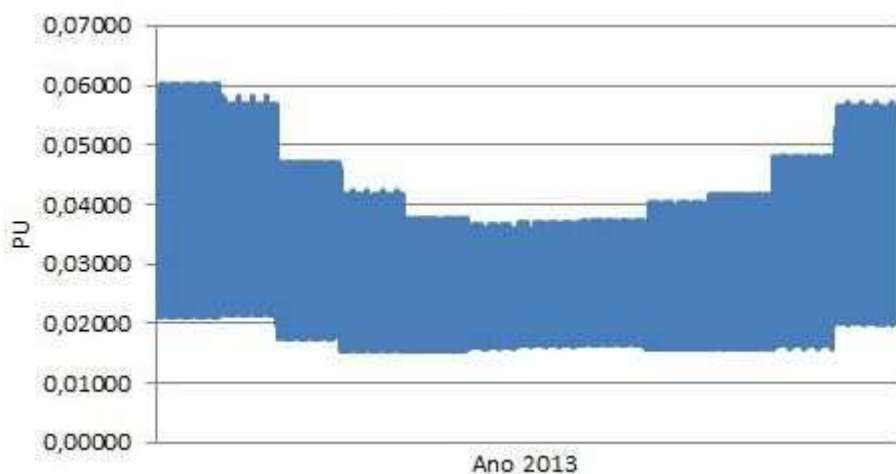


Figura 4.26 – Perfil de consumo BTN classe C durante o ano de 2013

Ao ser efetuada uma mudança de escala na análise dos perfis de consumo do BTN classe C para períodos semanais verifica-se que o perfil de consumo semanal pode ser dividido em semanas típicas de inverno (entre novembro e fevereiro) e semanas referentes ao resto do ano (entre março e outubro), como se verifica nas Figuras 4.27 e 4.28. Em ambas as figuras constata-se uma diferença substancial entre o consumo diurno e o consumo noturno e também um maior consumo ao fim-de-semana, típico de um tarifário utilizado essencialmente por clientes residenciais.

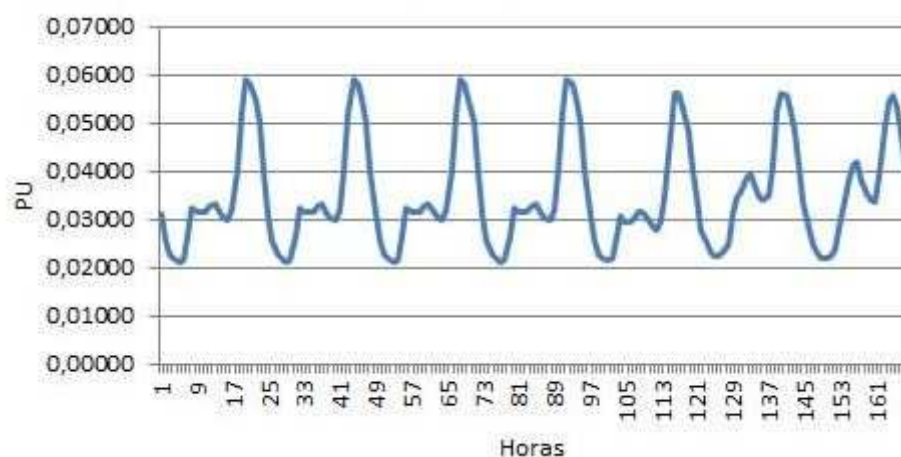


Figura 4.27 – Perfil de consumo BTN classe C durante a semana 5 do ano de 2013

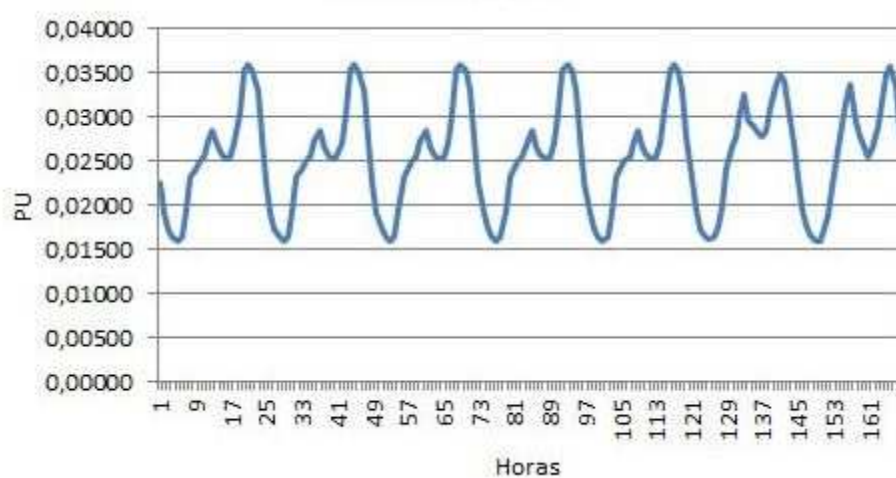


Figura 4.28 – Perfil de consumo BTN classe C durante a semana 26 do ano de 2013

Analisando uma segunda-feira típica de inverno e uma típica do resto do ano, apresentada nas Figuras 4.29 e 4.30, verifica-se que no período de vinte e quatro horas é possível dividir ambas em dois escalões, variando apenas na sua amplitude.

No inverno existe um período compreendido entre as 01h00 e as 18h00 (com algumas variações durante o dia), outro entre às 19h00 e as 22h00 que passa para mais do dobro do consumo. No restante período do ano verifica-se o mesmo fenómeno, porém, o incremento do consumo no período entre as 19h00 e as 22h00 é apenas de cerca de 30%.

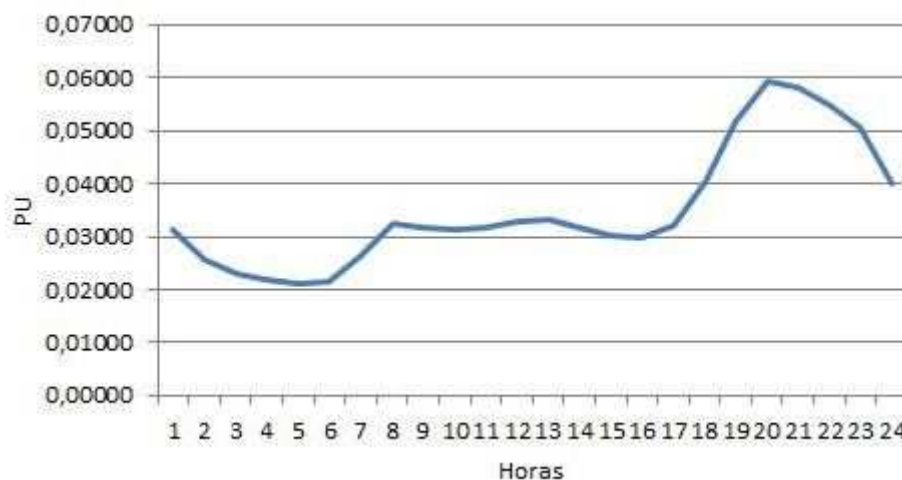


Figura 4.29 – Perfil de consumo BTN classe C na segunda-feira dia 28/01/2013

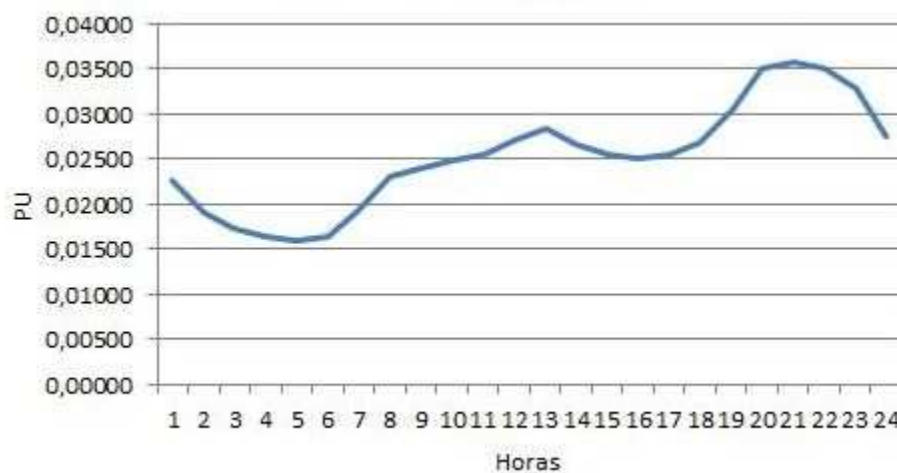


Figura 4.30 – Perfil de consumo BTN classe C na segunda-feira dia 24/06/2013

No fim-de-semana o perfil de consumo do tipo BTN classe C já tem um comportamento diferente do verificado nos dias úteis da semana, uma vez que surge um terceiro período de consumo (inexistente nos dias úteis da semana) compreendido entre as 10h00 e as 16h00, razão que explica o aumento de consumo relativamente aos dias úteis da semana.

Existe, no entanto, um padrão que se mantém em relação aos dias úteis da semana, que é um consumo mais acentuado entre as 19h00 e as 22h00 durante os meses de típicos de inverno. Nas Figuras 4.31, 4.32, 4.33 e 4.34 estão apresentados os perfis de consumo em BTN classe C de um sábado típico de inverno, outro típico dos restantes meses do ano, assim como dos domingos.

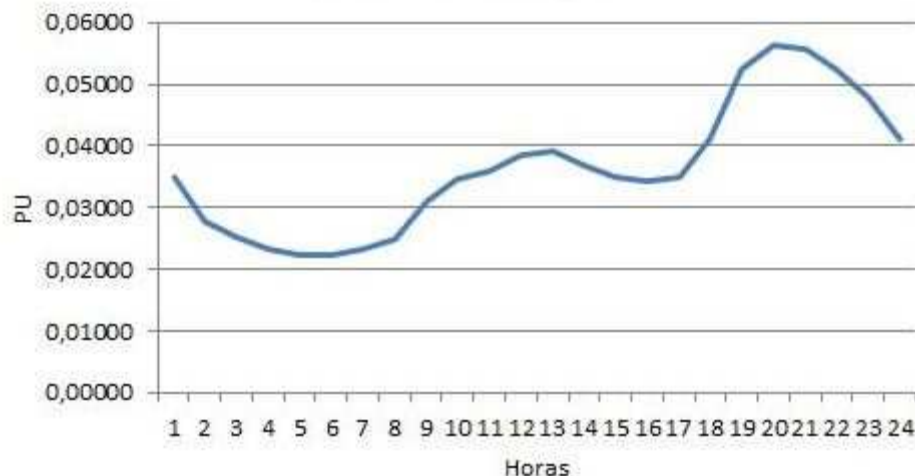


Figura 4.31 – Perfil de consumo BTN classe C no sábado dia 02/02/2013

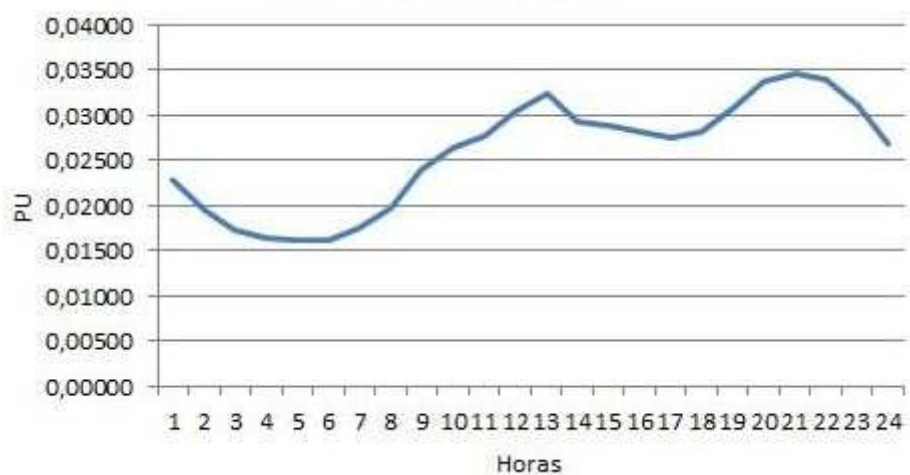


Figura 4.32 – Perfil de consumo BTN classe C no sábado dia 29/06/2013

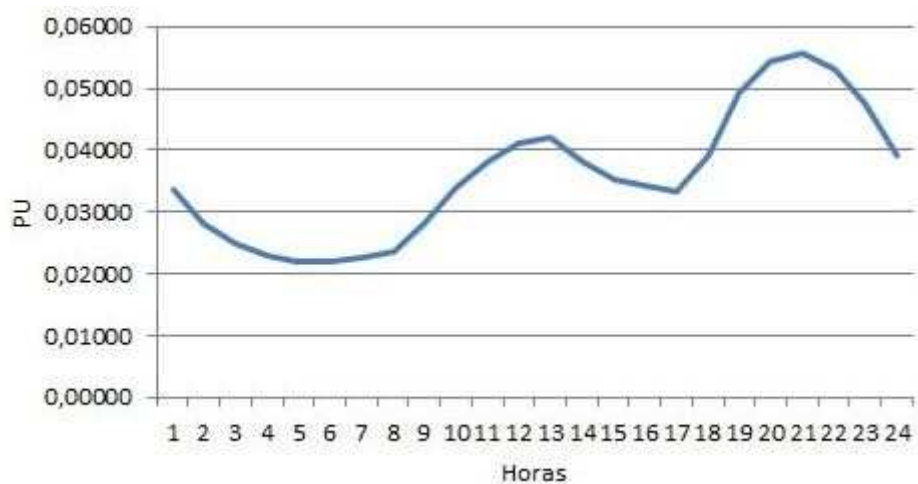


Figura 4.33 – Perfil de consumo BTN classe C no domingo dia 03/02/2013

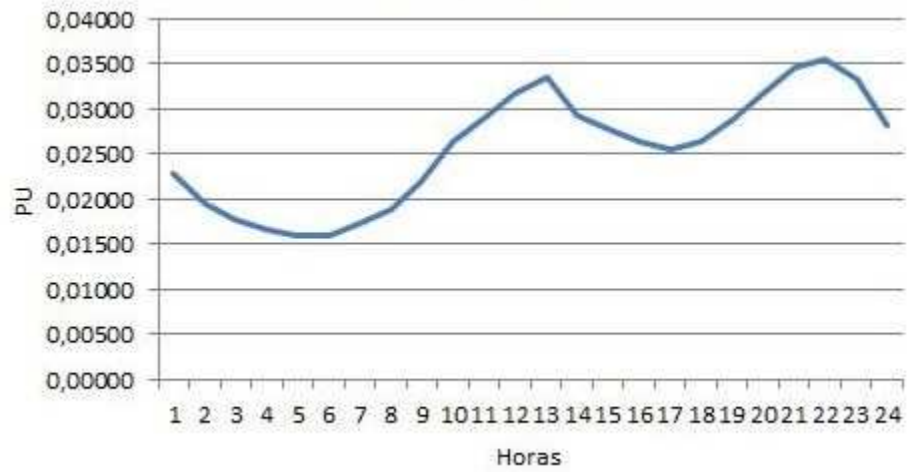


Figura 4.34 – Perfil de consumo BTN classe C no domingo dia 30/06/2013

---

## CAPÍTULO

# 5

---

## Metodologia

*Neste capítulo apresenta-se a metodologia utilizada no caso de estudo.*

*“A research methodology defines what the activity of research is, how to proceed, how to measure progress, and what constitutes success.”*

*Stockholm University and the Royal Institute of Technology, Structure of a thesis, January 2001*

## 5.1 - Objetivos

Com este estudo é visado a análise de uma carteira de clientes composta por consumidores de energia elétrica em baixa tensão, que pertence a um agregador, que por sua vez tem como objectivo otimizá-la, de modo a rentabilizar o seu negócio.

A otimização deverá ser alcançada através da utilização da teoria das carteiras de investimento.

A carteira em estudo é constituída por quatro clientes consumidores de energia elétrica em baixa tensão tipificados e com os respetivos perfis de consumo diferenciados sendo denominados de BTN A, BTN B1, BTN B2 e BTN C.

Cada tipo de cliente foi obtido pela multiplicação dos seus perfis de consumo pelo consumo típico por habitante definido pelo INE (Instituto Nacional de Estatística).

Para o cálculo da rentabilidade e risco foram considerados dez cenários diferentes no estudo da carteira de clientes sendo assumido que todos os cenários são equiprováveis.

Considerou-se, ainda, que o agente agregador tem a possibilidade de manipular o preço de venda da energia elétrica, de modo a alterar a sua rentabilidade do negócio, pelo que foi introduzido no estudo da carteira de clientes quatro preços de venda de energia elétrica diferentes.

## 5.2 – Preparação e organização

De modo a obter os dados necessários para efetuar o estudo foi imperativo caracterizar os perfis de consumo da carteira de clientes e os custos associados à compra de energia elétrica em baixa tensão.

Foram necessários recolher os seguintes dados:

- Valores de compra e venda de energia elétrica no mercado de energia;
- Dados estatísticos relacionados com a compra e venda de energia elétrica retirados da ERSE;
- Dados estatísticos relacionados com a compra e venda de energia elétrica retirados do MIBEL;
- Custos associados ao acesso às tarifas de acesso às redes;
- Perfis de consumo de energia elétrica em baixa tensão fornecidos pelos distribuidores;
- Perfis de consumo de energia elétrica em baixa tensão retirados da ERSE;
- Dados estatísticos de perfis de consumo de energia elétrica em baixa tensão retirados da ERSE;
- Histórico de consumo de clientes;
- Consumo doméstico de energia elétrica por habitante, retirado do INE.

A base temporal de trabalho seguida foi a semanal com dados de hora a hora, ou seja, um período de 168 horas (a semana de estudo foi entre os dias 04/02 e 10/02/2013).

Os consumos para cada um dos quatro clientes tipificados foram obtidos através dos perfis de consumo disponibilizados pela ERSE, em conjunto com o índice de consumo de energia elétrica por habitante retirado do INE. Esses dados tiveram que ser alterados de pu para kWh. O cliente BTN A obteve-se pela multiplicação do perfil de consumo de um cliente do tipo BTN classe A por trinta pessoas (população típica de pequenos escritórios ou comércios). Os BTN B1 e BTN B2 obtiveram-se pela multiplicação do perfil de consumo do tipo BTN classe B por quinze e sete pessoas respetivamente, ou seja, para pequenos comércios e grandes residências. O BTN C pela multiplicação do perfil de consumo do tipo BTN classe C por quatro pessoas, típico de clientes residenciais.

Uma vez que os dados disponibilizados na ERSE são em MWh e de quinze em quinze minutos, foi necessário efetuar a correção dos dados para kWh e de hora a hora. De seguida foram criados dez cenários diferentes de forma a inserir no estudo alguma volatilidade própria da realidade em que o estudo foi efetuado.

Considerou-se de seguida quatro preços de venda contratuais (contrato entre o cliente final e o agente comercial), com os quais se obteve a receita, o custo e o lucro para cada um dos quatro preços de venda contratual.

Utilizando a teoria das carteiras foi efetuado o cálculo da rentabilidade e risco da carteira, assim como do VaR, do ponto de variância mínima através da utilização da ferramenta solver do excel. De seguida calculou-se a curva de fronteira eficiente, com o apoio do solver do excel e do Matlab. Todos os cálculos acima descritos serão efetuados para os quatro preços de venda contratuais.

De modo a consolidar o caso de estudo, foram repetidos todos os cálculos para uma amostra de dez semanas, ou seja, para 1680 horas.

Finalmente foi apresentado um exemplo de como pode ser aplicada a teoria das carteiras como ferramenta de apoio à decisão de um investidor de uma forma bastante intuitiva, após a obtenção da curva da fronteira eficiente.

### **5.3 – Metodologia**

Pretende-se explicar em detalhe neste subcapítulo toda a metodologia utilizada no caso de estudo que será apresentado no capítulo seguinte.

Como já foi anteriormente explicado o caso de estudo será efetuado inicialmente para uma semana, ou seja para 168 horas.

Na primeira fase o caso de estudo incidiu sobre a composição da carteira de clientes, que foi obtida através dos seguintes passos:

- Consumo por tipo de cliente;

- Custo da energia elétrica;
- Venda da energia elétrica (receitas e Lucros).

O consumo por tipo de cliente foi obtido através dos dados dos perfis de consumo tipificados (em pu), do valor disponibilizado pelo INE referente ao consumo por habitante e do número de pessoas estipulado que constituem o cliente tipo. Foi estipulado que o BTN A será constituído por trinta consumidores, o BTN B1 por quinze consumidores, o BTN B2 por sete consumidores e o BTN C por quatro consumidores.

O custo da energia elétrica foi obtido através da consulta do *site* da OMEI, onde foi extraída uma semana de valores de venda de energia elétrica, sendo que com a sua respetiva multiplicação pelo consumo, obteve-se o custo da energia elétrica para cada um dos consumidores tipificados. Teve que ser somado aos custos obtidos, os custos das tarifas e dos CIEG, para que os custos totais sejam atingidos.

De seguida procedeu-se à obtenção do valor da venda da energia elétrica, ou seja à receita e lucro. Para alcançar-se esse objetivo foi necessário estipular um valor de venda (escolha efetuada pelo agregador), e de seguida calculou-se o diferencial entre a venda e o custo, de modo a obter o lucro.

Uma vez que o valor do preço de venda da energia elétrica é variável apenas de acordo com o contrato estabelecido entre as partes, foram testados mais três preços de venda diferentes, para posterior análise da variação das diferentes receitas e lucros.

Foram criados dez cenários diferentes, onde poderão ser alterados diversos parâmetros aleatoriamente, de modo a criar um modelo que seja mais fiel às adversidades que podem ocorrer na realidade.

Na segunda fase foi determinada a rentabilidade e risco da carteira, com os quatro preços de venda diferentes e os dez cenários, ambos definidos anteriormente.

Para tal foram determinadas as rentabilidades dos clientes, através da expressão 2.1, ou seja, pela divisão dos custos totais pelo lucro. De modo a serem obtidos valores em percentagem, os mesmos foram multiplicados por 100.

De seguida foi aplicada uma ponderação equitativa para cada um dos cenários, pois foi considerado que todos os cenários têm a mesma possibilidade de ocorrência, conseguindo-se assim um valor de rentabilidade ponderada para cada um dos diferentes preços de venda, utilizando-se a expressão 2.2, com o valor de  $p_s = 1/10$ .

A partir deste momento passou a ser possível, com o auxílio da expressão 2.3, calcular-se o risco de cada um dos clientes.

Procedeu-se de seguida á definição da participação de cada um dos clientes na carteira de clientes, que por questão de simplificação dos cálculos, considerou-se uma participação equitativa de cada um dos clientes, ou seja de 25% para cada um.

De seguida calculou-se a rentabilidade da carteira para cada um dos quatro preços de venda, através da utilização da expressão 2.4, permitindo assim que seja calculada de seguida a

variância ou risco da carteira de clientes para cada um dos preços de venda, aplicando a expressão 2.6, que adaptada aos quatro clientes a utilizar no caso de estudo foi representada pela expressão 5.1.

$$\begin{aligned}
 \sigma_p^2 = & (w_{BTN A}^2 \cdot \sigma_{BTN A}^2) + (w_{BTN B1}^2 \cdot \sigma_{BTN B1}^2) + \\
 & + (w_{BTN B2}^2 \cdot \sigma_{BTN B2}^2) + (w_{BTN C}^2 \cdot \sigma_{BTN C}^2) + \\
 & + (2 \cdot w_{BTN A} \cdot w_{BTN B1} \cdot \sigma_{BTN A} \cdot \sigma_{BTN B1} \cdot \rho_{BTN A BTN B1}) + \\
 & + (2 \cdot w_{BTN A} \cdot w_{BTN B2} \cdot \sigma_{BTN A} \cdot \sigma_{BTN B2} \cdot \rho_{BTN A BTN B2}) + \\
 & + (2 \cdot w_{BTN A} \cdot w_{BTN C} \cdot \sigma_{BTN A} \cdot \sigma_{BTN C} \cdot \rho_{BTN A BTN C}) + \\
 & + (2 \cdot w_{BTN B1} \cdot w_{BTN B2} \cdot \sigma_{BTN B1} \cdot \sigma_{BTN B2} \cdot \rho_{BTN B1 BTN B2}) + \\
 & + (2 \cdot w_{BTN B1} \cdot w_{BTN C} \cdot \sigma_{BTN B1} \cdot \sigma_{BTN C} \cdot \rho_{BTN B1 BTN C}) + \\
 & + (2 \cdot w_{BTN B2} \cdot w_{BTN C} \cdot \sigma_{BTN B2} \cdot \sigma_{BTN C} \cdot \rho_{BTN B2 BTN C})
 \end{aligned} \tag{5.1}$$

Porém antes de avançar, foi necessário calcular a matriz de covariância e de correlação linear, pela aplicação das expressões 2.7 e 2.8 respetivamente.

De seguida foi calculado o VaR através da utilização da expressão 2.13, tendo em linha de conta com o seguinte:

- Para o valor de mercado da carteira será considerado o maior custo;
- O risco da carteira será o valor anteriormente calculado;
- O intervalo de tempo será o intervalo de tempo da amostragem de valores ou seja uma semana;
- O nível de confiança é de 95%, ou seja terá um  $Z = 1,645$

O VaR foi calculado para os quatro diferentes preços de venda.

