Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Serviços de Energia Aplicados à Cogeração

Telmo Adriano Rocha Santos

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrónica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Professora Doutora Maria Teresa Costa Pereira da Silva Ponce de Leão
Co-orientador: Mestre em Engenharia Pedro Manuel Pereira Fonseca Santos

Fevereiro de 2010

© Telmo Adriano Rocha Santos, 2010

U.PORTO

FEUP FACULDADE DE ENGENHARIA UNIVERSIDADE DO PORTO

MIEEC - MESTRADO INTEGRADO EM ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA E DE COMPUTADORES 2009/2010

A Dissertação intitulada

"Serviços de Energia Aplicados à Cogeração"

foi aprovada em provas realizadas em 22de Fevereiro de 2010

o júri

Presidente Professor Doutor José Rui da Rocha Pinto Ferreira
Professor Auxiliar da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Professor Doutor Custódio João Pais Dias
Professor Coordenador do Instituto Superior de Engenharia do Instituto Politécnico do Porto

Professora Doutora Maria Teresa Costa Pereira da Silva Ponce de Leão
Professora Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

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

Telmo Adriano Rocha Santos

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

"*Science may set limits to knowledge, but should not set limits to imagination.*"

Bertrand Russel (1872 – 1970)

ÍNDICE

CAPÍTULO 1 1
1· Introdução **3**
1.1 Enquadramento 3
1.1.1 Aspectos Gerais 3
1.1.2 Energia e Sustentabilidade 10
1.1.3 Conjuntura Internacional 12
1.1.4 Conjuntura Nacional 15
1.2 Motivação 21
1.3 Objectivos do Estudo 24
1.4 Plano Geral da Dissertação 25

CAPÍTULO 2 **27**
2. A Evolução da Cogeração **29**
2.1 Introdução à Cogeração 29
2.1.1 O que é a Cogeração? 29
2.1.2 Benefícios da Cogeração 33
2.1.3 Parâmetros de caracterização de um sistema de Cogeração 36
2.1.4 Modos de funcionamento de um sistema de Cogeração 40
2.2 Situação internacional 42
2.2.1 Evolução da Cogeração no Mundo 42
2.2.2 Dinamarca: um caso exemplar 45
2.2.3 *District Heating and Cooling*: uma aplicação emblemática 46
2.2.4 Regulamentação na União Europeia 49
2.3 Situação Nacional 50
2.3.1 Evolução da Cogeração em Portugal 50
2.3.2 Impacto da Cogeração na Tarifa de Venda a Clientes Finais 53
2.3.3 Análise do contexto regulatório nacional 56
2.3.3.1 Enquadramento jurídico 57
2.3.3.2 Normas técnicas relativas ao estabelecimento e exploração das instalações de Cogeração 59
2.3.3.3 Remuneração da electricidade produzida pelo sistema de Cogeração 59
2.3.3.4 Interligação à Rede Pública 61
2.3.3.5 Comércio de emissões 62
2.3.3.6 Legislação ambiental 62
2.3.4 Barreiras ao desenvolvimento da Cogeração 63

CAPÍTULO 3 **65**
3. Tecnologias de Cogeração, Micro-cogeração e Trigeração **67**
3.1 Cogeração 67
3.1.1 Turbinas a gás 68
3.1.2 Turbinas a vapor 70
3.1.3 Ciclo combinado 72
3.1.4 Motores alternativos ou de combustão interna 72
3.1.4.1 Motor de quatro tempos – Ciclo de *Otto* 73
3.1.4.2 Motor de dois tempos – Ciclo de *Diesel* 75
3.2 Micro-cogeração 77
3.2.1 Micro-turbinas a gás 77
3.2.2 Motores *Stirling* 80
3.2.3 Pilhas de Combustível 82
3.2.4 Ciclo Orgânico de *Rankine* (COR) 85
3.2.5 Pequenos motores de combustão interna 86
3.3 Comparação das diferentes tecnologias de Cogeração e Micro-cogeração 87
3.4 Trigeração 90
3.4.1 O que é a Trigeração? 90
3.4.2 Produção de frio - *Chillers* 90
3.4.2.1 *Chillers* de ciclo de absorção 91
3.4.2.2 *Chillers* de ciclo de adsorção 92
3.5 Sistemas Híbridos 94
3.6 Tipos de Combustíveis Utilizados 95
3.6.1 Gás Natural 95
3.6.2 Biomassa 96
3.6.2.1 Biomassa sólida 96
3.6.2.2 Biocombustíveis gasosos 97
3.6.2.3 Biocombustíveis líquidos 98
3.7 Manutenção de sistemas de Cogeração 99
3.8 Aparelhagem de Telegestão em sistemas de Cogeração 100

CAPÍTULO 4 **101**
4 · O conceito ESCO como alavanca à penetração da Cogeração **103**
4.1 O que é uma ESCO? 103
4.2 Vantagens das ESCO 105
4.3 Evolução do mercado ESCO 106
4.3.1 Situação Internacional 106
4.3.2 Situação Nacional 107
4.4 Metodologia ESCO 108
4.5 Importância da Medição e Verificação no conceito ESCO 111
4.6 Tipos de contratos efectuados por ESCO 112
4.6.1 *Shared Savings* 113
4.6.2 *Guaranteed Savings* 113
4.6.3 *Chauffage* 113
4.6.4 *Build-Own-Operate-Transfer* (BOOT) 114
4.6.5 *First Out* 114

CAPÍTULO 5 **115**
5. Análise do potencial dos serviços de energia associados à Cogeração, Micro-cogeração e Trigeração, em diferentes consumidores intensivos de energia **117**
5.1 Introdução 117
5.2 Potencial de diferentes consumidores intensivos de energia 120
5.2.1 Instalações industriais 120
5.2.1.1 Caracterização do potencial 120
5.2.1.2 Exemplo 121
5.2.2 Instalações agrícolas 122
5.2.2.1 Caracterização do potencial 122
5.2.2.2 Exemplo 122
5.2.3 Instalações hospitalares 123
5.2.3.1 Caracterização do potencial 123
5.2.3.2 Exemplo 124
5.2.4 Grandes superfícies comerciais 124
5.2.4.1 Caracterização do potencial 124
5.2.4.2 Exemplo 124
5.2.5 Hotelaria 126
5.2.5.1 Caracterização do potencial 126
5.2.5.2 Exemplo 126
5.2.6 Piscinas e Centros de Lazer 128
5.2.6.1 Caracterização do potencial 128
5.2.6.2 Exemplo 128
5.2.7 Centros empresariais e grandes edifícios de escritórios em geral 129
5.2.7.1 Caracterização do potencial 129
5.2.7.2 Exemplo 130
5.2.8 Aeroportos 130
5.2.8.1 Caracterização do potencial 130
5.2.8.2 Exemplo 131
5.2.9 Estabelecimentos de ensino 132
5.2.9.1 Caracterização do potencial 132
5.2.9.2 Exemplo 132
5.2.10 Condomínios residenciais 133
5.2.10.1 Caracterização do potencial 133
5.2.10.2 Exemplo 133
5.2.11 Estações de Tratamento de Águas Residuais (ETAR's) 134
5.2.11.1 Caracterização do potencial 134
5.2.11.2 Exemplo 135
5.2.12 Outros 136

CAPÍTULO 6 **137**
6. Introdução à análise do caso prático **139**
6.1 Ferramenta de análise dos proveitos resultantes da remuneração pela venda de electricidade à rede do SEP 139
6.1.1 Objectivos 139
6.1.2 Interface desenvolvido 140
6.1.3 Exemplo de aplicação da ferramenta 142
6.2 Ferramenta de análise do Termo Variável do gás natural 147
6.3 Ferramenta de implementação de contratos ESCO 148

6.3.1 Objectivos 148
6.3.2 Interface desenvolvido 148

CAPÍTULO 7 151
7. Análise do caso prático: Complexo de Piscinas 153
7.1 Diagnóstico Energético 153
7.1.1 Introdução 153
7.1.2 Formas de energia 155
7.1.3 Utilização de energia 155
7.1.3.1 Electricidade 155
7.1.3.2 Gás Natural 160
7.1.3.3 Comparação de custos globais 161
7.1.3.4 Desagregação dos consumos de electricidade do edifício das Piscinas 162
7.1.4 Caracterização da energia 164
7.1.4.1 Electricidade 164
7.1.4.2 Calor 168
7.1.4.2.1 Permutadores de calor 168
7.1.4.2.2 Caudais 174
7.1.5 Dados relativos à produção: cálculo dos consumos específico 175
7.1.5.1 Índice de Eficiência Energética (IEE) 175
7.1.5.2 Intensidade Carbónica 176
7.1.6 Balanço energético 177
7.1.6.1 Sistema de produção térmica 177
7.1.6.2 Iluminação 178
7.1.6.3 Climatização 178
7.1.7 Conclusões 179
7.2 Análise económica do projecto 180
7.2.1 Contratos ESCO 180
7.2.1.1 Fornecimento do gás natural a partir do Comercializador de Último Recurso (CUR) - mercado regulado 181
7.2.1.1.1 *Shared Savings* 183
7.2.1.1.2 *Guaranteed Savings* 184
7.2.1.2 Fornecimento do gás natural a partir do mercado livre 185
7.2.1.2.1 *Shared Savings* 187
7.2.1.2.2 *Guaranteed Savings* 187
7.2.2 Análise de sensibilidade dos contratos ESCO à tarifa do gás natural e à tarifa de remuneração pela electricidade vendida 188
7.2.2.1 Fornecimento do gás natural a partir do Comercializador de Último Recurso (CUR) - mercado regulado 189
7.2.2.2 Fornecimento do gás natural a partir do mercado livre 191
7.2.2.2.1 *Shared Savings* 193
7.2.2.2.2 *Guaranteed Savings* 196

CAPÍTULO 8 201
8. Conclusões e perspectivas futuras 203

Lista de Tabelas

Tabela 1.1: Análise SWOT do sector da energia, em Portugal 20

Tabela 2.1: Valores da Razão Calor/Trabalho Produzido para algumas tecnologias de Cogeração [44] 38

Tabela 2.2: Capacidades instaladas de Cogeração (MWe), em alguns países, em 2007 [39] (Adaptado da fonte) 43

Tabela 3.1: Resumo das principais características dos vários tipos de pilhas de combustível [74] 84

Tabela 3.2: Vantagens e desvantagens de diferentes tecnologias de Cogeração [40] [62] (Adaptado das fontes) 87

Tabela 3.3: Vantagens e desvantagens de diferentes tecnologias de Micro-cogeração [40] [73] [75] (Adaptado das fontes) 88

Tabela 3.4: Algumas características de operação e custos típicos de diferentes tecnologias de Cogeração e Micro-cogeração [40] 89

Tabela 3.5: Algumas características de alguns tipos de combustível, incluindo o PCI [40] (Adaptado da fonte) 95

Tabela 5.1: Potencial para a instalação de Micro-cogeração, em Portugal, distribuído pelos diversos sectores [63] (Adaptado da fonte) 118

Tabela 7.1: Taxa de ocupação mensal 154

Tabela 7.2: Consumos de electricidade e gás natural, em 2008 e 2009 155

Tabela 7.3: Desagregação dos consumos (2008) 159

Tabela 7.4: Desagregação dos consumos (2009) 159

Tabela 7.5: Comparação dos custos de electricidade e gás natural de 2008 com os de 2009 162

Tabela 7.6: Diferenças de custos, mensal e anual, entre 2008 e 2009 162

Tabela 7.7: Valor total de energia eléctrica consumida, no último ano, no estabelecimento de ensino 163

Tabela 7.8: Valor medido, por fase e total, de energia eléctrica consumida no edifício das Piscinas 163

Tabela 7.9: Valor total estimado de energia eléctrica consumida, no último ano, no edifício das Piscinas 163

Tabela 7.10: Peso absoluto e relativo da energia eléctrica consumida, no último ano, no edifício das Piscinas 163
Tabela 7.11: Dados estatísticos da sonda térmica T2 169
Tabela 7.12: Ocorrências da sonda térmica T2 169
Tabela 7.13: Dados estatísticos da sonda térmica T3 170
Tabela 7.14: Ocorrências da sonda térmica T3 170
Tabela 7.15: Dados estatísticos da sonda térmica T4 171
Tabela 7.16: Ocorrências da sonda térmica T4 171
Tabela 7.17: Dados estatísticos da sonda térmica T5 171
Tabela 7.18: Ocorrências da sonda térmica T5 172
Tabela 7.19: Dados estatísticos da sonda térmica T6 172
Tabela 7.20: Ocorrências da sonda térmica T6 173
Tabela 7.21: Dados estatísticos da sonda térmica T8 173
Tabela 7.22: Ocorrências da sonda térmica T8 173
Tabela 7.23: Dados considerados para o cálculo do Índice de Eficiência Energética 175
Tabela 7.24: Intensidade Carbónica e dados considerados na sua determinação 176
Tabela 7.25: Dados técnicos do sistema térmico 177
Tabela 7.26: Descrição da iluminação do edifício das Piscinas 178
Tabela 7.27: Descrição do Equipamento de Climatização do Edifício das Piscinas 179
Tabela 7.28: Custos em energia do sistema actualmente existente no Complexo de Piscinas 181
Tabela 7.29: Custos em energia do sistema de Cogeração proposto (mercado regulado de GN) 182
Tabela 7.30: Custos de investimento do sistema de Cogeração proposto 182
Tabela 7.31: Custos de operação do sistema de Cogeração proposto 182
Tabela 7.32: Custos de *leasing* e seguro do sistema de Cogeração proposto 183
Tabela 7.33: Dados relevantes das três modalidades *Shared Savings* (mercado regulado de GN) 184
Tabela 7.34: Dados relevantes das três modalidades *Guaranteed Savings* (mercado regulado de GN) 185
Tabela 7.35: Custos em energia do sistema de Cogeração proposto (mercado livre de GN) 186
Tabela 7.36: Dados relevantes das três modalidades *Shared Savings* (mercado livre de GN) 187
Tabela 7.37: Dados relevantes das três modalidades *Guaranteed Savings* (mercado livre de GN) 188

Lista de Figuras

Figura 1.1: Evolução da procura mundial por energia primária [2] 3
Figura 1.2: Comparação da procura mundial por carvão relativamente a outros combustíveis fósseis [2] 4
Figura 1.3: Previsão de evolução das emisões de CO_2 a nível global [3] 4
Figura 1.4: Evolução das quotas de produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis [2] 5
Figura 1.5: Evolução da importação de produtos energéticos, em Portugal [6] 5
Figura 1.6: Estrutura da importção de produtos energéticos, em Portugal [6] 6
Figura 1.7: Evolução do consumo de energia primária, em Portugal, no período 1996-2007 [4] 6
Figura 1.8: Evolução do consumo de gás natural, em Portugal [5] 6
Figura 1.9: Distribuição da energia elétrica produzida, em Portugal, a partir de fontes de energia renovável, em 2007 [4] 7
Figura 1.10: Consumo de energia final, por sector, em Portugal, em 2007 [4] 8
Figura 1.11: Oportunidades de negócio despoletadas pelo actual cenário energético global [9] 9
Figura 1.12: As três dimensões do Desenvolvimento Sustentável [11] 10
Figura 1.13:Os 12 programas deo Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética [28] 17
Figura 1.14: Financiamentos e aplicações do Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética [28]. (Adaptado da Fonte) 18
Figura 1.15:Derretimento de iceberg, na proximidade do glaciar Jakobshavn (Ilulissat, Groelândia Ocidental [34]. Fotografia de Bob Strong (Reuters) [35] 21
Figura 1.16:Sustentabilidade no sector da electricidade [36] 22
Figura 2.1:Princípio de um sistema de Cogeração [42]. (Adaptado da Fonte) 30
Figura 2.2:Comparação entre o sistema convencional de produção de electricidade e calor e o sistema de Cogeração [38]. (Adaptado da Fonte) 30
Figura 2.3: Balanço comparativo, em unidades de energia, entre um sistema convencional de produção de energia térmica e eléctrica e um sistema de Cogeração [38]. (Adaptado da Fonte) 31
Figura 2.4: Classificação energética de sistemas de produção de electricidade [40] 32
Figura 2.5: Distribuição da procura de energia na União Europeia, em 2005 [39]. (Adaptado da Fonte) 32
Figura 2.6: Fluxos energéticos no sistema eléctrico global (TWh), em 2007 [39]. (Adaptado da Fonte) 33

Figura 2.7: Relação entre a razão Calor/Trabalho Produzido e a Poupança de Energia Primária [44]. (Adaptado da fonte) 38
Figura 2.8: Taxas de utilização de Cogeração relativamente à produção de energia total, em 2007 [39] 43
Figura 2.9: Previsão de evolução da Cogeração na produção global de energia eléctrica na UE [48] 44
Figura 2.10: Central de incineração de resíduos urbanos com sistema de Cogeração (Esbjerg, Dinamarca) [50] 45
Figura 2.11: Dinamarca: diminuição das emissões de CO_2 e o crescimento da Cogeração (1990-2006) [39]. (Adaptado da fonte) 46
Figura 2.12: Esquema da rede DHC da cidade de Copenhaga [50] 47
Figura 2.13: Configuração típica de uma rede DHC [50] 48
Figura 2.14: Potência instalada de Cogeração, em Portugal, em 2008 [55]. (Adaptado da fonte) 50
Figura 2.15: Desagregação da potência de Cogeração instalada, baseada em turbinas de vapor de contrapressão, em Portugal, por sector de actividade industrial [55] 51
Figura 2.16: Desagregação da potência de Cogeração instalada, baseada em motores Diesel, em Portugal por sector de actividade industrial [55] 52
Figura 2.17: Desagregação da potência de Cogeração instalada, a gás natural, em Portugal por sector de actividade industrial [55] 52
Figura 2.18: Diferencial de custo relativo à aquisição de energia eléctrica a instalações de Cogeração [59] 55
Figura 3.1: Vista em corte de uma turbina a gás de potência elevada (Siemens V64.3) [67]. (Adaptado da fonte) 68
Figura 3.2: Processo real de combustão interna de uma turbina a gás, em circuito aberto [68] 69
Figura 3.3: Esquema de uma solução de Cogeração baseada numa turbina a gás [62] 70
Figura 3.4: Diagrama T, s do Ciclo de *Rankine* [68] 70
Figura 3.5:Esquema do ciclo com turbina a vapor [68] 71
Figura 3.6: Esquema de uma solução de Cogeração baseada numa turbina a vapor de contrapressão [62] 71
Figura 3.7: Esquema de uma solução de Cogeração com ciclo combinado [62] 72
Figura 3.8: Esquema de uma solução de Cogeração com motor alternativo [62] 73
Figura 3.9: Vista de um motor de combustão interna e seus principais componentes [69]. (Adaptado da fonte) 74
Figura 3.10: Os quatro tempos do Ciclo de *Otto* [70]. (Adaptado da fonte) 75
Figura 3.11: Diagrama P, v e diagrama T, s do ciclo de *Otto* [68] 75
Figura 3.12: Os dois tempos e quatro momentos do Ciclo de *Diesel* [71]. (Adaptado da fonte) 76
Figura 3.13: Diagrama P, v e diagrama T, s do ciclo de *Diesel* [68] 76
Figura 3.14: Vista em corte de uma micro-turbina [75]. (Adaptado da fonte) 78
Figura 3.15: Esquema de uma micro-turbina, com um único veio [76]. (Adaptado da fonte) 78

Figura 3.16: Esquema de uma micro-turbina, com vários veios [74] 79
Figura 3.17: Aspecto exterior de um motor *Stirling* de 55 Kw da *Stirling Biopower* [79] 80
Figura 3.18: As quatro fases distintas de um Ciclo de *Stirling* - motor de 2 cilindros ou configuração Alfa [80] (Adaptado da fonte) 81
Figura 3.19: Princípio de funcionamento de uma célula electroquímica de combustível [81] 83
Figura 3.20: Principais subsistemas para o funcionamento de uma pilha de combustível [40] 83
Figura 3.21: Esquema de funcionamento de uma célula de combustível regenerativa [84] 85
Figura 3.22: Unidade baseada no COR, de 450 kWe, durante a instalação, em Admont, Áustria [75] 86
Figura 3.23: Principio de funcionamento de um processo de COR a biomassa [75] 86
Figura 3.24:Diagrama esquemático de Trigeração [62] 90
Figura 3.25: Vista exterior de um *chiller* de absorção a brometo de lítio, da marca *Shuangliang* [88] 91
Figura 3.26: Esquema de funcionamento de um *chiller* de absorção [89] (Adaptado da fonte) 92
Figura 3.27: Vista exterior de um *chiller* de absorção, modelo *Weatherite Manufacturing* [90] 93
Figura 3.28: Rede de gás natural, em Portugal [96] 96
Figura 3.29: Motor *Stirling* com queimador a peletes de madeira, modelo *Sunmachine Pellet* [97] 97
Figura 3.30: Motor *Stirling* com queimador a biogás, modelo *Sunmachine Bioerdgas* [97] 98
Figura 4.1: Fluxograma da metodologia tipicamente empregue por uma ESCO [104] [106] (Adaptado das fontes) 110
Figura 4.2: Modelo financeiro ESCO [102] [108] (Adaptado das fontes) 112
Figura 5.1: Sistema de Cogeração com turbina a vapor, numa unidade industrial, em Bertrix, Bélgica [112] 121
Figura 5.2: Complexo de estufas, em Saint Bonnet-de-Mure, França [112] 122
Figura 5.3: Sistema de Cogeração com micro-turbina a gás, num hospital, em Prum Rheinland-Pfalz, Alemanha [114] 124
Figura 5.4: Sistema de Trigeração *Pure Comfort* 240M, da UTC Power, num hipermercado, em Mount Kisko, Nova Iorque, EUA [115] 125
Figura 5.5: Sistema de Cogeração a gás natural, no Hotel "Heathrow Marriott", em Londres, Reino Unido [114] 127
Figura 5.6: Sistema de Cogeração a gás natural, no Complexo de Piscinas de Bron, França [112] 128
Figura 5.7: Sistema de Cogeração a gás natural, no edifício do Parlamento, em Vlaams, Bélgica [112] 130
Figura 5.8: Sistema de Trigeração no Aeroporto Internacional de Xangai, China [119] 131
Figura 5.9: Sistema de Cogeração a gás natural, no *Campus* Universitário de Solbosh, em Bruxelas, Bélgica [112] 132
Figura 5.10: Sistema de Cogeração a gás natural, no condomínio residencial de Immerloo, em Arnhem, Holanda [120] 134

Figura 5.11: Sistema de Cogeração a biogás, na ETAR do Choupal, em Coimbra [121] 135
Figura 6.1: Aspecto do *interface* desenvolvido para a ferramenta de análise dos proveitos resultantes da remuneração pela venda de electricidade à rede do SEP (dados introduzidos relativos ao exemplo proposto de seguida) [112] 140
Figura 6.2: Aspecto do campo de selecção do tipo de tecnologia 141
Figura 6.3: Aspecto dos campos de selecção dos índices IPC_{dez} e IPC_{ref} 141
Figura 6.4: Aspecto dos campos de selecção do horário de funcionamento diário do sistema de Cogeração 141
Figura 6.5: Remuneração pela electriciddae vendida à rede para o exemplo proposto - entrega constante 143
Figura 6.6: Energia eléctrica entregue à rede para o exemplo proposto - entrega constante 143
Figura 6.7: Remuneração pela electriciddae vendida à rede para o exemplo proposto - entrega optimizada 145
Figura 6.8: Energia eléctrica entregue à rede para o exemplo proposto - entrega optimizada 145
Figura 6.9: Custos em gás natural para o exemplo poposto 146
Figura 6.10: Aspecto do *interface* desenvolvido para o cálculo do Termo Variável do gás natural - mercado livre 147
Figura 6.11: Aspecto do *interface* desenvolvido para a implementação automática de contratos ESCO 148
Figura 7.1: Imagem do exterior do Complexo de Piscinas em estudo 154
Figura 7.2: Distribuição diária dos utilizadores 155
Figura 7.3: Desagregação do consumo de energia activa, por período tarifário, em 2008 156
Figura 7.4: Valores de potências contratadas e de ponta, em 2008 156
Figura 7.5: Custos associados ao consumo de energia activa e potência, em 2008 156
Figura 7.6: Desagregação dos custos de energia activa, por período tarifário, em 2008 157
Figura 7.7: Desagregação do consumo de energia activa, por período tarifário, em 2009 157
Figura 7.8: Valores de potências contratadas e de Ponta, em 2009 157
Figura 7.9: Custos associados ao consumo de energia activa e potência, em 2009 158
Figura 7.10: Desagregação dos custos de energia activa, por a tarifário, em 2009 158
Figura 7.11: Comparação dos consumos de energia activa mensais de 2008 com os de 2009 158
Figura 7.12: Consumo de Gás Natural, em 2008 160
Figura 7.13: Custo de Gás Natural, em 2008 160
Figura 7.14: Consumo de Gás Natural, em 2009 161
Figura 7.15: Custo de Gás Natural, em 2009 161
Figura 7.16: Comparação de custos globais, em 2008 e 2009 162
Figura 7.17: Montagem do analisador de energia no Quadro Geral do edifício das Piscinas 164

Figura 7.18: Diagramas de Potência Activa Máxima, Potência Reactiva Máxima e Factor de Potência Máximo (por fase e total) - edifício das Piscinas 164
Figura 7.19: Diagramas de distorção harmónica na Corrente e na Tensão para as três fases e Neutro - edifício das Piscinas 165
Figura 7.20: Diagramas da Intensidade de Corrente no Neutro - edifício das Piscinas 166
Figura 7.21: Diagramas do *Flicker* para as três fases - edifício das Piscinas 166
Figura 7.22: Diagramas da Tensão na fase S - edifício das Piscinas 167
Figura 7.23: Diagramas da Tensão na fase T - edifício das Piscinas 167
Figura 7.24: Esquema do permutador de calor do tanque grande (as caixas laranja representam as sondas térmicas colocadas no permutador) 168
Figura 7.25: Esquema do permutador de calor do tanque pequeno (as caixas laranja representam as sondas térmicas colocadas no permutador) 168
Figura 7.26: Representação gráfica da sonda térmica T2 168
Figura 7.27: Representação gráfica da sonda térmica T3 169
Figura 7.28: Representação gráfica da sonda térmica T4 170
Figura 7.29: Representação gráfica da sonda térmica T5 171
Figura 7.30: Representação gráfica da sonda térmica T6 172
Figura 7.31: Representação gráfica da sonda térmica T8 173
Figura 7.32: Montagem do caudalímetro no permutador da piscina grande 174
Figura 7.33: Montagem do caudalímetro no permutador da piscina pequena 174
Figura 7.34: Montagem do caudalímetro no sistema AQS (exemplo: Torre Sul) 175
Figura 7.35: Ferramenta de cálculo do IEE 176
Figura 7.36: Caldeiras a gás natural e respectivos colectores - edifício das Piscinas 177
Figura 7.37: Unidades de tratamento de Ar e respectivo quadro eléctrico - edifício das Piscinas 178
Figura 7.38: Hipóteses de funcionamento do sistema de Cogeração 180
Figura7.39: Evolução da poupança líquida (mercado regulado de GN) 183
Figura 7.40: Evolução da poupança líquida (mercado livre de GN) 186
Figura 7.41: Cenários propostos para a análise de sensibilidade - mercado regulado de GN 189
Figura 7.42: Índices económicos do *Shared Savings* para os vários cenários - mercado regulado de GN 190
Figura 7.43: Representação gráfica dos índices económicos do *Shared Savings* para os vários cenários - mercado regulado de GN 190
Figura 7.44: Índices económicos do *Guaranteed Savings* para os vários cenários - mercado regulado de GN 191
Figura 7.45: Representação gráfica dos índices económicos do *Guaranteed Savings* para os vários cenários - mercado regulado de GN 191
Figura 7.46: Cenários propostos para a análise de sensibilidade - mercado livre de GN 192

Figura 7.47: Índices económicos do *Shared Savings* para os vários cenários - mercado livre de GN 193
Figura 7.48: Representação gráfica da evolução dos índices económicos do *Shared Savings* para os cenários 4, 5, 6 e 7 - mercado livre de GN 193
Figura 7.49: Representação gráfica da evolução dos índices económicos do *Shared Savings* para os cenários 4, 8, 9 e 10 - mercado livre de GN 194
Figura 7.50: Representação gráfica da evolução da TIR do *Shared Savings* para vários cenários de tarifa de gás natural e de tarifa de electricidade vendida à rede - mercado livre de GN 195
Figura 7.51: Representação gráfica da evolução do VAL do *Shared Savings* para vários cenários de tarifa de gás natural e de tarifa de electricidade vendida à rede - mercado livre de GN 195
Figura 7.52: Índices económicos do *Guaranteed Savings* para os vários cenários - mercado livre de GN 196
Figura 7.53: Representação gráfica da evolução dos índices económicos do *Guaranteed Savings* para os cenários 4, 5, 6 e 7 - mercado livre de GN 197
Figura 7.54: Representação gráfica da evolução dos índices económicos do *Guaranteed Savings* para vários cenários 4, 8, 9 e 10 - mercado livre de GN 197
Figura 7.55: Representação gráfica da TIR do *Guaranteed Savings* para vários cenários de tarifa de gás natural e de tarifa de electricidade vendida à rede - mercado livre de GN 198
Figura 7.56: Representação gráfica do VAL do *Guaranteed Savings* para vários cenários de tarifa de gás natural e de tarifa de electricidade vendida à rede - mercado livre de GN 199

Resumo

Não existem dúvidas de que a transição para uma economia de baixo teor de carbono deve ser imediata e que deve aproveitar as competências e as tecnologias actualmente disponíveis para promover o crescimento sustentável da nossa sociedade.

É urgente a mitigação das emissões de gases com efeito de estufa para inverter a tendência actual de alterações climáticas cada vez mais notórias e severas.

Por outro lado, no caso não só de Portugal, mas também de muitos outros países, verifica-se uma dependência excessiva em relação à importação de combustíveis fósseis, o que constitui talvez o maior entrave à saúde e ao desenvolvimento das suas economias.

É, então, crucial a promoção do uso racional e eficiente da energia, assim como a aposta nas energias renováveis e nos combustíveis fósseis menos danosos para o ambiente (nomeadamente, o gás natural).

A Cogeração constitui-se como uma das mais eficientes soluções de produção de energia, pela sua capacidade de produzir electricidade e calor, em simultâneo, a partir de uma única fonte de combustível. É um princípio que se baseia em diversas tecnologias, umas já consolidadas, outras ainda em fase avançada de I&D.

Os sistemas de Cogeração assumem um protagonismo crescente, desde as implementações de pequena escala aos projectos de grande dimensão, devido ao peso extraordinário do calor e da electricidade no contexto da procura energética mundial.

Neste documento, analisa-se o actual enquadramento da Cogeração, em Portugal, e expõem-se as diversas tecnologias disponíveis, no âmbito de soluções de Cogeração e de Micro-cogeração.

É, também, estudado o conceito ESCO como forma de promover a utilização sustentável da energia, podendo dar uma contribuição significativa aos projectos de Cogeração, tornando possível superar as restrições de natureza financeira que, frequentemente, são um obstáculo ao seu desenvolvimento.

Neste sentido, foram desenvolvidas ferramentas de auxílio à metodologia ESCO, com o intuito de simplificar, estandardizar e automatizar os processos de avaliação da viabilidade económica de potenciais projectos de Cogeração. Concretamente, foi criado um utensílio para o cálculo dos proveitos resultantes da entrega de energia eléctrica à rede pública e para a optimização dessa tarifa, em sistemas de Cogeração de pequena dimensão, assim como um outro de implementação automática de contratos ESCO, na formulação *Shared Savings* e *Guaranteed Savings*.

Finalmente, as ferramentas desenvolvidas foram aplicadas no estudo de um caso prático, permitindo realizar um estudo económico completo, segundo o modelo ESCO, que demonstrou a enorme potencialidade que resulta da associação entre estes dois conceitos: a **Cogeração** e as *Energy Services Companies*.

Palavras-chave: Cogeração; Micro-Cogeração; Micro-turbina; ESCO; Contratos ESCO.

Abstract

There is no doubt that the transition to a low carbon economy must be immediate and should take advantage of the skills and technologies currently available to promote sustainable growth of our society.

It urges to mitigate emissions of greenhouse gases to reverse the current trend of increasingly notorious and severe climate changes.

Moreover, not only in the case of Portugal, but also in many other countries, there is an over-dependence on imported fossil fuels, which is perhaps the greatest obstacle to health and development of their economies.

It is crucial to promote the rational and efficient use of energy, as well as emphasising on renewable energy and fossil fuels less damaging to the environment (e.g. natural gas).

Combined Heat and Power (CHP) is one of the most efficient solutions for energy production, given its ability to produce electricity and heat simultaneously, from a single fuel source. It is a principle which is based on various technologies, some already established, others in an advanced stage of R&D.

CHP systems are of growing importance, since the small scale implementations to large scale projects, due to the extraordinary weight of heat and electricity in global energy demand.

In this paper, it is analyzed the current framework for CHP, in Portugal, and the various technologies available for CHP and Micro-CHP solutions are outlined.

The ESCO concept is also studied as a means of promoting sustainable energy use, due to the significant contribution it can give to CHP projects, making it possible to overcome the financial restrictions that are often an obstacle to their development.

In this sense, tools have been developed to assist the ESCO approach, in order to simplify, standardize and automate the process of assessing the economic viability of potential CHP projects. Namely, it was designed a tool to calculate the income resulting from the delivery of electricity to the public network and to optimize that rate, in small scale CHP systems, and another to automatically implement ESCO contracts, in the form of Shared Savings and Guaranteed Saving.

Finally, those tools were applied to the case study, allowing for a complete economic study, according to the ESCO model, which demonstrated the enormous potential that results from the association between these two concepts: ***Combined Heat and Power and Energy Services Companies.***

Keywords: CHP; Micro-CHP; Micro-turbine; ESCO; ESCO Contracts.

Agradecimentos

Antes de mais, quero agradecer do fundo do coração à minha família, pelo apoio e carinho incondicionais que me têm dedicado desde sempre. O que sou hoje deve-se, em grande medida, a vocês.

Desejo, também, expressar a minha profunda gratidão à minha orientadora, Professora Doutora Maria Teresa Costa Pereira da Silva Ponce de Leão, pela atenção, simpatia e total disponibilidade que teve para comigo, no decorrer deste trabalho.

Agradeço à Self Energy, na pessoa do Mestre em Engenharia Pedro Manuel Pereira Fonseca Santos, por me ter recebido para desenvolver este trabalho e pela valiosa contribuição enquanto co-orientador.

Por último, envio uma palavra de enorme apreço aos bons amigos que fiz na FEUP. Espero que as nossas amizades subsistam muito para além da vida académica.

Telmo Adriano Rocha Santos

Abreviatura e Símbolos

Lista de abreviaturas

AFC - *Alkaline Fuel Cell.*
APPEC - Associação Portuguesa de Produção de Energia em Cogeração.
AQS - Aquecimento de Águas Sanitárias.
ASME - *American Society of Mechanical Engineers.*
AVAC - Aquecimento, Ventilação e Ar Condicionado.
BTE - Baixa Tensão Especial.
CCHP - *Combined, Cooling, Heating and Power.*
CEE - Consumo Específico Equivalente.
CELE - Comércio Europeu de Licenças de Emissão.
CHP – *Combined Heat and Power.*
CIE - Consumidores Intensivos de Energia.
COP - Coeficiente de Performance.
COR – Ciclo Orgânico de Rankine.
CUR - Comercializador de Último Recurso.
DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia.
DIN - *Deutsches Institut für Normung.*
DHC - *District Heating and Cooling.*
ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
ESCO – *Energy Services Company.*
ESPC - *Energy Services Provider Companies.*
ETAR - Estação de Tratamento de Águas Residuais.
EUA – Estados Unidos da América.
EWG - *Exempt Wholesale Generator.*
GEE - Gases com Efeito de Estufa.
IPCC - *Intergovernmental Panel on Climate Change.*
I&D – Investigação e Desenvolvimento.
LE - Licenças de Emissão.
MCFC - *Molten Carbonate Fuel Cell.*
M&V – Medição e Verificação.
OCDE - Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico.
ONU – Organização das Nações Unidas.
O&M – Operação e Manutenção.
PAFC - *Phosphoric Acid Fuel Cell.*
PEFC - *Polymer Electrolyte Fuel Cell.*
PEMFC - *Proton Exchange Membrane Fuel Cell.*
PEP - Poupança de Energia Primária.
PCI - Poder Calorífico Inferior.
PCS - Poder Calorífico Superior.
PIB - Produto Interno Bruto.

PME – Pequenas e Médias Empresas.
PMS – Ponto Morto Superior.
PMI – Ponto Morto Inferior.
PNAC - Programa Nacional para as Alterações Climáticas.
PNAEE - Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética.
PNALE - Planos Nacionais de Atribuição de Licenças de Emissão.
PPEC - Plano de Promoção da Eficiência no Consumo.
PRE - Produção em Regime Especial.
QREN - Quadro de Referência Estratégico Nacional.
REE - Rendimento Eléctrico Equivalente.
REN - Redes Energéticas Nacionais.
RENAE - Rede de Agências de Energia.
RESP - Rede Eléctrica de Serviço Público.
RCLE - Regime Comunitário de Comércio de Licenças de Emissão.
SEN - Sistema Eléctrico Nacional.
SEP - *S*istema Eléctrico de Serviço Público.
SOFC - *Solid Oxid Fuel Cell.*
SRM - Sistema de Registo da Microprodução.
TEGEE - Título de Emissão de Gases com Efeito Estufa.
TPF - *Third-Party Financing.*
TURT - Tarifa de Utilização da Rede de Transporte.
UE – União Europeia.
UTA - Unidade de Tratamento de Ar.
WBCSD - *World Business Council for Sustainable Development.*

Lista de Símbolos

g - Grama.
kg - Quilograma.
Mt - Mega tonelada.
Gt - Giga tonelada.
kW - Quilo Watt.
MW - Mega Watt.
kWe - Quilo Watt eléctrico.
MWe - Mega Watt eléctrico.
GWe - Giga Watt eléctrico.
kWh - Quilo Watt hora.
kWh/dia - Quilo Watt hora por dia.
MWh - Mega Watt hora.
MWh/ano - Mega Watt hora por ano.
GWh Giga Watt hora.
TWh - Tera Watt hora.
kVA - Quilo Volt Ampere.
kWt - Quilo Watt térmico.
MWh - Mega Watt hora térmico.
kJ/kg - Quilo Joule por Quilograma.
kWh/m^2.ano - Quilo Watt hora por metro quadrado ano.
Kgep - Quilograma equivalente de petróleo.
tep - tonelada equivalente de petróleo.
Ktep - Quilo tonelada equivalente de petróleo.
kg/m^3 - Quilograma por metro cúbico.
kg/GJ - Quilograma por Giga Joule.
tep/t - Tonelada equivalente de petróleo por tonelada.
m^2 - Metro quadrado.
m^3 - Metro cúbico.
t/ano - Tonelada por ano.
rpm - Rotações por minuto.
Hz - Hertz.
h - Hora.
h/ano - Hora por ano.
ºC - Grau Celsius.
g/kWe - Grama por Quilo Watt hora eléctrico.
€ - Euro.
M€ - Milhão de Euro.
€/t - Euro por tonelada.
€/kW - Euro por Quilo Watt.
€/kWh - Euro por Quilo Watt hora.
CO_2 - Dióxido de carbono.

CH_4 – Metano.
N_20 - Óxido nitroso.
H_2 - Hidrogénio.
O_2 – Oxigénio.

Glossário

Energia primária - É o recurso energético que se encontra disponível directamente na natureza (petróleo, gás natural, energia hídrica, energia eólica, biomassa, solar, entre outros). Exprime-se em termos da massa equivalente de petróleo (tep). Algumas formas de energia primária (gás natural, lenha e outras) podem ser disponibilizadas directamente ao utilizador e, assim, coincidem com a energia final. [122]

Energia final - É a energia disponibilizada ao utilizador, obtida a partir da energia primária, sob diferentes formas (electricidade, gás natural, gás propano ou butano, *pellets*, entre outros), sendo expressa em unidades de medida com significado comercial. [123]

Matriz energética (ou *mix* energético) - É toda a energia disponibilizada para ser transformada, distribuída e consumida nos processos produtivos. [8]

Produção Dispersa (ou Produção Descentralizada) – Forma de produção de energia deslocalizada dos grandes centros produtores convencionais, realizada em menor escala, o que permite maior independência e fiabilidade, a nível energético, a indivíduos ou empresas. [92]

Desenvolvimento Sustentável - Paradigma de desenvolvimento da sociedade que promove o progresso social que permite a satisfação das necessidades do presente, sem que tal comprometa a capacidade das gerações futuras solucionarem os seus problemas de desenvolvimento. Assenta em três pilares fundamentais: desenvolvimento da actividade económica, o equilíbrio do meio ambiente e o bem-estar social. [10] [12]

Cogeração (*Cogeneration* ou *Combined Heat and Power - CHP*) – É a produção combinada de energia térmica e de energia eléctrica (a energia mecânica é geralmente convertida em energia eléctrica), a partir de uma única fonte de combustível (gás natural, gás propano, fuelóleo, biomassa, resíduos industriais, entre outras), na proximidade do local de consumo. [39]

Cogeração de pequena dimensão (*Small scale cogeneration* ou *Small Scale CHP*) - É uma unidade de cogeração cuja potência eléctrica não excede 1 MWe. [72]

Micro-cogeração (*Micro-cogeneration* ou *Micro-CHP*) – É uma unidade de cogeração cuja potência eléctrica não excede 50 kWe. [72]

Trigeração (*Trigeneration* ou *Combined Cooling, Heating and Power - CCHP*) - É um processo alargado de Cogeração, que promove a produção simultânea de electricidade, calor e frio, a partir de um único combustível. O frio é obtido a partir do calor que não é aproveitado. [40]

***District heating and Cooling* –** É uma rede canalizada que efectua a ligação de diversos edifícios, fornecendo água quente, vapor ou água fria, para serem aplicados no aquecimento ambiente de espaços, em AQS e, ainda, em sistemas de ar condicionado, com uma fonte de produção única e centralizada, que optimiza recursos energéticos geralmente de carácter local. Está normalmente associada a unidades de Cogeração. [39]

ESCO (*Energy Services Company*) – É uma empresa que oferece serviços de energia, associados a medidas de eficiência energética, e aceita um certo grau de risco financeiro ao fazê-lo. O pagamento dos serviços prestados pela empresa baseia-se, no todo ou em parte, nas poupanças obtidas com a implementação das medidas de eficiência e na satisfação de outros critérios de desempenho acordados. [99]

Contrato de desempenho (ou contrato de *performance*) - São acordos contratuais, entre o beneficiário (cliente) e o fornecedor (ESCO), sobre a implementação de medidas de melhoria da eficiência energética, em que os investimentos inerentes são pagos tendo em conta um nível de desempenho, ou sucesso, dessas medidas, previamente estabelecido. [99]

***Third-Party Financing* -** Acordo contratual, que envolve uma terceira parte, além do fornecedor de energia e do beneficiário das medidas de eficiência energética, que disponibiliza o capital para a concretização das mesmas. Cobra-se ao beneficiário uma comissão equivalente a uma parte das poupanças de energia atingidas. Esta terceira parte poderá, ou não, ser uma ESCO. [99]

Medição e Verificação - Conjunto de procedimentos que permitem, por um lado, realizar o Diagnóstico Energético de uma instalação, determinando o seu *baseline* e, por outro, verificar os ganhos que resultam das alterações efectuadas, nos sistemas ou na sua operação, tratando-se de um suporte essencial a um contrato ESCO. [103] [107]

Diagnóstico Energético - Mecanismo que permite o levantamento das condições de produção e/ou de utilização de energia, numa dada instalação, permitindo identificar oportunidades de melhoria do seu desempenho energético. [105]

***Retrofitting* –** Processo de instalação de novos equipamentos e execução de medidas de gestão energética, que permitem alcançar reduções na factura energética de uma instalação. [103]

***Baseline* –** É o cenário energético de referência de uma dada instalação, isto é, o uso da energia no período anterior à intervenção da ESCO. [103]

Contrato *Take-or-Pay* - Contrato que contempla uma obrigação de aquisição de uma quantidade mínima de petróleo ou de gás natural (ou de qualquer outra forma de energia), por um preço fixado previamente, ou de efectuar o pagamento mesmo que toda a quantidade acordada não tenha sido adquirida. [127]

Contrato *Leasing* - É um contrato através do qual a locadora (empresa que se dedica à exploração do *leasing*) adquire um bem, que é escolhido pelo seu cliente (locatário), para o alugar a este último, por um prazo determinado. [124]

Taxa Interna de Rentabilidade (*Internal Rate of Return*) – É a taxa máxima de rendibilidade do projecto. Assim, trata-se da taxa de actualização que, no final do período de vida do projecto, iguala o VAL a zero. [104]

Valor Actual Líquido (*Net Present Value* ou *Net Present Worth*) – Este indicador económico tem como objectivo avaliar a viabilidade de um projecto de investimento, através do cálculo do valor actual de todos os seus *cash-flows*. Por valor actual entende-se o valor de hoje de um determinado montante a obter no futuro. [104]

Comercializador de Último Recurso - São as entidades titulares de licença de comercialização que, no exercício da sua actividade, estão sujeitas à obrigação da prestação universal do serviço de fornecimento de energia (electricidade ou gás natural), garantindo a todos os clientes que o requeiram a satisfação das suas necessidades. [125]

Tempo de retorno (ou *payback*) – É o tempo decorrido entre o investimento inicial que é realizado num dado projecto e o momento em que o lucro líquido acumulado se iguala ao valor desse investimento. Trata-se de uma técnica de análise de investimento alternativa ao VAL, sendo mais apropriada em ambientes de risco elevado. [126]

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1. Introdução

1.1 Enquadramento

1.1.1 Aspectos Gerais

A ameaça que as alterações climáticas constituem para o ser humano, em consequência da utilização intensiva das formas de energia tradicionais, baseadas em combustíveis fósseis, quer por parte da população em geral, quer por parte do sector da Indústria, tem causado um impacto na opinião pública que já não pode ser desprezado.