Foi depois calculado o ponto de variância mínima da carteira de clientes, através da minimização da expressão do risco da carteira, sendo utilizadas as restrições de acordo com a expressão 5.2.

$$\begin{aligned}
 \min_{w_i, w_j} \sigma_p^2 = & \sum_{i=1}^n w_i^2 \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{i \neq j}^n w_i w_j \sigma_i \sigma_j \rho_{ij} \\
 \text{s.a.} & \sum_{i=1}^n w_i = 1
 \end{aligned} \tag{5.2}$$

Adaptando a expressão 5.2 a uma carteira com quatro ativos obtem-se a expressão 5.3, abaixo representada.

$$\begin{aligned}
 \min \sigma_p^2 = & (w_{BTN A}^2 \cdot \sigma_{BTN A}^2) + (w_{BTN B1}^2 \cdot \sigma_{BTN B1}^2) + \\
 & + (w_{BTN B2}^2 \cdot \sigma_{BTN B2}^2) + (w_{BTN C}^2 \cdot \sigma_{BTN C}^2) + \\
 & + (2 \cdot w_{BTN A} \cdot w_{BTN B1} \cdot \sigma_{BTN A} \cdot \sigma_{BTN B1} \cdot \rho_{BTN A BTN B1}) + \\
 & + (2 \cdot w_{BTN A} \cdot w_{BTN B2} \cdot \sigma_{BTN A} \cdot \sigma_{BTN B2} \cdot \rho_{BTN A BTN B2}) + \\
 & + (2 \cdot w_{BTN A} \cdot w_{BTN C} \cdot \sigma_{BTN A} \cdot \sigma_{BTN C} \cdot \rho_{BTN A BTN C}) + \\
 & + (2 \cdot w_{BTN B1} \cdot w_{BTN B2} \cdot \sigma_{BTN B1} \cdot \sigma_{BTN B2} \cdot \rho_{BTN B1 BTN B2}) + \\
 & + (2 \cdot w_{BTN B1} \cdot w_{BTN C} \cdot \sigma_{BTN B1} \cdot \sigma_{BTN C} \cdot \rho_{BTN B1 BTN C}) + \\
 & + (2 \cdot w_{BTN B2} \cdot w_{BTN C} \cdot \sigma_{BTN B2} \cdot \sigma_{BTN C} \cdot \rho_{BTN B2 BTN C})
 \end{aligned} \tag{5.3}$$

Sujeito às restrições:

$$w_{BTN A} + w_{BTN B1} + w_{BTN B2} + w_{BTN C} = 1$$

Foram nesta fase obtidos os resultados relativos à ponderação ótima de cada um dos clientes dentro da carteira com as restrições definidas, ou seja a ponderação que permite com a rentabilidade obtida a redução do risco.

De seguida pretende-se traçar a fronteira eficiente da carteira de clientes, através da utilização da expressão 5.3, que irá permitir obter vários pontos (neste caso decidiu-se optar por onze pontos diferentes), pontos esses obtidos pelo cálculo da variância mínima para diferentes rentabilidades. Com esses pontos será então possível traçar a curva pretendida. Utilizou-se também o Matlab para o cálculo da fronteira eficiente.

A curva da fronteira eficiente da carteira de clientes foi calculada para cada um dos quatro preços de venda.

Toda esta metodologia foi depois aplicada para uma amostra de 1680 horas, ou seja uma dez semanas de modo a comparar os resultados.

Para finalizar o caso de estudo foi feita uma exemplificação do tipo de decisões de investimento que um agente agregador poderá tomar com o auxílio dos elementos obtidos anteriormente.

---

## CAPÍTULO

# 6

---

### Caso de Estudo

*Neste capítulo através da concepção de quatro modelos de clientes finais, é aplicada a teoria da otimização das carteiras de investimento, onde é feita a análise das suas diferentes rentabilidades, risco, pontos de variância mínima, fronteira eficiente e Value-at-Risk.*

*“The task of empowering electricity consumers by giving them financial rewards for changing their consumption requires new business models. The main purpose of the aggregator is to expose customer to electricity markets in an efficient way.”*

*Oleg Gulich, Technological and business challenges of smart grids – Aggregator’s role in current electricity market, Master Thesis, Lappeenranta 2010*

## 6.1 – Composição da carteira de clientes

Com todos os dados necessários recolhidos e devidamente preparados, foram inseridos numa folha de cálculo em Excel:

- Consumo por tipo de cliente (Figura 6.1)

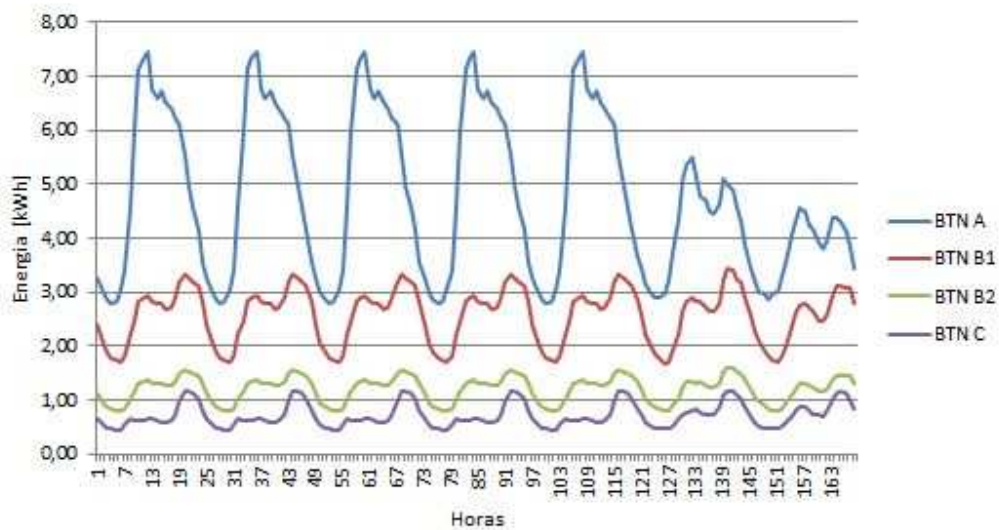


Figura 6.1 – Consumo por tipo de cliente durante a semana de estudo

Na Figura 6.1 está representado o consumo dos clientes tipificados BTN A, BTN B1, BTN B2 e BTN C.

- Custo da energia elétrica

Pela consulta do *site* da OMEI, obtiveram-se os dados de venda de energia elétrica no mercado diário para a semana em estudo, conforme apresentado na Figura 6.2.

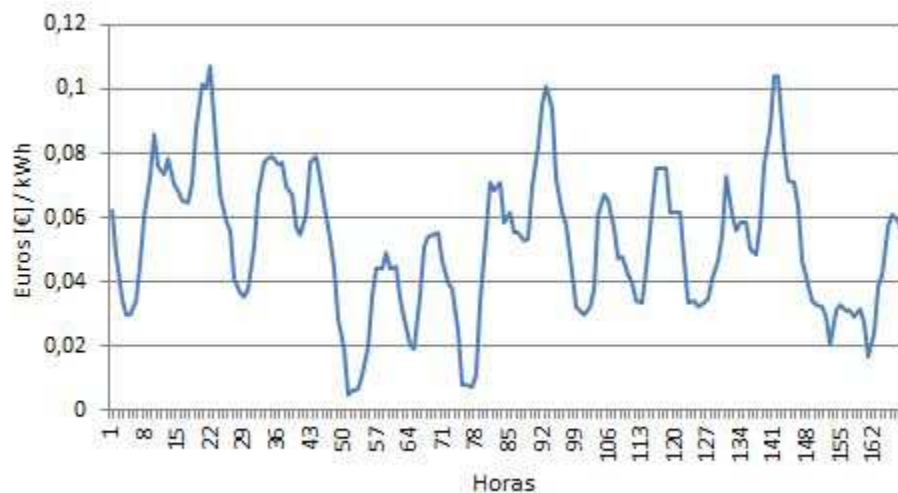


Figura 6.2 – Preço energia eléctrica no OMEI durante a semana de estudo

De seguida efetuou-se a multiplicação do consumo pelo valor da energia elétrica no OMEI, de modo a obter o custo da energia elétrica proveniente do mercado de energia elétrica diário, conforme Figura 6.3.

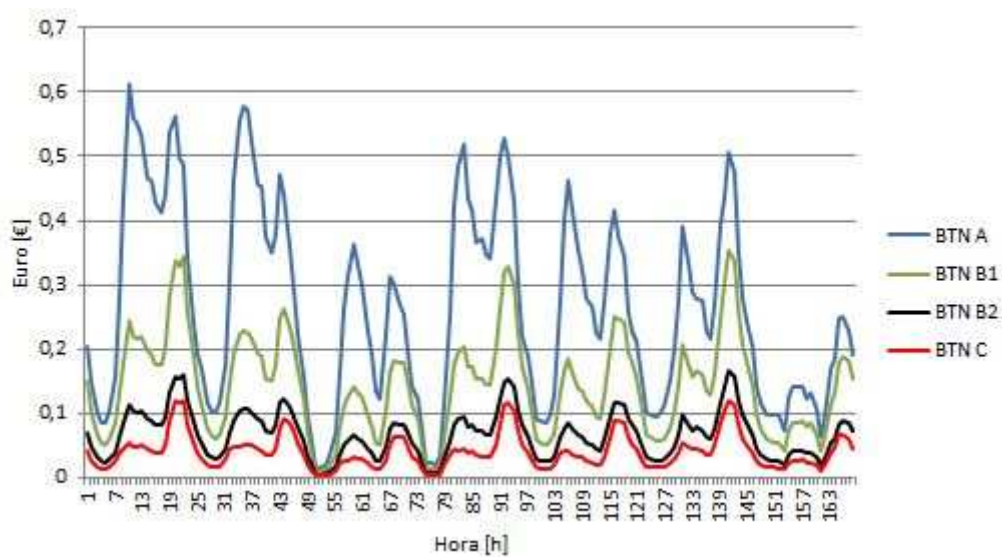


Figura 6.3 – Custo da energia elétrica por consumidor proveniente do mercado OMEI durante a semana de estudo

Os dados relativos às tarifas dos distribuidores e os CIEG (de acordo com a Figura 6.4) foram inseridos nos custos da energia elétrica.

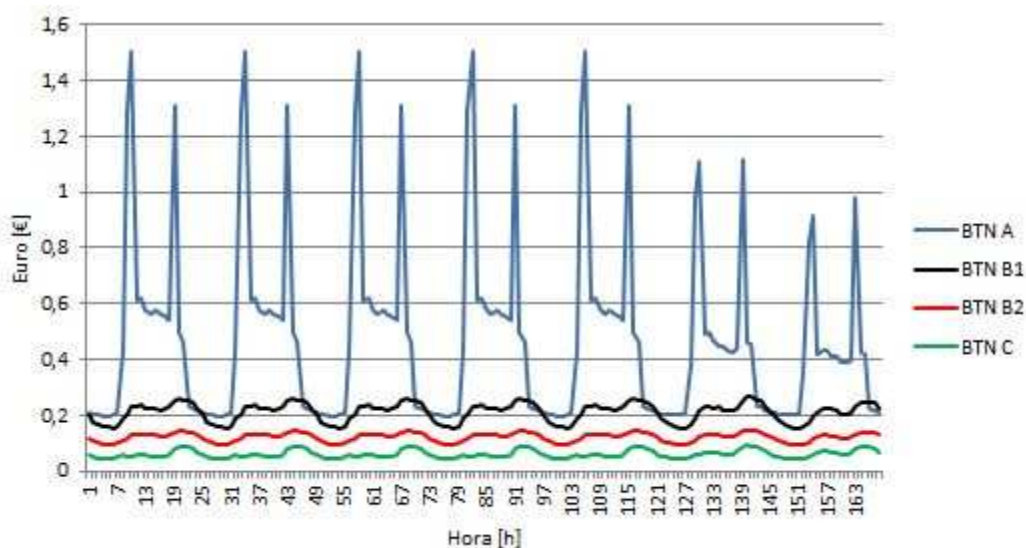


Figura 6.4 – Custo das tarifas de acesso à rede durante a semana de estudo

O somatório dos dois dados referidos permitiu a obtenção do custo da energia elétrica por consumidor (Figura 6.5).

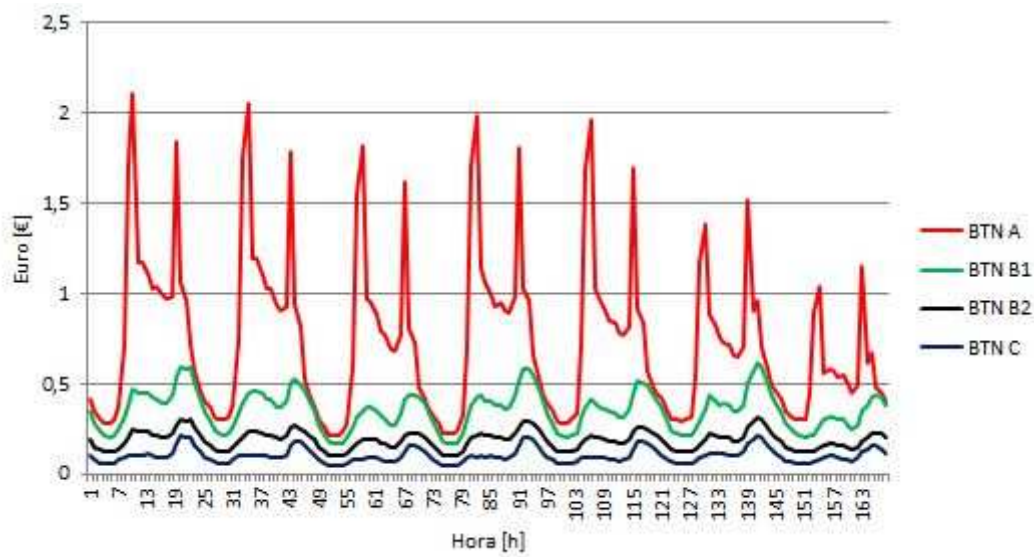


Figura 6.5 – Custo horário total da energia elétrica durante a semana de estudo

- Venda da energia elétrica (Receitas e Lucros)

Estes resultados foram alcançados através da inserção de um valor de venda de 14c€/kWh, valor estipulado pelo agregador de clientes, para contrato.

É apresentado nas Figuras 6.6, 6.7, 6.8 e 6.9 os gráficos correspondentes às receitas e custos por cada tipo de cliente respetivamente.

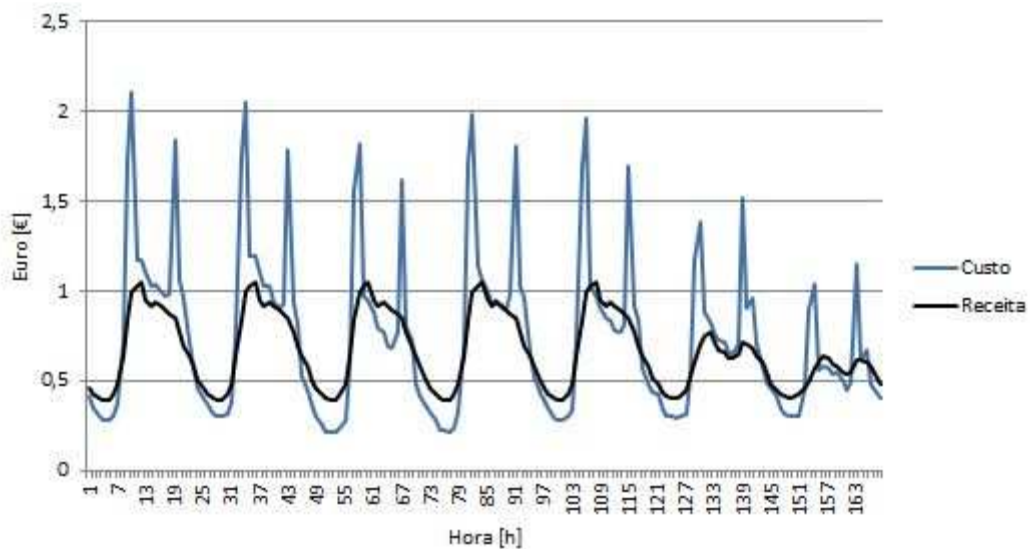


Figura 6.6 – Receitas e custos do cliente tipo BTN A com um valor de venda de 14c€/kWh

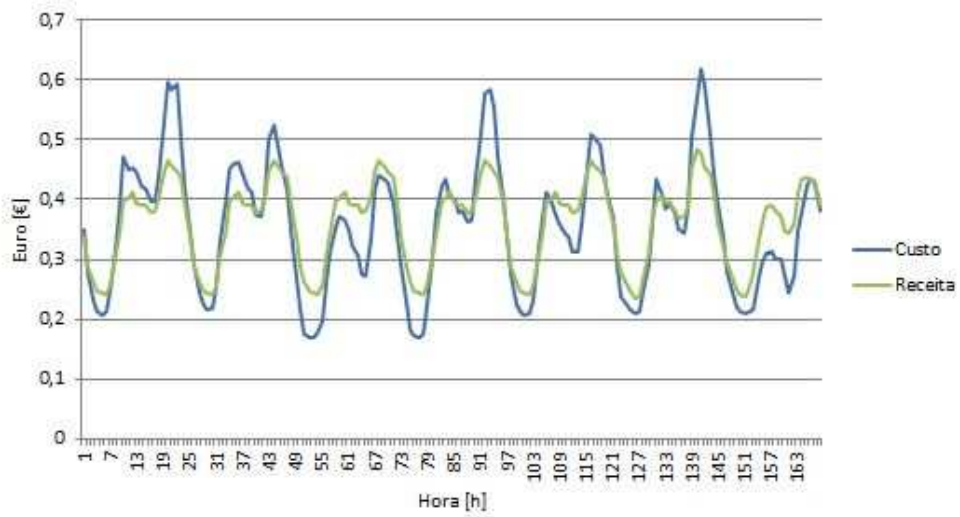


Figura 6.7 – Receitas e custos do cliente tipo BTN B1 com um valor de venda de 14c€/kWh

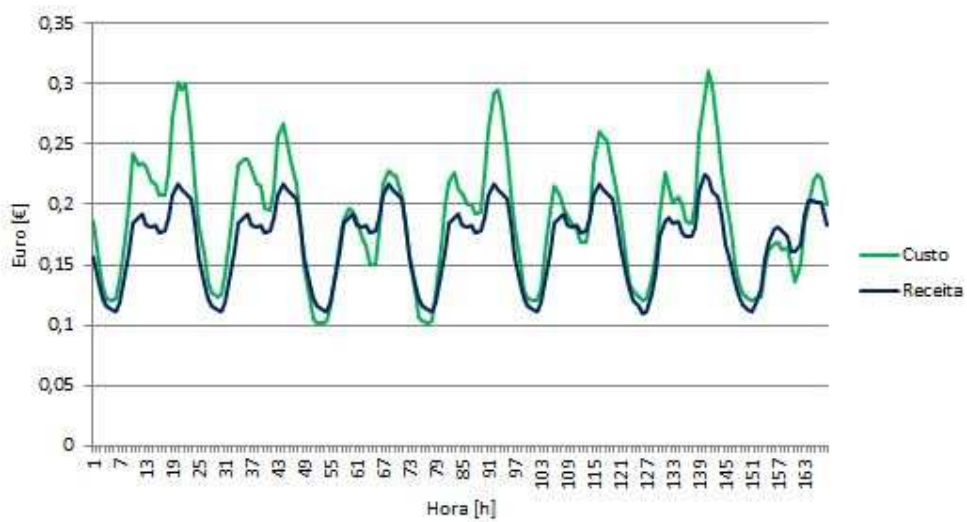


Figura 6.8 – Receitas e custos do cliente tipo BTN B2 com um valor de venda de 14c€/kWh

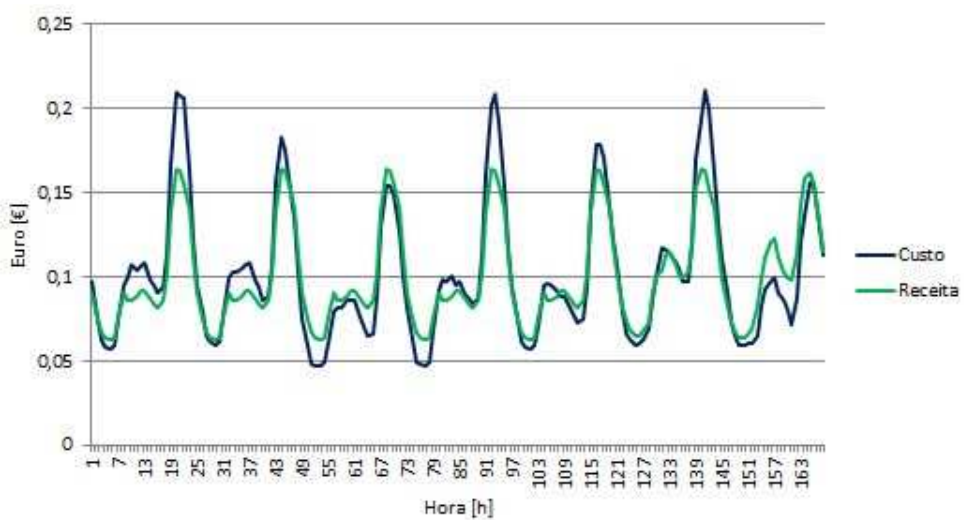


Figura 6.9 – Receitas e custos do cliente tipo BTN C com um valor de venda de 14c€/kWh

Nas Figuras 6.10, 6.11, 6.12 e 6.13 são apresentados os lucros obtidos com cada um dos tipos de clientes na semana de estudo com o preço de venda (contrato) de 14c€/kWh.

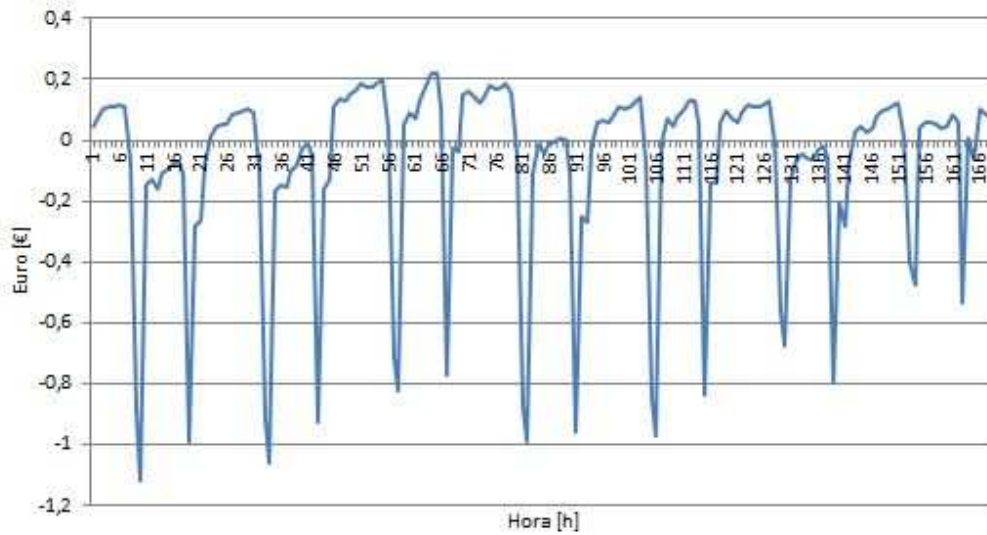


Figura 6.10 – Lucro do cliente tipo BTN A com um valor de venda de 14c€/kWh

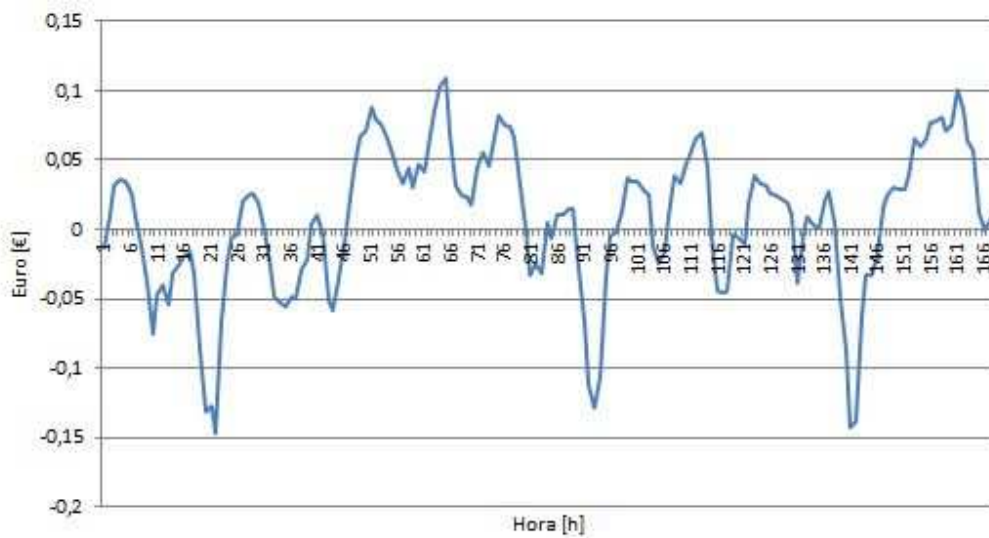


Figura 6.11 – Lucro do cliente tipo BTN B1 com um valor de venda de 14c€/kWh

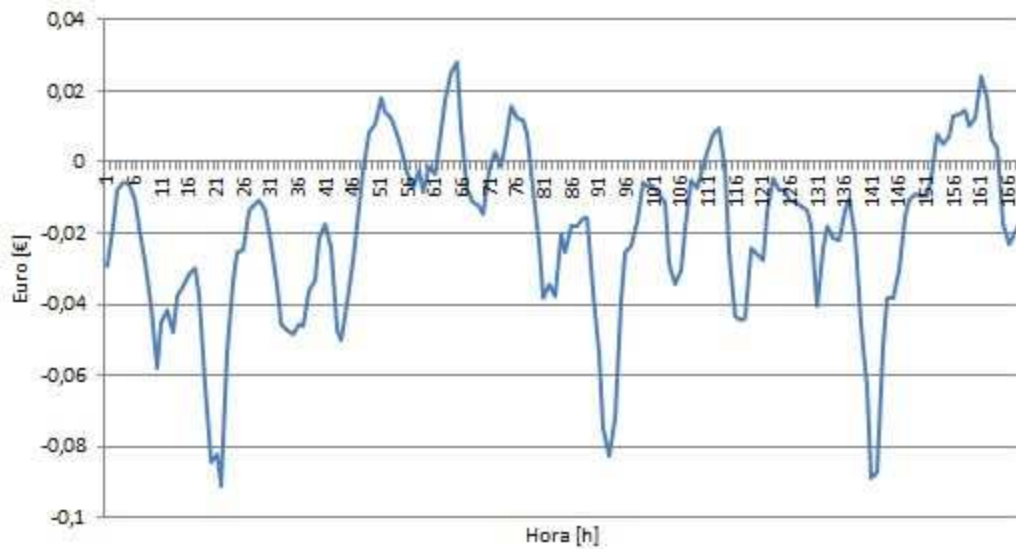


Figura 6.12 – Lucro do cliente tipo BTN B2 com um valor de venda de 14c€/kWh

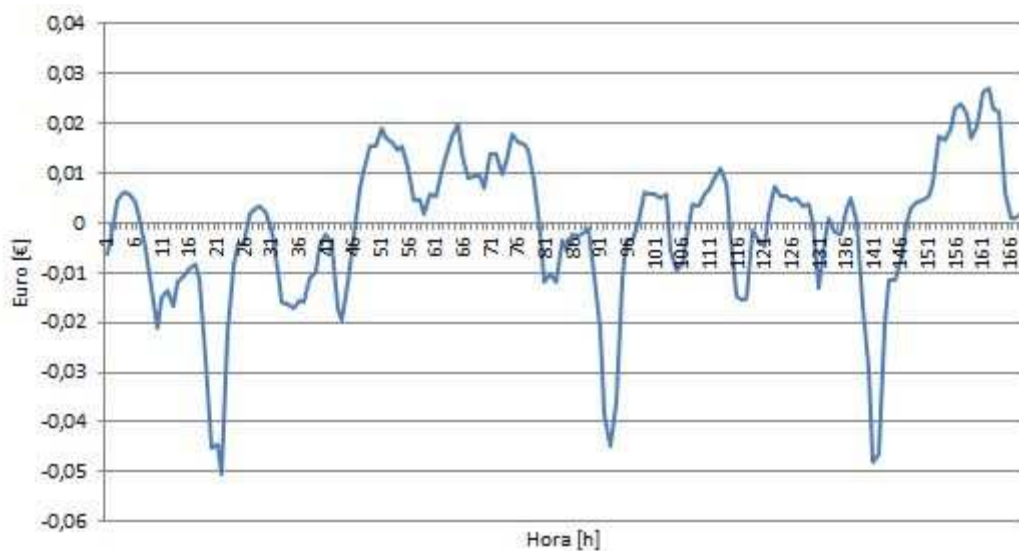


Figura 6.13 – Lucro do cliente tipo BTN C com um valor de venda de 14c€/kWh

Posteriormente foram implementados mais três preços de venda (contrato), sendo a denominados:

- PV1 - Preço de venda 1 com um valor para todas as horas de 0,14 €/kWh;
- PV2 - Preço de venda 2 com um valor para todas as horas de 0,16 €/kWh;
- PV3 - Preço de venda 3 com um valor para as horas de vazão de 0,12 €/kWh, para as horas de cheia de 0,14 €/kWh e horas de ponta de 0,16 €/kWh;
- PV4 - Preço de venda 4 com um valor para todas as horas de 0,15 €/kWh.

Nas Figuras 6.14, 6.15, 6.16 e 6.17, podem ser observados os custos, receitas e vendas totais de cada um dos PV's acima referidos respetivamente.

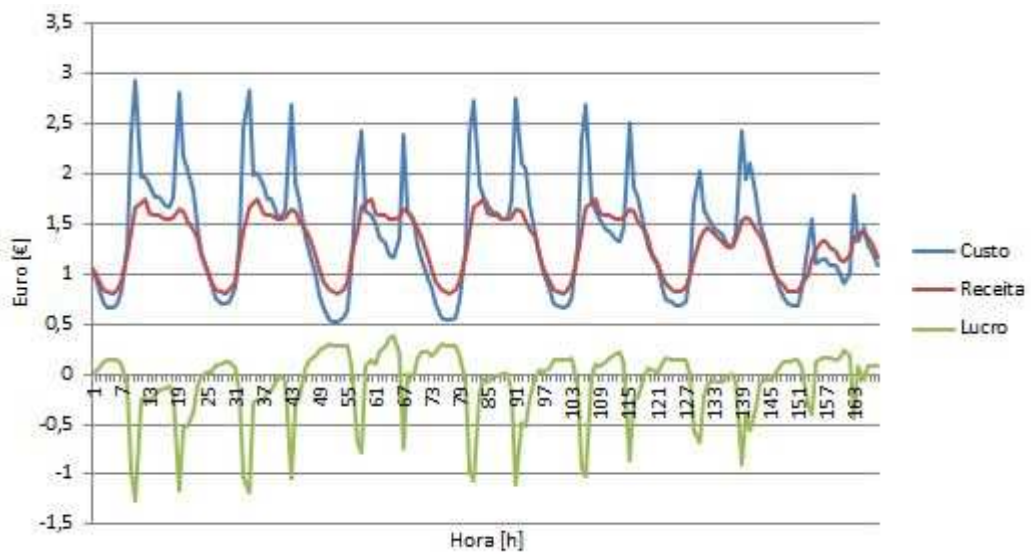


Figura 6.14 – Custo, receita e lucro do total de todos os clientes com um valor de venda PV1

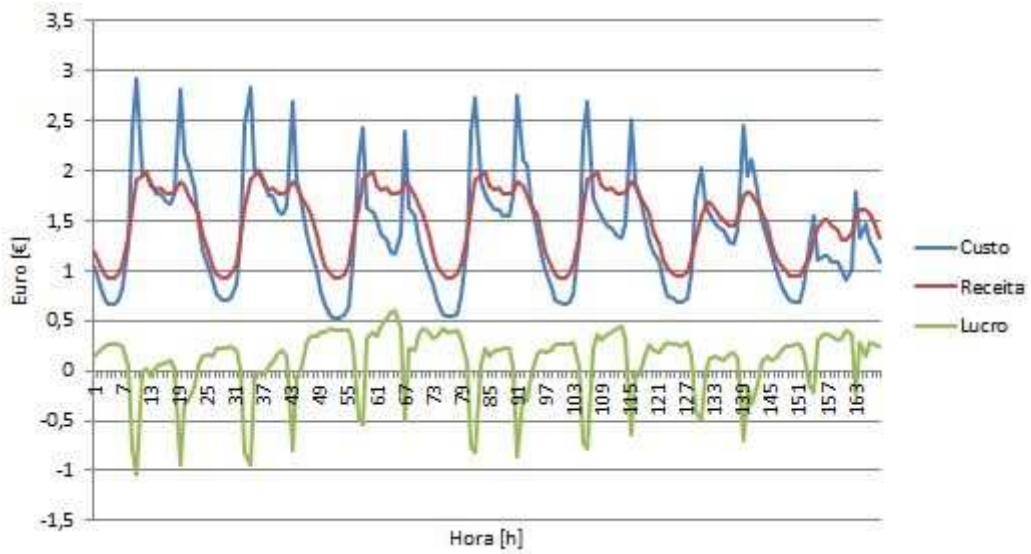


Figura 6.15 – Custo, receita e lucro do total de todos os clientes com um valor de venda PV2

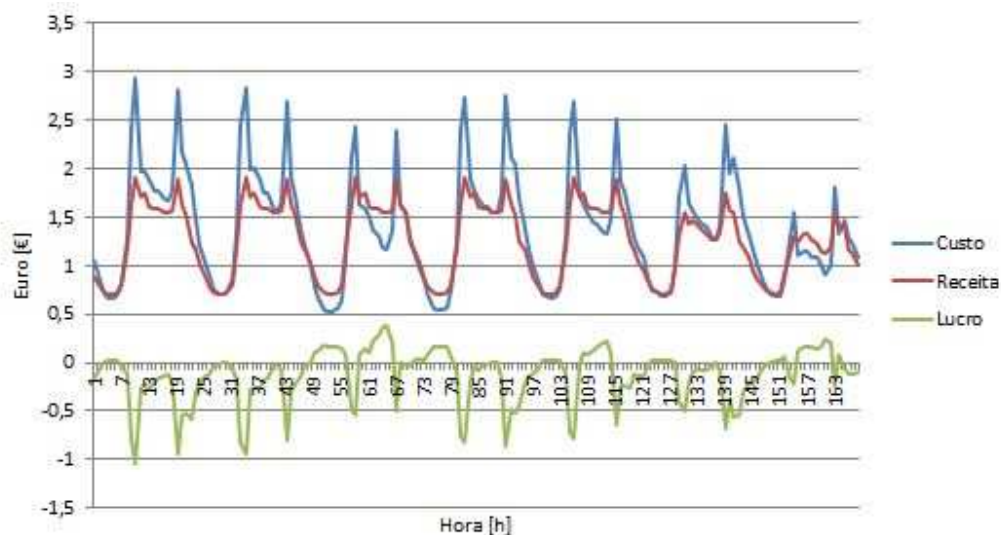


Figura 6.16 – Custo, receita e lucro do total de todos os clientes com um valor de venda PV3

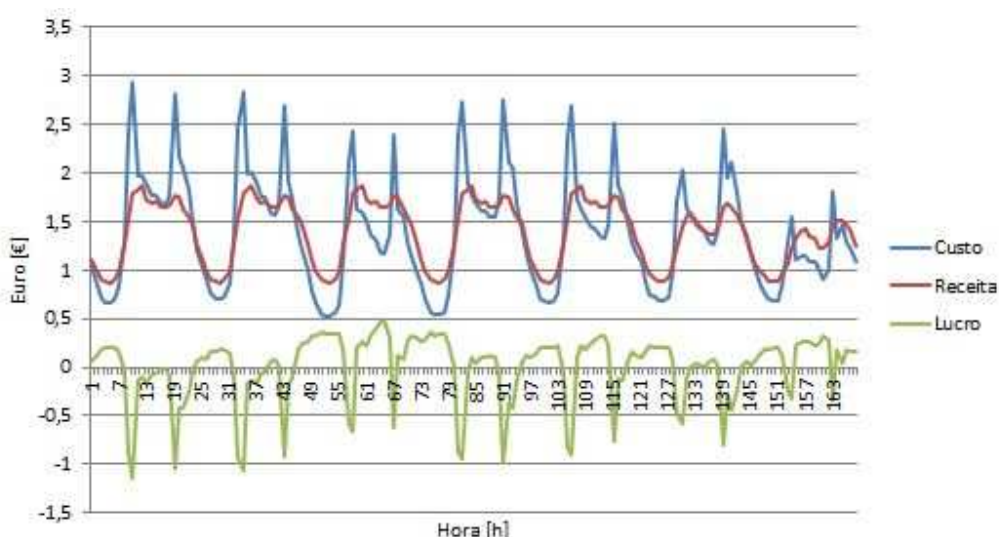


Figura 6.17 – Custo, receita e lucro do total de todos os clientes com um valor de venda PV4

De seguida foram simulados dez cenários diferentes das seguintes formas:

- Cenário 1 – Cenário base;
- Cenário 2 – Igual ao cenário 1, porém o cliente BTN B1 consome 90%;
- Cenário 3 – Igual ao cenário 1, porém o cliente BTN B1 consome 80%;
- Cenário 4 – Igual ao cenário 1, porém o cliente BTN B1 consome 110%;
- Cenário 5 – Igual ao cenário 1, porém o valor de venda de energia elétrica da OMEI é de 110% e todos os clientes consomem 90%;
- Cenário 6 – Igual ao cenário 1, porém o valor de venda de energia elétrica da OMEI é de 90% e todos os clientes consomem 90%;
- Cenário 7 – Igual ao cenário 1, porém o valor de venda de energia elétrica da OMEI é de 80% e todos os clientes consomem 90%;

- Cenário 8 – Igual ao cenário 1, porém o valor de venda de energia elétrica da OMEI é de 110% e todos os clientes consomem 80%;
- Cenário 9 – Igual ao cenário 1, porém o valor de venda de energia elétrica da OMEI é de 90% e todos os clientes consomem 80%;
- Cenário 10 – Igual ao cenário 1, porém o valor de venda de energia elétrica da OMEI é de 80% e todos os clientes consomem 80%.

Na Figura 6.18 está apresentado em diagrama o modo como os preços de venda, que são alterados pelo agregador (ou seja, são passíveis de contratualizar entre agregador/cliente), estão aplicados aos diferentes cenários, cenários estes que não são manipulados pelo agregador.

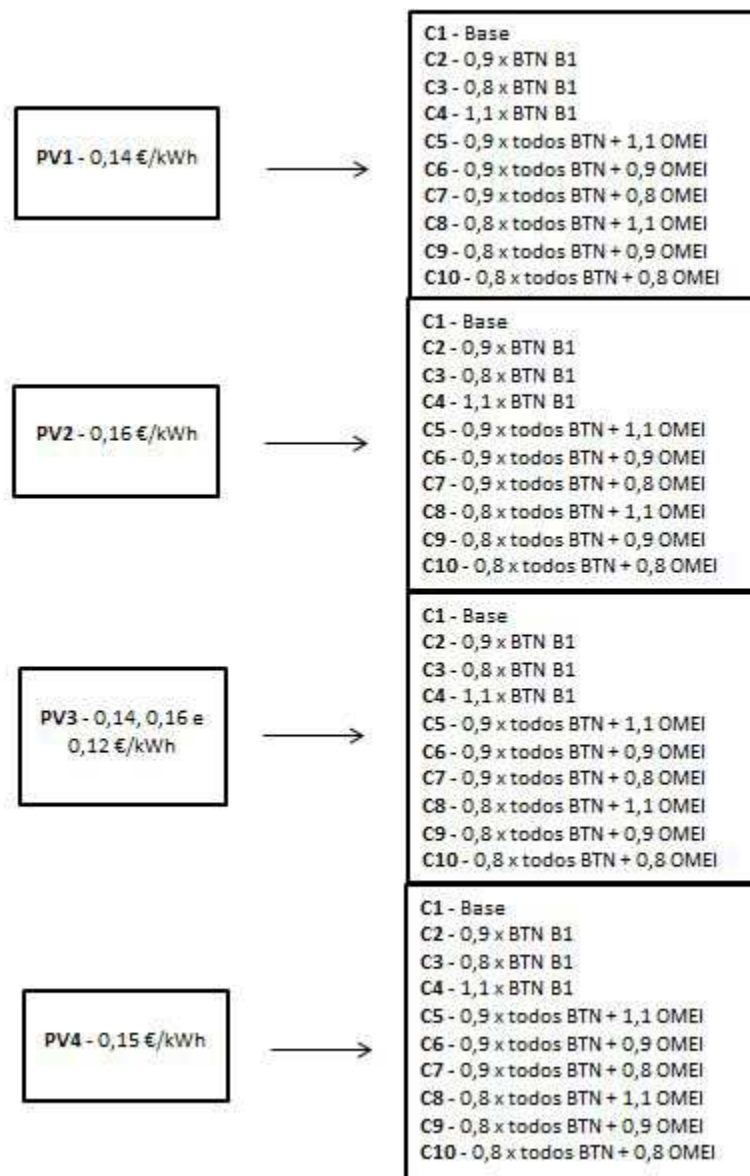


Figura 6.18 – Diagrama da aplicação dos preços de venda aos vários cenários

## 6.2 – Determinação da rentabilidade e risco da carteira

Para cada um dos cenários existem quatro preços de venda diferentes, o que permite obter os valores de rentabilidade esperada para cada um dos clientes, ou seja, de cada um dos ativos, para cada cenário, e com quatro preços de venda diferentes, de acordo com a expressão 2.1. Para o PV1, foram obtidas, nos dez diferentes cenários, as rentabilidades, indicadas na Figura 6.19.

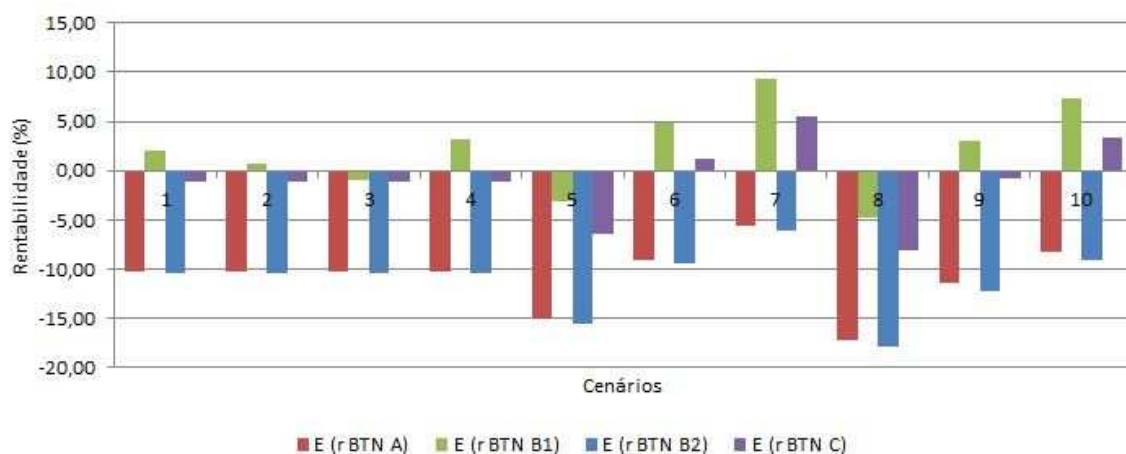


Figura 6.19 – Rentabilidades dos dez cenários obtidos ao PV1

São apresentadas de seguida as rentabilidades nos dez cenários para os PV2, PV3 e PV4, nas Figuras 6.20, 6.21 e 6.22.

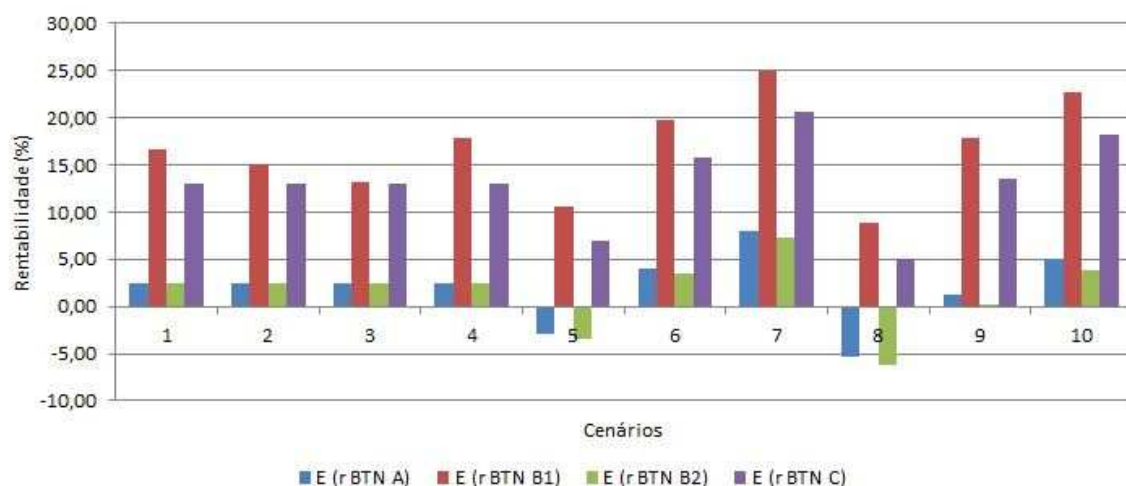


Figura 6.20 – Rentabilidades dos dez cenários obtidos ao PV2

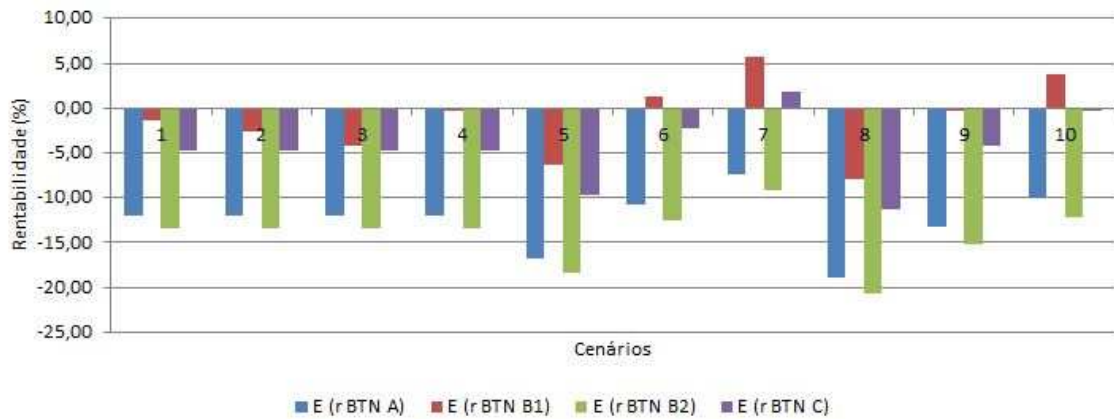


Figura 6.21 – Rentabilidades dos dez cenários obtidos ao PV3

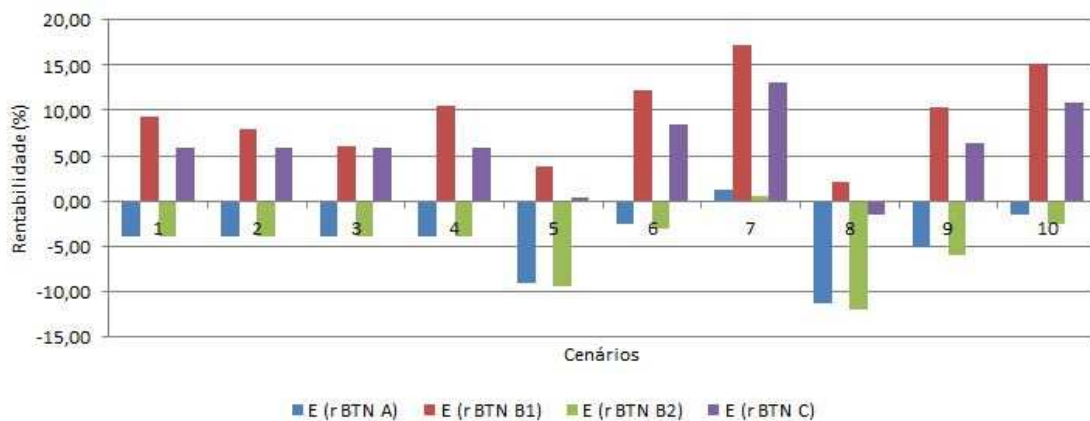


Figura 6.22 – Rentabilidades dos dez cenários obtidos ao PV4

A rentabilidade esperada para cada ativo  $E(r)$ , considerando que a sua probabilidade de ocorrência de cada cenário é igual para os dez cenários em estudo, ou seja, cada cenário terá uma probabilidade de ocorrência de 10%.

Foi calculada a rentabilidade de cada ativo, para os quatro preços de venda diferentes, de acordo com a expressão 2.2, Figura 6.23.

Onde foram obtidos os seguintes valores:

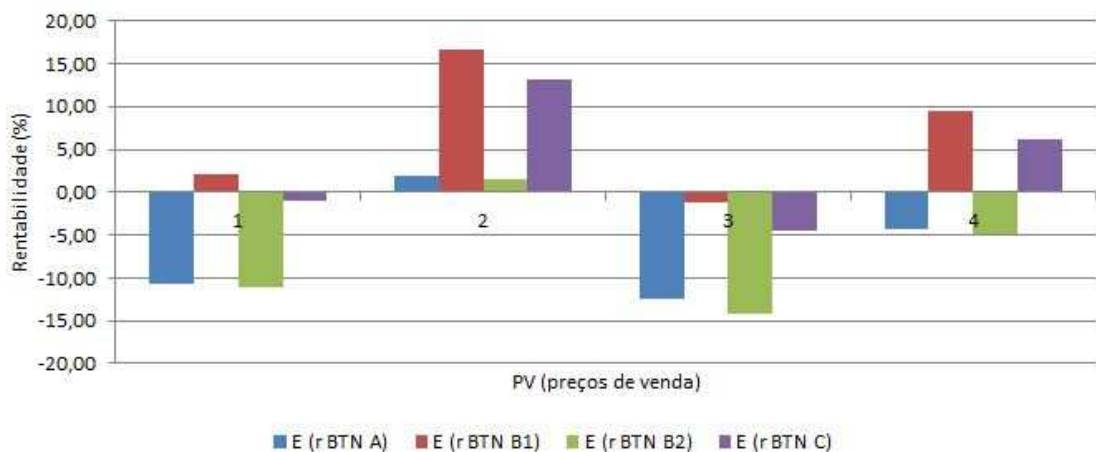


Figura 6.23 – Rentabilidades obtidas em cada preço de venda

Calculou-se também o risco de cada ativo, que é associado à instabilidade da sua rentabilidade, de acordo com a expressão 2.3, Figura 6.24.

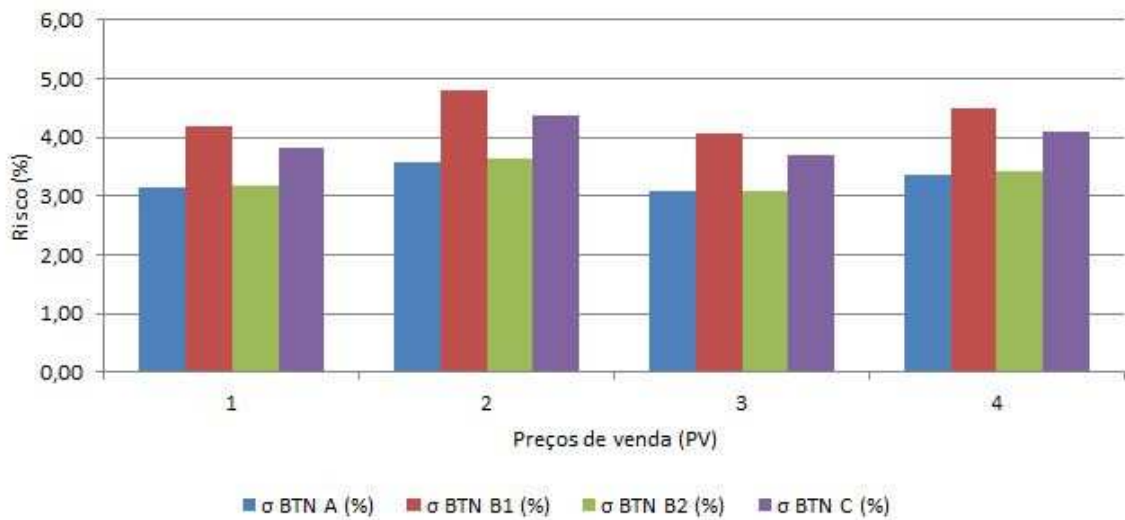


Figura 6.24 – Risco de cada ativo obtido em cada preço de venda

Deste modo compo-se a carteira de ativos, sendo que numa primeira fase foi necessário decidir qual a participação de cada um dos ativos na carteira (Figura 6.25), para assim ser possível com a expressão 2.4, obter o valor do retorno esperado da carteira de ativos.