Alcançar um abastecimento energético a custo competitivo, para uma utilização eficiente ao serviço do desenvolvimento das sociedades, que simultaneamente garanta a redução da emissão de gases com efeito de estufa (GEE) é, actualmente, um desafio decisivo para a nossa sociedade.

Algumas economias emergentes, como a China, a Índia e os denominados "Tigres Asiáticos" [1], caracterizadas por elevadas taxas de crescimento e rápida industrialização, nas últimas décadas, têm tido uma contribuição importante, no que concerne ao aumento das emissões de GEE. Contudo, estes países não mostram intenção imediata de se comprometerem com objectivos concretos de redução destes parâmetros.

Apesar da consciencialização de que não são ilimitadas, o planeta continua a dispor de consideráveis reservas de combustíveis fósseis, que sustentariam o actual cenário por mais algumas décadas. Tal facto tem motivado a sua contínua extracção, a despeito das questões de natureza ambiental, e tem contribuído para adiar investimentos mais significativos na procura de fontes de energia alternativas que se possam massificar a valores acessíveis.

A Figura 1.1 refere-se à evolução da procura mundial por energia primária, tendo como referência o cenário actual. Estima-se que esta procura aumente na ordem dos 45%, até 2030, relativamente ao presente, com uma taxa de crescimento média anual de 1,6%. [2]

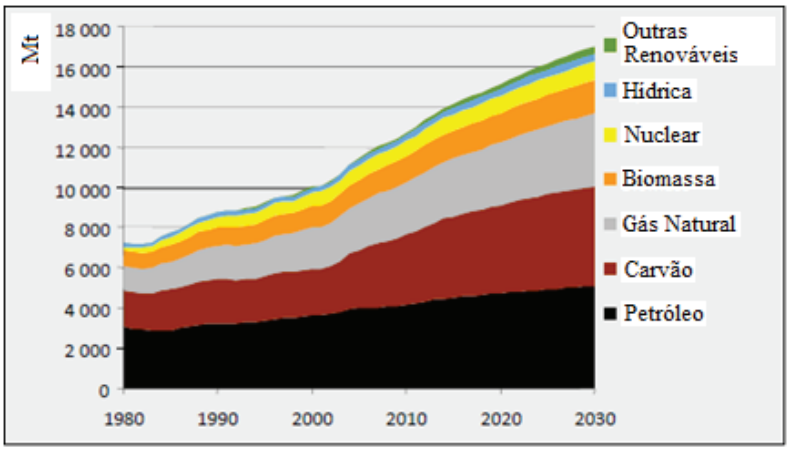


Figura 1.1: Evolução da procura mundial por energia primária [2]

O carvão, combustível fóssil mais abundante, mais barato e mais poluente, será responsável por cerca de 1/3 deste crescimento. A Figura 1.2 mostra a evolução que a procura de carvão tem sofrido comparativamente à procura de petróleo, de gás natural, de energias renováveis e de energia nuclear, nos anos mais recentes. Prevê-se que esta evolução seja mais significativa nos países que não pertencem à OCDE. [2]

Esta é, claramente, uma situação insustentável.

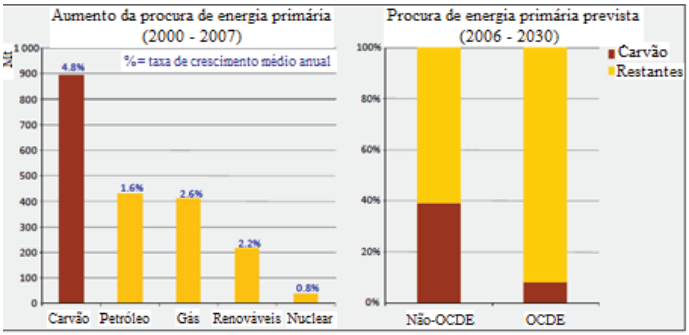


Figura 1.2: Comparação da procura mundial por carvão relativamente a outros combustíveis fósseis [2].

Apesar das inúmeras medidas de incentivo às tecnologias mais eficientes e às energias renováveis tomadas pelos governos, com o objectivo de mitigar os poluentes atmosféricos e, em particular, as emissões de GEE, as emissões deste tipo de gases têm vindo a aumentar de forma considerável. Na última década, registou-se um incremento de cerca de 25% nos níveis de emissão global de GEE.

Se não forem adoptadas disposições enérgicas e tempestivas, a sociedade global continuará a depender dos combustíveis fósseis, nomeadamente, do carvão, para a produção de energia. Como resultado, as emissões de CO_2 passariam de cerca de 30 Gt, em 2009, para cerca de 42 Gt, em 2030 (Figura 1.3). [3]

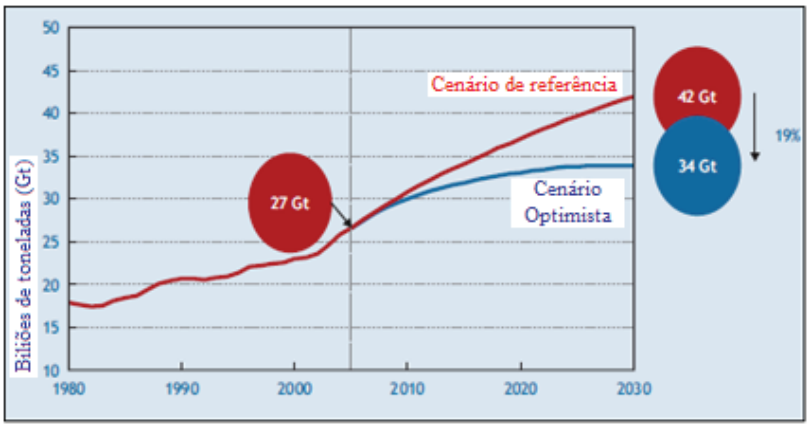


Figura 1.3: Previsão de evolução das emisões de CO_2 a nível global [3].

Fontes de energia mais limpas, seguras, fiáveis e acessíveis a toda a população são fundamentais para inverter esta tendência, bem como para a estabilidade económica e para o desenvolvimento.

Com a manutenção da aposta nas energias renováveis, assegurada por apoios governamentais, pelo previsível aumento do custo dos combustíveis fósseis e pelo declínio dos seus custos de investimento, espera-se que estas se tornem, a nível global, a segunda maior fonte de produção de energia eléctrica, num horizonte de alguns anos apenas. [2]

A Figura 1.4 mostra claramente o aumento expectável, até 2030, nas quotas de produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis.

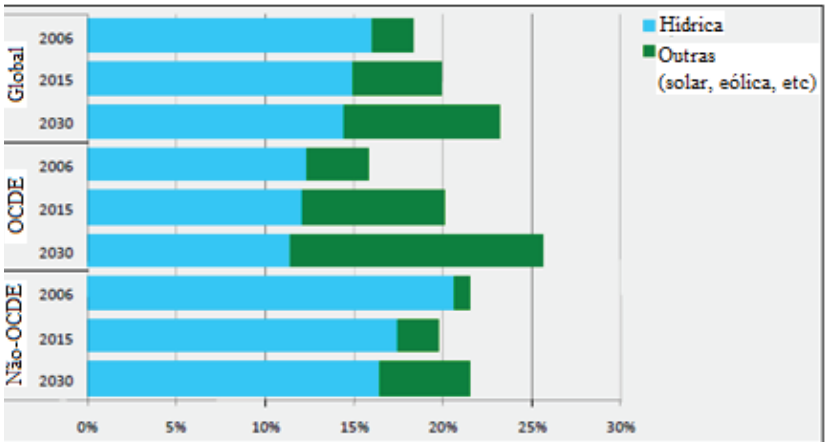


Figura 1.4: Evolução das quotas de produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis [2].

Esta perspectiva deve ser complementada pelo uso extremamente eficiente dos combustíveis fósseis. Aqui, a Cogeração desempenhará um papel de relevo.

Relativamente ao nosso país, refira-se que Portugal possui escassos recursos energéticos próprios, nomeadamente, aqueles que tipicamente asseguram as necessidades energéticas dos países desenvolvidos (petróleo, carvão e gás natural). [4]

O actual contexto energético nacional é caracterizado por uma elevada dependência externa, da ordem dos 85%, essencialmente ao nível dos combustíveis fósseis e de algumas trocas de electricidade com a vizinha Espanha. Este tem sido um factor de enfraquecimento da economia e a principal causa do endividamento externo. [5]

A figura seguinte ilustra o saldo português de importações de produtos energéticos, desde 2000.

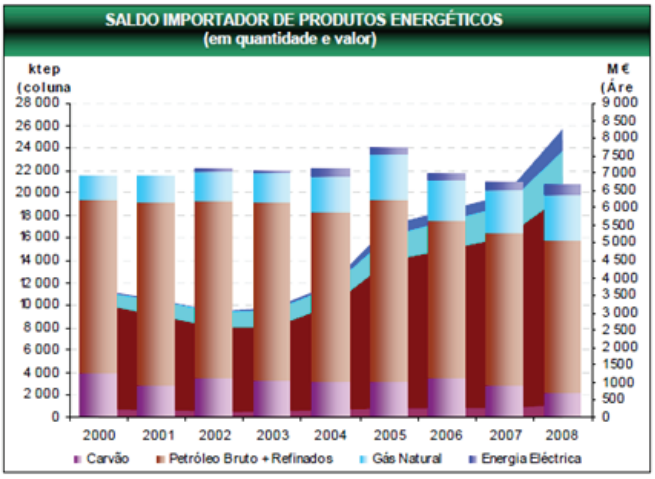


Figura 1.5: Evolução da importação de produtos energéticos, em Portugal [6].

Com o auxílio da Figura 1.6, pode aferir-se o peso que cada um dos diferentes combustíveis fósseis tem nas importações portuguesas. É por demais evidente a dependência do nosso país relativamente ao petróleo, constituindo uma fatia de 77% no total da importação de produtos energéticos, no ano de 2008.

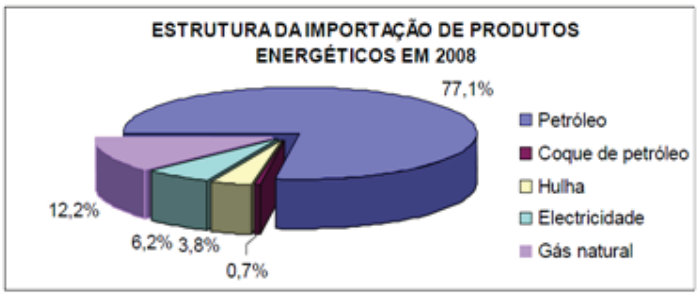


Figura 1.6: Estrutura da importção de produtos energéticos, em Portugal [6].

O consumo de energia primária, em Portugal, tem evoluído de acordo com o gráfico apresentado na Figura 1.7.

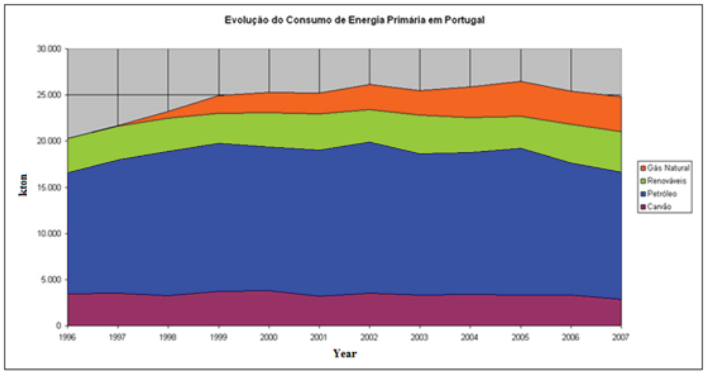


Figura 1.7: Evolução do consumo de energia primária, em Portugal, no período 1996-2007 [4].

O petróleo continua a possuir um papel de destaque na estrutura de abastecimento, representando 54,0% do consumo total de energia primária, em 2007, contra 55,2% em 2006.

O gás natural tem vindo a contribuir para, ao longo da última década, diversificar a oferta de energia e reduzir a dependência exterior em relação ao petróleo. A sua contribuição no mix energético tem evoluído significativamente, representando 15,0%, em 2007, do total do consumo em energia primária.

A evolução do consumo médio anual de gás natural evidencia uma estabilização deste mercado nos anos mais recentes (Figura 1.8), o que é sintoma de alguns problemas nas políticas de preço ao consumidor e nas estratégias de regulação. [5]

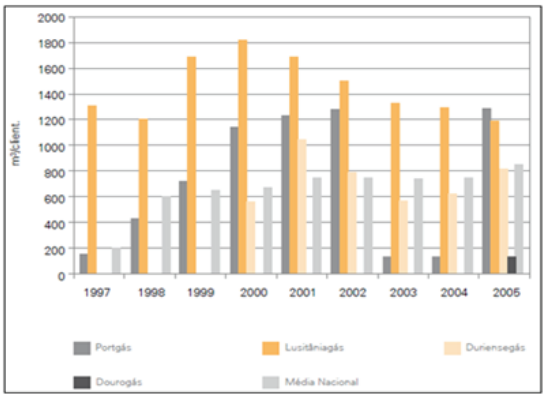


Figura 1.8: Evolução do consumo de gás natural, em Portugal [5].

Da análise comparativa do crescimento do consumo de electricidade com a estabilização do consumo de gás natural, conclui-se que existe a necessidade de promover a transferência da electricidade para o gás, no que diz respeito aos usos relacionados com o calor. [5]

Relativamente ao carvão, representou, em 2007, cerca de 11,3% do total do consumo de energia primária em Portugal. Contudo, estima-se que o peso do carvão na produção de electricidade sofra uma redução progressiva, dado o seu impacto nas emissões de CO_2. [4]

A participação das energias renováveis no *mix* energético português é ainda muito baixa, traduzindo-se sobretudo na utilização da tradicional lenha, para efeitos de calor, e na utilização de recursos de origem hídrica e eólica e, ainda, mas com menos relevância, de origem solar, para a produção de electricidade. [5]

Em 2007, o contributo das energias renováveis no consumo total de energia primária foi de 17,1%, tendo sido de 16,3%, em 2006.

Ainda assim, assiste-se a um crescimento significativo da potência instalada em fontes de energia renovável, nos últimos anos, para produção de electricidade. Em 2007, registavam-se 7.645 MW de potência instalada, sendo 4.883 MW em hídrica, 507 MW em biomassa, 2.201 MW em eólica, 30 MW em geotérmica e 24 MW em fotovoltaica. Nesse ano, foram produzidos 16.861 GWh de energia eléctrica a partir de fontes de energia renovável. [4]

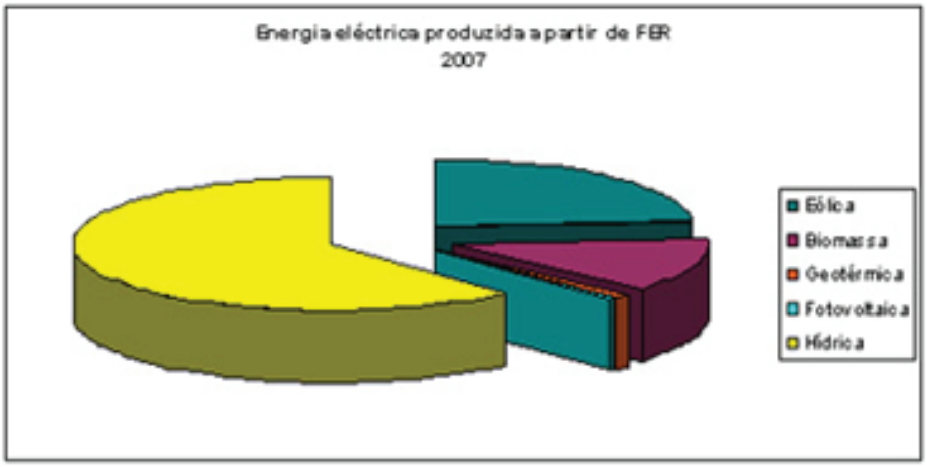


Figura 1.9: Distribuição da energia elétrica produzida, em Portugal, a partir de fontes de energia renovável, em 2007 [4].

Verifica-se então uma dependência quase dramática relativamente aos combustíveis fósseis enquanto, em simultâneo, se assiste a um entusiasmo recente pelas energias renováveis. Esta mudança de paradigma na produção de electricidade, isto é, dos combustíveis fósseis para as energias renováveis e para combustíveis fósseis menos danosos para o ambiente (como por exemplo, o gás natural, que se constitui como o combustível fóssil de transição), levanta algumas questões estratégicas. A electricidade é a forma de energia com melhores condições de utilização, mas representa apenas cerca de 20% da energia final. Por outro lado, a quota de energia primária para produzir electricidade em Portugal será, ainda por muitos anos, maioritariamente de origem fóssil. [5]

Esta problemática requer acções a dois níveis: por um lado, promover o uso racional da electricidade e de tecnologias eficientes, como a Cogeração, em todos os sectores da sociedade, combatendo o desperdício, e, por outro, em simultâneo, estimular a produção de electricidade baseada em energias renováveis. [7]

Repare-se que apenas com a moderação do crescimento do consumo de electricidade é que a produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis terá um impacto significativo no aumento da quota de electricidade de origem renovável na matriz energética nacional. De outra forma, será extremamente improvável que a produção de electricidade de origem renovável consiga acompanhar taxas de crescimento do consumo da ordem dos 5%, de acordo com o que se tem verificado nas últimas décadas. [5]

O consumo de energia final, em 2007, atingiu o valor de 18.695 ktep, verificando-se uma redução de 2,1% relativamente a 2006. Existiu uma diminuição do consumo de petróleo da ordem dos 7,1% e um aumento de 5,9% de gás natural e de 3,3% em electricidade.

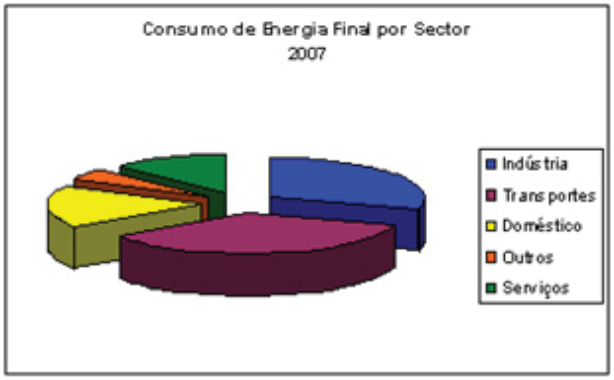


Figura 1.10: Consumo de energia final, por sector, em Portugal, em 2007 [4].

De acordo com a Figura 1.10, em 2007, o sector da Indústria teve um peso de 29,2% no consumo final de energia, os Transportes de 36,4%, o Doméstico de 17,1%, os Serviços de 12,2% e os outros sectores um peso de 5,1% (incluindo-se a Agricultura, Pescas, Construção e Obras Públicas). Constata-se, desta forma, uma forte contribuição dos sectores de Indústria e Transportes no consumo de energia final.

No sector Doméstico, verifica-se um aumento do consumo de energia por unidade de alojamento (2.611 kWh/alojamento, em 2007, contra 2.544 kWh/alojamento, em 2006). No entanto, existe uma estabilização nos consumos dos produtos de petróleo, a favor da electricidade e do gás natural, no que diz respeito às formas de energia utilizadas.

No sector dos Serviços, em 2007, o consumo de energia aumentou 0,8% face a 2006. [4]

Note-se que cerca de 50% da energia usada no conjunto dos processos industriais e pelas famílias é sob a forma de calor. Este tipo de uso deve encorajar o aproveitamento directo de combustíveis mais limpos, de recursos afectos à biomassa, da energia solar térmica e, ainda, de tecnologias associadas à produção combinada de calor e electricidade. [5]

Daqui se conclui que é de enorme importância a promoção da eficiência energética na indústria, nos edifícios residenciais e de serviços. Uma vez mais, a Cogeração poderá ser um actor de relevo.

Em 2007, o nosso país apresentou um consumo de energia final per capita de 1,76 tep/habitante.

Contudo, Portugal é ainda um dos países da UE com menor consumo de electricidade *per capita* (em 2006, foi de 4.799 kWh, correspondendo ao 21.º lugar dos países europeus).