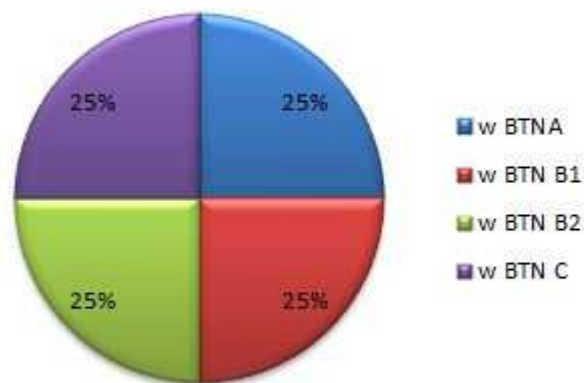


Figura 6.25 – Ponderação dos ativos na carteira

Foi considerada a mesma ponderação dos ativos para os diferentes preços de venda de energia elétrica permitindo, assim obter os valores apresentados na Figura 6.26.

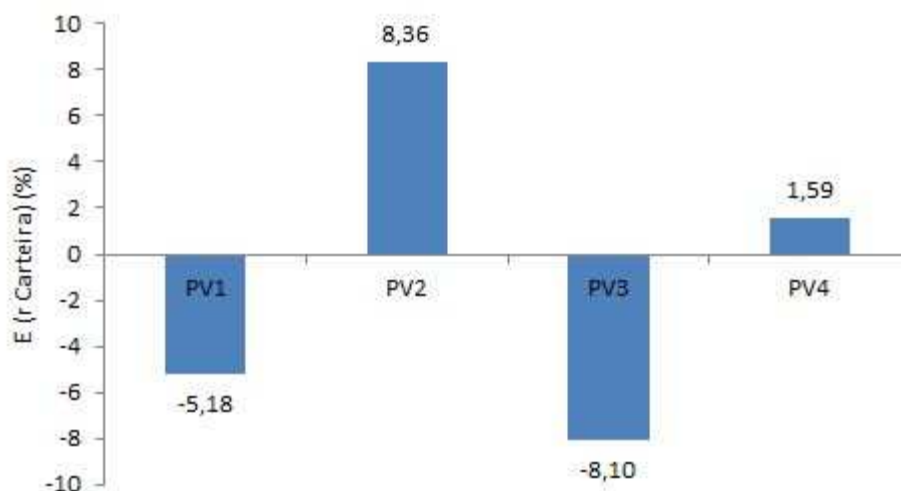


Figura 6.26 – Rentabilidade esperada da carteira em cada preço de venda

A variância ou risco da carteira calcula-se através da expressão 2.6 que para uma carteira com quatro ativos é representada pela expressão 5.1.

De modo a existir condições para o cálculo da variância da carteira foi necessário calcular as matrizes de covariâncias e de correlação linear, que estão apresentadas nas Tabelas 6.1 e 6.2.

Tabela 6.1 – Matriz de covariância entre os ativos para o PV1

| PV1                      | $\sigma_{\text{BTN A}}$ | $\sigma_{\text{BTN B1}}$ | $\sigma_{\text{BTN B2}}$ | $\sigma_{\text{BTN C}}$ |
|--------------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------------|
| $\sigma_{\text{BTN A}}$  | 0,00098                 | 0,00121                  | 0,00099                  | 0,00118                 |
| $\sigma_{\text{BTN B1}}$ | 0,00121                 | 0,00176                  | 0,00117                  | 0,00155                 |
| $\sigma_{\text{BTN B2}}$ | 0,00099                 | 0,00117                  | 0,00101                  | 0,00116                 |
| $\sigma_{\text{BTN C}}$  | 0,00118                 | 0,00155                  | 0,00116                  | 0,00147                 |

Tabela 6.2 – Matriz de correlação linear entre os ativos para o PV1

| PV1                    | $\rho_{\text{BTN A}}$ | $\rho_{\text{BTN B1}}$ | $\rho_{\text{BTN B2}}$ | $\rho_{\text{BTN C}}$ |
|------------------------|-----------------------|------------------------|------------------------|-----------------------|
| $\rho_{\text{BTN A}}$  | 1                     | 0,91726                | 0,99485                | 0,98083               |
| $\rho_{\text{BTN B1}}$ | 0,91726               | 1                      | 0,88008                | 0,96210               |
| $\rho_{\text{BTN B2}}$ | 0,99485               | 0,88008                | 1                      | 0,95602               |
| $\rho_{\text{BTN C}}$  | 0,98083               | 0,96210                | 0,95602                | 1                     |

Calcularam-se igualmente as restantes matrizes de covariância e de correlação linear para os preços de venda PV2, PV3 e PV4.

As matrizes de covariância e correlação linear foram calculadas através das expressões 2.7 e 2.8. Os resultados obtidos são apresentados na Figura 6.27.

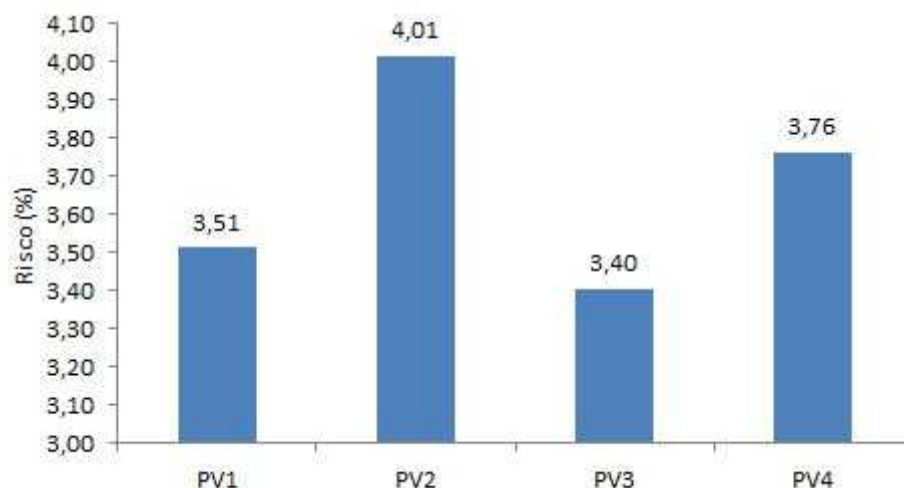


Figura 6.27 – Variâncias da carteira para cada preço de venda

### 6.3 – Determinação do VaR

Para o cálculo do VaR foi utilizada a expressão 2.13. Assumiu-se um investimento inicial igual ao maior custo do negócio, ou seja procurou-se em todos os dez cenários qual o cenário com o maior custo e verificou-se que era o cenário 4, com um custo de 238,11€.

O intervalo de tempo considerado foi de sete dias (uma semana) e considerou-se um nível de confiança de 95% (equivale a um  $Z = 1,645$ ).

Os valores de VaR encontrados para os quatro diferentes preços de venda (PV), estão representados na Figura 6.28.

De acordo com o VaR, o valor máximo que se pode perder no investimento de 213,90€ (maior custo possível) é de 36,4€ para o PV1 e, assim, sucessivamente para os outros PVs (Figura 6.28).

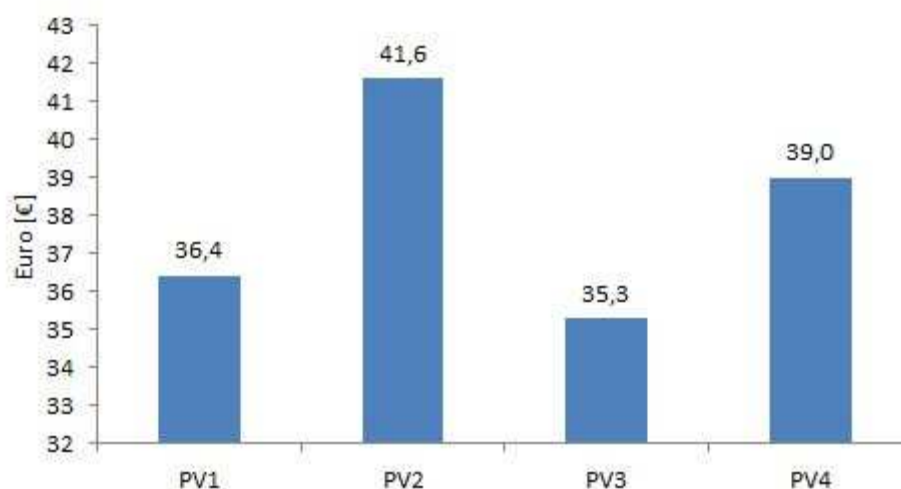


Figura 6.28 – VaR da carteira para os diferentes PVs

## 6.4 – Ponto de variância mínima da carteira de clientes

Segue-se o cálculo do ponto de variância mínima, através da minimização da expressão do risco da carteira, de acordo com a expressão 5.3.

Com os valores de rentabilidade atual da carteira de ativos, minimizou-se o seu risco, alterando assim a composição dos ativos da carteira.

Os resultados obtidos estão expostos na Figura 6.29.

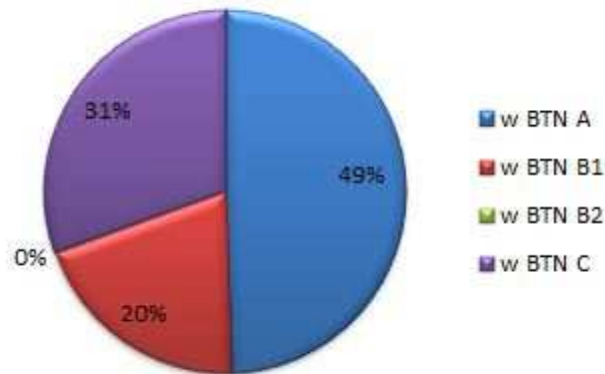


Figura 6.29 – Ponderação ótima dos ativos para o PV1

Os resultados obtidos para os PV2, PV3 e PV4, estão respresentados nas Figuras 6.30, 6.31 e 6.32 respetivamente.

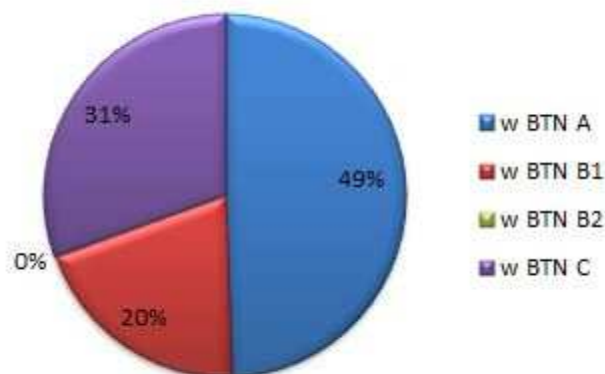


Figura 6.30 – Ponderação ótima dos ativos para o PV2

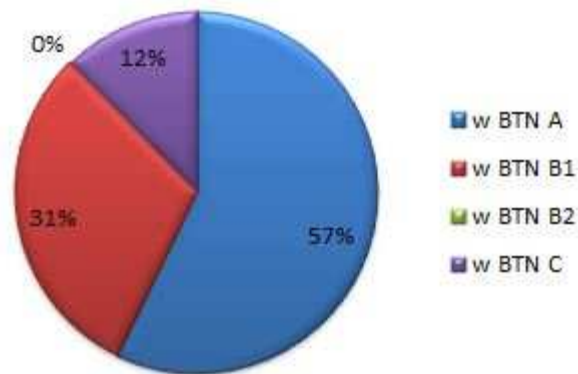


Figura 6.31 – Ponderação ótima dos ativos para o PV3

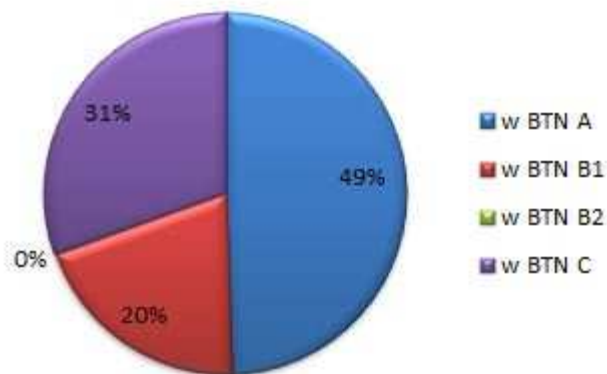


Figura 6.32 – Ponderação ótima dos ativos para o PV4

## 6.5 – Fronteira eficiente

Nesta fase pretende-se traçar a fronteira eficiente da carteira, através do cálculo da variância mínima para diferentes rentabilidades.

Para exemplificar utilizar-se-à a carteira com o PV1. Como pode ser verificado na Tabela 6.3, escolheram-se várias rentabilidades da carteira de clientes, com a manipulação o peso de cada um dos ativos (fizeram-se 11 iterações diferentes), calculando-se depois a respetiva variância mínima com a utilização da expressão 5.3.

Tabela 6.3 – Cálculo da curva eficiente para o PVI

|                                  | I1             | I2             | I3             | I4             | I5             | I6             | I7             | I8             | I9             | I10            | I11            |
|----------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| W <sub>BTNA</sub> (inicial)      | 0,10           | 0,70           | 0,60           | 0,10           | 0,10           | 0,30           | 0,20           | 0,10           | 0,10           | 0,10           | 0,10           |
| W <sub>BTNB1</sub> (inicial)     | 0,10           | 0,10           | 0,20           | 0,10           | 0,30           | 0,20           | 0,10           | 0,20           | 0,10           | 0,30           | 0,70           |
| W <sub>BTNB2</sub> (inicial)     | 0,70           | 0,10           | 0,10           | 0,50           | 0,50           | 0,20           | 0,20           | 0,30           | 0,20           | 0,10           | 0,10           |
| W <sub>BTNC</sub> (inicial)      | 0,10           | 0,10           | 0,10           | 0,30           | 0,10           | 0,30           | 0,50           | 0,40           | 0,60           | 0,50           | 0,10           |
| W <sub>BTNA</sub> (ótimo)        | 0,85           | 0,83           | 0,72           | 0,66           | 0,60           | 0,51           | 0,44           | 0,41           | 0,33           | 0,15           | 0,00           |
| W <sub>BTNB1</sub> (ótimo)       | 0,15           | 0,17           | 0,24           | 0,23           | 0,22           | 0,20           | 0,19           | 0,19           | 0,17           | 0,14           | 0,13           |
| W <sub>BTNB2</sub> (ótimo)       | 0,00           | 0,00           | 0,00           | 0,00           | 0,00           | 0,00           | 0,00           | 0,00           | 0,00           | 0,00           | 0,02           |
| W <sub>BTNC</sub> (ótimo)        | 0,00           | 0,00           | 0,05           | 0,11           | 0,19           | 0,29           | 0,37           | 0,41           | 0,50           | 0,70           | 0,85           |
| <b>E (r carteira)</b>            | <b>-0,0878</b> | <b>-0,0852</b> | <b>-0,0723</b> | <b>-0,0674</b> | <b>-0,0611</b> | <b>-0,0532</b> | <b>-0,0465</b> | <b>-0,0438</b> | <b>-0,0368</b> | <b>-0,0203</b> | <b>-0,0078</b> |
| $\sigma_P$                       | 0,0329         | 0,0328         | 0,0336         | 0,0341         | 0,0345         | 0,0350         | 0,0355         | 0,0357         | 0,0362         | 0,0375         | 0,0389         |
| <b>min <math>\sigma_P</math></b> | 0,0325         | 0,0327         | 0,0336         | 0,0339         | 0,0344         | 0,0350         | 0,0355         | 0,0357         | 0,0362         | 0,0375         | 0,0384         |

Constata-se na Tabela 6.3 que os valores dos pesos de cada um dos ativos e risco (variância) foram otimizados, para cada uma das rentabilidades. Onde estão os valores de iniciais e os valores otimizados.

Através dos valores da tabela traçou-se a curva da fronteira eficiente, como apresentado na Figura 6.33.

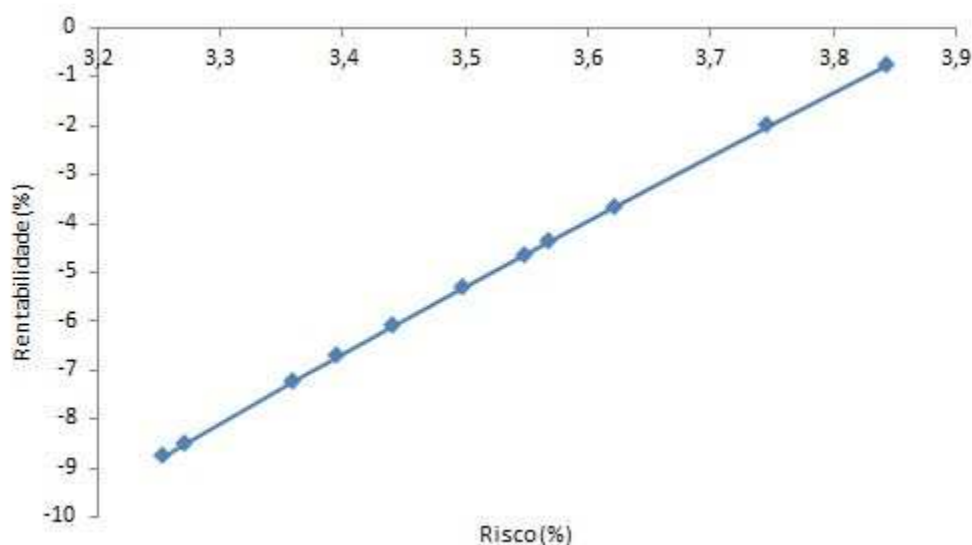


Figura 6.33 – Fronteira eficiente para o PVI

Através da aplicação do Matlab, foi obtido o gráfico apresentado na Figura 6.34, por implementação do código apresentado no apêndice.

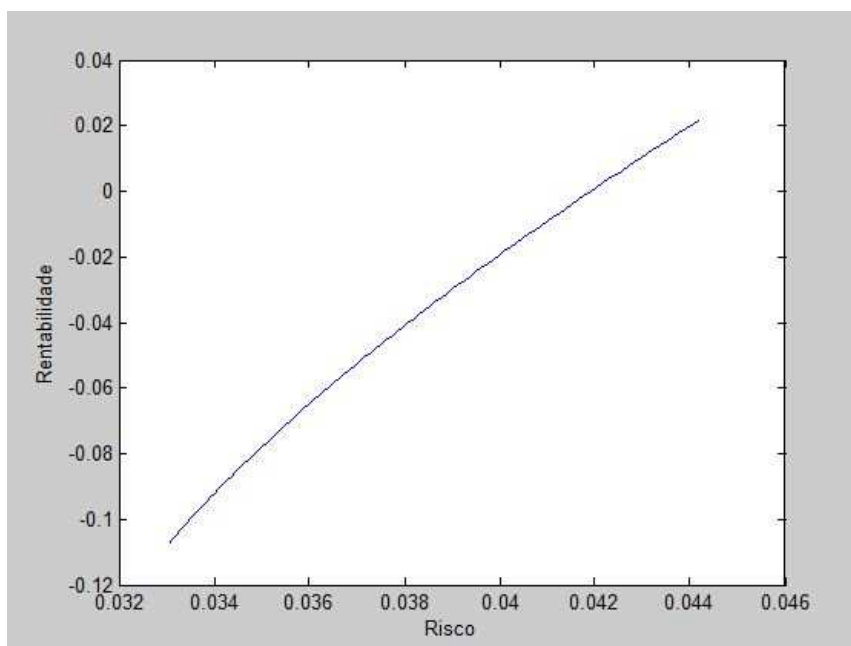


Figura 6.34 – Fronteira eficiente para o PVI obtida pelo Matlab

Na Figura 6.35 são representados os valores ótimos (que permite obter a curva da fronteira eficiente) e os valores iniciais, de modo a verificar que esses valores ficam todos abaixo da curva da fronteira eficiente.

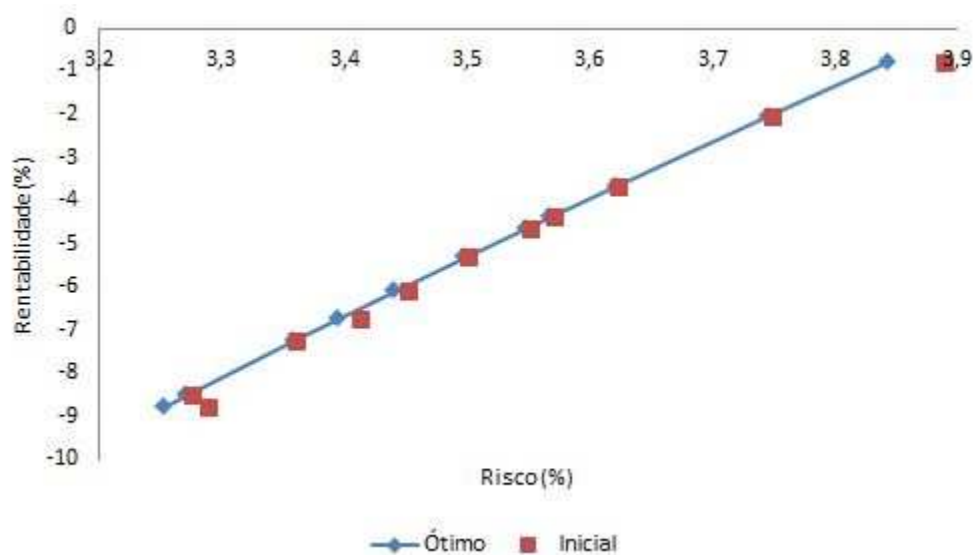


Figura 6.35 – Fronteira eficiente e valores iniciais para o PVI

Constata-se que o peso de cada um dos ativos, quando é otimizado ao seu risco mínimo altera-se substancialmente, como pode ser observado na Tabela 6.3 e mais em pormenor nas Figuras 6.36, 6.37 e 6.38, utilizando vários valores de interações, nomeadamente as iterações 1, 6 e 11.

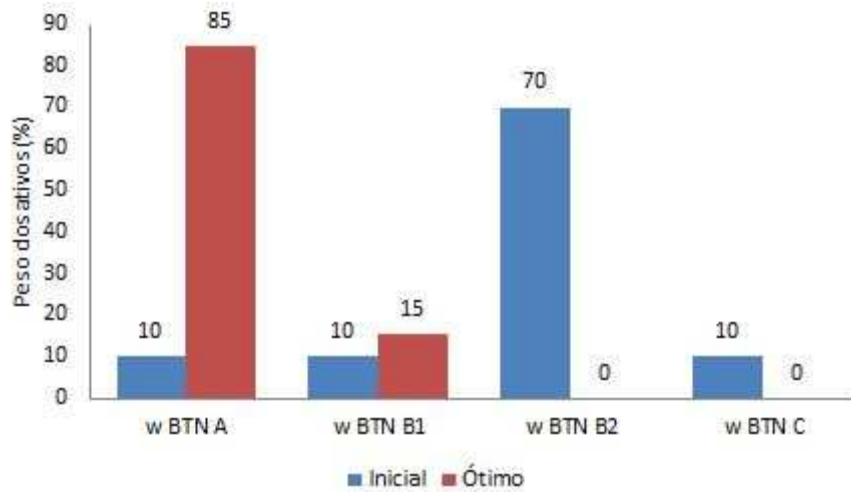


Figura 6.36 – Evolução dos pesos dos ativos na iteração 1 para o PVI

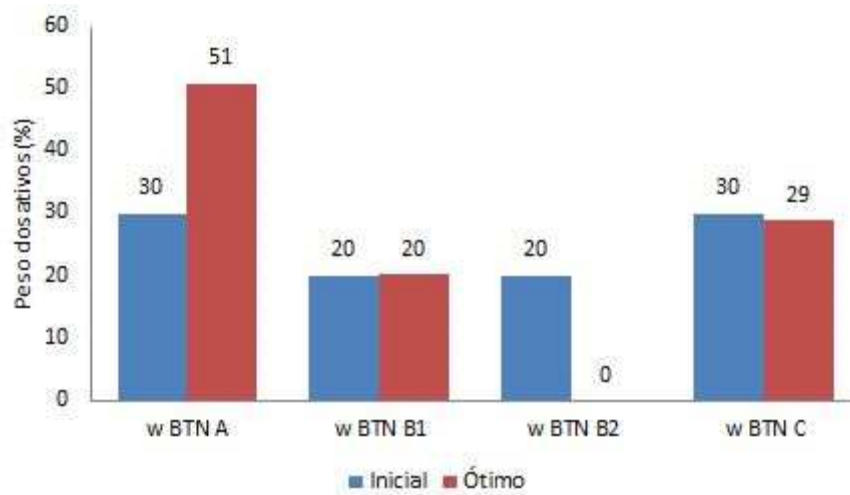


Figura 6.37 – Evolução dos pesos dos ativos na iteração 6 para o PVI

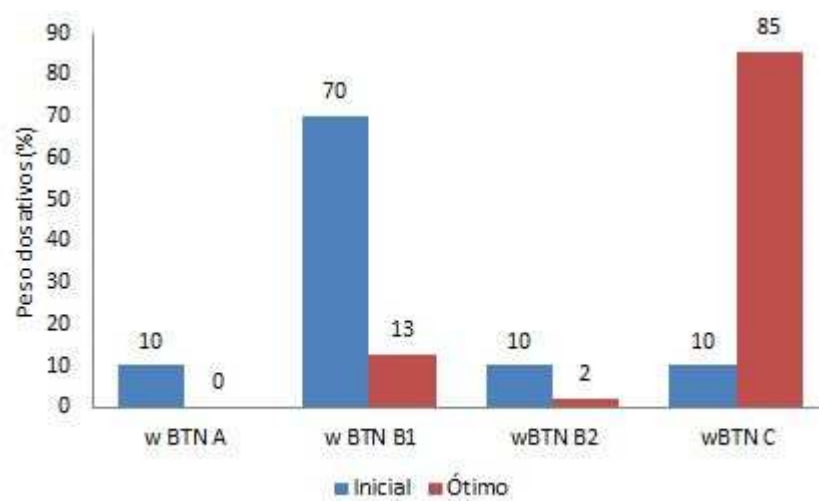


Figura 6.38 – Evolução dos pesos dos ativos na iteração 11 para o PVI

Procedeu-se da mesma forma para o cálculo de PV2, PV3 e PV4, (contudo só com as iterações 1 e 11 para a análise em gráfico dos pesos dos ativos) onde se obtiveram os resultados apresentados de seguida.

- Resultados obtidos com o PV2:

Tabela 6.4 – Cálculo da curva eficiente para o PV2

|                                  | I1            | I2            | I3            | I4            | I5            | I6            | I7            | I8            | I9            | I10           | I11           |
|----------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| $W_{BTNA}$ (inicial)             | 0,10          | 0,70          | 0,60          | 0,20          | 0,40          | 0,50          | 0,20          | 0,30          | 0,10          | 0,10          | 0,10          |
| $W_{BTNB1}$ (inicial)            | 0,10          | 0,10          | 0,20          | 0,10          | 0,10          | 0,30          | 0,30          | 0,10          | 0,10          | 0,40          | 0,70          |
| $W_{BTNB2}$ (inicial)            | 0,70          | 0,10          | 0,10          | 0,40          | 0,20          | 0,10          | 0,30          | 0,10          | 0,20          | 0,10          | 0,10          |
| $W_{BTNC}$ (inicial)             | 0,10          | 0,10          | 0,10          | 0,30          | 0,30          | 0,10          | 0,20          | 0,50          | 0,60          | 0,40          | 0,10          |
| $W_{BTNA}$ (ótimo)               | 0,85          | 0,83          | 0,72          | 0,66          | 0,65          | 0,58          | 0,48          | 0,43          | 0,33          | 0,10          | 0,00          |
| $W_{BTNB1}$ (ótimo)              | 0,15          | 0,17          | 0,24          | 0,23          | 0,23          | 0,21          | 0,20          | 0,19          | 0,17          | 0,14          | 0,13          |
| $W_{BTNB2}$ (ótimo)              | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,02          | 0,02          |
| $W_{BTNC}$ (ótimo)               | 0,00          | 0,00          | 0,05          | 0,11          | 0,13          | 0,21          | 0,32          | 0,38          | 0,50          | 0,74          | 0,85          |
| <b>E (r carteira)</b>            | <b>0,0425</b> | <b>0,0454</b> | <b>0,0602</b> | <b>0,0663</b> | <b>0,0673</b> | <b>0,0750</b> | <b>0,0852</b> | <b>0,0902</b> | <b>0,1009</b> | <b>0,1233</b> | <b>0,1340</b> |
| $\sigma_P$                       | 0,0376        | 0,0375        | 0,0384        | 0,0390        | 0,0390        | 0,0395        | 0,0403        | 0,0406        | 0,0414        | 0,0432        | 0,0445        |
| <b>min <math>\sigma_P</math></b> | <b>0,0372</b> | <b>0,0374</b> | <b>0,0384</b> | <b>0,0388</b> | <b>0,0389</b> | <b>0,0395</b> | <b>0,0402</b> | <b>0,0406</b> | <b>0,0414</b> | <b>0,0431</b> | <b>0,0439</b> |

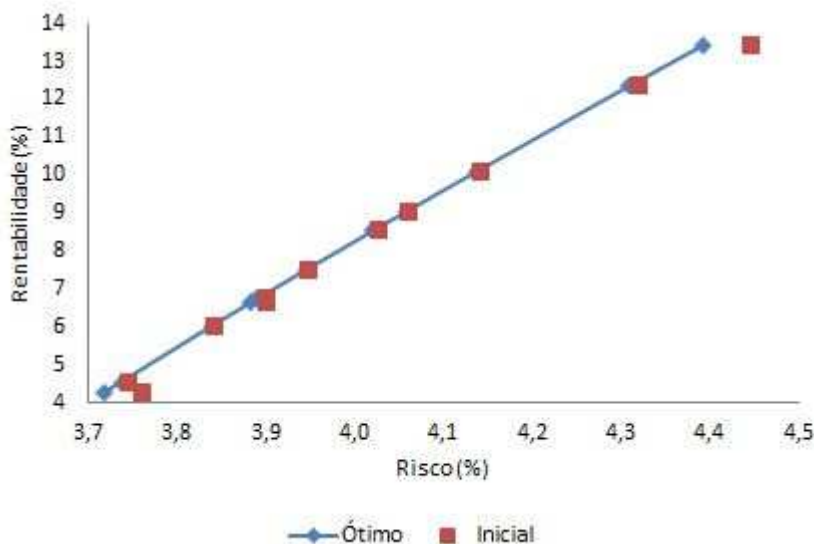


Figura 6.39 – Fronteira eficiente e valores iniciais para o PV2

Por substituição no código apresentado anteriormente dos valores das rentabilidades dos ativos, obtem-se o gráfico apresentado na Figura 6.40, e assim nas situações seguintes.

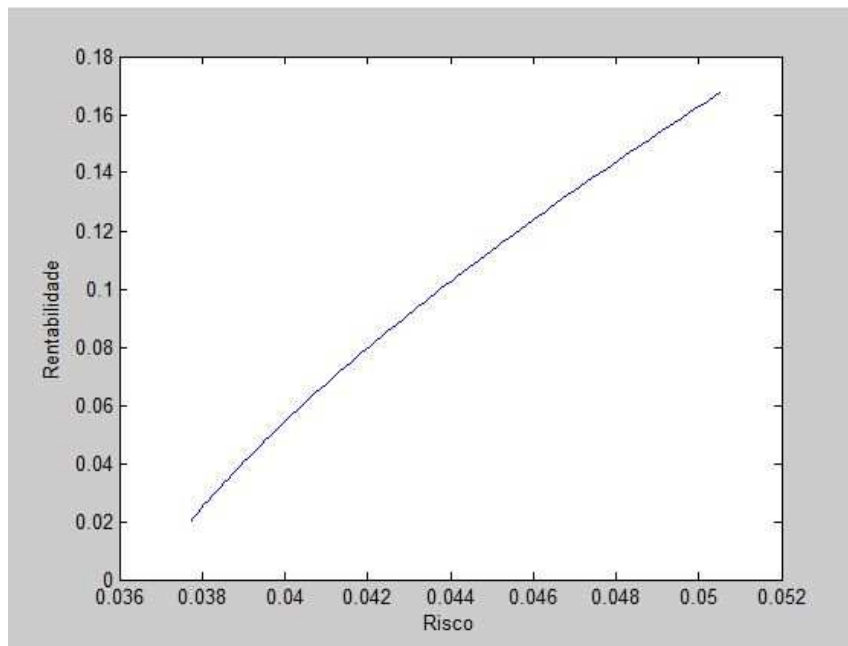


Figura 6.40 – Fronteira eficiente para o PV2 obtida pelo Matlab

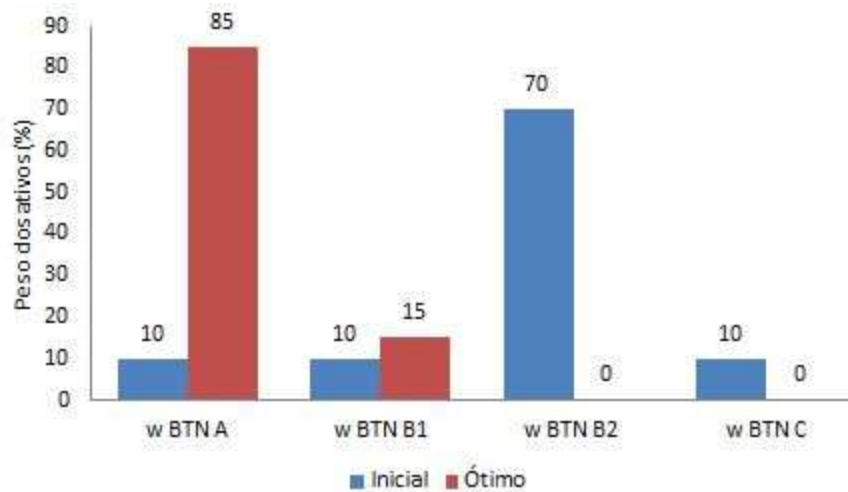


Figura 6.41 – Evolução dos pesos dos ativos na iteração 1 para o PV2

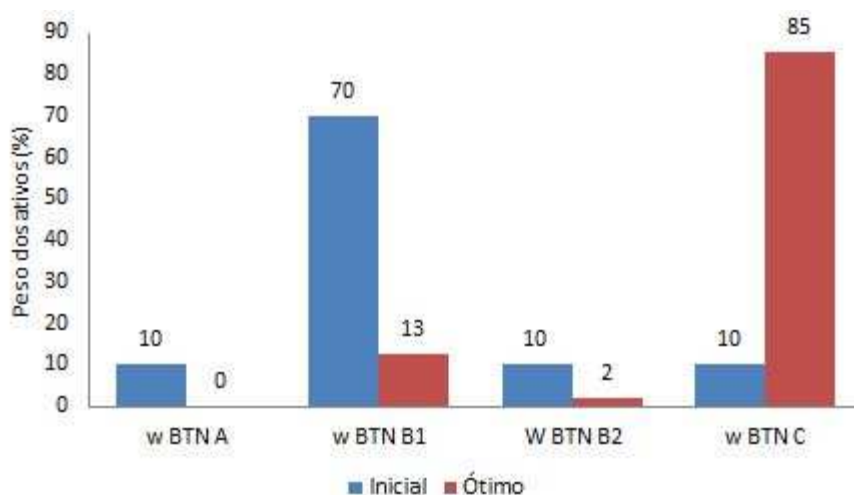


Figura 6.42 – Evolução dos pesos dos ativos na iteração 11 para o PV2

- Resultados obtidos com o PV3:

Tabela 6.5 – Cálculo da curva eficiente para o PV3

|                                  | I1             | I2             | I3             | I4             | I5             | I6             | I7             | I8             | I9             | I10            | I11            |
|----------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| w <sub>BTNA</sub> (inicial)      | 0,10           | 0,70           | 0,10           | 0,50           | 0,30           | 0,10           | 0,20           | 0,10           | 0,10           | 0,10           | 0,10           |
| w <sub>BTNB1</sub> (inicial)     | 0,10           | 0,10           | 0,20           | 0,20           | 0,30           | 0,40           | 0,20           | 0,10           | 0,60           | 0,50           | 0,70           |
| w <sub>BTNB2</sub> (inicial)     | 0,70           | 0,10           | 0,50           | 0,10           | 0,20           | 0,30           | 0,10           | 0,10           | 0,20           | 0,10           | 0,10           |
| w <sub>BTNC</sub> (inicial)      | 0,10           | 0,10           | 0,20           | 0,20           | 0,20           | 0,20           | 0,50           | 0,70           | 0,10           | 0,30           | 0,10           |
| w <sub>BTNA</sub> (ótimo)        | 0,93           | 0,84           | 0,73           | 0,67           | 0,54           | 0,41           | 0,35           | 0,29           | 0,20           | 0,12           | 0,03           |
| w <sub>BTNB1</sub> (ótimo)       | 0,07           | 0,16           | 0,27           | 0,32           | 0,30           | 0,28           | 0,28           | 0,27           | 0,26           | 0,25           | 0,24           |
| w <sub>BTNB2</sub> (ótimo)       | 0,00           | 0,00           | 0,00           | 0,00           | 0,00           | 0,00           | 0,00           | 0,00           | 0,00           | 0,00           | 0,00           |
| w <sub>BTNC</sub> (ótimo)        | 0,00           | 0,00           | 0,00           | 0,02           | 0,16           | 0,30           | 0,37           | 0,44           | 0,54           | 0,64           | 0,73           |
| <b>E (r carteira)</b>            | <b>-0,1172</b> | <b>-0,1076</b> | <b>-0,0946</b> | <b>-0,0883</b> | <b>-0,0786</b> | <b>-0,0689</b> | <b>-0,0641</b> | <b>-0,0593</b> | <b>-0,0527</b> | <b>-0,0463</b> | <b>-0,0398</b> |
| $\sigma_p$                       | 0,0318         | 0,0320         | 0,0332         | 0,0334         | 0,0342         | 0,0351         | 0,0353         | 0,0357         | 0,0365         | 0,0369         | 0,0376         |
| <b>min <math>\sigma_p</math></b> | <b>0,0312</b>  | <b>0,0318</b>  | <b>0,0328</b>  | <b>0,0333</b>  | <b>0,0340</b>  | <b>0,0348</b>  | <b>0,0352</b>  | <b>0,0356</b>  | <b>0,0362</b>  | <b>0,0367</b>  | <b>0,0373</b>  |

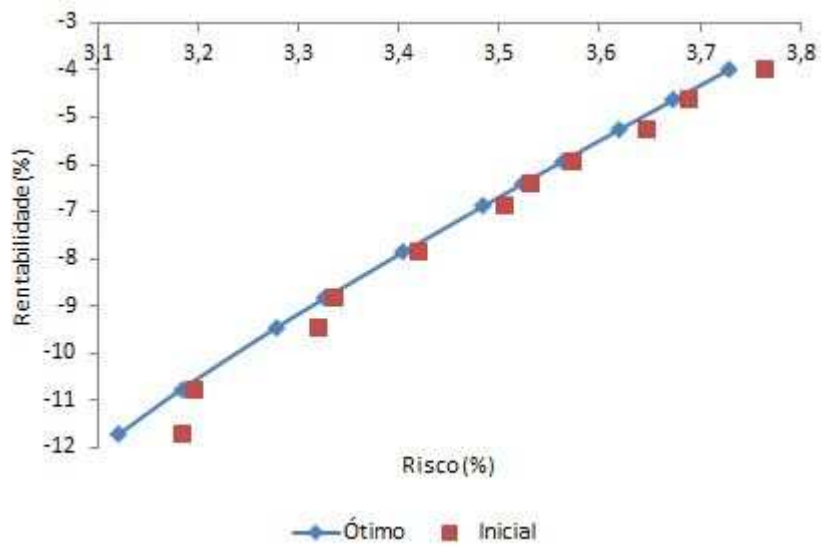


Figura 6.43 – Fronteira eficiente e valores iniciais para o PV3

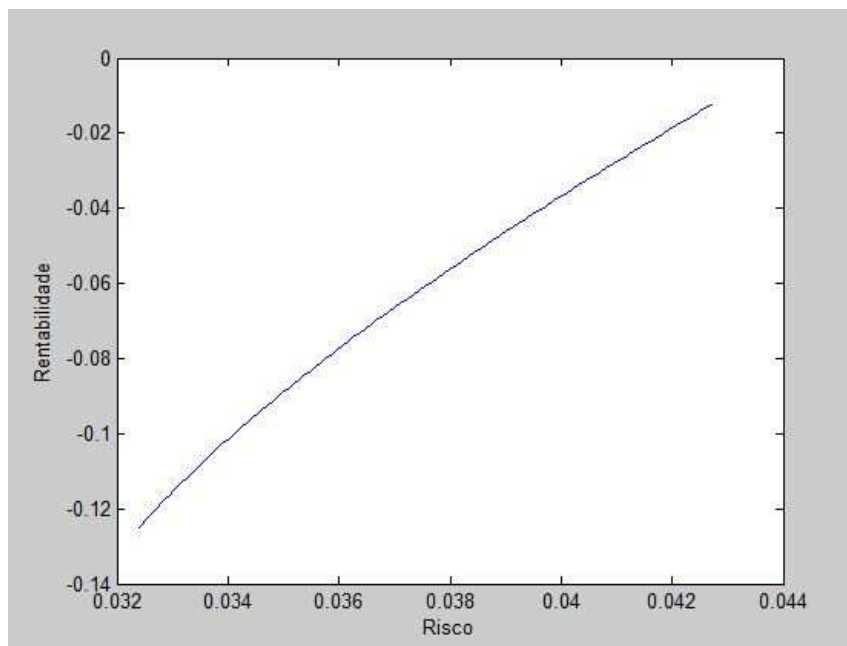


Figura 6.44 – Fronteira eficiente para o PV3 obtida pelo Matlab

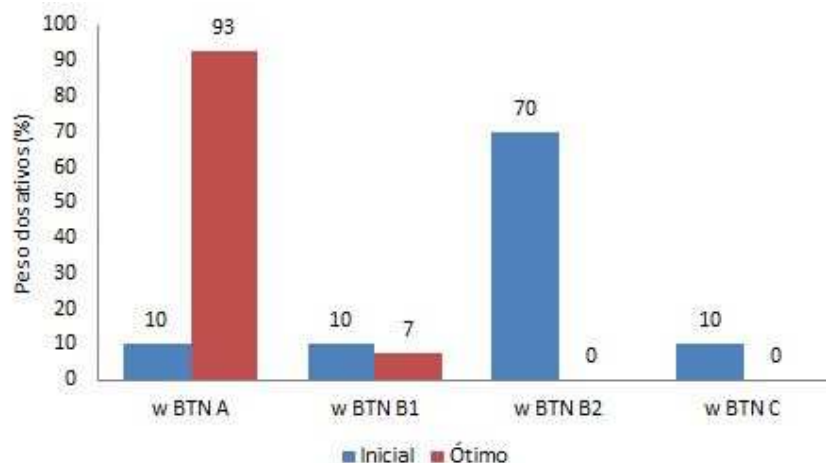


Figura 6.45 – Evolução dos pesos dos ativos na iteração 1 para o PV3

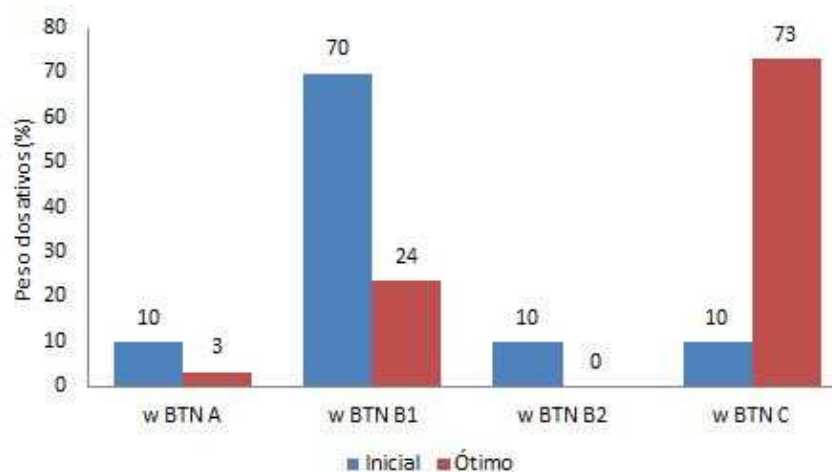


Figura 6.46 – Evolução dos pesos dos ativos na iteração 11 para o PV3

- Resultados obtidos com o PV4:

Tabela 6.6 – Cálculo da curva eficiente para o PV4

|                                  | I1             | I2             | I3             | I4            | I5            | I6            | I7            | I8            | I9            | I10           | I11           |
|----------------------------------|----------------|----------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| W <sub>BTNA</sub> (inicial)      | 0,10           | 0,70           | 0,30           | 0,40          | 0,20          | 0,10          | 0,20          | 0,10          | 0,10          | 0,10          | 0,10          |
| W <sub>BTNB1</sub> (inicial)     | 0,10           | 0,10           | 0,20           | 0,10          | 0,40          | 0,20          | 0,30          | 0,10          | 0,60          | 0,40          | 0,70          |
| W <sub>BTNB2</sub> (inicial)     | 0,70           | 0,10           | 0,40           | 0,10          | 0,30          | 0,20          | 0,20          | 0,20          | 0,20          | 0,10          | 0,10          |
| W <sub>BTNC</sub> (inicial)      | 0,10           | 0,10           | 0,10           | 0,40          | 0,10          | 0,50          | 0,30          | 0,60          | 0,10          | 0,40          | 0,10          |
| W <sub>BTNA</sub> (ótimo)        | 0,85           | 0,83           | 0,73           | 0,54          | 0,45          | 0,41          | 0,37          | 0,33          | 0,16          | 0,10          | 0,00          |
| W <sub>BTNB1</sub> (ótimo)       | 0,15           | 0,17           | 0,24           | 0,21          | 0,19          | 0,19          | 0,18          | 0,17          | 0,14          | 0,14          | 0,13          |
| W <sub>BTNB2</sub> (ótimo)       | 0,00           | 0,00           | 0,00           | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,02          | 0,02          |
| W <sub>BTNC</sub> (ótimo)        | 0,00           | 0,00           | 0,03           | 0,25          | 0,36          | 0,41          | 0,45          | 0,50          | 0,69          | 0,74          | 0,85          |
| <b>E (r carteira)</b>            | <b>-0,0226</b> | <b>-0,0199</b> | <b>-0,0074</b> | <b>0,0115</b> | <b>0,0207</b> | <b>0,0245</b> | <b>0,0283</b> | <b>0,0321</b> | <b>0,0488</b> | <b>0,0531</b> | <b>0,0631</b> |
| $\sigma_P$                       | 0,0353         | 0,0351         | 0,0360         | 0,0373        | 0,0380        | 0,0383        | 0,0386        | 0,0388        | 0,0404        | 0,0405        | 0,0417        |
| <b>min <math>\sigma_P</math></b> | <b>0,0349</b>  | <b>0,0350</b>  | <b>0,0359</b>  | <b>0,0373</b> | <b>0,0379</b> | <b>0,0382</b> | <b>0,0385</b> | <b>0,0388</b> | <b>0,0401</b> | <b>0,0404</b> | <b>0,0412</b> |

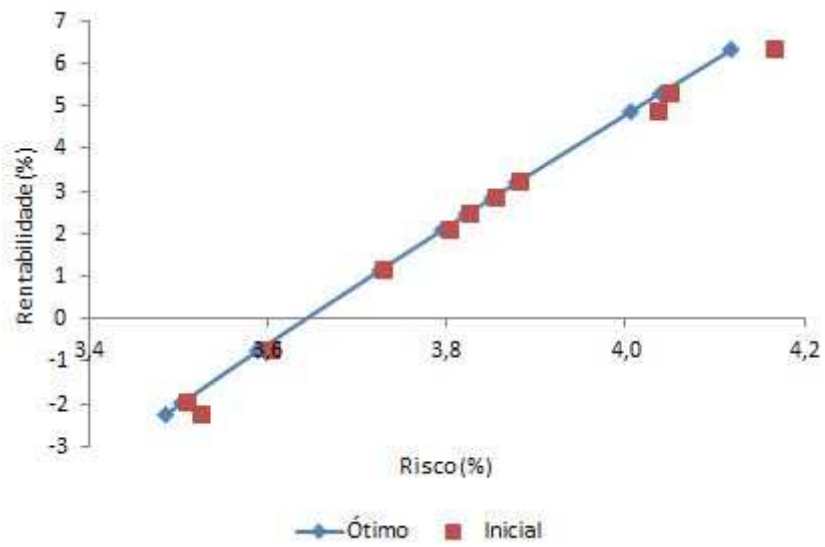


Figura 6.47 – Fronteira eficiente e valores iniciais para o PV4

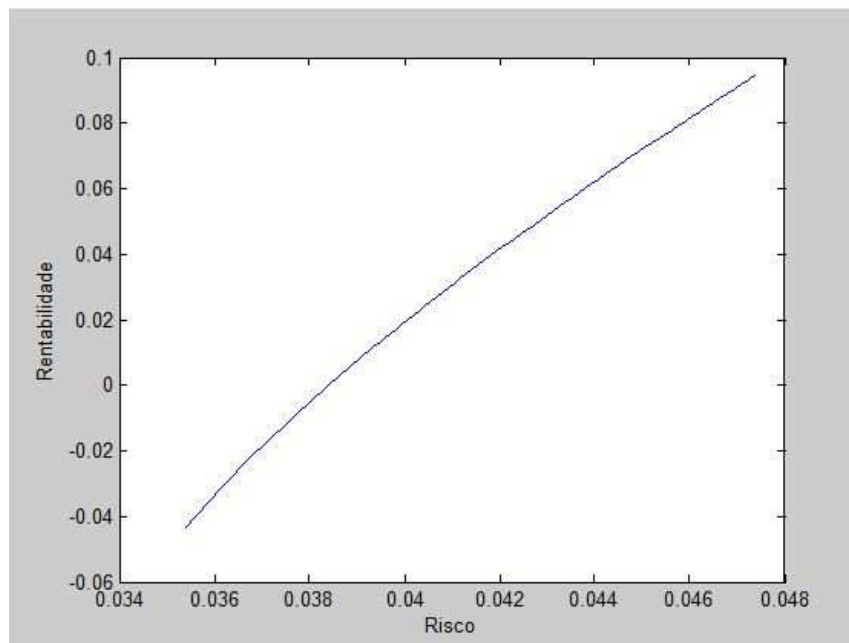


Figura 6.48 – Fronteira eficiente para o PV4 obtida pelo Matlab

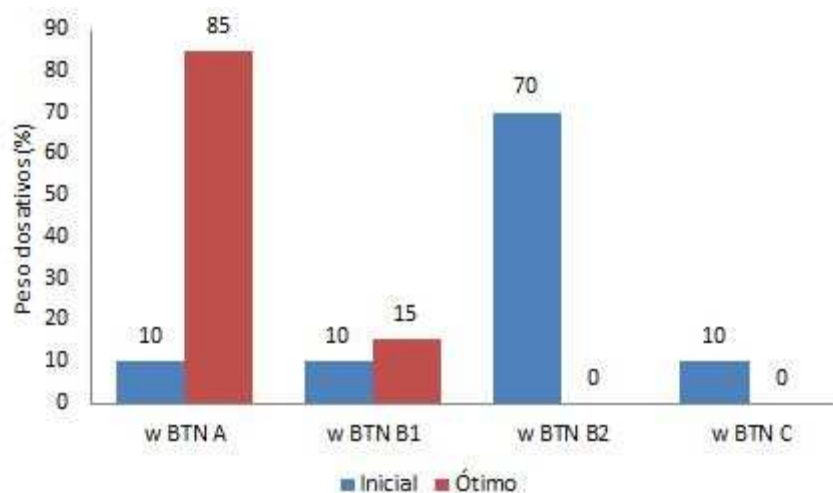


Figura 6.49 – Evolução dos pesos dos ativos na iteração 1 para o PV4

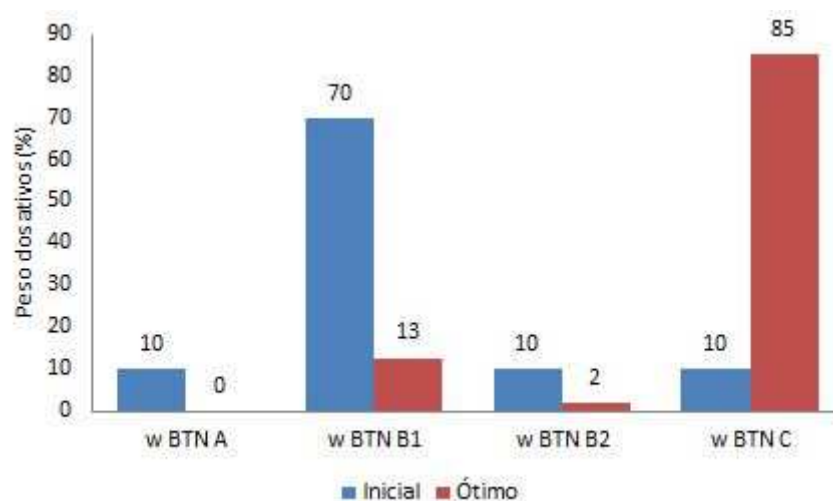


Figura 6.50 – Evolução dos pesos dos ativos na iteração 11 para o PV4

## 6.6 – Projeção do estudo para dez semanas

### 6.6.1 – Determinação da rentabilidade e risco da carteira

Neste capítulo é efetuada uma projeção do estudo para dez semanas para análise da evolução da rentabilidade e risco.