Portugal apresentou uma intensidade energética de 225,14 kgep/1.000 Euros, em 2006, um valor ainda acima do que seria desejável. [4]

O crescimento médio do consumo anual de electricidade, na última década, em Portugal, foi de 5,1%, reflectindo uma intensidade eléctrica muito elevada relativamente ao crescimento do PIB, o que expõe a necessidade de estratégias de eficiência e racionalidade no uso da electricidade. [5]

As emissões de CO_2 *per capita*, resultantes de processos de combustão, em Portugal, foram de 5,32 toneladas de CO_2, em 2006. No mesmo ano, a intensidade carbónica foi de 0,47 kg CO_2 / 2.000 USD. [4]

O caminho percorrido no combate às alterações climáticas, rumo à sustentabilidade ambiental, coincide em grande parte com iniciativas favoráveis à economia local, caracterizadas por uma visão de competitividade. Esta interacção é evidenciada pelas oportunidades de concretizar investimentos com elevado grau de endogeneização, pela criação de emprego e pela aposta no saber qualificado com dimensão prática no desenvolvimento tecnológico. [7]

Os desafios que se colocam não devem ser vistos como ameaças, representando antes oportunidades para quem assumir uma postura pró-activa face ao novo paradigma energético. [8] O actual cenário, de grande procura de produtos e serviços energéticos "verdes", incluindo produtos e serviços com eficiência energética, para redução da "pegada de carbono", tende a criar oportunidades de negócio, quer na área dos serviços de energia, na esfera do conceito ESCO ("*Energy Services Company*"), quer na área dos serviços de eficiência energética. Pode dizer-se que estamos perante a era dourada das empresas de serviços energéticos. [9]



Figura 1.11: Oportunidades de negócio despoletadas pelo actual cenário energético global [9].

Actualmente, a problemática da energia não assenta apenas em assegurar o aprovisionamento energético, como era característico do anterior sistema centralizado. O objectivo primordial deve ser a identificação das fontes (energia primária) ou vectores energéticos (energia final) que melhor se adequam aos tipos de necessidades energéticas específicas de cada local (iluminação, mobilidade, força motriz, calor/frio, etc.). [5]

O desenvolvimento das diversas formas de Produção Descentralizada, entre as quais se inclui a Cogeração, será responsável por um novo paradigma do sector energético. Este novo modelo será mais flexível, promovendo a maximização do uso dos recursos endógenos e a figura de um consumidor que seja, em simultâneo, produtor de energia. Com as tecnologias adequadas, a energia poderá ser produzida e armazenada, nas casas e nas empresas. Poderemos produzir e armazenar energia, localmente, de acordo com as nossas necessidades, partilhando a energia em excesso através da utilização de redes de distribuição inteligentes (*Smart Grids*). A rede passa a ter características distintas, fornecendo e recebendo energia dos consumidores, sendo gerida com base nos mecanismos da procura, com uma arquitectura de controlo interactiva semelhante ao modelo da *Internet*.

Assim, a energia desempenhará, no futuro, um papel social de relevo. Energia distribuída equivale a riqueza distribuída. [8]

1.1.2 Energia e Sustentabilidade

O conceito de Desenvolvimento Sustentável apareceu, com maior destaque, no final do século XX. Tal deveu-se à observação de que o desenvolvimento económico não poderia continuar a seguir um trilho isolado, desprezando a responsabilidade ambiental e preocupações de natureza social.

Esta ideia baseia-se no pressuposto de que o Homem deve consumir os recursos proporcionados pelo planeta a um ritmo que possibilite a sua renovação, evitando o seu esgotamento. Por outro lado, as emissões de resíduos poluentes devem ser reduzidas para que não excedam a capacidade de absorção e regeneração dos ecossistemas. A reutilização e a reciclagem dos resíduos provenientes da utilização de recursos não renováveis deverão ser efectuadas, sempre que possível, podendo estes servir como matérias-primas de outras actividades.

O desenvolvimento da actividade económica, o equilíbrio do meio ambiente e o bem-estar social constituem-se como os três pilares do conceito de Sustentabilidade.

Assim, uma definição de Desenvolvimento Sustentável, de acordo com o Relatório *Brundtland* [10] [12], poderá ser: "*progresso social que permite a satisfação das necessidades do presente, sem comprometer a capacidade das gerações futuras solucionarem os seus problemas de desenvolvimento.*"

Em 1983, as Nações Unidas nomearam uma comissão internacional, a Comissão Mundial para o Ambiente e o Desenvolvimento, com o objectivo de estudar estratégias globais que promovessem o Desenvolvimento Sustentável, presidida pela Primeira-Ministra Norueguesa *Gro Harlem Brundtland* [13]. Os resultados deste estudo foram publicados, em 1987, no documento "Our Common Future" (conhecido como "Brundtland Report").

O relatório desta Comissão despoletou uma ampla consciencialização da comunidade internacional para esta problemática. Seguiram-se as Reuniões Mundiais de Desenvolvimento Sustentável, promovidas pelas Nações Unidas, em 1992 (Cimeira da Terra, Rio de Janeiro) e em 2002 (Cimeira Mundial Rio + 10, Joanesburgo), a Convenção Internacional das Mudanças Climáticas e os programas mundiais "Agenda 21". [10]

O relatório *Brundtland* concluiu que a manutenção dos níveis de consumo energético que se verificavam na altura, e que entretanto aumentaram substancialmente, poderia conduzir a alterações climáticas severas, causadas pelo efeito de estufa, poluição e acidificação do ar. Assim, numa lógica de Desenvolvimento Sustentável, verificou-se ser fundamental a redução da utilização de energia. Tal não é sinónimo de escassez de energia essencial, mas da necessidade de implementar um uso produtivo e eficiente da energia primária.



Figura 1.12: As três dimensões do Desenvolvimento Sustentável [11].

A Reunião Mundial de Desenvolvimento Sustentável de 2002 revelou um maior comprometimento da sociedade com esta questão. Existe um elevadíssimo número de corporações internacionais e nacionais e organizações não governamentais (ONG) com a missão de estudar e promover estratégias de Desenvolvimento Sustentável. Contudo, concluiu-se que os resultados ambientais se encontravam ainda muito abaixo dos níveis exigíveis. Por outro lado, verificou-se a necessidade de definir um indicador universal de sustentabilidade, unanimemente aceite. [14]

Segundo o BCSD Portugal - Conselho Empresarial para o Desenvolvimento Sustentável, uma associação sem fins lucrativos, criada em Outubro de 2001, por iniciativa de algumas empresas de relevo em Portugal (Sonae, Cimpor e Soporcel), associadas ao WBCSD - *World Business Council for Sustainable Developmen*t, os principais objectivos a concretizar para um sector eléctrico sustentável são os seguintes [15]:

1. Garantir investimentos em infra-estruturas

São necessários elevados investimentos na produção de energia eléctrica e respectivas infra-estruturas de abastecimento para corresponder às necessidades energéticas do futuro a médio prazo. Deverá ser definido inequivocamente um *mix* energético que simultaneamente satisfaça a procura e que cumpra com os requisitos ambientais.

2. Levar mais energia a mais pessoas

Actualmente, cerca de 1,5 mil milhões de pessoas não têm acesso comercial à energia, por viverem em áreas rurais, com populações dispersas. Impõe-se a extensão das redes eléctricas existentes, bem como a implementação de formas de produção de energia eléctrica a nível local.

3. Utilização da eficiência como um recurso final

A utilização da eficiência energética como um recurso final traduz-se num potencial de poupança, no que diz respeito à factura e também às emissões de GEE, comparável a fontes energéticas consideradas limpas. Será de extrema importância a promoção de políticas que influenciem o comportamento da população relativamente ao consumo de energia eléctrica e o forte investimento em tecnologias eficientes, como a Cogeração.

4. Diversificar e descarbonizar o mix de combustíveis

Apesar de o *mix* de combustíveis ser fortemente determinado por compromissos de índole económica, impõe-se a diversificação de combustíveis, aumentando a utilização de recursos com um baixo teor de carbono e promovendo a utilização eficiente dos combustíveis fósseis. Quer nos países desenvolvidos, quer nos países em desenvolvimento, os novos projectos de produção de energia eléctrica devem possuir um forte incentivo para a utilização de tecnologias que evitem emissões de GEE e outros poluentes.

5. Promover a Investigação e Desenvolvimento (I&D)

Os montantes que são actualmente dedicados a despesas de I&D pelas empresas e governos são claramente insuficientes. Será necessário um papel mais activo dos governos no financiamento do desenvolvimento de soluções energéticas eficientes.

6. Reforçar e modernizar as redes

Blackouts ocorridos recentemente demonstraram a fragilidade das redes eléctricas actuais, tornando evidente a necessidade de esforços de modernização. Existe tecnologia de ponta disponível para reduzir as perdas e minimizar os impactos ambientais. Deverá promover-se o uso de tecnologias que permitam a flexibilidade de integração em mercados regionais, a integração de fontes de energia renováveis e, também, os consumidores que produzem a sua própria energia (denominados produtor-consumidor).

A Produção Descentralizada, ou Produção Dispersa, na qual se insere a Cogeração, assume um papel fundamental na sustentabilidade do sector energético. Pode ser garantida por tecnologias renováveis (mini-hídricas, biomassa, solar fotovoltaica, entre outras) como por tecnologias fósseis eficientes (por exemplo, cogeração a gás).

Por um lado, a Produção Dispersa é uma das abordagens mais eficazes para a electrificação de áreas remotas e, por outro, está associada a outras vantagens em termos de emissões de carbono e segurança energética em ambientes urbanos.

Contudo, esta deverá fazer parte de uma rede eléctrica interligada e inteligente, uma vez que, por si só, não será capaz de satisfazer a enorme procura de electricidade que caracteriza as economias actuais. Deverá então ser encarada como um complemento e não como um substituto da Produção Centralizada.

A Cogeração descentralizada pode ter uma eficiência global superior à de uma central, se existir uma procura de calor local suficiente. Uma central maior terá vantagens em aspectos de economias de escala. Possuirá maior eficiência de conversão na produção eléctrica.

Os custos de capital da Produção Centralizada são, geralmente, mais baixos por unidade de capacidade do que as centrais pequenas; os custos de operação e os custos de manutenção por unidade de electricidade produzida são, também, tendencialmente menores. Contudo, estima-se que a evolução das tecnologias de Produção Dispersa e da natureza da procura local de calor possa alterar este panorama.

O aumento da capacidade da Produção Dispersa reduzirá os custos em infra-estruturas de Transporte e Distribuição. Por outro lado, dado o consequente fluxo inverso de electricidade pelas linhas de distribuição e o carácter intermitente e imprevisível de algumas formas de Produção Descentralizada, existirão custos adicionais relativos a I&D e a *hardware* nas redes modernizadas, que deverão ser considerados quando se estimam os "custos evitados".

Do ponto de vista do consumidor, ou mesmo do produtor-consumidor, a atractividade de centrais de produção descentralizada dependerá dos preços da electricidade de rede, do valor da tarifa de remuneração pela electricidade produzida, do valor dos equipamentos e dos preços dos combustíveis e, ainda, da fiabilidade da rede.

Como exemplo, refira-se que na Alemanha existe apoio político para a Cogeração descentralizada, substanciado pela fixação administrativa das tarifas acima do valor de mercado e pela redução das tarifas de acesso à rede, devido aos investimentos evitados. Contudo, apesar deste cenário favorável, não se verificou o crescimento rápido da Cogeração descentralizada, que era esperado.

O recurso à Produção Descentralizada deve ser efectuado sempre que as suas vantagens específicas e baixos riscos de investimento permitam a viabilidade dos projectos. Porém, a tradicional indústria da electricidade continuará a ter um papel importante na ligação à rede e no desenvolvimento de redes inteligentes para acomodar as tecnologias de natureza dispersa. [15]

1.1.3 Conjuntura Internacional

Em 1992, mais de 160 países assinam a Convenção Marco sobre Alterações Climáticas (*United Nations Framework Convention on Climate Change*), na conhecida Cimeira do Rio. A principal meta seria a manutenção, por parte dos países industrializados, em 2000, dos seus níveis de emissões de 1990. Abordou-se também, pela primeira vez, o princípio de responsabilidade comum e diferenciada, segundo o qual todos os países têm a responsabilidade de proteger o meio ambiente e combater as alterações climáticas, contudo os países desenvolvidos deveriam ser os primeiros a actuar.

Em 1995, estudos do IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) [16] concluem

que os primeiros sinais de mudança climática são evidentes, sugerindo um impacto significativo de origem humana sobre o clima global.

Em Kyoto, Japão, no ano de 1997, é assinado o Protocolo de Kyoto [17], um importantíssimo avanço relativamente à Convenção de 1992. Constituía-se, pela primeira vez, um acordo vinculativo que comprometia os países desenvolvidos a reduzir suas emissões.

Após prolongadas negociações entre as partes, o acordo entrou em vigor em 16 de Fevereiro de 2005, impondo uma redução da emissão de seis gases que contribuem decisivamente para o aquecimento do planeta: o CO_2 (gás carbónico ou dióxido de carbono), o CH_4 (metano), o N_20 (óxido nitroso), e outros três gases fluorados (HFC, PFC, SF_6).

Este acordo compromete 35 países industrializados e a União Europeia (Anexo B do Protocolo) na redução das suas emissões em 5,2%, relativamente aos níveis de 1990, para o período de 2008-2012. Em 2005, deveria verificar-se já "um progresso visível", ainda que não se tenha chegado a um acordo sobre o significado de tal expressão. [18]

Por outro lado, o Protocolo estabelece três "mecanismos de flexibilidade" que auxiliam os países no cumprimento das exigências de redução de emissões [19]:

- *Joint Implemention* (Implementação Conjunta): permite que os países industrializados invistam em projectos que promovam a redução de emissões em outros países industrializados, onde a implementação destes seja menos onerosa, como alternativa ao investimento no seu próprio território; este mecanismo tem sido usado na substituição de centrais térmicas a carvão por centrais de Cogeração mais eficientes, principalmente, nas denominadas "economias em transição", como a Rússia e a Ucrânia.
- *Emissions Trading* (Comércio de Emissões): permite que os países que aderiram ao Protocolo comercializem, entre si, licenças de emissão de GEE, possibilitando assim que cada um atinja os objectivos de redução propostos.
- *Clean Development Mechanism* (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo): permite que os países industrializados invistam em projectos que promovam a redução de emissões em países em desenvolvimento, como alternativa ao investimento em projectos deste tipo no seu próprio território, que teriam um custo mais elevado.

Os primeiros dois mecanismos estão disponíveis apenas para países do Anexo B do Protocolo.

Os Estados Unidos, responsáveis por cerca de um terço da poluição mundial, e a Austrália são os dois únicos países industrializados que não assinaram o Protocolo de Kyoto. China, Índia e Brasil, três dos principais poluidores mundiais, não estão obrigados a cumprir as quotas de Kyoto, dado o seu estatuto de países em desenvolvimento.

Para que o Protocolo de Kyoto possua valor jurídico deve ser ratificado por, no mínimo, 55 governos que contabilizem 55% das emissões. Até à presente data, 184 países já ratificaram o Protocolo, correspondendo a 44,2% das emissões. [18] [19]

Entretanto, nas reuniões anuais da Convenção das Partes, no âmbito da ONU, decorrem já negociações para a elaboração de um novo acordo, que substitua este Protocolo, para vigorar a partir de 2012. No dia 29 de Março de 2009, deu-se início, em Bona, na Alemanha, à primeira de uma série de reuniões sobre o clima que culminaram com a Cimeira de Copenhaga. Esta Cimeira decorreu entre os dias 7 e 18 de Dezembro de 2009. Apesar de a primeira fase do Protocolo de Kyoto expirar em 2013 e de estar a crescer a pressão para limitar ainda mais as emissões dos GEE, terminou com resultados muito pouco animadores. Foi formulado um acordo político, meramente de intenções, com novos objectivos de redução de emissões, mas que adia um possível tratado legalmente vinculativo. No centro das críticas estiveram os EUA e a China, os maiores poluidores mundiais, que foram incapazes de encetar um entendimento no sentido de fixar objectivos vinculativos. [18] [19]

No que diz respeito à Europa dos 27, o Parlamento Europeu aprovou o pacote legislativo Clima-Energia, vulgarmente conhecido como "três vintes até 2020", em 17 de Dezembro de 2008. A nova legislação tem como objectivo central que a União Europeia, até 2020, reduza em 20% (ou em 30%, se for possível chegar a um acordo internacional) as emissões de GEE, aumente para 20% a parcela das energias renováveis na produção de energia e aumente, também, em 20% a eficiência energética.

A quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final de energia em 2020, estabelecida para Portugal, foi de 31%, considerando a situação de partida e o potencial nacional em recursos renováveis.

Este pacote estabelece ainda uma meta de 10% de energias renováveis no sector dos transportes até à data referida, fixada ao mesmo nível para todos os Estados-Membros, com especial destaque para os biocombustíveis produzidos a partir de resíduos, detritos, material celulósico não alimentar e material lignocelulósico. Integra também uma directiva sobre a captura e armazenagem de carbono, promovendo o financiamento de tecnologias inovadoras nesta área. [20]

Para lograr os objectivos de redução de emissões, a União Europeia aprovou a Directiva 2003/87/CE, de 13 de Outubro, que cria o mecanismo de Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE). Esta Directiva possibilita que os operadores deste regime, na UE, utilizem créditos de emissão gerados através de actividades elegíveis de acordo com o Protocolo. Este conceito é considerado decisivo na estratégia europeia de luta contra as alterações climáticas. [21]

O regime comunitário de comércio de licenças de emissão (RCLE-UE) abrange actualmente mais de 10.000 instalações industriais na UE – incluindo centrais eléctricas, refinarias de petróleo e siderurgias. Representa cerca de metade das emissões de CO_2 da União. [20]

Este mecanismo, efectuado no Mercado Europeu de Carbono, é definido num horizonte temporal definido por dois períodos distintos: 2005-2007 e 2008-2012.

Às instalações que participam neste mercado são atribuídas licenças anuais de emissão de gases com efeito de estufa, em toneladas de CO_2 equivalente, de acordo com os planos nacionais de atribuição de licenças de emissão (PNALE). Assim, se a instalação ultrapassar o limite de emissões terá que adquirir licenças no Mercado ou, em alternativa, implementar medidas que resultem na redução de emissões de GEE. Por outro lado, se a instalação não ultrapassar os seus limites de emissão terá a possibilidade de vender as licenças excedentes no mercado.

Contudo, saliente-se que uma dada instalação pode possuir licenças que suportem os seus actuais níveis de emissões, continuando a sua operação sem tomar quaisquer medidas que promovam a sua redução, o que normalmente se denomina por "*business as usual*". Dessa forma, a empresa estará a incorrer num erro de gestão, ao não promover soluções de produção de energia eficientes e baseadas em energias renováveis, uma vez que reduzindo as suas emissões poderia lucrar com a possibilidade de vender uma parte substancial das suas licenças.

As instalações cujas emissões ultrapassem as licenças de emissão que possuem são punidas, sob a forma de uma multa pecuniária, no valor de 100 € por tonelada de CO_2 excedente. [22]

Prevê-se a inclusão de outros GEE, já que actualmente só o CO_2 é contemplado, e que o número de licenças de emissão colocadas no mercado seja reduzido anualmente, permitindo assim uma diminuição de 21%, em 2020, relativamente aos níveis de 2005, das emissões das instalações abrangidas por este regime (RCLE-EU).

A partir de 2013, deverá ser instituída a venda das licenças exclusivamente em leilão, com o intuito de promover o aumento do custo do CO_2. Contudo, os produtores de electricidade poderão receber licenças de emissão gratuitas para o aquecimento e arrefecimento urbanos e, ainda, no âmbito da produção de calor e/ou frio através de sistemas de Cogeração com elevado nível de eficiência. [20]

No mesmo sentido, a Directiva Europeia 2006/32/EC promove a eficiência do uso final de energia e serviços de energia. Aplica-se aos distribuidores de energia, operadores de sistemas de distribuição e empresas de venda de energia, bem como aos utilizadores finais, com o objectivo de proporcionar mecanismos e incentivos, de natureza financeira e legal, necessários para derrubar as actuais barreiras do mercado que impedem o uso eficiente da energia. A principal meta é conseguir uma poupança de energia nacional de cerca de 9% após o nono ano de aplicação da Directiva (isto é, em 2016), por via de uma redução anual média do consumo de 1%. [23]

Quanto à Cogeração, a Directiva Europeia 2004/08/EC reconhece de forma inequívoca o seu valor, bem como do conceito de eficiência energética associado. Esta Directiva lançou as bases para a identificação sistemática e promoção de projectos de Cogeração com extraordinária eficiência energética, encorajando os Estados-Membros no apoio a projectos nesta área, que demonstrem poupanças de energia primária de pelo menos 10%, quando comparados com a produção separada de calor e electricidade. É dada particular atenção a alguns aspectos legislativos no que diz respeito à burocracia na ligação à rede, à transparência das tarifas e a mecanismos efectivos de apoio aos Cogeradores. [24]

1.1.4 Conjuntura Nacional

O Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC), de 2004, atribui à ERSE responsabilidades na definição de mecanismos para a promoção de medidas da eficiência no consumo de electricidade, tendo como objectivo a redução do consumo de energia eléctrica até 2010. O PNAC 2006/7 apresenta como meta para 2010 a redução de 1.020 GWh do consumo de energia eléctrica.

As linhas gerais da política energética nacional actual foram estabelecidas na Resolução do Conselho de Ministros n.º169/2005, de 12 de Outubro, num documento denominado por "Estratégia Nacional para a Energia". [5] Este documento foca essencialmente oito questões:

1. Liberalização do mercado da electricidade, do gás e dos combustíveis;
2. Enquadramento estrutural da concorrência nos sectores da electricidade e do gás natural;
3. Reforço das energias renováveis;
4. Promoção da eficiência energética;
5. Aprovisionamento público "energeticamente eficiente e ambientalmente relevante";
6. Reorganização da fiscalidade e dos sistemas de incentivos do sistema energético;
7. Prospectiva e inovação em energia;
8. Comunicação, sensibilização e avaliação da estratégia nacional para a energia.

O quadro organizativo do sistema eléctrico nacional foi aprovado em 1995 e estabeleceu a coexistência de um sistema eléctrico de serviço público e de um sistema eléctrico independente, sendo este último organizado segundo uma lógica de mercado.

Para responder às novas políticas energéticas, o Decreto-lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, veio estabelecer as regras gerais aplicáveis às actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, tendo por finalidade o incremento de um mercado livre e concorrencial. Em oposição ao anterior regime, o novo quadro estabeleceu um sistema eléctrico nacional integrado, em que as actividades de produção e comercialização são exercidas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de licença, e as actividades de transporte e distribuição são exercidas

mediante a atribuição de concessões de serviço público. A produção de electricidade é dividida em produção em regime ordinário e produção em regime especial. Ao exercício desta actividade está subjacente a garantia do abastecimento, no âmbito do funcionamento de um mercado liberalizado, em articulação com a promoção de uma política de eficiência energética e de protecção do ambiente, aumentando a produção de electricidade com recurso a fontes endógenas renováveis de energia.

Abandona-se, assim, a lógica do planeamento centralizado dos centros electroprodutores. [25]

Na sequência do Protocolo de Kyoto, a União Europeia, pela Directiva 2003/87/CE, cria o mecanismo de Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), transposta para o direito nacional pelo Decreto-Lei n.º 233/2004, alterado pelo Decreto-Lei n.º 243-A/2004. O regime comunitário de comércio de licenças de emissão assegura a redução das emissões de GEE dos sectores da energia e da indústria abrangidos, ao menor custo para a economia, contribuindo assim para o cumprimento pela UE e os seus Estados-Membros dos compromissos em matéria de emissões ao abrigo de Kyoto. [26]

A cada uma das instalações aderentes, é atribuído um Título de Emissão de Gases com Efeito Estufa (TEGEE), no qual se manifesta a obrigatoriedade de elaborar, anualmente, um relatório de monitorização de emissões, supervisionado por verificadores independentes à instalação. [27]

O Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão (PNALE) surge no âmbito do CELE. Os planos nacionais de atribuição estabelecem, para cada Estado-Membro, o limite máximo da quantidade total de CO_2 que as instalações abrangidas pelo regime comunitário de comércio de licenças de emissão podem emitir e especificam o número de licenças de emissão de CO_2 que podem ser concedidas a cada instalação. A primeira fase deste plano ocorreu no período 2005-2007. Actualmente, decorre o PNALE II, relativo ao período 2008-2012. [26]

No actual PNALE, as instalações industriais abrangidas pelo comércio de emissões terão licenças correspondentes a 169,65 milhões de toneladas de dióxido de carbono, correspondendo a um valor anual de 33,93 milhões de toneladas. Refira-se que o PNALE I previa 38,16 milhões de toneladas de dióxido de carbono, por ano, verificando-se uma redução de cerca de 9% das emissões previstas pelas licenças.

No ano de 2005, relativamente à produção de CO_2 em Portugal, as empresas utilizaram 98,7% das licenças disponíveis. Esta utilização poderia ter sido inferior, se existisse uma maior eficiência na produção de energia eléctrica, uma vez que as centrais termoeléctricas produziram quase um milhão de toneladas de CO_2 acima do que era permitido pelas licenças. Das 36,4 milhões de toneladas de CO_2 produzidas no ano de 2005, em Portugal, o sector da electricidade foi responsável por 21,9 milhões, um valor superior em 4,5% ao que o PNALE autorizava. Contudo, nos restantes sectores, a produção de emissões ficou aquém do que era permitido pelas licenças, em particular, em áreas como a cerâmica (25 % aquém), cogeração (17 %), ou instalações de combustão (23,8%). [21]

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 80/2008 aprovou o Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE), documento que engloba um conjunto alargado de programas e medidas consideradas fundamentais para que Portugal possa alcançar e suplantar os objectivos fixados, a nível europeu, relativos à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos. [28]

O PNAEE está subdividido em doze programas, que constituem os seus principais vectores de actuação (Figura 1.13).

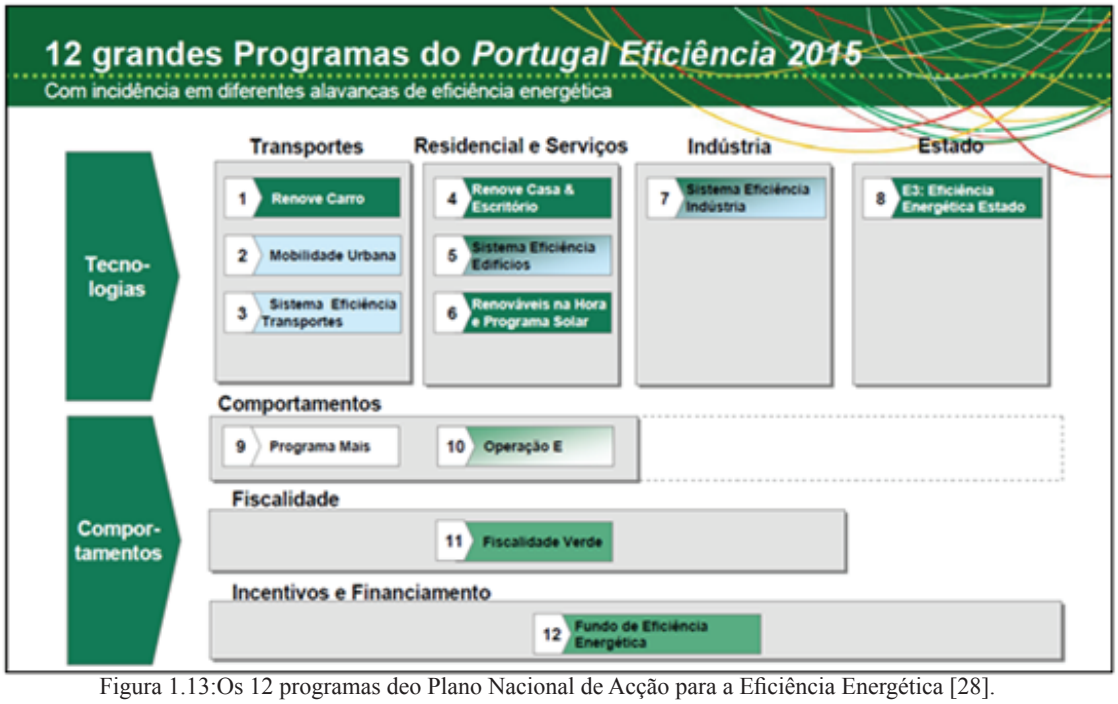


Figura 1.13:Os 12 programas deo Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética [28].

Salienta-se o Fundo de Eficiência Energética, pela sua importância no contexto das empresas de serviços de energia que operam segundo o conceito ESCO. Este programa enquadra-se na área de Incentivos e Financiamento e contempla as seguintes medidas [28]:

- Incentivo à eficiência no consumo eléctrico dos clientes de maior consumo por contrapartida de prémio.
- Cheque eficiência: prémio equivalente a 10% ou 20% dos gastos em electricidade, durante 2 anos, em caso de redução verificada de 10% ou 20% do consumo de electricidade.
- Crédito bonificado: 250M€/ano, para investimentos em eficiência (destaque para a reabilitação urbana);
- Dinamização de Empresas de Serviços de Energia, através de incentivos à sua criação (no âmbito do QREN), concursos para auditorias no Estado e regulamentação do "Contrato Eficiência" (também conhecido por contrato de desempenho ou contrato performance).

Anualmente, estarão disponíveis cerca de 30 milhões de Euros de investimento adicional. Desta quantia, 5 milhões de Euros serão dedicados à criação de novas empresas ESCO, bem como ao apoio financeiro de projectos realizados no seio de empresas ESCO já existentes (Figura 1.14).

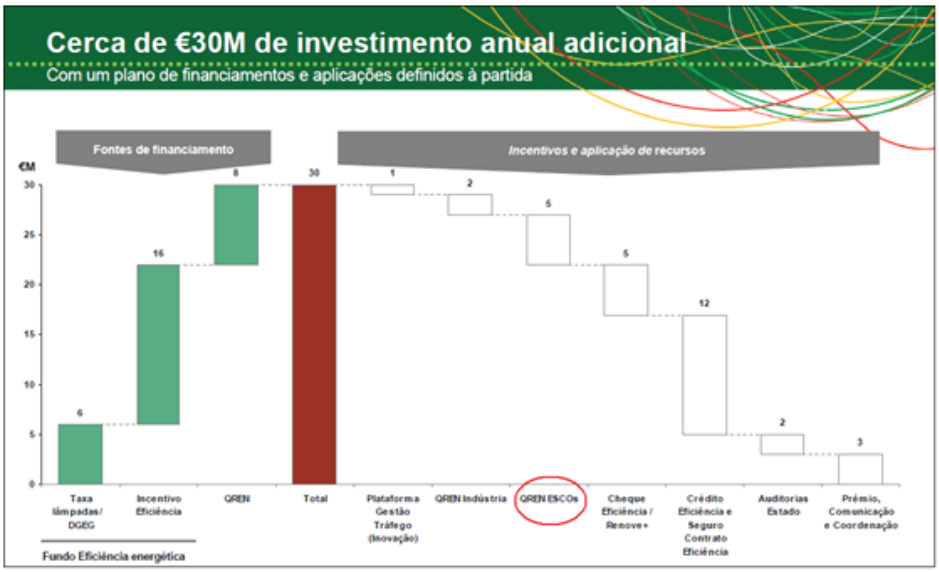


Figura 1.14: Financiamentos e aplicações do Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética [28]. (Adaptado da Fonte).

As bases gerais de organização e funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) classificam a produção de electricidade em regime ordinário e em regime especial. Ao regime especial corresponde a produção de electricidade com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis ou à produção combinada de calor e electricidade. [29]

Neste âmbito, foi criada a iniciativa "Renováveis na Hora", que permite o registo *online* de unidades de microprodução, com o objectivo de simplificar e desburocratizar este processo. A instalação de microprodução processa-se da seguinte forma [28]:

- após efectuado o registo on-line, no Sistema de Registo da Microprodução (SRM), é instalado o equipamento de produção (micro-fotovoltaica, micro-eólica, micro-hídrica ou Cogeração a biomassa ou pilhas de combustível adicionado de colectores solar térmicos, excepto no caso de condomínios e micro-cogeração);
- solicitação de inspecção até um máximo de 4 meses após o registo;
- após a inspecção, o SRM emite o certificado de exploração;
- é celebrado o contrato, iniciando-se a venda de electricidade à rede (possibilidade de até 75% da facturação poder ser contratada directamente com a banca para financiar investimento).

Contudo, na prática, o sistema de registo de unidades de microprodução denominado por "Renováveis na Hora" tem-se mostrado pouco eficiente, tendo vindo a ser objecto de severas críticas por parte das empresas da área das energias renováveis, bem como do público em geral. Esperam-se, num futuro próximo, alterações à forma como são efectuados os registos de unidades de microprodução.

A segunda fase de candidaturas ao Programa de Apoio a Projectos no País a conceder pelo Fundo Português de Carbono está actualmente em curso. Este programa destina-se a apoiar projectos, em território nacional, que visem reduções de emissões ou remoções por sumidouros de GEE previstos no Protocolo de Kyoto, contribuindo para o cumprimento dos objectivos nacionais em matéria de combate às alterações climáticas. Possui um orçamento de 18 milhões de euros, tendo como alvo os sectores da energia, transportes, resíduos, indústria, agricultura, entre outros sectores.

A primeira fase deste programa de investimentos do Fundo Português de Carbono foi um sucesso, permitindo mais de um milhão de toneladas de reduções de emissões adicionais em Portugal. [30]

O Decreto-Lei 71/2008 regula o sistema de gestão dos consumos intensivos de energia (SGCIE), actualizando o enquadramento legal destinado a dinamizar acções de eficiência energética com particular incidência na indústria. Este diploma reduz o limiar de consumo energético acima do qual as empresas passam a ser consideradas Consumidores Intensivos de Energia (CIE), de 1.000 para 500 tep. Tal facto traduzir-se-á num aumento significativo do universo de empresas objecto de aplicação do actual regime. Por outro lado, será alargado o mercado das entidades que se dedicam às actividades de consultoria energética, com destaque para as auditorias energéticas e a elaboração de planos de racionalização de consumos energéticos. [31]

O Plano de Acção para a Promoção da Energia Sustentável no Norte de Portugal promove a produção e a utilização eficiente de electricidade e de calor, favorecendo o uso da biomassa florestal e do gás em vez da electricidade para fins de produção de calor por efeito de Joule, privilegiando soluções energéticas de proximidade. No âmbito deste plano, são propostos os seguintes objectivos: redução das emissões CO_2 per capita e redução do consumo específico da energia, isto é, através da eficiência energética obter o mesmo resultado de produtividade ou de conforto com menos incorporação de energia. Pretende-se promover projectos que contemplem a identificação e caracterização rigorosa das necessidades energéticas e a selecção dos vectores energéticos mais adequados à natureza da procura, tendo em conta o menor impacto ambiental possível.

Uma das áreas de intervenção deste plano, para o horizonte temporal de 2009-2010, encontra-se na esfera da Cogeração e denomina-se por "Promoção e Organização da Cogeração", tendo como desígnio o apoio a dois projectos-piloto de Cogeração descentralizada, em ambiente urbano, para produção de electricidade e/ou calor e micro-redes de produção e gestão de electricidade e calor (com potenciais aplicações ao bio-gás). [5]

Foi também criada a Rede de Agências de Energia (RENAE). As Agências de Energia são já importantes agentes dinamizadores da promoção da eficiência energética no nosso país, com inúmeras actividades no âmbito das medidas aprovadas pelo Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC). [32] O PPEC foi estabelecido pela ERSE, em 2006, no Regulamento Tarifário, e consiste num concurso através do qual promotores elegíveis submetem medidas visando uma melhoria da eficiência no consumo de energia eléctrica. Estas medidas são seleccionadas através duma avaliação sustentada em critérios técnico-económicos. [33]

As Agências de Energia apoiam estratégias e políticas – a nível comunitário, nacional e municipal - relativas à eficiência energética, às energias renováveis e às respectivas contribuições para a inovação tecnológica, o combate às alterações climáticas e a promoção do desenvolvimento sustentável. A cooperação técnica e científica entre as diversas Agências de Energia é de grande importância no desenvolvimento de iniciativas e na obtenção de resultados com impacto nacional. [5]

Destaque-se a participação das Agências de Energia portuguesas em variados projectos europeus, como o "GREEN LODGES – RES and Micro-CHP in Rural Lodges", que contempla um estudo do mercado e promoção da utilização de micro-cogeração em edifícios com actividade de turismo rural, e o projecto GENER, que efectua o acompanhamento de pequenas e médias empresas (PME) na implantação de modelos de gestão eficiente da energia, no qual participam nove entidades e instituições da Galiza e do Norte de Portugal, entre muitos outros. [5]

A implementação nacional da estratégia delineada, a nível comunitário, para o sector energético, não seria possível sem o recurso a alguns instrumentos financeiros. Assim, o actual período de programação comunitária 2007-2013 constitui uma excelente oportunidade, que não deve ser desperdiçada, para o apoio à concretização de inúmeros projectos no âmbito da eficiência energética. Torna-se fundamental compatibilizar os diversos Programas Operacionais Regionais com os Programas Operacionais Temáticos (nomeadamente, "Valorização do Território" e "Factores de Competitividade"), que integram o Quadro de Referência Estratégico Nacional (QREN),

o qual prevê um montante global de 21.510.558.055 €. Para a região Norte, no âmbito do Programa Regional, através do seu Eixo I – "Competitividade, Inovação e Conhecimento", estão previstos 62.931.610 € de FEDER, para acções de "promoção da eficiência energética, enquanto factor decisivo para a competitividade

regional". Uma vez mais, verifica-se que existe um potencial de negócio real e significativo para as empresas ESCO. [5]

Efectua-se, de seguida, uma análise SWOT do sector da Energia, em Portugal.

Tabela 1.1: Análise SWOT do sector da energia, em Portugal

Forças	**Fraquezas**
• Aumento da sensibilização para o impacto ambiental negativo resultante da utilização de combustíveis fósseis; • Percepção crescente do impacto económico da má utilização de energia; • Existência abundante e distribuída de recursos energéticos endógenos para a produção de electricidade e calor.	• Elevada dependência de combustíveis fósseis para a produção de electricidade; • Baixo índice de eficiência energética; • Baixo nível de eficiência térmica dos edifícios; • Falta de cultura tecnológica generalizada de uso do calor nos edifícios; • Rede de transportes colectivos com pouca intermodalidade e, consequentemente, pouco atractiva.
Oportunidades	**Ameaças**
• Aumento da eficiência energética; • Sustentabilidade no planeamento do sector energético; • Utilização das energias endógenas, não apenas para a produção de electricidade mas, em particular, para a produção de calor, seja para o conforto térmico dos edifícios, seja para a indústria; • Efeito dinamizador das energias endógenas e da eficiência energética sobre a actividade económica e criação de emprego; • Crescente consciência ambiental da população.	• Reduzida percepção das autoridades competentes e, principalmente, da população em geral das macro-políticas que interligam Energia/Ambiente/Economia/Desenvolvimento Social; • Instabilidade dos mercados internacionais de combustíveis fósseis.

Em suma, refira-se que as Forças do sector da energia, no nosso país, são cada vez mais de carácter cultural devido à percepção crescente dos cidadãos, por um lado, do impacto económico da má utilização de energia e, por outro, do impacto ambiental negativo da utilização de combustíveis fósseis. Saliente-se, ainda, o potencial energético endógeno significativo de Portugal.

As Fraquezas estão relacionadas, fundamentalmente, com a "cultura do petróleo", que tem estado na base do desenvolvimento da nossa civilização. Por outro lado, o uso do calor nos edifícios tem sido, genericamente, sujeito a abordagens de menor rigor, quando comparadas com a electricidade.

As Oportunidades requerem dos cidadãos uma participação activa na problemática energética, abandonando o papel de meros consumidores de energia.

Por último, as Ameaças relacionam-se, sobretudo, com a actual instabilidade dos mercados de combustíveis fósseis, o que poderá também funcionar como factor impulsionador da temática da eficiência energética e das energias renováveis. Por outro lado, subsiste ainda alguma falta de informação da sociedade no que diz respeito às numerosas políticas, estabelecidas de acordo com a interacção da União Europeia com os governos dos Estados-Membros e até com os próprios municípios, conduzindo ao desaproveitamento de variados benefícios económicos, no âmbito da energia, colocados ao dispor das indústrias e dos cidadãos em geral. [5]

1.2 Motivação

A procura energética mundial ainda é satisfeita, em grande medida, pelos combustíveis fósseis. Por outro lado, existem sinais crescentes de instabilidade em muitos dos países produtores de petróleo. A competição neste mercado é cada vez mais agressiva. Têm sido descobertas poucas reservas de grandes dimensões.

Assistiu-se, recentemente, à escalada de preços do petróleo até um nível recorde (provocando, também, o aumento do preço do gás) e prevê-se que esta situação possa voltar a suceder.

As emissões de carbono resultantes do crescimento alarmante da utilização de combustíveis fósseis têm sido explicitamente consideradas a causa das alterações climáticas no planeta. Estas ameaçam a integridade dos ecossistemas, assistindo-se ao degelo das calotes polares, à destruição das barreiras de coral e à diminuição da diversidade da fauna e da flora das florestas tropicais, entre outros. Consequentemente, o nosso modo de vida e das gerações vindouras estará comprometido, a menos que sejam tomadas as medidas adequadas.



Figura 1.15:Derretimento de iceberg, na proximidade do glaciar Jakobshavn (Ilulissat, Groelândia Ocidental [34].
Fotografia de Bob Strong (Reuters) [35]

A electricidade possui um papel central no desafio energético que a sociedade actualmente enfrenta, pois é uma necessidade inerente ao estilo de vida moderno e uma exigência fundamental para o desenvolvimento. A energia eléctrica constitui-se como um vector energético extremamente cómodo na utilização final e a sua contribuição para o consumo energético total tem vindo a aumentar consideravelmente.

O objectivo primordial é tornar acessível, de forma segura, elevadas quantidades de energia, salvaguardando o ambiente.

Apesar de se observar um crescimento sustentado deste sector, este debate-se com questões importantes no âmbito da fiabilidade, qualidade do serviço, segurança, custo, eficiência e, com grande destaque, dos impactos ambientais.

A electricidade pode equilibrar o *mix* energético mundial, uma vez que pode ser produzida a partir de qualquer fonte de energia primária (fóssil, nuclear, hídrica e muitas outras fontes de energia renováveis). Existem, hoje, diversas tecnologias que garantem um abastecimento eléctrico fiável, seguro, minimamente acessível e, sobretudo, ambientalmente correcto.

De acordo com a filosofia do Desenvolvimento Sustentável, deverão conseguir-se benefícios económicos idênticos aos actuais, se possível melhorando a coesão social, com menor consumo de electricidade, isto é, aumentando a eficiência energética. Assim, haverá necessidade de uma menor quantidade de energia, economizando recursos e evitando emissões.

A eficiência energética assume-se então como uma estratégia decisiva e o recurso a modernos equipamentos que a promovam, tal como os sistemas de Cogeração, deve ser reconhecido como o caminho a seguir.



Figura 1.16:Sustentabilidade no sector da electricidade [36].

Uma central termoeléctrica convencional converte somente cerca de 1/3 da energia do combustível em energia eléctrica, possuindo elevadas perdas sob a forma de calor. É imperativo aumentar a eficiência do processo de produção de electricidade.

A Cogeração de energia eléctrica e calor é uma solução extremamente viável e a considerar seriamente, tendo vindo a ser crescentemente utilizada, nomeadamente, no sector industrial. No processo de Cogeração, cerca de 4/5 da energia do combustível é convertida em energia útil. Estes níveis de eficiência permitem benefícios financeiros e de índole ambiental.

A energia térmica produzida numa instalação de cogeração pode, também, ser utilizada para produzir frio, recorrendo a um ciclo de absorção. Este processo de produção combinada de electricidade, calor e frio denomina-se por Trigeração.

A nível local, a Cogeração tem potencial para reduzir significativamente a factura energética das instalações enquanto que, a nível global, contribui para a redução do consumo de combustíveis fósseis, minimizando os impactos ambientais associados.

Esta solução adequa-se às indústrias e aos edifícios em que se verifiquem necessidades simultâneas consideráveis de energia eléctrica e energia térmica.

Contudo, a necessidade de inovar, desenvolver e utilizar rapidamente novas tecnologias não deve ser encarada de forma pessimista pela sociedade, nomeadamente, pelo tecido empresarial. As linhas de orientação política dos diversos Estados têm cada vez mais em consideração estas questões, existindo um clima favorável ao investimento em soluções mais eficientes, entre as quais a Cogeração, o que tem estimulado de sobremaneira o mercado das empresas de prestação de serviços energéticos.

A implementação de políticas de eficiência energética requer a articulação de diversos tipos de competências, que se estendem pelas áreas técnica, organizacional e financeira. A questão do financiamento é de primeira importância, dado que o investimento associado aos projectos poderá não estar ao alcance dos Municípios, empresas e dos clientes particulares.