Recolheram-se mais nove semanas de perfis de consumo e de valores de compra de energia elétrica no mercado, de modo a efetuar-se um estudo com uma amostra de dez semanas (período compreendido entre os dias 04/02/2013 e 14/04/2013).

São apresentados nas Figuras 6.51, 6.52, 6.53 e 6.54 a evolução dos perfis de consumo.

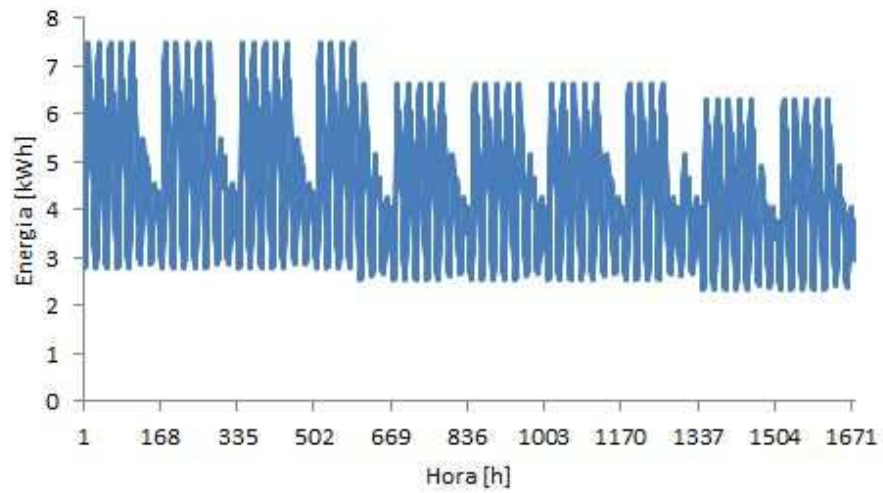


Figura 6.51 – Evolução do consumo do cliente tipo BTN A em dez semanas

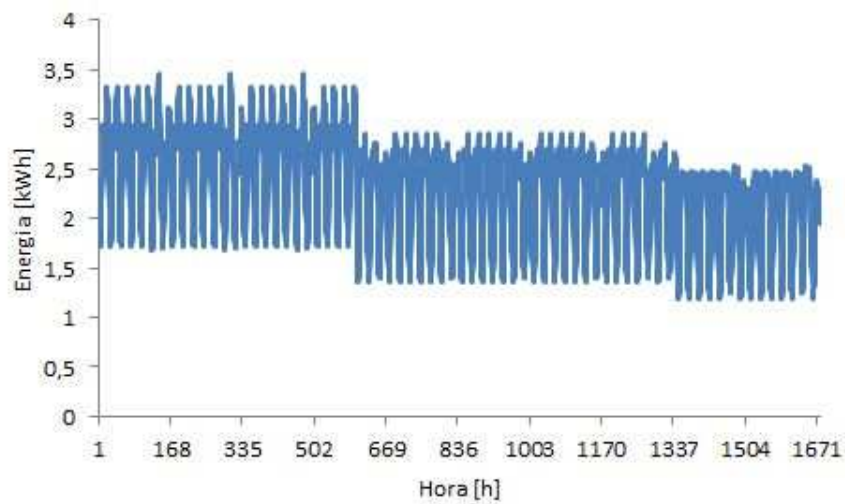


Figura 6.52 – Evolução do consumo do cliente tipo BTN B1 em dez semanas

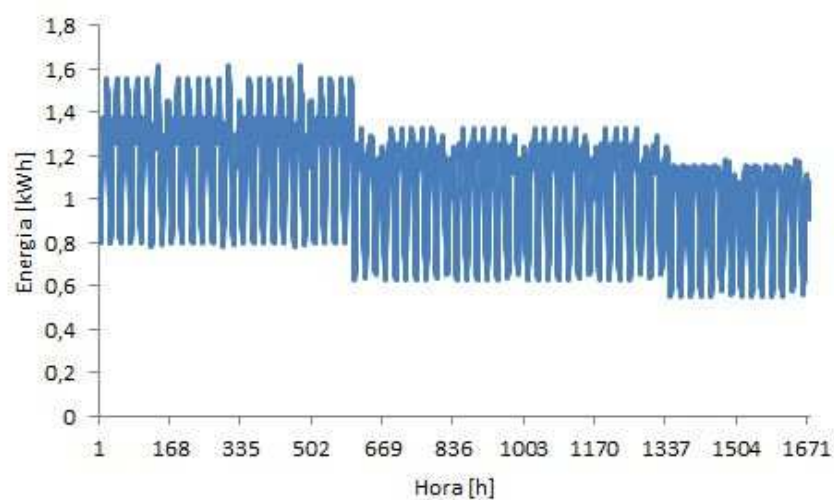


Figura 6.53 – Evolução do consumo do cliente tipo BTN B2 em dez semanas

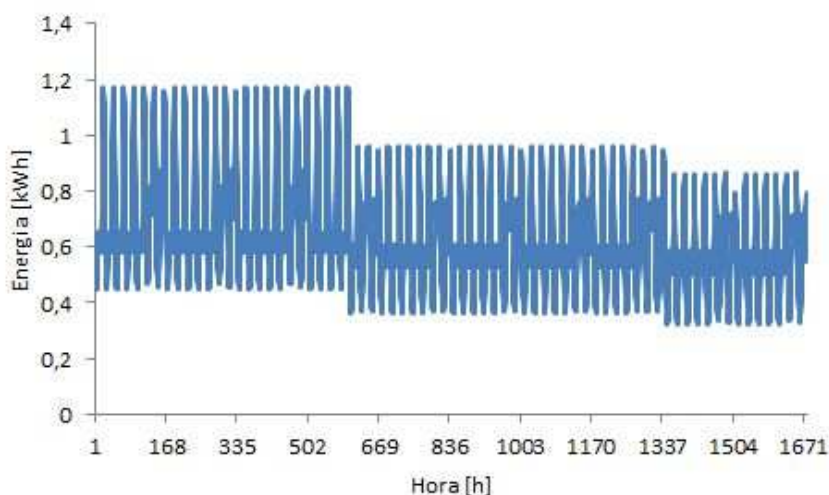


Figura 6.54 – Evolução do consumo do cliente tipo BTN C em dez semanas

Tal como referido anteriormente, qualquer um dos perfis de consumo mantem-se com um consumo constante ao longo das dez semanas, existindo no entanto um pequeno decréscimo de consumo a partir da quarta semana (início do mês de março), devido à transição de estação do ano, ou seja, de inverno para verão.

Na Figura 6.55 é apresentada a evolução dos preços de energia elétrica no mercado.

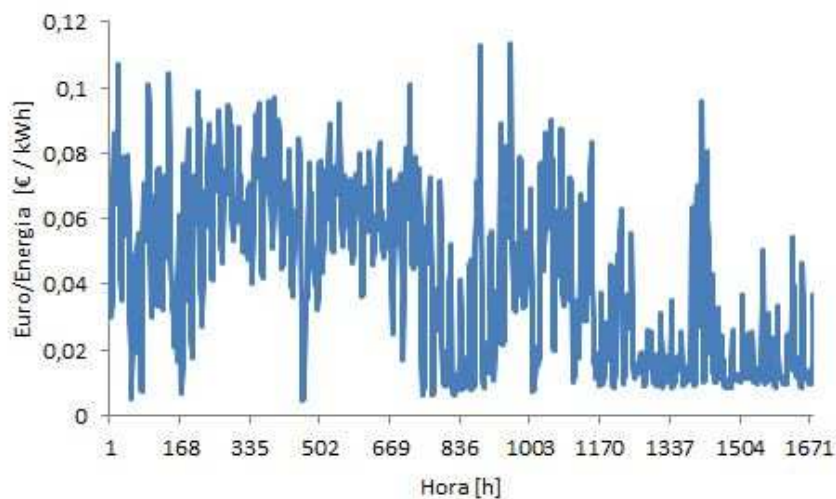


Figura 6.55 – Evolução do valor da energia adquirida no mercado em dez semanas

Uma vez mais verifica-se o referido anteriormente, ou seja, o valor da energia elétrica adquirida no mercado tem uma variação muito elevada, sendo que ao longo das dez semanas varia entre o valor de 0,111 €/kWh e os 0,049 €/kWh. Porém para demonstrar a sua elevada

variabilidade é apresentada na Tabela 6.7, os valores médios semanais da energia adquirida nos mercados durante as dez semanas.

Tabela 6.7 – Valores médios da energia elétrica adquirida no mercado

| Semanas       | Valor médio semanal da energia adquirida no mercado<br>€/ kWh |
|---------------|---|
| 04/02 - 10/02 | 0,052   |
| 11/02 - 17/02 | 0,061   |
| 18/02 - 24/02 | 0,059   |
| 25/02 - 03/03 | 0,061   |
| 04/03 - 10/03 | 0,039   |
| 11/03 - 17/03 | 0,039   |
| 18/03 - 24/03 | 0,013   |
| 25/03 - 31/03 | 0,020   |
| 01/04 - 07/04 | 0,021   |
| 08/04 - 14/04 | 0,017   |

Calculou-se de seguida a rentabilidade e risco em cada uma dessas semanas, de modo a ser possível traçar-se a sua evolução conforme apresentado nas Figuras 6.56 e 6.57. Nesta análise foram utilizados os ativos com um peso dividido equitativamente (vinte e cinco por cento para cada um) e o preço de venda contratual PV1.

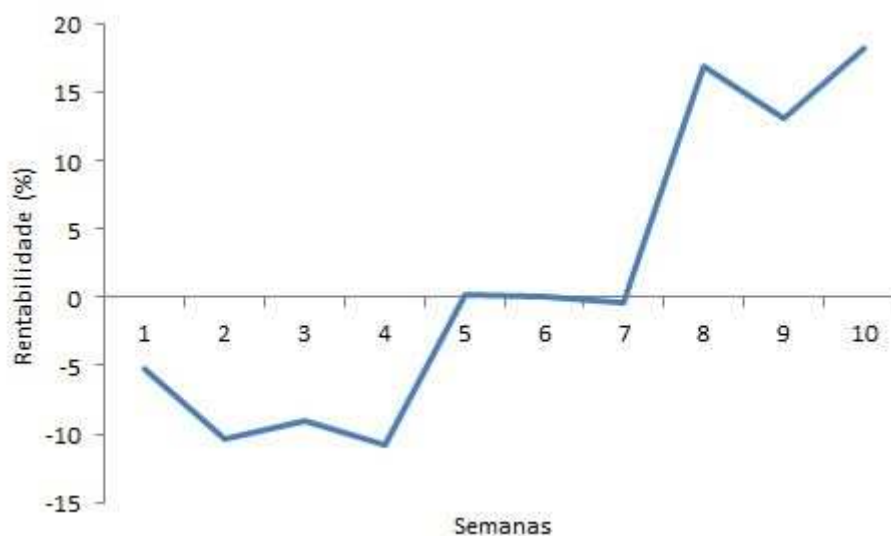


Figura 6.56 – Evolução da rentabilidade ao longo das dez semanas para o PVI

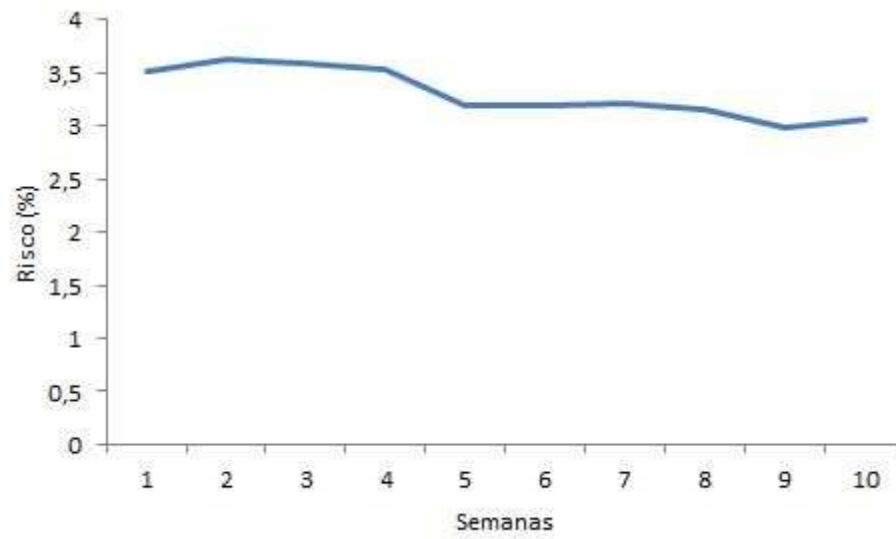


Figura 6.57 – Evolução do risco ao longo das dez semanas para o PVI

Nas Figuras 6.58 e 6.59 são apresentados as evoluções para o preço de venda contratual PV2.



Figura 6.58 – Evolução do rentabilidade ao longo das dez semanas para o PV2

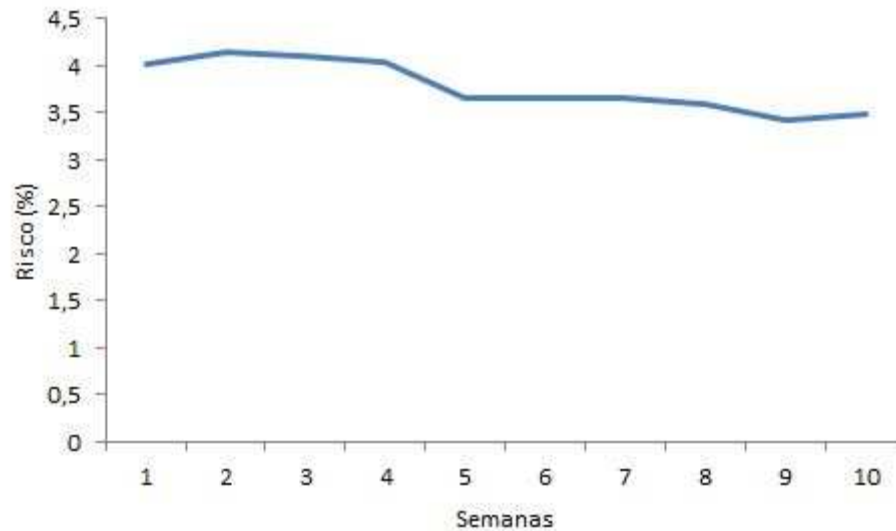


Figura 6.59 – Evolução do risco ao longo das dez semanas para o PV2

Quanto aos PV3 e PV4, não são aqui apresentados pois têm exactamente o mesmo comportamento que o PV1 e PV2, apenas variando na sua amplitude.

De modo a serem apresentados os valores de rentabilidade e risco da carteira para as dez semanas, foram inseridas nas outras nove semanas de perfil de consumo e de preços de mercado no ficheiro em excel que permitiu os cálculos para uma semana.

Os resultados alcançados estão apresentados nas Figuras 6.60 e 6.61 para os preços de venda contratuais PV1, PV2, PV3 e PV4.

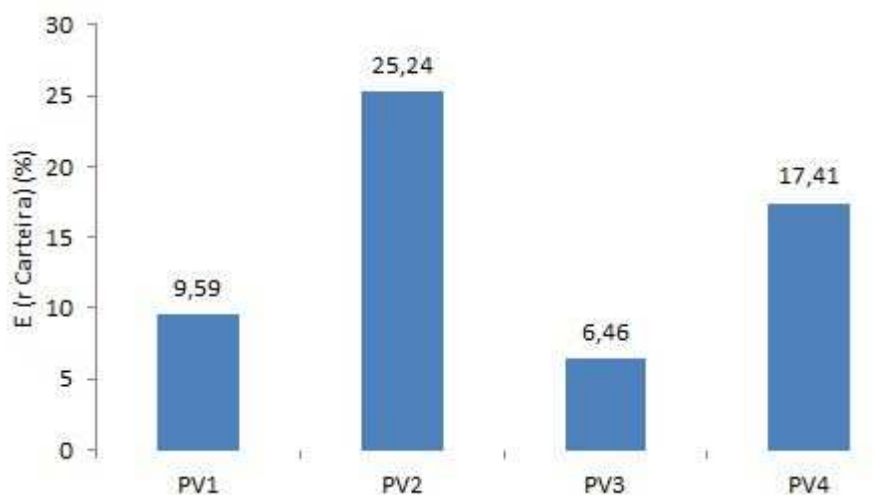


Figura 5.60 – Rentabilidade esperada da carteira em cada preço de venda

As rentabilidades obtidas no estudo com dez semanas são bem diferentes dos valores obtidos com uma semana de estudo, face à elevada variação de valores de compra de energia nos

mercados, contudo a variação é apenas em amplitude, uma vez que o PV2 é o que assegura a maior rentabilidade e o PV3 é o que tem menos rentabilidade.

De forma a ser possível calcular a variância da carteira foi necessário calcular as matrizes de covariâncias e de correlação linear, que estão apresentadas nas Tabelas 6.8 e 6.9.

Tabela 6.8 – Matriz de covariância entre os ativos para o PV1 (dez semanas)

| <b>PV1</b>                        | <b><math>\sigma</math> BTN A</b> | <b><math>\sigma</math> BTN B1</b> | <b><math>\sigma</math> BTN B2</b> | <b><math>\sigma</math> BTN C</b> |
|-----------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|
| <b><math>\sigma</math> BTN A</b>  | 0,00364                          | 0,00205                           | 0,00183                           | 0,00207                          |
| <b><math>\sigma</math> BTN B1</b> | 0,00205                          | 0,00153                           | 0,00096                           | 0,00128                          |
| <b><math>\sigma</math> BTN B2</b> | 0,00183                          | 0,00096                           | 0,00093                           | 0,00100                          |
| <b><math>\sigma</math> BTN C</b>  | 0,00207                          | 0,00128                           | 0,00100                           | 0,00123                          |

Tabela 6.9 – Matriz de correlação linear entre os ativos para o PV1 (dez semanas)

| <b>PV1</b>                      | <b><math>\rho</math> BTN A</b> | <b><math>\rho</math> BTN B1</b> | <b><math>\rho</math> BTN B2</b> | <b><math>\rho</math> BTN C</b> |
|---------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| <b><math>\rho</math> BTN A</b>  | 1                              | 0,86640                         | 0,98988                         | 0,97619                        |
| <b><math>\rho</math> BTN B1</b> | 0,86640                        | 1                               | 0,80324                         | 0,92866                        |
| <b><math>\rho</math> BTN B2</b> | 0,98988                        | 0,80324                         | 1                               | 0,93594                        |
| <b><math>\rho</math> BTN C</b>  | 0,97619                        | 0,92866                         | 0,93594                         | 1                              |

Foram também calculadas as matrizes de covariância e de correlação linear para os preços de venda PV2, PV3 e PV4.

Na Figura 6.61 são apresentados os valores de risco.

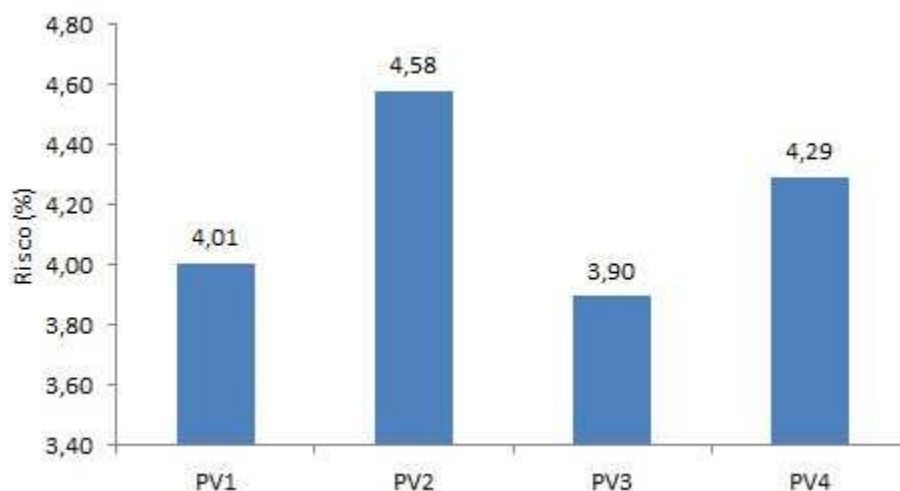


Figura 6.61 – Risco esperado da carteira em cada preço de venda

O comportamento do risco ao longo das dez semanas tem o mesmo comportamento que na semana de estudo desenvolvida anteriormente, tendo apenas sido incrementada a amplitude dos valores.

### 6.6.2 - Determinação do VaR

Para o cálculo do VaR assumiu-se um investimento inicial igual ao maior custo do negócio, ou seja procurou-se em todos os dez cenários qual o cenário com o maior custo.

Os custos dos dez cenários estão apresentados na tabela 6.10.

*Tabela 6.10 – Custo dos cenários para os quatro ativos (dez semanas)*

| Cenários | Custo dos quatro ativos em Euros [€] |
|----------|--------------------------------------|
| 1        | 1670,35                              |
| 2        | 1627,71                              |
| 3        | 1585,07                              |
| 4        | 1712,98                              |
| 5        | 1601,25                              |
| 6        | 1486,75                              |
| 7        | 1429,51                              |
| 8        | 1468,54                              |
| 9        | 1366,77                              |
| 10       | 1315,88                              |

Constata-se pela Tabela 6.10 que o cenário 4 é o que apresenta o maior custo, ou seja 1712,98€.

O intervalo de tempo considerado foi de 70 dias (dez semanas) e considerou-se um nível de confiança de 95% (equivale a um  $Z = 1,645$ ).

Os valores de VaR encontrados para os quatro diferentes preços de venda (PV), estão representados na Figura 6.62.

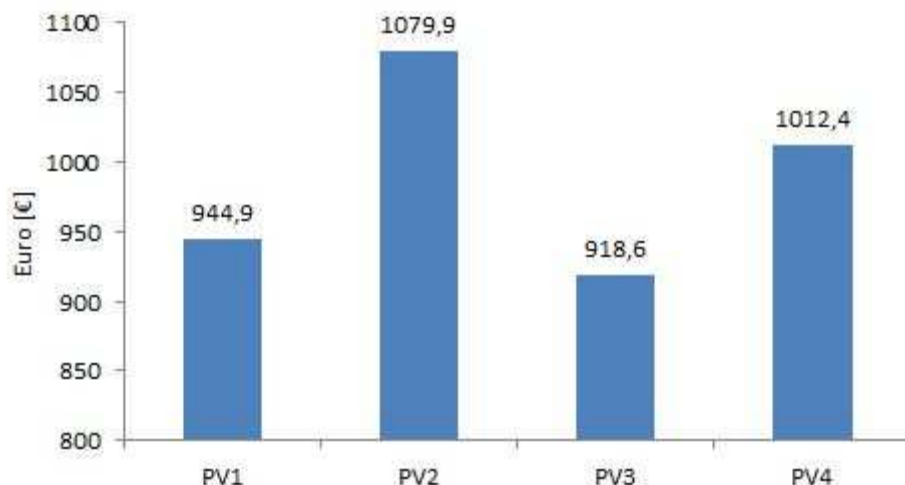


Figura 6.62 – VaR da carteira para os diferentes PVs (dez semanas)

De acordo com o VaR, o valor máximo que se pode perder no investimento de 1712,98€ (maior custo possível) é de 944,90€ para o PV1 e, assim, sucessivamente para os outros PVs (Figura 6.62).

### 6.6.3 - Ponto de variância mínima da carteira de clientes

De seguida procedeu-se ao cálculo do ponto de variância mínima, através da minimização da expressão do risco da carteira (Expressão 6.3).