Este obstáculo poderá ser contornado com o auxílio de empresas prestadoras de serviços de eficiência energética, designadas por empresas ESCO. Estas possuem a característica marcante de conjugarem um elevado *know-how* com as ferramentas financeiras necessárias para a concretização de medidas de eficiência energética.

Este modelo de negócio encerra em si um certo risco, geralmente, assumido pela empresa ESCO, já que o promotor do projecto poderá ter as suas poupanças asseguradas, mediante um contrato de desempenho efectuado entre as duas partes.

Trata-se de um modelo de extremo interesse no actual momento do sector da energia, podendo desempenhar um papel fundamental na viabilização de um sem número de projectos, carecendo de uma maior divulgação em Portugal.

Este documento traduz a necessidade de sumarizar a informação técnica relativa à solução de Cogeração, como complemento de um estudo pormenorizado da componente financeira de projectos relativos à implementação de sistemas deste tipo. Neste âmbito, serão estudados os diversos tipos de contratos ESCO disponíveis para viabilizar este tipo de soluções.

O lema "*Save money, make money and cut carbon*" [37] parece ser um desígnio possível de ser concretizado.

1.3 Objectivos do Estudo

Com este trabalho é proposto o estudo global da solução de Cogeração, nas vertentes técnica e económico-financeira, com especial ênfase nesta última. Desta forma, pretende reunir-se informação que crie as condições para que uma empresa que opere segundo o conceito ESCO, ou outra entidade, pondere esta opção com fundamentação adequada.

Requer-se que seja efectuado um levantamento pormenorizado das tecnologias actualmente disponíveis, no âmbito da Cogeração, Micro-cogeração e Trigeração, com o objectivo de obter conhecimento que permita sustentar boas opções para cada projecto.

Substanciar a pertinência das empresas ESCO, na conjuntura actual do sector da energia, é também um desígnio que se pretende concretizar. Ainda, estudar detalhadamente a filosofia ESCO e a metodologia a que estas empresas recorrem no decurso da sua operação, com especial destaque para os contratos de desempenho.

É, ainda, um objectivo importante estudar o potencial de diversos consumidores intensivos de energia para a implementação de serviços de energia associados a sistemas de Cogeração, reconhecendo clientes-alvo da empresa prestadora de serviços energéticos.

Finalmente, analisar em pormenor, a diferentes níveis, um caso prático da aplicação de serviços de energia associados a soluções de Cogeração. Numa fase inicial, estudar as necessidades energéticas da instalação, efectuando se possível o Diagnóstico Energético da mesma, com o auxílio de aparelhagem de Medição e Verificação e do histórico das suas facturas energéticas. Depois, atendendo às necessidades verificadas, dimensionar soluções de Cogeração oportunas. Por fim, averiguar a viabilidade económica do projecto, tendo em conta as poupanças obtidas, os proveitos gerados, os custos de investimento, de exploração e de manutenção, entre outros factores, detalhando-os de forma bastante explícita.

Neste estudo económico, será fundamental a análise da estrutura da remuneração da Cogeração em termos gerais, no nosso país, isto é, para todos os níveis de potência. Em particular, será desenvolvida uma ferramenta de cálculo da tarifa de venda de electricidade à rede, para projectos de pequena dimensão, que possam ser licenciados ao abrigo do Decreto-Lei 68/2002, que permita obter de forma automatizada e sistemática o valor dessa remuneração, para qualquer projecto. Este constitui-se como um dos principais objectivos deste trabalho e terá aplicação prática no caso apresentado.

É enfatizada a análise da componente financeira do projecto, estabelecendo as bases que possibilitem identificar investimentos que não sejam proveitosos, de acordo com o paradigma do Desenvolvimento Sustentável.

Procura-se, assim, criar uma metodologia tão estandardizada quanto possível para a abordagem de projectos adequados ao emprego de soluções de Cogeração, estabelecidas por uma empresa ESCO. Neste sentido, será também desenvolvida uma ferramenta para formular facilmente contratos ESCO.

Espera-se que este documento possa contribuir para a adopção generalizada de soluções de Cogeração, nos diversos sectores, com consequentes ganhos a nível económico, social e ambiental.

1.4 Plano Geral da Dissertação

Esta Dissertação encontra-se estruturada em oito capítulos.

No primeiro capítulo, enceta-se uma apresentação da motivação deste trabalho, com uma análise do respectivo enquadramento, expondo a problemática energética actual. São abordadas as temáticas do crescimento do consumo de energia, das alterações climáticas, da mudança de paradigma do sector energético e, ainda, o conceito de Desenvolvimento Sustentável, que governa a sociedade do século XXI. Expõem-se, também, os objectivos que se pretendem cumprir com este estudo.

O segundo capítulo refere-se à evolução da Cogeração no mundo, abordando com detalhe este conceito. Estuda-se a dinâmica actual da aplicação da Cogeração como solução energética eficiente, a nível internacional e nacional. Por último, reúnem-se as principais disposições normativas reguladoras da actividade de Cogeração, em Portugal.

O terceiro capítulo é dedicado a uma análise técnica exaustiva das diversas soluções de Cogeração, Micro-cogeração e Trigeração.

De seguida, no quarto capítulo, introduz-se o conceito ESCO. Associa-se o crescimento exponencial do mercado de empresas ESCO ao actual contexto energético e estudam-se as metodologias empregues por estas empresas, bem como os diversos tipos de contratos de desempenho disponíveis.

No quinto capítulo, estuda-se o potencial de aplicabilidade da Cogeração, em diferentes sectores, através de um estudo completo das características técnicas e necessidades energéticas, isto é, de electricidade e de calor, típicas de alguns tipos de instalação. Ainda no mesmo capítulo, expõem-se algumas implementações de sistemas de Cogeração que pretendem exemplificar, não só a eficiência deste tipo de sistemas, mas também o sucesso do conceito ESCO nestas aplicações.

No capítulo seguinte, o sexto, apresentam-se brevemente as ferramentas que foram criadas e, posteriormente, aplicadas no estudo do caso prático. Analisam-se os seus fundamentos e a motivação do seu desenvolvimento.

No capítulo subsequente, o sétimo, é apresentado o caso de estudo da aplicação de um sistema de Cogeração. Recorrendo a aparelhagem de Medição e Verificação e ao histórico de facturação energética, é efectuado um Diagnóstico Energético da instalação que permitirá contabilizar as necessidades da mesma, possibilitando dimensionar um sistema alternativo, baseado em Cogeração, a ser implementado. Numa segunda fase, efectua-se a análise económica do caso de estudo proposto. Partindo das soluções de Cogeração seleccionadas, que permitam satisfazer as necessidades energéticas da instalação, realiza-se um estudo pormenorizado da sua viabilidade económica, segundo o modelo ESCO, que contemplará todos os custos e proveitos inerentes à sua implementação. A sensibilidade das finanças do projecto à variação destes factores será também analisada.

Por fim, o oitavo capítulo contém as conclusões obtidas no decurso do trabalho apresentado nesta Dissertação, bem como algumas perspectivas para o futuro.

CAPÍTULO 2

A EVOLUÇÃO DA COGERAÇÃO

2. A Evolução da Cogeração

2.1 Introdução à Cogeração

No capítulo que se inicia, é abordado o conceito inerente à Cogeração, nomeadamente, os princípios que lhe estão subjacentes, os benefícios a diversos níveis, os parâmetros de caracterização de sistemas deste tipo, os modos de funcionamento possíveis, entre outros aspectos. Uma análise pormenorizada das diversas tecnologias empregues será realizada no capítulo seguinte deste documento.

Ainda neste capítulo, é efectuada uma descrição da evolução, bem como da situação actual, da solução de Cogeração, quer a nível internacional, quer a nível nacional, complementada pela introdução da legislação que regula as actividades da Cogeração no nosso país.

2.1.1 O que é a Cogeração?

As máquinas térmicas utilizadas para a produção de energia mecânica, independentemente do ciclo termodinâmico em que operam, possuem rendimentos relativamente baixos, não ultrapassando valores da ordem dos 40%, tendo em conta a tecnologia existente. Assim, verifica-se que pelo menos 60% da energia disponível no combustível é desperdiçada, sob a forma de calor. [38]

A análise de tal facto, ao longo do tempo, colocou a hipótese de aproveitar esse calor que é desperdiçado, empregando-o em situações onde existam necessidades de aquecimento. Este processo é unanimemente denominado por Cogeração.

A Cogeração define-se então como a produção combinada de energia térmica e de energia eléctrica (a energia mecânica é geralmente convertida em energia eléctrica), a partir de uma única fonte de combustível, tal como o gás natural, gás propano, fuelóleo, biomassa, resíduos industriais, entre outras, na proximidade do local de consumo. [39] O calor produzido pode ser entregue, sob diversas formas, incluindo água quente, vapor e ar quente, podendo ser utilizado em processos industriais que o requeiram ou no âmbito da climatização de espaços (AVAC – Aquecimento, Ventilação e Ar Condicionado) e no aquecimento de águas sanitárias (AQS). Pode, ainda, ser convertido para a produção de frio, recorrendo a chillers, num processo que se denomina por Trigeração. [40] [41] Este último tema será abordado com maior detalhe numa secção posterior deste documento.

Uma instalação de Cogeração pode recorrer a uma multiplicidade de combustíveis, existindo tecnicamente a hipótese de estar preparada para poder usar mais do que um tipo. Apesar de actualmente os combustíveis fósseis de natureza sólida, líquida e gasosa serem preponderantes, a Cogeração a partir de combustíveis afectos à biomassa tem vindo a crescer substancialmente.

Frequentemente, utilizam-se como combustíveis resíduos decorrentes da actividade da instalação, que de outro modo constituiriam um encargo na perspectiva do seu correcto tratamento. [41]

A Cogeração é também conhecida como CHP, um acrónimo para a designação inglesa "*Combined Heat and Power*". Constitui-se como um princípio e não uma tecnologia em concreto. Em geral, pode ser aplicada em todos os casos onde a electricidade seja produzida com recurso a processos de combustão, sejam baseados em combustíveis fósseis ou renováveis. [40] Assim, o conceito de Cogeração recorre a um vasto leque de tecnologias, todavia o seu princípio fundamenta-se sempre na associação de um motor térmico e de um sistema de aproveitamento do calor dissipado. [38] O *Mind Map* apresentado na Figura 2.1 ilustra o princípio inerente à Cogeração, bem como vários factores relacionados.

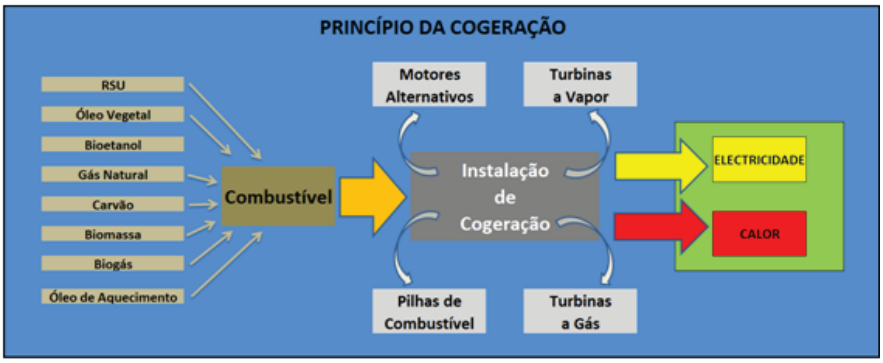


Figura 2.1:Princípio de um sistema de Cogeração [42]. (Adaptado da Fonte)

Numa análise simplista, conclui-se que a aplicação de sistemas de Cogeração, seja na indústria ou no sector terciário, é viável desde que na instalação em causa existam necessidades simultâneas consideráveis de energia térmica e de energia eléctrica. Como se torna óbvio, uma análise mais cuidada que considere múltiplos factores, tais como a tarifa de remuneração da electricidade vendida à Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP), o custo do combustível utilizado, entre outros, é vital para averiguar com rigor a viabilidade económica de um projecto de Cogeração.

A Figura 2.2 efectua a comparação esquemática de uma instalação baseada num sistema convencional de produção separada de electricidade e calor com uma instalação em que existe a produção simultânea destes dois elementos.

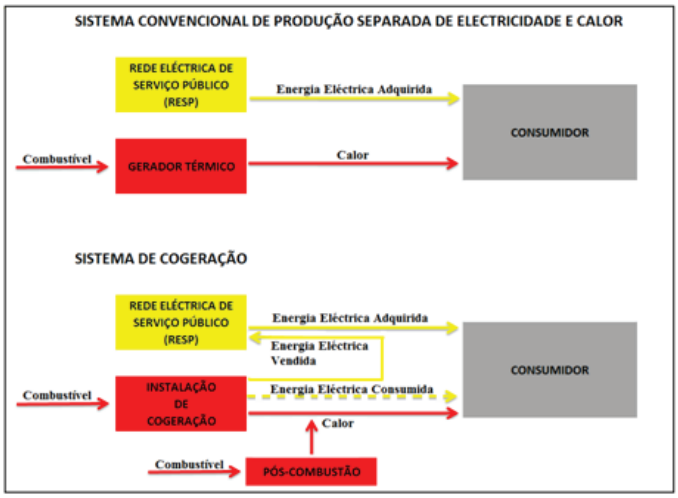


Figura 2.2:Comparação entre o sistema convencional de produção de electricidade e calor e o sistema de Cogeração [38]. (Adaptado da Fonte)

A relação entre a energia eléctrica produzida e a energia térmica utilizável varia de acordo com os ciclos termodinâmicos dos motores térmicos empregues (turbinas a vapor, turbinas a gás e motores térmicos alternativos). [38] Para cada instalação, deve ser estudado o sistema de Cogeração mais adequado às necessidades observadas.

Na Figura 2.3, apresenta-se o balanço energético comparativo entre um sistema convencional de produção de energia térmica e eléctrica, constituído por uma caldeira ou gerador de vapor e energia eléctrica adquirida à rede, e um sistema de Cogeração.

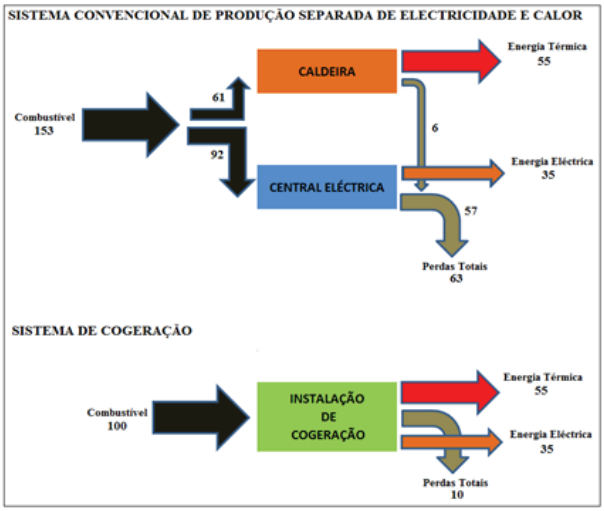


Figura 2.3: Balanço comparativo, em unidades de energia, entre um sistema convencional de produção de energia térmica e eléctrica e um sistema de Cogeração [38]. (Adaptado da Fonte)

A análise dos esquemas apresentados na Figura 2.3 permite concluir que um sistema de Cogeração fornece as mesmas quantidades de energia (térmica e eléctrica) que um sistema convencional, necessitando para tal de menos quantidade de combustível. Esta poupança advém do aproveitamento do calor gerado pelos ciclos termodinâmicos das máquinas térmicas. Mais concretamente, observa-se que o sistema convencional, em que a energia eléctrica é fornecida por centrais eléctricas tradicionais, isto é, é adquirida à rede pública pela instalação, necessita de 153 unidades de energia do combustível para a obtenção de 55 unidades de energia térmica e de 35 unidades de energia eléctrica. Por sua vez, o uso de um sistema de Cogeração traduzir-se-ia num consumo de apenas 100 unidades de energia do combustível, conseguindo os mesmo níveis de calor e electricidade.

Assim, pode afirmar-se com rigor que um sistema baseado no princípio da Cogeração é claramente mais eficiente do que a alternativa tradicional, composta por um gerador eléctrico e por uma caldeira, permitindo reduções importantes ao nível das emissões de CO_2. No que diz respeito à eficiência energética, os equipamentos de Cogeração possuem um sistema de classificações similar, por exemplo, ao dos edifícios. São classificados, no mínimo, com a categoria B, correspondente a valores de eficiência superiores a 70% (Figura 2.4). [40]

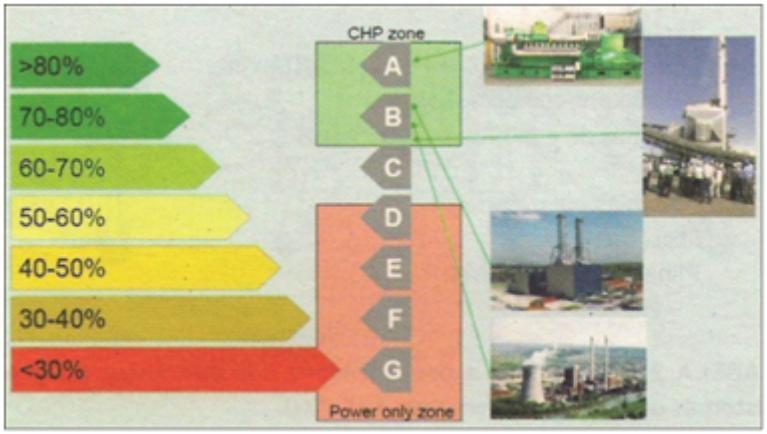


Figura 2.4: Classificação energética de sistemas de produção de electricidade [40].

Nos anos mais recentes, a Cogeração tornou-se numa proposta prática e atractiva para uma variada gama de aplicações, desde processos industriais a edifícios públicos (escritórios, comércio, lazer, turismo e educação, entre vários outros) e ainda em sistemas públicos de climatização, inicialmente denominados por *District Heating* e, actualmente, com o avanço das tecnologias de Trigeração, vulgarmente referidos como *District Heating and Cooling* (DHC).

A dimensão de um sistema deste tipo é muito variada, desde pequenas aplicações com uma potência eléctrica menor do que 5 kW, em pequenas moradias, até aplicações com uma potência eléctrica de 500 MW, em indústrias ou em sistemas de climatização pública. [41]

Os sistemas de Cogeração assumirão um protagonismo cada vez maior, tendo em conta o peso extraordinário do calor e da electricidade no contexto da procura energética mundial. Na União Europeia, em 2005, estes dois sectores possuíam um peso combinado de cerca de 60% da procura energética total (Figura 2.5). [39]

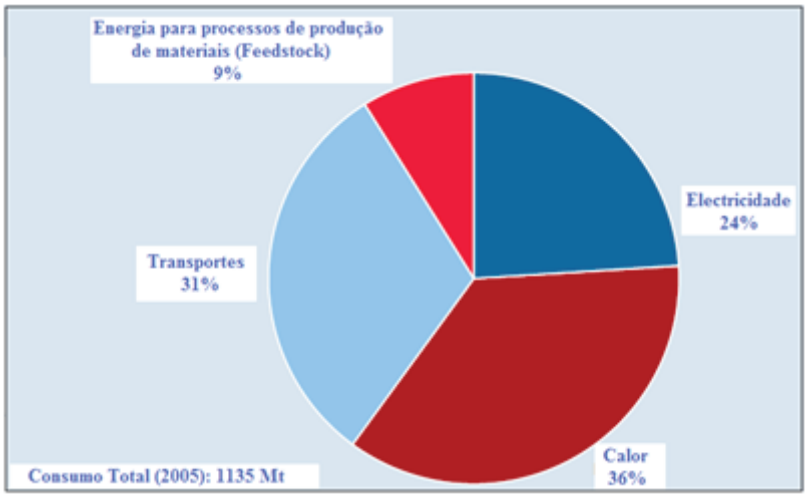


Figura 2.5: Distribuição da procura de energia na União Europeia, em 2005 [39]. (Adaptado da Fonte)

Diversos estudos demonstram que aproximadamente metade dos níveis de redução de emissões de GEE necessários podem ser alcançados meramente através de um consumo mais racional e eficiente; a restante contribuição para esta redução depende das diversas formas de produção de energia, destacando-se o recurso às energias renováveis, à energia nuclear e ao uso extremamente eficiente dos combustíveis fósseis menos poluentes, onde a Cogeração poderá dar um importante tributo. [41]

Um sistema de Cogeração optimizado deve ser instalado tão próximo quanto possível do local onde existem as necessidades de calor e geralmente é projectado de forma a corresponder inteiramente às mesmas – quer se trate de uma indústria, de um edifício ou de qualquer outra instalação – pois o transporte da electricidade eventualmente produzida em excesso é menos oneroso do que o transporte do calor possivelmente excedente. Assim, na maior parte dos casos, a instalação de Cogeração deve ser vista antes de mais como uma fonte de produção de calor, considerando-se a electricidade produzida pelo sistema como um produto secundário ou derivado. [39] Contudo, esta tem uma importância considerável, nomeadamente a parcela que é vendida à rede pública, devido ao peso que possui no estudo de viabilidade económica do projecto.

Numa época de forte impulso das energias renováveis pode, à primeira vista, parecer algo contraditório a referência a uma tecnologia como a Cogeração que, em muitos casos, recorre a combustíveis fósseis. Contudo, dado que a sociedade irá ainda depender, em grande medida, e por mais algumas décadas, deste tipo de combustíveis faz sentido que o seu uso seja efectuado com a máxima racionalidade e eficiência. É neste contexto que a promoção da solução de Cogeração se afigura como uma medida decisiva, tendo em conta as diversas poupanças que permite obter.

2.1.2 Benefícios da Cogeração

Os sistemas de Cogeração constituem-se como uma solução deveras atractiva, uma vez que combinam uma variedade de benefícios energéticos, económicos e ambientais. Numa primeira análise, estes devem-se a algumas características próprias desta solução, tais como o carácter descentralizado, o aproveitamento do calor resultante do processo de combustão e a redução de diversos tipos de perdas como, por exemplo, as associadas ao Transporte e Distribuição (T&D) de electricidade (Figura 2.6).

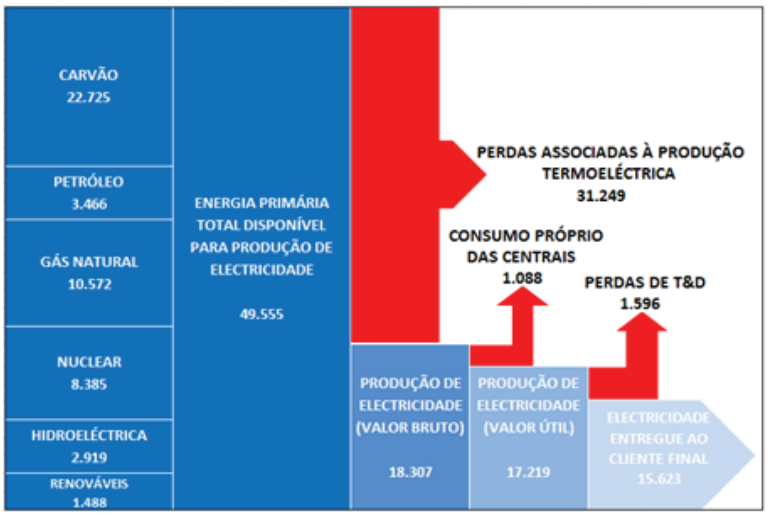


Figura 2.6: Fluxos energéticos no sistema eléctrico global (TWh), em 2007 [39]. (Adaptado da Fonte)

Nos vários sectores da economia, desde a Indústria ao sector terciário, os sistemas de Cogeração e Trigeração, recorrendo a uma série de tecnologias consolidadas, fiáveis e com uma relação custo/benefício objectiva, têm provado ser uma solução adequada a inúmeros tipos de instalações.

Enumeram-se então as vantagens específicas da Cogeração:

1. **Aproveitamento do calor residual**
   A possibilidade de aproveitamento do calor gerado traduz-se numa melhoria significativa da eficiência, relativamente às centrais termoeléctricas convencionais. A eficiência global de uma central tradicional é da ordem dos 40%, desde há várias décadas. Cerca de dois terços da energia primária utilizada para produzir electricidade, neste tipo de instalações, é desaproveitada sob a forma de calor residual. [39]
   Pelo contrário, um sistema de Cogeração atinge valores de eficiência superiores a 80%. [38]

2. **Poupança de Energia Primária**
   A considerável melhoria dos valores de eficiência verificada neste tipo de equipamentos conduz a uma poupança significativa, em termos de energia primária. Tem-se verificado que a implementação bem sucedida de sistemas de Cogeração promove reduções de aproximadamente 25% no consumo de combustível, em comparação com os sistemas de produção separada de calor e electricidade. [42]

3. **Benefícios económicos para o cliente final**
   As poupanças obtidas, em termos de consumo de combustíveis, traduzem-se em reduções substanciais da factura energética das instalações que optam por sistemas de produção combinada de calor e electricidade. [42]

4. **Redução das emissões de GEE**
   Diversos estudos apontam para que a solução de Cogeração possa contribuir, em 2015, com mais de 4% do total de redução de emissões de CO_2 conseguido a nível global, prevendo-se que esta contribuição aumente para mais de 10%, em 2030.
   Nos EUA, estima-se que a Cogeração permita actualmente uma redução de emissões de CO_2 na casa das 400 Mt por ano, enquanto que na UE este valor se situa nas 57 Mt por ano, correspondente a 15% da redução de emissões verificada no continente europeu, no período 1990-2005. Refira-se, como elemento de comparação, que a redução de emissões de CO_2 associada à utilização de energias renováveis, nos países da UE, se situa nos 25%, para o mesmo período. [39]
   Por outro lado, a utilização maioritária do gás natural ao invés de combustíveis derivados do petróleo ou carvão, reduz a zero as emissões de SO_2 e partículas. [41]
   Assim, esta solução pode dar um contributo decisivo no sentido da estabilização, e posterior redução, das emissões de GEE necessárias para evitar as alterações climáticas. Saliente-se que o potencial da Cogeração para a redução de emissões a curto prazo é extraordinário, sendo bastante superior ao de muitas outras políticas.
   É, ainda, uma das formas mais acessíveis de minimizar as emissões de GEE. Num estudo promovido pelas autoridades holandesas, relativamente aos custos das diversas políticas de promoção da redução de emissões carbónicas, esta solução foi identificada como uma das mais acessíveis, a 25€/t CO_2, com um custo inferior às caldeiras de condensação ou à energia eólica, entre outros. [39]

5. Descentralização do sistema de produção de electricidade

A adopção, em larga escala, da solução de Cogeração favorece a Produção Descentralizada, permitindo um aumento da fiabilidade do fornecimento energético. As pequenas implementações de Cogeração de electricidade e calor, ligadas à rede eléctrica, possibilitam um funcionamento da instalação sem interrupções causadas por falhas da rede. [39]

Em muitos países, a Cogeração é apontada como o factor responsável pelo declínio da construção de centrais nucleares e grandes hidroeléctricas.

Por outro lado, esta solução promove um aumento da estabilidade do sistema eléctrico, diminuindo o congestionamento nas linhas e as sobrecargas. [15] Nomeadamente, nos picos de calor verificados nos meses de Verão, através de sistemas de Trigeração que recorrem a ciclos de absorção, as cargas podem ser transferidas para períodos fora de ponta. O frio é armazenado em bancos de gelo, durante os períodos nocturnos, para depois satisfazer as necessidades de climatização que se verificam durante o dia. [39]

6. Redução das perdas de Transporte e Distribuição

Como qualquer outra forma de produção de energia com carácter descentralizado, a Cogeração permite uma redução considerável das perdas de Transporte que se verificam nas linhas que ligam as grandes centrais aos centros de consumo. Mais ainda, podendo a electricidade produzida em Cogeração ser consumida pelas próprias instalações que albergam estes sistemas, diminuem-se também as perdas nas linhas de Distribuição. Estima-se que as perdas de T&D totalizem cerca de 9% do valor útil de electricidade produzida anualmente (Figura 2.6). [39]

7. Minimização dos investimentos no sector eléctrico

O crescimento da aplicação de soluções de Cogeração fará diminuir a construção de grandes centrais, que possuem um custo efectivo mais elevado. Por outro lado, as necessidades de Transporte e Distribuição de electricidade serão minimizadas, o que se traduz em menores necessidades de investimento nestas redes. Assim, aponta-se para que a Cogeração contribua para uma redução do investimento no sector eléctrico da ordem dos 530 biliões de Euros, ao longo das próximas duas décadas. [39]

8. Redução da dependência da importação de combustíveis fósseis

O uso eficiente da energia primária tem como consequência a necessidade de menores quantidades de combustível, contribuindo para reduzir a independência das nações face à sua importação, que já provou ser um factor extremamente negativo para as economias. [5]

9. Aproveitamento de resíduos decorrentes da actividade da instalação

A Cogeração pode potenciar o aproveitamento dos resíduos resultantes da actividade das instalações, nomeadamente, pelo uso de resíduos sólidos orgânicos agro-industriais, sob a forma de biomassa sólida, biocombustíveis e biogás. Este aproveitamento traduz-se em vantagens a nível ambiental e também económico, dado que frequentemente estes resíduos possuem um custo de tratamento significativo. [39]

10. Outros benefícios inerentes à Produção Descentralizada

Existem ainda um sem número de benefícios associados à Cogeração, enquanto forma de Produção Descentralizada, com capacidade de intervenção a nível local, tais como a criação de emprego, a qualificação da mão-de-obra, o desenvolvimento económico e social, entre outros.

2.1.3 Parâmetros de caracterização de um sistema de Cogeração

Quando se considera a produção separada de energia eléctrica e de calor, por norma, recorre-se a parâmetros de rendimento que comparam a energia utilizada em relação à gasta no combustível, tendo em conta o seu Poder Calorífico Inferior (PCI). [40]

O poder calorífico, por definição, é a quantidade de energia desenvolvida pela combustão completa de uma unidade de combustível. Geralmente, esta noção aplica-se apenas aos combustíveis podendo, no entanto, referir-se ao calor dissipado por efeito de Joule, no caso da electricidade.

Para os produtos combustíveis considera-se o Poder Calorífico Superior (PCS) e o Poder Calorífico Inferior (PCI). O PCS é dado pela soma da energia libertada, sob a forma de calor, e a energia gasta na vaporização da água que se forma numa reacção de oxidação. O PCI é dado apenas pelo primeiro termo, isto é, apenas pela energia libertada, sob a forma de calor. No caso de combustíveis que não possuem hidrogénio na sua composição, os valores de PCS e PCI coincidem, uma vez que não há a formação de água e, em consequência, não há energia gasta na sua vaporização. Assim, o PCS de um dado combustível é sempre maior ou igual do que o PCI. [43]

Apenas para grandes centrais de produção de energia o rendimento é expresso em termos de PCS, respeitando as normas DIN ou ASME. [40] No caso específico da Cogeração, devido ao exposto acima, os rendimentos referem-se ao PCI e, como tal, é a regra que se adopta neste documento.

Assim, num sistema de Cogeração, consideram-se dois tipos de rendimento, eléctrico e térmico, de acordo com as expressões que se apresentam de seguida. [40]

$$\eta_{\text{eléctrico CHP}} = \frac{E}{C} \tag{2.1}$$

$$\eta_{\text{térmico CHP}} = \frac{Q}{C} \tag{2.2}$$

Em que:

- E é a energia eléctrica produzida, em kWh;
- Q é a energia térmica produzida, em kWh;
- C é a energia disponível num dado combustível, em kWh.

Todavia, como o sistema de Cogeração contempla a produção combinada das duas formas de energia, pode definir-se um rendimento global, considerando a energia eléctrica e a energia térmica produzida. [40]

$$\eta_{\text{CHP}} = \frac{E + Q}{C} \tag{2.3}$$

Este parâmetro também se designa por Factor de Utilização de Energia (FUE). Pode, ainda, ser exprimido ponderado por preços, uma vez que a energia eléctrica e a energia térmica possuem um valor económico e exergético diferente. [44] Neste caso, o Factor de Utilização de Energia Ponderado por Preços será dado pela expressão 2.4:

$$FUEpp = \frac{P_E\,E + P_Q\,Q}{P_C\,C} \tag{2.4}$$

Em que P_E, P_Q e P_C representam preços por unidade de energia (por exemplo, em kWh) de electricidade, calor e combustível.

Por outro lado, quando existe produção separada de electricidade e calor, o rendimento global do sistema é calculado pela expressão 2.5:

$$\eta_{\text{Sistema Convencional}} = \frac{E + Q}{\frac{E}{\eta_{\text{eléctrico}}} + \frac{Q}{\eta_{\text{térmico}}}} \tag{2.5}$$

Em que $\eta_{\text{eléctrico}}$ e $\eta_{\text{térmico}}$ representam, respectivamente, os rendimentos eléctrico e térmico dos equipamentos que produzem separadamente as duas formas de energia. [40]

Assim, pelo que decorre das expressões anteriores, pode calcular-se a Poupança de Energia Primária (PEP), permitida por um sistema de Cogeração. [40]

$$PEP = \eta_{CHP} - \eta_{\text{Sistema Convencional}} =$$

$$= \frac{E + Q}{C} - \frac{E + Q}{\frac{E}{\eta_{\text{eléctrico}}} + \frac{Q}{\eta_{\text{térmico}}}} = \tag{2.6}$$

$$= 1 - \frac{C}{\frac{E}{\eta_{\text{eléctrico}}} + \frac{Q}{\eta_{\text{térmico}}}} = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{\text{eléctrico CHP}}}{\eta_{\text{eléctrico}}} + \frac{\eta_{\text{térmico CHP}}}{\eta_{\text{térmico}}}}$$

Outro parâmetro utilizado para caracterizar um sistema de Cogeração é a razão Calor/Trabalho Produzido. [44] Esta é dada pela expressão 2.7:

$$\gamma_{CG} = \frac{Q}{E} \tag{2.7}$$

Esta razão apresenta valores típicos para cada sistema de Cogeração. Na tabela seguinte, indica-se uma gama aproximada de valores, para algumas tecnologias.

Tabela 2.1: Valores da Razão Calor/Trabalho Produzido para algumas tecnologias de Cogeração [44]

Turbina de vapor de contra-pressão	1 - 4
Turbina a gás	0,5 – 1,5
Motor ciclo Diesel	0,2 – 0,8

Refira-se que, nas turbinas de vapor, a razão Calor/Trabalho Produzido pode tomar valores menores se se tratar de uma turbina de extracção/condensação ou, ainda, de um conjunto de duas turbinas (uma de contra-pressão e outra de extracção/condensação). Por outro lado, nas turbinas a gás, a razão Calor/Trabalho Produzido pode ser diminuída, pela utilização de um ciclo com injecção de vapor (STIG - *Steam Injected Gas Turbine*). [44]

Verifica-se que a PEP é máxima quando este parâmetro assume valores próximos da unidade, tal como é ilustrado no gráfico apresentado na Figura 2.7.

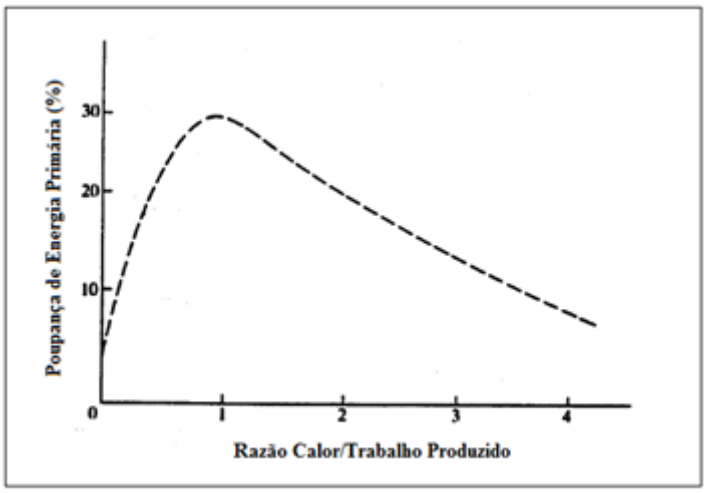


Figura 2.7: Relação entre a razão Calor/Trabalho Produzido e a Poupança de Energia Primária [44]. (Adaptado da fonte)

Outro parâmetro que geralmente se utiliza para sistemas de Cogeração, principalmente, para aplicações com motores de combustão interna (isto é, para combustíveis líquidos), relaciona-se com o conceito de consumo específico. [44] Define-se, por norma, em g/kWe e é denominado por Consumo Específico Equivalente (CEE), sendo dado pela expressão seguinte:

$$CEE = \frac{C - \frac{Q}{\eta \text{térmico CHP}}}{E} \tag{2.8}$$

Apresenta-se, por último, provavelmente, o parâmetro caracterizador de sistemas de Cogeração mais significativo: o Rendimento Eléctrico Equivalente (REE).

Para que η CHP > η Sistema Convencional tendo em conta as expressões para estes dois rendimentos, deve verificar-se a seguinte condição:

$$C < \frac{E}{\eta \text{ eléctrico}} + \frac{Q}{\eta \text{ térmico}} \tag{2.9}$$

Assim, a expressão para o cálculo do REE toma a seguinte forma:

$$REE = \frac{E}{C - \frac{Q}{\eta \text{ térmico CHP}}} > \eta \text{ eléctrico CHP} \tag{2.10}$$

Verifica-se então que o REE deve ser superior a um valor do rendimento de produção de electricidade que se constitua como referência [44].

Os sistemas de Cogeração devem possuir um REE superior ao do melhor método de produção centralizada de electricidade. Assim, depreende-se que a definição do REE depende do país.

Na legislação Portuguesa, o REE passou de 45% (Decreto-Lei n.º 186/95) para um valor mínimo de 55% (Decreto-Lei n.º 538/99), para a maior parte das instalações, quando entrou em funcionamento a central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro. Actualmente, no nosso país, o REE depende ainda da utilização de recursos renováveis.

Refira-se, para comparação, que em França o seu valor é de 65%, devido à elevada penetração de centrais nucleares. Por outro lado, em Espanha, o REE é definido em função do combustível e da tecnologia utilizados no sistema de Cogeração, com valores que variam entre 49% e 59%. [44]

2.1.4 Modos de funcionamento de um sistema de Cogeração

É necessário estabelecer regras de funcionamento e definir os modos de operação de cada sistema de Cogeração. O modo de operação é definido como a forma segundo a qual o sistema deve operar de maneira a assegurar a viabilidade da implementação, assim como a utilização racional da energia no processo. [45] Desta forma, factores de índole técnica e económica devem ser tidos em consideração na sua escolha para um dado projecto. Destacam-se os seguintes:

- consistência entre as necessidades eléctricas e térmicas da instalação e as características do sistema de Cogeração escolhido (capacidade de produção de electricidade e de recuperação de calor);
- perfil das necessidades térmicas da instalação, incluindo os níveis de temperatura e as flutuações típicas, ao longo de um ciclo diário, mensal ou anual;
- perfil das necessidades eléctricas da instalação, tendo em conta variações características;
- custos actuais em combustível e na electricidade adquirida à concessionária, bem como a projecção futura destes valores;
- proveitos com a remuneração da electricidade produzida pelo sistema e entregue à rede pública, bem como sua evolução no tempo;
- custos de operação e manutenção do sistema;
- aspectos ambientais. [45]

Na operação de um sistema de Cogeração, uma condição para assegurar a máxima eficiência é a de que a recuperação do calor rejeitado no processo de combustão deve ser a maior possível. Se, ainda assim, as necessidades de calor da instalação superarem o calor recuperado, recorre-se a uma fonte de calor adicional como sistema de apoio (uma caldeira a gás, por exemplo). [39]

Num modo de funcionamento ideal, verificar-se-ia o equilíbrio e o sistema de Cogeração operaria no ponto energeticamente recomendável, isto é, sem excedentes ou défices. Contudo, na prática, tal modo de funcionamento é impossível, pois as necessidades da esmagadora maioria das instalações não são regulares nem uniformes, mas bastante variáveis no tempo. Deste modo, para obter uma margem de segurança, o sistema de Cogeração deve ser capaz de enfrentar tais desequilíbrios, devendo operar sempre em torno de um ponto médio das necessidades da instalação, cuja definição é complexa mas de extrema importância. [45]

Assim, a escolha do modo de funcionamento é realizada em função da supremacia de uma forma de energia (energia eléctrica ou mecânica e energia térmica) sobre a outra, estabelecendo-se qual o produto principal, de acordo com os objectivos da implementação do sistema.

Existem fundamentalmente quatro estratégias normais de funcionamento para um sistema de Cogeração:

1. **Funcionamento em paridade térmica (controlo - calor)**
   Neste modo de funcionamento, o sistema de Cogeração é dimensionado para produzir uma quantidade de calor que equivalha às necessidades térmicas da instalação, em cada período de tempo considerado. Assim, o calor é o produto principal e a electricidade é um subproduto da Cogeração.
   O sistema deverá estar ligado à rede pública, de modo a que se possa vender a electricidade excedente ou adquirir electricidade, consoante o caso. [45] [46]

2. Funcionamento em paridade eléctrica (controlo - electricidade)

Desta feita, o sistema de Cogeração é projectado para satisfazer por completo as necessidades eléctricas da instalação, em cada período de tempo considerado, incluindo picos de consumo. Desta forma, a electricidade é o produto principal e o calor é um subproduto da Cogeração.

Se o calor produzido for insuficiente para responder às necessidades térmicas da instalação, é accionado um sistema auxiliar para produzir esta diferença. Se, pelo contrário, o calor produzido pelo sistema for em excesso, então será rejeitado para o ambiente ou, possivelmente, canalizado para uma instalação próxima. [45] [46]

3. Funcionamento económico

Este tipo de funcionamento consiste em operar o sistema tendo em conta, antes de mais, factores económicos. Assim, o sistema de Cogeração responde a uma parte ou à totalidade das necessidades eléctricas de ponta da instalação, podendo até produzir um excedente de electricidade, de acordo com o que seja mais proveitoso, tendo em conta o valor a que a electricidade pode ser adquirida ou vendida, a qualquer momento.

Neste caso, deve ser usado um equipamento suplementar para satisfazer uma parte, ou a totalidade, das necessidades térmicas da instalação, uma vez que um sistema de Cogeração que funcione neste modo não terá, provavelmente, capacidade de as suprir. [45]

4. Funcionamento em cargas parciais

Neste caso, o sistema de Cogeração é subdimensionado em relação às necessidades térmicas e eléctricas da instalação, respondendo apenas a cargas parciais destas duas formas de energia.

Uma vez que o sistema não supre a totalidade das necessidades da instalação, será necessário, por um lado, adquirir electricidade à concessionária e, por outro, utilizar um equipamento de produção de energia térmica suplementar. [45]

Existem, ainda, alguns modos de funcionamento combinado, tais como:

- funcionamento em paridade térmica, com função pico-eléctrico;
- electricidade máxima e/ou exigência de calor;
- electricidade mínima e/ou exigência de calor;
- modos de funcionamento de tempo variável, que são executados através de um sistema de gestão de energia que selecciona um modo de funcionamento óptimo para cada necessidade específica. [46]

Com o desenvolvimento das tecnologias de automação e da aparelhagem de telemedida, verifica-se que os modos de funcionamento combinado, operados de forma automática, por avançados sistemas de controlo, são os de implementação mais frequente.

2.2 Situação internacional

2.2.1 Evolução da Cogeração no Mundo

O início do desenvolvimento moderno da Cogeração deu-se por volta de 1870, nos EUA e em alguns países europeus, configurando um esquema que continha a máquina a vapor acoplada a um eixo fixo com um gerador eléctrico.

Estas instalações de Cogeração foram aplicadas nas cidades com elevada densidade populacional, utilizando-se o vapor para o aquecimento ambiente e a energia eléctrica para o consumo eléctrico das habitações. Em 1909, nos EUA, existiam cerca de 150 sistemas de aquecimento ambiente, denominados vulgarmente por "redes de vapor", operando com baixos níveis de eficiência. Aliás, alguns destes sistemas sobreviveram até à actualidade em algumas das grandes metrópoles norte-americanas.

Durante várias décadas, o baixo custo e a elevada disponibilidade de combustíveis fósseis causou uma lenta evolução da Cogeração. Contudo, na década de 70, com a crise do petróleo e o despoletar das primeiras preocupações de índole ambientalista, a produção de energia através de Cogeração ganhou um novo fôlego. Para tal, também contribuiu o início da reestruturação do sector energético americano, na qual se verificou um rompimento com a estrutura vertical integrada das concessionárias públicas, forçando-as a adquirir electricidade aos pequenos produtores.