Os resultados obtidos estão apresentados na Tabela 6.11.

Tabela 6.11 – Resultados do cálculo do ponto de variância mínima para os PV's (dez semanas)

|                                  | PV1           | PV2           | PV3           | PV4           |
|----------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| $w_{BTNA}$ (inicial)             | 0,25          | 0,25          | 0,25          | 0,25          |
| $w_{BTNB1}$ (inicial)            | 0,25          | 0,25          | 0,25          | 0,25          |
| $w_{BTNB2}$ (inicial)            | 0,25          | 0,25          | 0,25          | 0,25          |
| $w_{BTNC}$ (inicial)             | 0,25          | 0,25          | 0,25          | 0,25          |
| $w_{BTNA}$ (ótimo)               | 0,13          | 0,13          | 0,14          | 0,13          |
| $w_{BTNB1}$ (ótimo)              | 0,37          | 0,37          | 0,38          | 0,37          |
| $w_{BTNB2}$ (ótimo)              | 0             | 0             | 0             | 0             |
| $w_{BTNC}$ (ótimo)               | 0,50          | 0,50          | 0,48          | 0,50          |
| <b>E (r carteira)</b>            | <b>0,0958</b> | <b>0,2524</b> | <b>0,0645</b> | <b>0,1741</b> |
| $\sigma_P$                       | 0,0400        | 0,0458        | 0,0389        | 0,0429        |
| <b>min <math>\sigma_P</math></b> | 0,3898        | 0,0445        | 0,0379        | 0,0417        |

## 6.6.4 – Fronteira eficiente

Pretende-se traçar a fronteira eficiente da carteira, através do cálculo da variância mínima para diferentes rentabilidades.

As curvas da fronteira eficiente são calculadas através das Tabelas 6.12, 6.13, 6.14 e 6.15 (para cada preço de venda contratual), onde são escolhidas várias rentabilidades da carteira de clientes, aplicando diferentes pesos a cada um dos ativos, calculando-se depois a respetiva variância mínima com a utilização da expressão 6.3.

Através dos valores recolhidos de cada uma das tabelas, traçam-se as respectivas curvas de fronteira de eficiência, conforme apresentado nas Figuras 6.63, 6.65, 6.67 e 6.69.

Através do Matlab, traçaram-se as curvas de fronteira de eficiente, apresentado nas Figuras 6.64, 6.66, 6.68 e 6.70.

- PV1

Tabela 6.12 – Cálculo da curva eficiente para o PV1 (dez semanas)

|                                  | I1             | I2            | I3            | I4            | I5            | I6            | I7            | I8            | I9            | I10           | I11           |
|----------------------------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| $W_{BTNA}$ (inicial)             | 0,10           | 0,10          | 0,10          | 0,10          | 0,10          | 0,10          | 0,20          | 0,10          | 0,30          | 0,60          | 0,70          |
| $W_{BTNB1}$ (inicial)            | 0,10           | 0,10          | 0,30          | 0,20          | 0,10          | 0,30          | 0,10          | 0,70          | 0,20          | 0,20          | 0,10          |
| $W_{BTNB2}$ (inicial)            | 0,70           | 0,50          | 0,50          | 0,30          | 0,20          | 0,10          | 0,20          | 0,10          | 0,20          | 0,10          | 0,10          |
| $W_{BTNC}$ (inicial)             | 0,10           | 0,30          | 0,10          | 0,40          | 0,60          | 0,50          | 0,50          | 0,10          | 0,30          | 0,10          | 0,10          |
| $W_{BTNA}$ (ótimo)               | 0,00           | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,06          | 0,09          | 0,10          | 0,19          | 0,52          | 0,62          |
| $W_{BTNB1}$ (ótimo)              | 0,23           | 0,19          | 0,18          | 0,14          | 0,24          | 0,31          | 0,33          | 0,34          | 0,41          | 0,48          | 0,38          |
| $W_{BTNB2}$ (ótimo)              | 0,50           | 0,29          | 0,22          | 0,04          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          |
| $W_{BTNC}$ (ótimo)               | 0,27           | 0,53          | 0,60          | 0,82          | 0,76          | 0,63          | 0,58          | 0,55          | 0,40          | 0,00          | 0,00          |
| <b>E (r carteira)</b>            | <b>-0,0116</b> | <b>0,0134</b> | <b>0,0210</b> | <b>0,0422</b> | <b>0,0510</b> | <b>0,0711</b> | <b>0,0813</b> | <b>0,0862</b> | <b>0,1154</b> | <b>0,2188</b> | <b>0,2453</b> |
| $\sigma_P$                       | 0,0341         | 0,0349        | 0,0351        | 0,0360        | 0,0364        | 0,0374        | 0,0389        | 0,0388        | 0,0415        | 0,0496        | 0,0521        |
| <b>min <math>\sigma_P</math></b> | <b>0,0325</b>  | <b>0,0336</b> | <b>0,0340</b> | <b>0,0351</b> | <b>0,0356</b> | <b>0,0371</b> | <b>0,0379</b> | <b>0,0382</b> | <b>0,0405</b> | <b>0,0487</b> | <b>0,0509</b> |

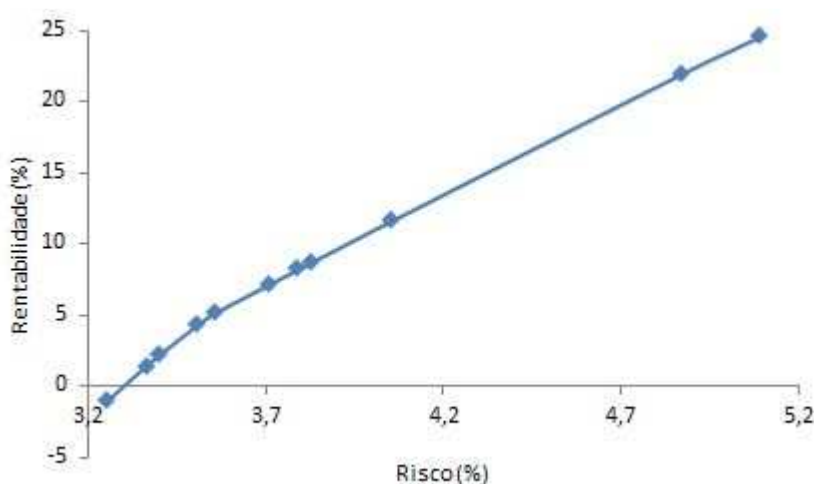


Figura 6.63 – Fronteira eficiente e valores iniciais para o PV1 (dez semanas)

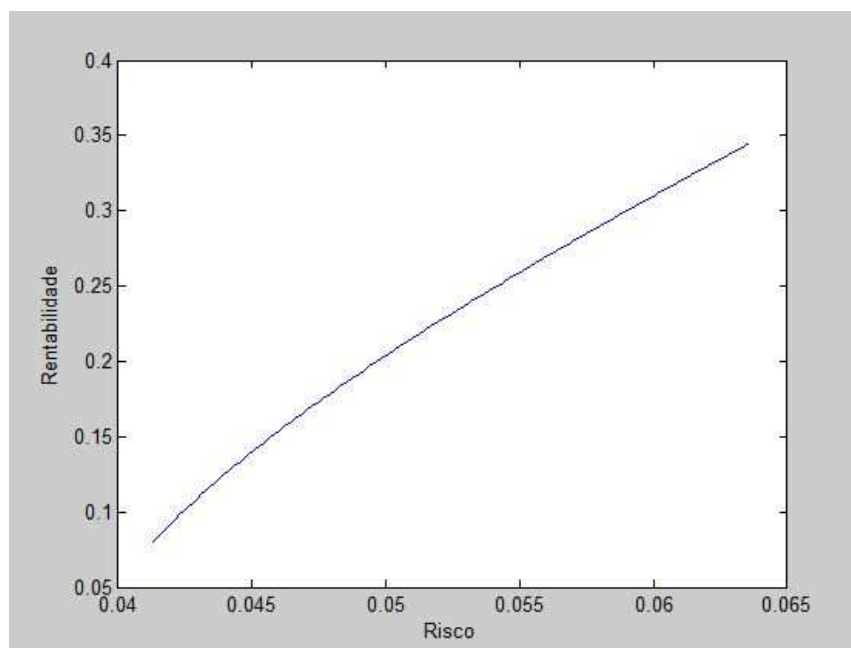


Figura 6.64 – Fronteira eficiente para o PV1 (dez semanas) obtido com o Matlab

- PV2

Tabela 6.13 – Cálculo da curva eficiente para o PV2 (dez semanas)

|                                  | I1            | I2            | I3            | I4            | I5            | I6            | I7            | I8            | I9            | I10           | I11           |
|----------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| W <sub>BTNA</sub> (inicial)      | 0,10          | 0,10          | 0,20          | 0,10          | 0,20          | 0,10          | 0,30          | 0,40          | 0,50          | 0,60          | 0,70          |
| W <sub>BTNB1</sub> (inicial)     | 0,10          | 0,10          | 0,10          | 0,40          | 0,30          | 0,70          | 0,10          | 0,10          | 0,30          | 0,20          | 0,10          |
| W <sub>BTNB2</sub> (inicial)     | 0,70          | 0,20          | 0,40          | 0,10          | 0,30          | 0,10          | 0,10          | 0,20          | 0,10          | 0,10          | 0,10          |
| W <sub>BTNC</sub> (inicial)      | 0,10          | 0,60          | 0,30          | 0,40          | 0,20          | 0,10          | 0,50          | 0,30          | 0,10          | 0,10          | 0,10          |
| W <sub>BTNA</sub> (ótimo)        | 0,00          | 0,00          | 0,01          | 0,07          | 0,07          | 0,10          | 0,22          | 0,27          | 0,42          | 0,52          | 0,62          |
| W <sub>BTNB1</sub> (ótimo)       | 0,23          | 0,24          | 0,28          | 0,32          | 0,32          | 0,34          | 0,43          | 0,46          | 0,57          | 0,48          | 0,38          |
| W <sub>BTNB2</sub> (ótimo)       | 0,50          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          |
| W <sub>BTNC</sub> (ótimo)        | 0,27          | 0,76          | 0,71          | 0,61          | 0,60          | 0,55          | 0,36          | 0,26          | 0,00          | 0,00          | 0,00          |
| <b>E (r carteira)</b>            | <b>0,1296</b> | <b>0,2011</b> | <b>0,2071</b> | <b>0,2284</b> | <b>0,2301</b> | <b>0,2414</b> | <b>0,2847</b> | <b>0,3051</b> | <b>0,3626</b> | <b>0,3930</b> | <b>0,4233</b> |
| $\sigma_P$                       | 0,0389        | 0,0416        | 0,0433        | 0,0431        | 0,0442        | 0,0444        | 0,0479        | 0,0503        | 0,0539        | 0,0567        | 0,0596        |
| <b>min <math>\sigma_P</math></b> | <b>0,0371</b> | <b>0,0406</b> | <b>0,0411</b> | <b>0,0427</b> | <b>0,0428</b> | <b>0,0437</b> | <b>0,0471</b> | <b>0,0486</b> | <b>0,0532</b> | <b>0,0556</b> | <b>0,0582</b> |

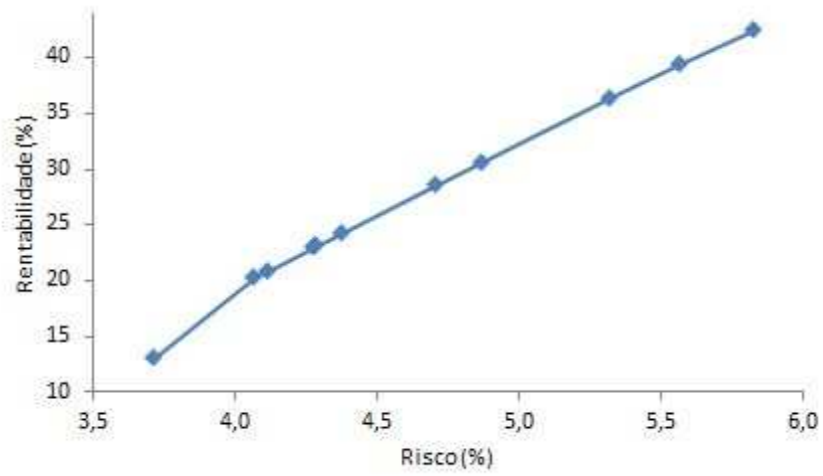


Figura 6.65 – Fronteira eficiente e valores iniciais para o PV2 (dez semanas)

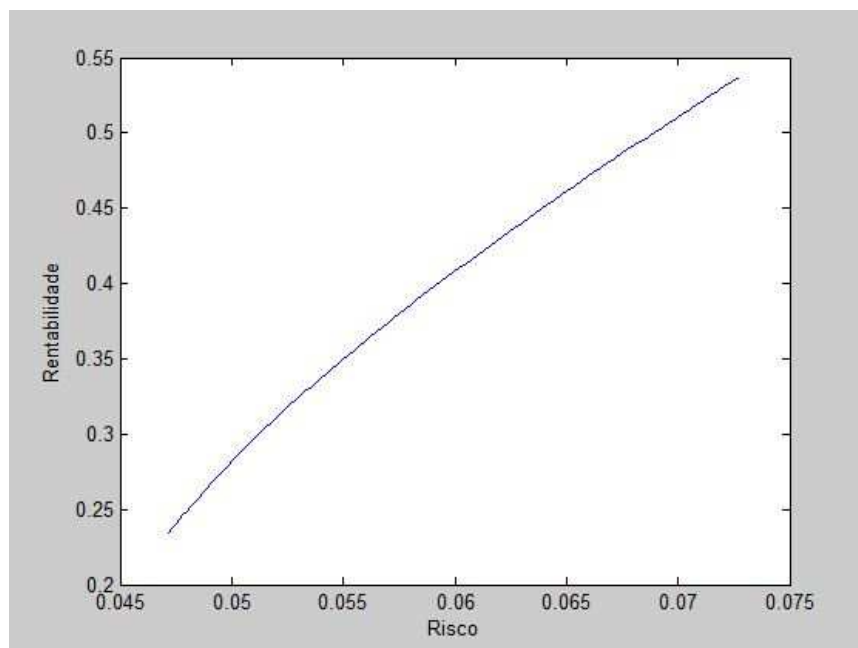


Figura 6.66 – Fronteira eficiente para o PV2 (dez semanas) obtido com o Matlab

- PV3

Tabela 6.14 – Cálculo da curva eficiente para o PV3 (dez semanas)

|                                  | I1             | I2             | I3            | I4            | I5            | I6            | I7            | I8            | I9            | I10           | I11           |
|----------------------------------|----------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| $W_{BTNA}$ (inicial)             | 0,10           | 0,10           | 0,10          | 0,10          | 0,10          | 0,10          | 0,10          | 0,20          | 0,30          | 0,50          | 0,70          |
| $W_{BTN B1}$ (inicial)           | 0,10           | 0,20           | 0,40          | 0,10          | 0,60          | 0,50          | 0,70          | 0,20          | 0,30          | 0,20          | 0,10          |
| $W_{BTN B2}$ (inicial)           | 0,70           | 0,50           | 0,30          | 0,10          | 0,20          | 0,10          | 0,10          | 0,10          | 0,20          | 0,10          | 0,10          |
| $W_{BTN C}$ (inicial)            | 0,10           | 0,20           | 0,20          | 0,70          | 0,10          | 0,30          | 0,10          | 0,50          | 0,20          | 0,20          | 0,10          |
| $W_{BTNA}$ (ótimo)               | 0,00           | 0,00           | 0,00          | 0,04          | 0,06          | 0,08          | 0,11          | 0,14          | 0,21          | 0,41          | 0,63          |
| $W_{BTN B1}$ (ótimo)             | 0,24           | 0,19           | 0,28          | 0,30          | 0,32          | 0,34          | 0,35          | 0,38          | 0,43          | 0,58          | 0,37          |
| $W_{BTN B2}$ (ótimo)             | 0,48           | 0,24           | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          |
| $W_{BTN C}$ (ótimo)              | 0,28           | 0,58           | 0,72          | 0,66          | 0,62          | 0,58          | 0,54          | 0,48          | 0,37          | 0,01          | 0,00          |
| <b>E (r carteira)</b>            | <b>-0,0413</b> | <b>-0,0136</b> | <b>0,0180</b> | <b>0,0300</b> | <b>0,0377</b> | <b>0,0456</b> | <b>0,0535</b> | <b>0,0649</b> | <b>0,0880</b> | <b>0,1580</b> | <b>0,2161</b> |
| $\sigma_P$                       | 0,0331         | 0,0339         | 0,0353        | 0,0359        | 0,0366        | 0,0369        | 0,0377        | 0,0384        | 0,0405        | 0,0459        | 0,0509        |
| <b>min <math>\sigma_P</math></b> | <b>0,0315</b>  | <b>0,0328</b>  | <b>0,0345</b> | <b>0,0354</b> | <b>0,0360</b> | <b>0,0366</b> | <b>0,0371</b> | <b>0,0380</b> | <b>0,0397</b> | <b>0,0451</b> | <b>0,0498</b> |

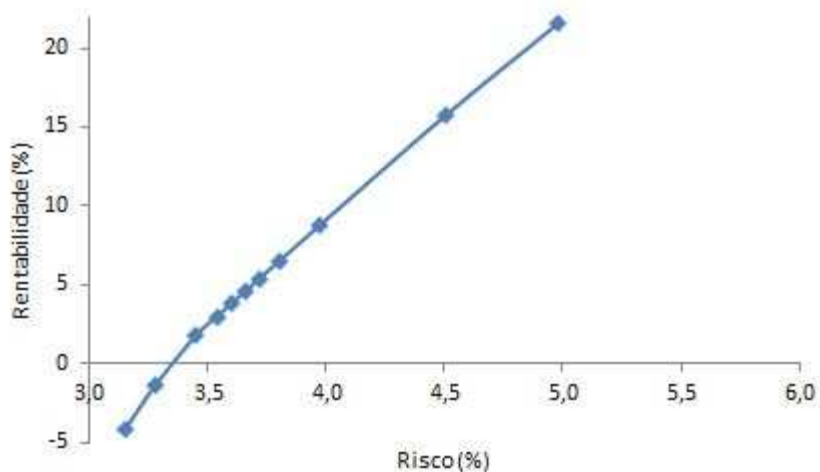


Figura 6.67 – Fronteira eficiente e valores iniciais para o PV3 (dez semanas)

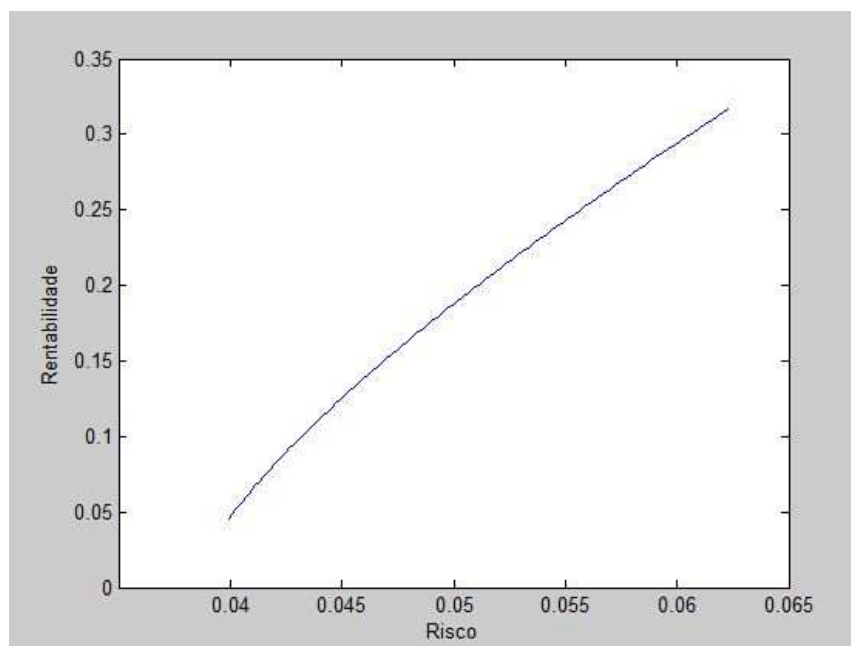


Figura 6.68 – Fronteira eficiente para o PV3 (dez semanas) obtido com o Matlab

- PV4

Tabela 6.15 – Cálculo da curva eficiente para o PV4 (dez semanas)

|                                  | I1            | I2            | I3            | I4            | I5            | I6            | I7            | I8            | I9            | I10           | I11           |
|----------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| $W_{BTNA}$ (inicial)             | 0,10          | 0,10          | 0,10          | 0,10          | 0,10          | 0,20          | 0,10          | 0,20          | 0,30          | 0,40          | 0,70          |
| $W_{BTNB1}$ (inicial)            | 0,10          | 0,10          | 0,20          | 0,60          | 0,40          | 0,40          | 0,70          | 0,30          | 0,20          | 0,10          | 0,10          |
| $W_{BTNB2}$ (inicial)            | 0,70          | 0,20          | 0,20          | 0,20          | 0,10          | 0,30          | 0,10          | 0,20          | 0,40          | 0,10          | 0,10          |
| $W_{BTNC}$ (inicial)             | 0,10          | 0,60          | 0,50          | 0,10          | 0,40          | 0,10          | 0,10          | 0,30          | 0,10          | 0,40          | 0,10          |
| $W_{BTNA}$ (ótimo)               | 0,00          | 0,00          | 0,01          | 0,05          | 0,07          | 0,08          | 0,10          | 0,11          | 0,12          | 0,31          | 0,62          |
| $W_{BTNB1}$ (ótimo)              | 0,23          | 0,24          | 0,28          | 0,31          | 0,32          | 0,33          | 0,34          | 0,35          | 0,35          | 0,49          | 0,38          |
| $W_{BTNB2}$ (ótimo)              | 0,50          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,00          |
| $W_{BTNC}$ (ótimo)               | 0,27          | 0,76          | 0,72          | 0,64          | 0,61          | 0,58          | 0,55          | 0,54          | 0,53          | 0,20          | 0,00          |
| <b>E (r carteira)</b>            | <b>0,0590</b> | <b>0,1261</b> | <b>0,1301</b> | <b>0,1463</b> | <b>0,1516</b> | <b>0,1573</b> | <b>0,1638</b> | <b>0,1666</b> | <b>0,1682</b> | <b>0,2369</b> | <b>0,3343</b> |
| $\sigma_P$                       | 0,0365        | 0,0390        | 0,0392        | 0,0404        | 0,0404        | 0,0416        | 0,0416        | 0,0420        | 0,0434        | 0,0476        | 0,0559        |
| <b>min <math>\sigma_P</math></b> | <b>0,0348</b> | <b>0,0381</b> | <b>0,0384</b> | <b>0,0396</b> | <b>0,0400</b> | <b>0,0405</b> | <b>0,0410</b> | <b>0,0412</b> | <b>0,0413</b> | <b>0,0467</b> | <b>0,0546</b> |

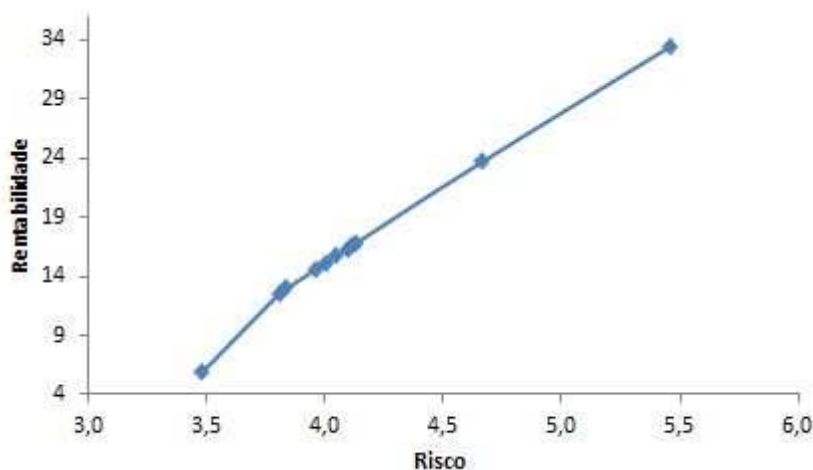


Figura 6.69 – Fronteira eficiente e valores iniciais para o PV4 (dez semanas)

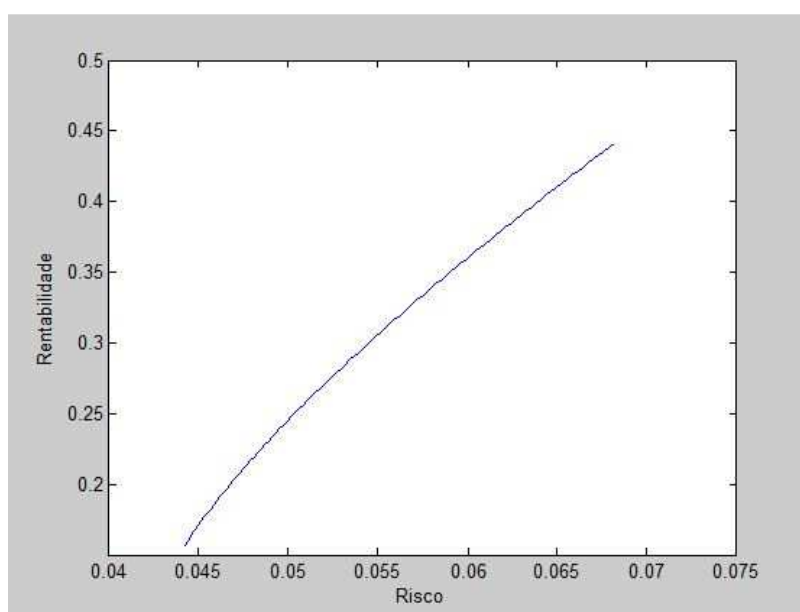


Figura 6.70 – Fronteira eficiente para o PV4 (dez semanas) obtido com o Matlab

## 6.7 – Aplicação da teoria das carteiras

Pretende-se neste subcapítulo simular o tipo de decisões de investimento que um agente agregador pode tomar, sabendo que tem uma carteira de clientes, composta por ativos do tipo BTN A, BTN B, BTN B2 e BTN C (já caracterizados neste estudo).

O agente agregador terá que decidir qual o valor de rentabilidade e risco que pretende para o seu negócio, sendo a curva da fronteira eficiente, a ferramenta ideal para o auxiliar nessa decisão (Figura 6.71).

Conforme observado na figura 6.71, se o agente agregador se pretender optar pela máxima rentabilidade sem aumentar o risco da sua carteira de clientes, deverá deslocar-se na vertical de encontro à curva da fronteira eficiente, até atingir o ponto óptimo, ou seja, do ponto P1

para o ponto P2. Por outro lado se desejar reduzir o risco, mantendo a rentabilidade, deverá deslocar-se na horizontal do ponto P1 para o ponto P3.

A alteração dos pontos de rentabilidade/risco são alcançados através da variação dos pesos dos ativos da carteira

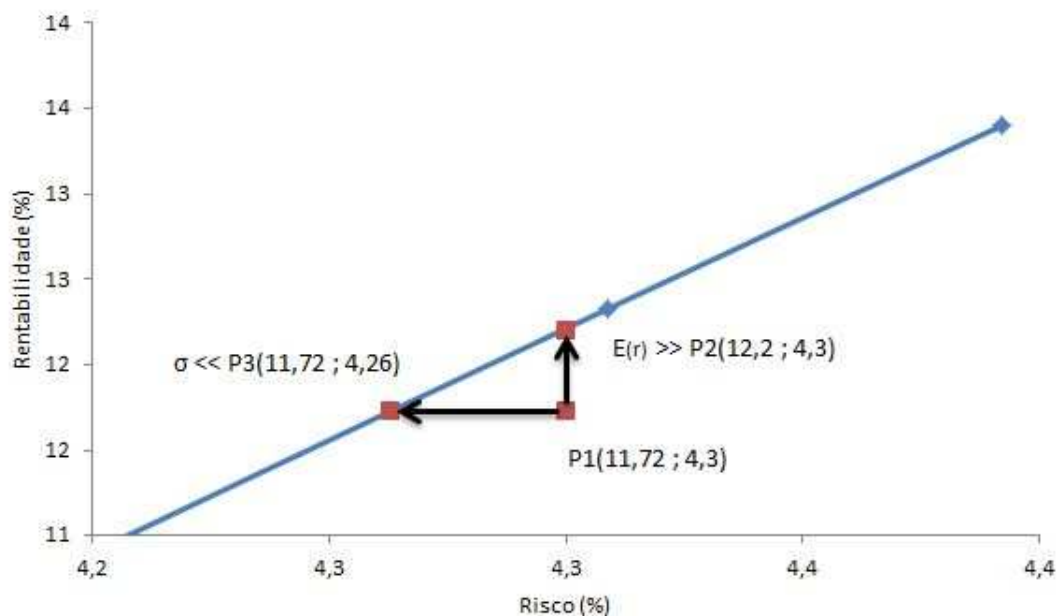


Figura 6.71 – Diferentes carteiras de clientes

Na Tabela 6.16 são apresentados os pesos de cada um dos pontos da carteira de clientes.

Tabela 6.16 – Pesos das diferentes carteiras de clientes

|                                  | P Inicial | Ponto máxima rentabilidade | Ponto mínimo risco |
|----------------------------------|-----------|----------------------------|--------------------|
| $W_{BTNA}$ (%)                   | 15        | 10                         | 18                 |
| $W_{BTN B1}$ (%)                 | 55        | 40                         | 17                 |
| $W_{BTN B2}$ (%)                 | 15        | 10                         | 0                  |
| $W_{BTN C}$ (%)                  | 15        | 40                         | 65                 |
| <b>E (r carteira) (%)</b>        | 11,72     | 12,20                      | 11,72              |
| <b><math>\sigma_P</math> (%)</b> | 4,3       | 4,3                        | 4,26               |

O agente agregador terá a possibilidade de com a carteira de ativos que tem, e com as restrições por ele impostas que são ter uma rentabilidade entre os valores de 11,72% e 12,20%, com um risco associado entre 4,26% e 4,3%, escolher um ponto dentro o triângulo formado pelos pontos P1, P2 e P3 da Figura 6.71, através da alteração dos pesos dos seus ativos.

Outra ferramenta que poderá ajudar o agente agregador será o VaR, permitindo-lhe dar a conhecer qual o valor máximo que poderá perder no seu investimento (já referido anteriormente).

---

## CAPÍTULO

# 7

---

## Conclusões

*Apresenta-se neste capítulo um resumo das ilações mais significativas resultantes da elaboração desta dissertação.*

*“The task of empowering electricity consumers by giving them financial rewards for changing their consumption requires new business models. The main purpose of the aggregator is to expose customer to electricity markets in an efficient way.”*

*Oleg Gulich, Technological and business challenges of smart grids – Aggregator’s role in current electricity market, Master Thesis, Lappeenranta 2010*

## **7.1 – Principais conclusões**

Devido a liberalização dos mercados de energia elétrica, a compra e venda de energia elétrica passou efetuar-se na sua maioria no mercado diário. Porém devido ao tipo de produto transaccionado, às particularidades do setor e acima de tudo ao novo ambiente de mercado não regulado, surgiram muitos e novos riscos. Existe incerteza na previsão de consumo dos clientes em BT, pois há ainda pouca informação estatística que permita caracterizar o seu perfil de consumo. Quanto ao preço da energia elétrica no mercado diário é de elevada volatilidade, devido a fatores como previsão de carga, variação do preço dos combustíveis, potência disponível na rede e mini-produtores.

Face a esta nova realidade, abordou-se nesta dissertação a necessidade de uma ferramenta de gestão de apoio à decisão de investimento das carteiras de clientes, de modo a minimizar o risco dos intervenientes no mercado de energia elétrica. Foi também mencionada a importância que um agente agregador, enquanto elemento de interface entre os intervenientes do mercado de energia elétrica e os consumidores/produtores finais. Finalmente foi aplicada a teoria das carteiras no caso de estudo.

No desenvolvimento deste trabalho analisou-se em dois capítulos as duas principais variáveis que podem contribuir para a volatilidade do investimento de uma eventual carteira de clientes existentes no novo mercado de energia liberalizado, sendo o principal objectivo caracterizar-los o melhor possível.

Um capítulo foi dedicado á análise do preço da energia eléctrica sendo a mesma dividida em duas parcelas praticamente iguais, uma o custo nos mercados diários, onde se concluiu que tem uma elevada volatilidade e outra parcela que corresponde às tarifas de acesso à rede e que são valores constantes, mantendo porém a elevada volatilidade no seu conjunto devido aos mercados diários.

Outro capítulo abordou exclusivamente os perfis de consumo dos clientes de BT. Face aos poucos elementos estatísticos ainda disponíveis neste tipo de consumidores, foi necessário recorrer a dados de diferentes entidades e analisa-los pormenorizadamente de modo a ser possível a sua caracterização. Neste caso constatou-se que a volatilidade desta variável é muito reduzida, não representado por isso um risco elevado. Para além da análise da volatilidade, foram também caracterizados quatro diferentes tipos de clientes, de modo a serem aproveitados como quatro ativos distintos para o caso de estudo.

Nesta fase concluiu-se que a teoria das carteiras é uma ferramenta adequada ao apoio à decisão de investimento do modelo de negócio em estudo, ou seja, uma carteira de clientes de BT em mercado de energia liberalizado.

A teoria das carteiras enquanto ferramenta de apoio ao investimento numa carteira que tenha os seus ativos caracterizados (o presente caso, após elaboração do capítulo quatro), permite efetuar correlação entre os ativos, podendo deste modo auxiliar o investidor na composição da sua carteira de clientes, visto que a dificuldade está em conhecer qual a rentabilidade e risco

ótimo ao investimento a efetuar, numa primeira instância, e depois como é possível alterar esses parâmetros tendo sempre presente a relação rentabilidade/risco.

A teoria das carteiras tem como princípio a diversificação como um aspeto fundamental na minimização do risco, sendo essencial não esquecer que não se deve ver a carteira de clientes como um conjunto de ativos onde se seleciona o seu peso dentro da carteira de forma desconexa (cada um deles pelos seus méritos individuais), mas sim como um todo, pois o peso de cada um deles contribui para a rentabilidade/risco da carteira. A escolha do peso de cada um dos ativos na carteira de modo a otimizar a sua rentabilidade/risco, uma decisão com que o agente agregador terá que tomar, é o princípio base da teoria das carteiras. Dentro do conjunto das diferentes carteiras ótimas, cada uma delas representa sempre um compromisso da relação rentabilidade/risco, sobre a curva da fronteira eficiente.

No caso de estudo foi implementada a teorias das carteiras a uma amostra de 168 horas (uma semana), constituída por quatro ativos, devidamente manipulada de forma a poder ser utilizada, sendo dividida em duas variáveis distintas, nomeadamente o perfil de consumo e o preço da energia elétrica no mercado liberalizado.

Concluiu-se que a componente perfil de consumo de cada um dos quatro ativos devidamente caracterizados, não tem qualquer influência na volatilidade da carteira, pois conforme demonstrado no capítulo 4, os perfis de consumo dos quatro ativos, têm um comportamento constante ao longo do tempo. No entanto no que se refere à componente preço de energia elétrica no mercado diário liberalizado tem uma volatilidade muito elevada, contribuindo para a volatilidade da carteira e para uma variação elevada da rentabilidade da mesma.

Contudo quando analisada a amostra no seu conjunto (as duas componentes juntas), verificou-se que a correlação linear entre os ativos varia entre os valores de 0,88 e 0,98, ou seja, uma correlação linear perto do valor 1, o que não ajuda de modo algum na melhora significativa da composição da carteira, pois contraria a teoria das carteira no que diz respeito à sua diversificação, sendo lógico, pois os quatro ativos reagem da mesma maneira às variações do preço de energia no mercado diário.

As curvas das fronteiras eficientes obtidas consequência de uma elevada correlação linear entre os ativos, surgiu com a aparência de uma quase reta.

Quanto ao fator otimização da ponderação dos ativos, concluiu-se que um dos ativos da carteira era um ativo de investimento desaconselhável em qualquer um dos quatro preços de venda contratual.

Posteriormente efectuou-se o mesmo estudo com uma amostra de dez semanas, ou seja, 1680 horas, de modo a comparar os seus resultados com o estudo de uma semana. As ilações que daí adviram foi que a evolução da rentabilidade teve uma elevada variação, consequência do valor dos preços de energia elétrica no mercado liberalizado, como devidamente evidenciado no estudo. Quanto ao risco o mesmo teve um comportamento constante (praticamente o mesmo risco ao longo da dez semanas).

## **7.2 – Desenvolvimentos futuros**

Esta dissertação incidiu sobre algumas das oportunidades, dificuldades e desenvolvimentos que surgiram com a liberalização do mercado de energia para os pequenos consumidores, tendo sido depois estudada uma possível aplicação de uma ferramenta de apoio à decisão de investimento que possa auxiliar os intervenientes deste novo mercado.

Devido à elevada volatilidade do mercado de energia elétrica em ambiente liberalizado aberto aos pequenos consumidores, seguramente que irão surgir muitos mais estudos, desde outras ferramentas de apoio à decisão de investimento, a novos dados estatísticos que permita um melhor conhecimento dos perfis de consumo, à possível intervenção de novas técnicas que permitam a redução da volatilidade do preço de energia.

De modo a que o consumidor final tenha o melhor serviço prestado, irão surgir agentes comerciais especializados neste novo mercado, que garantam uma melhor qualidade de serviço com um melhor preço, quer por incrementação de novas tecnologias (Smart meters, DSM, Energy Box), quer por melhor conhecimento da nova dinâmica deste mercado, que permita efetuar contratos com o cliente final mais inovadores, desde contratos com diferentes tarifas a contratos com valor fixo, mas com penalizações financeiras, em caso de incumprimento de alguma regra pré-estabelecida, até contratos pré-pagos, pós pagos, do género já aplicado no ramo das telecomunicações. Aqui o papel do agente agregador será crucial.

## Referências Bibliográficas

- [1] Blog do Dr. Nickel – Teoria de carteiras de investimento – Parte I. [Online].  
Disponível:<http://drnickel.wordpress.com/2011/06/16/teoria-de-carteiras-de-investimento-parte-i/> [consultado em novembro de 2012].
- [2] Elgingroup. [Online].  
Disponível:<http://www.elgingroup.com/mpt.html> [consultado em novembro de 2012].
- [3] Anna Nagurney, 24 de julho de 2009  
*Advanced Management Development Program in Real Estate  
Harvard University Graduate School of Design.*
- [4] Andreia Dionísio, 15 de janeiro de 2006  
Medidas da teoria da informação aplicadas aos mercados bolsistas: análise de incerteza e dependência não-linear.
- [5] Revista de administração Mackenzie, São Paulo, Brasil  
As teorias de carteira de Markovitz e de Sharpe: Uma aplicação no mercado brasileiro de ações entre Junho/95 e Junho/2000.
- [6] Antennagroup. [Online].  
Disponível:<http://antennagroup.com/transmissions/tag/conferences/> [consultado em novembro de 2012].
- [7] DOE/NETL-DE-FE004001, August 10, 2011  
*Demand Dispatch – Intelligent Demand for a More Efficient Grid.*
- [8] Quentin Lambert, Master Thesis, Stockholm, Sweden 2012  
*Business Models for an Aggregator.*
- [9] Ioannis Lampropoulos, Member, IEEE, Greet M. A. Vanalme, and Wil L. Kling, Member, IEEE  
*A methodology for modeling the behavior of electricity prosumers within the smart grid.*
- [10] Oleg Gulich, Master Thesis, 2010  
*Technological and business challenges of smart grids – Aggregator’s role in current electricity market.*
- [11] FP7 – Research with funding from the European Community’s Seventh Framework Programme

*Application of the ADDRESS conceptual architecture in four specific scenarios.*

- [12] David Brewster, Enernoc, Maio 21, 2009  
*Demand Management from na aggregator's perspective.*
- [13] REN, junho de 2007  
Manual de procedimentos do agente comercial.
- [14] ERSE, dezembro de 2010  
Guia do consumidor de eletricidade no mercado liberalizado.
- [15] EDP – Apoio ao cliente. [Online].  
Disponível: <http://www.edp.pt/negocios/apoioaocliente/Pages/TarifaBiHoraria.asp>  
[consultado em novembro de 2012].
- [16] UL. [Online].  
Disponível: <http://www.ul.com/global/eng/pages/offerings/industries/powerandcontrols/smartgrid/> [consultado em novembro de 2012].
- [17] *State of Green.* [Online]  
Disponível: <http://www.osii.com/fr/solutions/initiatives/smartgrid.asp> [consultado em novembro de 2012].
- [18] *European Technology Platform SmartGrids – Strategic Research Agenda.* [Online].  
Disponível: <http://www.smartgrids.eu/documents/sra2035.pdf>  
[consultado em novembro de 2012].
- [19] *ExecutiveBiz – Smart Grid Security: Under Construction.* [Online].  
Disponível: <http://www.thenewnewinternet.com/2009/06/18/smart-grid-security-under-construction/> [consultado em novembro de 2012].
- [20] *Voltalis.* [Online].  
Disponível: <http://www.voltalis.com/mombox.php> [consultado em novembro de 2012].
- [21] Miguel João Lopes Veloso Ribeiro da Silva  
Tese de Mestrado em engenharia eletrotécnica e computadores, julho de 2011  
Smart Grids em Portugal – Plano de negócio para serviço de planeamento e gestão remota de consumos eléctricos.
- [22] Livengood and Larson, 2009  
*The energy box: Locally automated optimal control of residential electricity usage.*

- [23] *NREL – National Renewable Energy Laboratory*. [Online]  
Disponível:[http://www.nrel.gov/learning/eds\\_distributed\\_energy.html](http://www.nrel.gov/learning/eds_distributed_energy.html) [consultado em novembro de 2012].
- [24] *Using Distributed Energy Resources - A how to do guide for federal facility manager*.
- [25] *EWEA – The European Wind Energy Association*. [Online].  
Disponível:<http://www.ewea.org/> [consultado em novembro de 2012].
- [26] J. C. Smith, M. R. Milligan, E. A. DeMeo, and B. Parsons  
IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 22, No. 3, pp. 900-908, Aug. 2007  
*Utility Wind Integration and Operating Impact State of the Art*.
- [27] EU-DEEP - *European Distributed Energy Partnership*  
2004-2009 – Results.
- [28] *IEEE – Smart Grid*. [Online].  
Disponível:<http://smartgrid.ieee.org/newsletter/october-2011/418-the-role-of-demand-side-management> [consultado em novembro de 2012]
- [29] *IEEE – Smart Grid in Italy*. [Online].  
Disponível:<http://smartgrid.ieee.org/resources/public-policy/italy> [consultado em novembro de 2012]
- [30] *A Reprint from Tierra Grande, The Real Estate Center Journal – July 2001*. [Online].  
Disponível:<http://recenter.tamu.edu/pdf/1497.pdf> [consultado em novembro de 2012].
- [31] *RENEWABLE ENERGY WORLD.COM*. [Online].  
Disponível:<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2011/01/virtual-power-plants-set-to-potentially-change-power-structure> [consultado em novembro de 2012].
- [32] Jaap C. Jansen, Adriaan van der Welle, Frans Nieuwenhout  
Energy research centre of the Netherlands (ECN), project Fenix, September 10, 2008  
*The virtual power planr conceprt from an economic perspective: updated final report*.
- [33] *FENIX – Flexiblen Electricity Network to Integrate the eXpected Energy Evolution*. [Online].  
Disponível:<http://fenix.iwes.fraunhofer.de/html/what.htm> [consultado em novembro de 2012].

- [34] *What to do with a hybrid drive system ?* [Online].  
Disponível:<http://en.wikipedia.org/w/index.php?title=File:Economic-surpluses.svg&page=1> [consultado em novembro de 2012].
- [35] *Survey of market compliance mechanisms for energy efficiency programs in APEC economies – May 2012.* [Online].  
Disponível:[http://www2.egat.co.th/labelNo5/en\\_labelNo5/history.htm](http://www2.egat.co.th/labelNo5/en_labelNo5/history.htm) [consultado em novembro de 2012].
- [36] ERSE. [Online].  
Disponível:<http://www.erse.pt> [consultado em dezembro de 2012].
- [37] OMIP. [Online]  
Disponível:<http://www.omip.pt> [consultado em dezembro de 2012].
- [38] OMIE. [Online].  
Disponível:<http://www.omie.es/pt> [consultado em dezembro de 2012].
- [39] OMEL. [Online].  
Disponível:<http://www.omel.es/pt> [consultado em dezembro de 2012].
- [40] Trabalho realizado pelos reguladores do MIBEL, novembro 2009  
Descrição do funcionamento do MIBEL.
- [41] Boletins mensais MIBEL de fevereiro, julho e dezembro 2012.
- [42] Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2013 – ERSE de dezembro de 2012.
- [43] Estrutura tarifária do setor elétrico em 2013 - ERSE de dezembro 2012.
- [44] Tarifas de acesso à rede – ERSE [Online]  
Disponível:<http://www.erse.pt> [consultado em janeiro de 2013].
- [45] Composição dos preços de eletricidade para 2013. [Online].  
Disponível:<http://www.erse.pt> [consultado em janeiro de 2013].
- [46] Caracterização da procura da energia elétrica em 2011 – ERSE.
- [47] Diretiva nº4/2012 – Perfis de perdas, perfis de consumo e perfis de produção aplicáveis em 2012 – ERSE.

- [48] REN. [*Online*].  
Disponível:[Consumo/Paginashttp://www.mercado.ren.pt/Consumo/Paginas/PerfisConsumo.aspx/PerfisConsumo.aspx](http://www.mercado.ren.pt/Consumo/Paginas/PerfisConsumo.aspx/PerfisConsumo.aspx) [consultado em março de 2013].
- [49] Dissertação de mestrado em gestão de informação, Caraterização da contribuição dos consumidores BT para perdas na rede, Marco Marques, FEUP, Porto 2005.



## Referências Legislativas

- (1) **Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro**, que estabelece os princípios gerais relativos à organização funcionamento do sistema elétrico nacional, bem como ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade e à organização dos mercados de electricidade.
- (2) **Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto**, que desenvolve os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do sistema elétrico nacional (SEN), aprovados pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, regulamentando o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade e à organização dos mercados de electricidade.
- (3) **Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março**, que estabelece o regime de extinção das tarifas reguladas de venda de electricidade a clientes finais com consumos em baixa tensão normal (BTN) e adota mecanismos de salvaguarda dos clientes finais economicamente vulneráveis.
- (4) **Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro**, que estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de electricidade a clientes finais com consumos em muita alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE) e procede à primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, e à quinta alteração ao Decreto- Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.
- (5) **Directiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de dezembro de 1996**, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade, contribuiu de forma importante para a criação do mercado interno da electricidade.
- (6) **Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003**, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e que revoga a Directiva 96/92/CE.
- (7) **Portaria n.º 310/2011, de 21 de dezembro**, que revoga o regime de prestação do serviço de interruptibilidade estabelecido pela Portaria n.º 1309/2010, de 23 de dezembro.
- (8) **Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março**, que estabelece o regime de extinção das tarifas reguladas de venda de electricidade a clientes finais com consumos em BTN e adota mecanismos de salvaguarda dos clientes finais economicamente vulneráveis, nomeadamente no que respeita ao relacionamento comercial e às tarifas e preços. Este diploma estabelece também a extinção do regime transitório de fornecimento de electricidade a clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE, previsto no artigo 6.º do Decreto -Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro.
- (9) **Portaria n.º 139/2012, de 14 de maio**, que revoga o regime de prestação de serviços de garantia de potência dos centros electroprodutores ao SEN ao abrigo da Portaria n.º 765/2010 de 20 de

agosto, e Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, que estabelece o novo regime para a atribuição de incentivos à garantia de potência, nas modalidades de incentivo à disponibilidade e incentivo ao investimento.

- (10) **Portaria 325-A/2012, de 16 de outubro**, que altera a Portaria n.º 140/2012, de 14 de maio, que estabelece os termos da tarifa de referência do regime remuneratório aplicável às instalações de cogeração, nos termos e para os efeitos do disposto no Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto.
- (11) **Despacho n.º 13 596/2012, de 19 de outubro**, que determina em 1,3% o limite máximo de variação da tarifa social aplicável aos consumidores economicamente vulneráveis.
- (12) **Decreto-Lei n.º 252/2012, de 26 de novembro**, que transpõe para a ordem jurídica nacional o disposto no n.º 11 do artigo 1.º da Diretiva 2009/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de abril. O diploma institui que a partir de 1 de janeiro de 2013, as licenças de emissão que não sejam atribuídas a título gratuito ficam sujeitas a venda em leilão. São estabelecidos os princípios dos leilões de licenças de emissão, em que 80% das receitas desses leilões devem ser utilizadas para compensar o sobrecusto total da PRE a partir de fonte de energia renovável. É também estabelecida a transição das licenças sobranes do PNALE II, nomeadamente os proveitos da sua utilização, que deverão constituir receitas do Fundo Português de Carbono, bem como a sua aplicabilidade.
- (13) **Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro**, que consagra o diferimento dos ajustamentos anuais (i) dos custos relativos à parcela de acerto, dos CMEC e (ii) do sobrecustos CAE, bem como (iii) a dedução, no sobrecusto com aquisição da PRE a partir de fontes renováveis, das receitas geradas pela venda de licenças de emissão de gases com efeito de estufa. Neste diploma é também determinado que os comercializadores de último recurso devem, até 31 de dezembro de 2013, continuar a fornecer eletricidade a clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE que não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento.
- (14) **Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro**, que determina a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral, entre os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento e a sua afetação aos consumidores em cada nível de tensão e tipo de fornecimento, tendo em conta a potência contratada, o perfil tarifário, bem como os consumos verificados por período horário e sazonal, de forma a incentivar a modulação e uma maior eficiência energética do consumo, nos termos do n.º 2 do artigo 61.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro e da Portaria nele prevista.

## Apêndice

Código introduzido no Matlab, para obtenção da curva da Fronteira eficiente para o PV1 apresentada na Figura 6.34.

- `a=[-0.1028;-0.1028;-0.1028;-0.1028;-0.1510;-0.0898;-0.0558;-0.1719;-0.1137; -  
0.0815];`
- `b=[0.0201;0.0066;-0.0097;0.0314;-0.0318;0.0482;0.0935;-0.0469;0.0305;0.0742];`
- `c=[-0.1036;-0.1036;-0.1036;-0.0136;-0.1548;-0.0944;-0.0609;-0.1793;-0.1224; -  
0.0910];`
- `d=[-0.0118;-0.0118;-0.0118;-0.0118;-0.0637;0.0126;0.0556;-0.0807; -  
0.0072;0.0340];`
- `meda=mean(a);`
- `medb=mean(b);`
- `medc=mean(c);`
- `medd=mean(d);`
- `desva=std(a);`
- `desvb=std(b);`
- `desvc=std(c);`
- `desvd=std(d);`
- `sigma=corrcoef([a(:) b(:) c(:) d(:)]);`
- `i=1;`
- `for wa=0:0.01:1`
- `wb=1-wa`
- `wc=1-wa-wb`
- `wd=1-wa-wb-wc`
- `mediap(i)=wa*meda+wb*medb+wc*medc+wd*medd`
- `desvp(i)=sqrt(wa^2*desva^2+wb^2*desvb^2+wc^2*desvc^2+wd^2*desvd^2+  
2*(wa*wb*sigma(1,2)*desva*desvb)+2*(wa*wc*sigma(1,3)*desva*desvc)+  
2*(wa*wd*sigma(1,4)*desva*desvd)+2*(wb*wc*sigma(2,3)*desvb*desvc)+  
2*(wb*wd*sigma(2,4)*desvb*desvd)+ 2*(wc*wd*sigma(3,4)*desvc*desvd));`
- `i=i+1;`
- `end`
- `plot (desvp,mediap)`