Na década de 80, a Cogeração sofreu novo impulso principalmente devido à pressão da comunidade ambientalista, de ambos os lados do Atlântico. Nesta fase, os aspectos negativos do petróleo tiveram um papel fundamental no desenvolvimento da Cogeração, uma vez que crescia a preocupação com a emissão de poluentes provenientes da combustão de hidrocarbonetos.

Nos anos 90, foi criada a *Exempt Wholesale Generator* (EWG), nos EUA, uma organização de produtores de energia, abrindo-se a oportunidade da Cogeração a empresas cuja actividade principal não estava relacionada com este sector. [47]

Por outro lado, na Europa, ao longo da última década, deu-se início a um forte impulso comunitário a esta solução de produção de energia, concretizado em inúmeras Directivas.

Estima-se que a capacidade instalada em Cogeração, a nível global, se encontra actualmente num valor próximo dos 330 GWe, cerca de 10% da capacidade de produção eléctrica mundial. [39]

A Cogeração assume já bastante importância no sector energético de alguns países. Em alguns casos, as potências instaladas são bastante significativas. Destacam-se países como os EUA, Rússia, Alemanha, China e alguns países da Europa Central e do Norte. Contudo, apesar de inúmeras políticas de incentivo a esta solução, não se tem verificado o crescimento que era esperado. Aliás, na última década, observa-se no geral uma estagnação da potência instalada em Cogeração. [39] Na Tabela 2.2, encontram-se valores da capacidade instalada em Cogeração, em 2007, para alguns países.

Tabela 2.2: Capacidades instaladas de Cogeração (MWe), em alguns países, em 2007 [39] (Adaptado da fonte)

Alemanha	20.840	Estónia	1.600	Lituânia	1.040
Austrália	1.864	Finlândia	5.830	México	2.838
Áustria	3.250	Formosa	7.378	Polónia	8.310
Bélgica	1.890	França	6.600	Portugal	1.080
Brasil	1.316	Grécia	240	Reino Unido	5.440
Bulgária	1.190	Holanda	7.160	República Checa	5.200
Canadá	6.765	Hungria	2.050	Roménia	5.250
China	28.153	Índia	10.012	Rússia	65.100
Coreia do Sul	4.522	Indonésia	1.203	Singapura	1.602
Dinamarca	5.690	Irlanda	110	Suécia	3.490
Eslováquia	5.410	Itália	5.890	Turquia	790
Espanha	6.045	Japão	8.723		
Estados Unidos da América	84.707	Letónia	590		

Há, todavia, nações que são consideradas modelares no que diz respeito ao uso desta solução. Dinamarca, Finlândia, Rússia, Letónia e Holanda possuem já taxas de 30% a 50% de produção de energia a partir de Cogeração relativamente à sua produção de energia total.

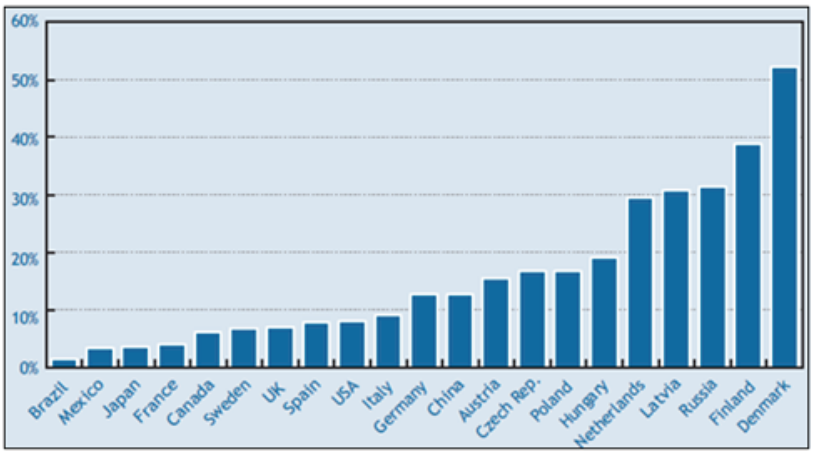


Figura 2.8: Taxas de utilização de Cogeração relativamente à produção de energia total, em 2007 [39].

Devido aos benefícios energéticos e ambientais evidentes, a UE determinou como meta a atingir, em 2010, uma fatia de 18% de energia eléctrica produzida por sistemas de Cogeração. [48] Na Figura 2.9, pode observar-se a evolução que é perspectivada para a contribuição da Cogeração na produção global de energia eléctrica no seio da UE. Prevê-se que esta contribuição possa atingir valores na casa dos 50% já em 2020.

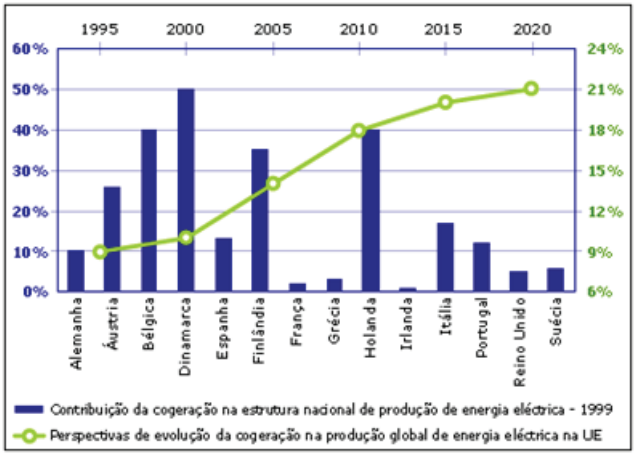


Figura 2.9: Previsão de evolução da Cogeração na produção global de energia eléctrica na UE [48].

O potencial de evolução da Cogeração, em cada país, é uma matéria de elevada complexidade pois depende de diferentes circunstâncias e oportunidades, nomeadamente, da evolução previsível das necessidades de calor, frio e electricidade dos sectores industrial, terciário e residencial, bem como da existência de políticas de incentivo.

Ainda assim, têm sido realizados diversos estudos neste âmbito, em diferentes países, dos quais se destacam os resultados que se apresentam de seguida. [39]

- O potencial de Cogeração, na UE, até 2025, equivale ao dobro da capacidade instalada actual, prevendo-se que por essa altura 17% da produção eléctrica total seja realizada por esta via. Contudo, o estudo do potencial europeu de Cogeração encontra-se ainda a decorrer e prevê-se que seja ainda mais rigoroso num futuro próximo, assim que todas as Directivas Europeias sejam implementadas no terreno. Estas requerem a cada Estado que efectue estudos aprofundados sobre esta matéria.

- O objectivo da Alemanha é de 25% de electricidade produzida através de Cogeração, em 2020, duplicando os valores actuais. Existem, actualmente, numerosas políticas de incentivo do governo alemão. Estes desígnios parecem possíveis de serem alcançados dada a dependência do país relativamente aos combustíveis fósseis e à biomassa.

- Os estudos das entidades inglesas apontam para um aumento da capacidade instalada em Cogeração de 10,6 GWe, até 2015, a adicionar à capacidade actual de 5,4 GWe.

- As estimativas das autoridades norte-americanas prevêem entre 48 GWe a 150 GWe de potencial de Cogeração para o país, até 2015. Se os valores mais optimistas forem atingidos, a fatia da Cogeração no sector eléctrico dos EUA passará dos actuais 8% para 21%.

- O governo canadiano identificou, em 2002, um potencial de Cogeração no seu país de 15,5 GWe, até 2015, permitindo duplicar a actual parcela de 6% do total de electricidade produzida por esta via.

- Na Índia, o potencial de Cogeração, no sector industrial por si só, está estimado em 7,5 GWe.

- No Japão, os estudos levados a cabo indicam um potencial de 29,4 GWe, até 2030, correspondentes a 11% do total de produção de electricidade prevista anualmente para essa data.

- O Brasil, cujo sector energético assenta numa forte produção hidroeléctrica em grandes centrais remotas, encontra-se ainda algo atrasado no aproveitamento da solução de Cogeração. Não existem ainda muitos estudos acerca do verdadeiro potencial do país para a aplicação massiva desta solução. Contudo, não é expectável que a evolução seja tão notória como em alguns dos países já referidos. Ainda assim, pensa-se que a posição de referência do Brasil relativamente aos biocombustíveis implica um potencial de Cogeração que não deve ser desprezado.

Verifica-se que ainda é necessário realizar bastante trabalho de avaliação do potencial de expansão da Cogeração, nas diversas regiões do mundo, principalmente nas grandes economias emergentes (Brasil, China, Índia, México e África do Sul), geralmente denominadas por *Plus Five Countries*. [49]

Em suma, observa-se que a maioria das nações está ainda longe de concretizar o seu potencial de Cogeração, a despeito de inúmeras iniciativas na esfera política e industrial.

2.2.2 Dinamarca: um caso exemplar

A Dinamarca é um sólido exemplo de que a promoção da eficiência energética não implica, necessariamente, limitações ao crescimento económico.

Após a crise do petróleo, em 1973, o país reformulou os seus processos de produção de energia, assim como as respectivas instalações. Por outro lado, foi diversificado o leque de combustíveis utilizados, para além dos de origem fóssil. Os combustíveis afectos à biomassa assumiram uma posição real na estrutura energética do país. Destaca-se, ainda, o investimento em modernas centrais de Cogeração para aproveitamento de diversos tipos de resíduos (Figura 2.10). [50]



Figura 2.10: Central de incineração de resíduos urbanos com sistema de Cogeração (Esbjerg, Dinamarca) [50].

De um vasto conjunto de intervenções para aumentar a eficiência energética, verificou-se de facto uma aposta clara na produção descentralizada e combinada de calor e electricidade, aplicada a sistemas de aquecimento centralizado (DHC), que teve um papel decisivo nos bons resultados alcançados pela Dinamarca. [51]

Existem mais de dois milhões e meio de lares com necessidades de aquecimento na Dinamarca. Aproximadamente metade encontram-se já integrados em redes de DHC baseadas em sistemas de Cogeração. [50]

A análise da economia dinamarquesa indica que esta cresceu expressivamente, cerca de 78%, desde 1980. Verifica-se que este crescimento, de 1990 a 2007, foi de 45%, enquanto que as emissões de CO_2 diminuíram 13% no mesmo período. [51]

A Dinamarca conseguiu, desta forma, manter uma posição firme no seio dos países desenvolvidos, com um crescimento económico relevante, enquanto simultaneamente promoveu uma das mais eficientes formas de utilização de energia, permitindo uma redução substancial das emissões de CO_2, em comparação com outros países da UE e os países da OCDE, no que diz respeito à produção de energia.

A Figura 2.11 salienta o crescimento que a Cogeração teve, na Dinamarca, nas duas últimas décadas, mostrando o decréscimo paralelo que se verificou ao nível das emissões de GEE no país.

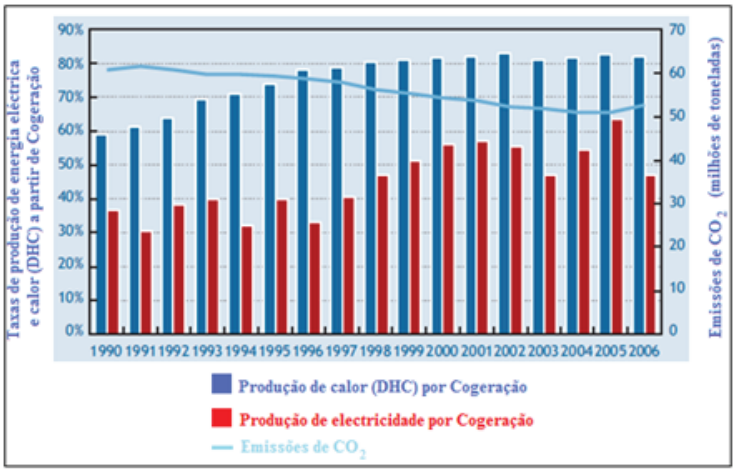


Figura 2.11: Dinamarca: diminuição das emissões de CO_2 e o crescimento da Cogeração (1990-2006) [39]. (Adaptado da fonte)

2.2.3 *District Heating and Cooling*: uma aplicação emblemática

Os sistemas de *District Heating and Cooling* têm forte implantação nos países do Norte da Europa, tais como a Dinamarca, Finlândia, Suécia, Letónia, entre outros. Nestes países, verifica-se uma penetração acima dos 50% destes sistemas no mercado do aquecimento. Contudo, as redes DHC representam ainda uma pequena fracção do mercado de aquecimento da UE. [52]

O princípio por detrás destes é simples mas efectivo: a ligação dos edifícios através de uma rede canalizada de água quente, vapor ou água fria, com uma fonte de produção única e centralizada, que optimiza recursos energéticos geralmente de carácter local.

O objectivo primordial do DHC é o fornecimento de calor a baixas e médias temperaturas, para ser aplicado no aquecimento ambiente de espaços, em AQS e, ainda, em sistemas de ar condicionado. [39]

Uma grande parte das redes DHC surge associada a instalações de Cogeração, sendo o calor recuperado nos processos de combustão que nelas ocorrem o que é posteriormente encaminhado para distribuição por via de sistemas deste tipo. [52]

A Figura 2.12 mostra o exemplo da rede DHC de uma grande cidade, dividida nos respectivos "distritos" ou zonas.

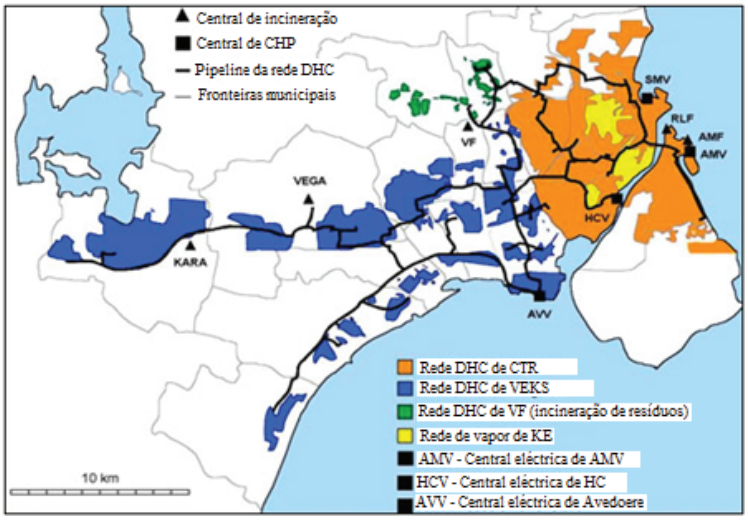


Figura 2.12: Esquema da rede DHC da cidade de Copenhaga [50].

O princípio de funcionamento de uma rede deste tipo é o seguinte: o calor recuperado nos sistemas de Cogeração tem como finalidade aquecer um fluído (água adicionada de glicol, por exemplo) que é transportado, através de canalizações com um isolamento térmico extremamente poderoso, até às instalações de cada um dos clientes afectos à rede DHC. [39]

Assim, uma rede DHC tem a capacidade de satisfazer as necessidades térmicas de diversos tipos de clientes e instalações, em edifícios residenciais, públicos e de comércio, bem como em indústrias com necessidades de calor a baixa temperatura. [52]

Em cada cliente, existe um permutador de calor que serve como interface entre a rede DHC e a sua instalação. Isto é, a rede DHC constitui-se como circuito primário, enquanto que o sistema de AQS e de aquecimento central da instalação funcionam como circuitos secundários, não existindo mistura dos fluidos de ambos os circuitos, mas apenas troca de calor. [39]

Por outro lado, quando as necessidades são de arrefecimento, uma rede DHC toma vantagem a um sistema tradicional, por via da conversão do calor transportado em frio, na instalação de cada cliente, através de chillers de absorção. [39]

A Figura 2.13 ilustra uma configuração frequente de uma rede DHC, na qual é perceptível o princípio de funcionamento.

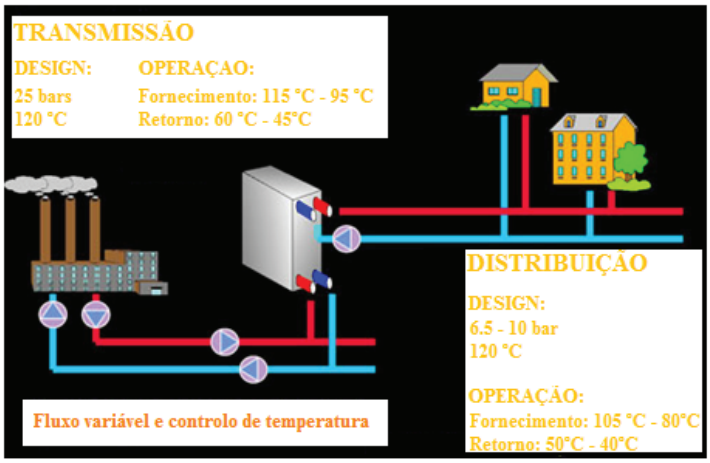


Figura 2.13: Configuração típica de uma rede DHC [50].

Geralmente, a decisão de recorrer a uma instalação de Cogeração para fornecer calor a uma rede DHC recai sobre factores de ordem técnica, relacionados com as cargas térmicas envolvidas, e económica, associados ao custo e disponibilidade do combustível e à oportunidade de obter uma remuneração proveitosa pela electricidade produzida. Contudo, a densidade populacional da zona em causa é também um factor de extrema importância. As redes DHC dependem da concentração das necessidades térmicas numa área relativamente limitada. É fundamental minimizar as distâncias de transporte do calor, para evitar perdas e para conter os custos de implementação que, por norma, são elevados.

A alternativa DHC surge como uma opção cada vez mais viável, relativamente aos tradicionais sistemas de climatização eléctricos ou a gás. Pela elevada eficiência da Cogeração e pela utilização de resíduos que, de outra forma, seriam desaproveitados e teriam um custo de tratamento, este tipo de sistemas atinge eficiências que podem chegar a valores 10 vezes superiores aos de sistemas de aquecimento tradicionais, baseados em electricidade. [39]

As redes DHC, por via dos sistemas de Cogeração que as apoiam, usam em grande parte recursos renováveis, tais como a biomassa e geotermia, e também resíduos industriais ou urbanos. [52]

A importância de utilizar combustíveis renováveis é incontornável. Há, ainda, muito pouco conhecimento relativamente ao facto de os sistemas DHC estarem já maioritariamente associados a centrais de Cogeração alimentadas com resíduos urbanos, resíduos de madeira e outros tipos de biomassa, como *pellets* ou estilhas de madeira. Existem protótipos de centrais que, num futuro próximo, converterão biomassa proveniente de culturas energéticas em electricidade e calor de baixa temperatura, para fornecer redes DHC. [52]

Globalmente, estima-se que as redes DHC associadas a sistemas de Cogeração reduzam as emissões de GEE em cerca de 4%, correspondendo a aproximadamente 890 Mt. Na UE, um estudo da entidade Euroheat &Power determinou que, sem os actuais sistemas DHC em conjunto com Cogeração, as emissões de GEE seriam 6% superiores às verificadas actualmente. [53]

Actualmente, nos países em que a Cogeração se encontra já com um grau de implementação superior, no que diz respeito à climatização dos edifícios, assiste-se a uma disputa entre os que defendem soluções de Micro-cogeração, em cada edifício, e os que promovem as redes DHC baseadas numa central de Cogeração de maior dimensão. [52] Constituem-se como duas soluções válidas e, apesar da diferença de conceitos, ambas são eficientes.

Num futuro próximo, as redes de DHC enfrentarão alguns importantes desafios. Por um lado, a superior eficiência energética dos novos edifícios traduz-se numa diminuição das suas necessidades de calor, o que poderá resultar num aumento dos custos de distribuição. O aumento da

performance térmica das novas construções e a sua implantação entre os edifícios convencionais, resultará na constituição de áreas populacionais altamente povoadas mas com características, em termos de necessidades térmicas, semelhantes a áreas de baixa densidade populacional. Por outro, o recurso individual a recursos renováveis, nomeadamente, à energia solar térmica poderá fazer sobressair as diferenças entre as cargas térmicas de Verão e de Inverno, proporcionando regimes de funcionamento bastante díspares às centrais de Cogeração associadas às redes DHC. [50]

2.2.4 Regulamentação na União Europeia

A Directiva Europeia 2004/08/EC promove o recurso à produção combinada de calor e electricidade tendo em vista a poupança de energia primária, a supressão de perdas na rede e a redução das emissões de GEE. Proporciona um enquadramento para a promoção desta tecnologia, de modo a ultrapassar as barreiras existentes, fazer avançar a sua penetração nos mercados liberalizados da energia e ajudar a tirar partido do seu potencial ainda inexplorado. Exorta ainda os diferentes Estados a efectuarem análises do respectivo potencial de cogeração de elevada eficiência.

O Artigo n.º11 desta Directiva define o conceito de Cogeração de elevada eficiência, que deve satisfazer os seguintes critérios:

- a produção das novas unidades de Cogeração deve permitir uma poupança de energia primária de pelo menos 10 %, em comparação com os dados de referência para a produção separada de calor e electricidade;
- a produção das unidades de Cogeração existentes deve permitir uma poupança de energia primária de pelo menos 5 %, em comparação com os dados de referência para a produção separada de calor e electricidade;
- a produção das unidades de Cogeração que utilizam fontes de energia renováveis e das instalações de Cogeração com uma capacidade instalada inferior a 1 MWe, que permitam uma poupança de energia primária compreendida entre 0% e 5 % pode ser considerada Cogeração de elevada eficiência;
- os Estados-Membros podem estabelecer princípios segundo os quais a produção das unidades de Cogeração abaixo dos limiares referidos pode ser considerada como preenchendo parcialmente os critérios de eficiência, devendo ser desenvolvidas pelos Estados-Membros e comunicadas à Comissão Europeia metodologias adequadas para determinar a eficiência reduzida dessa produção, calculada na proporção da poupança reduzida de energia primária. [54]

2.3 Situação Nacional

2.3.1 Evolução da Cogeração em Portugal

A produção de energia com recurso a máquinas de vapor e turbinas hidráulicas, com o objectivo de ser consumida localmente, tem uma longa tradição em Portugal.

No nosso país, as primeiras aplicações de máquinas de vapor datam de meados do século XIX, enquanto que o emprego de turbinas hidráulicas se iniciou no final desse século. Em ambos os casos, constituíam utilizações puramente mecânicas ou accionamentos de geradores eléctricos para iluminação, em corrente contínua.

Na altura, verificou-se uma disseminação de pequenos produtores com centrais termoeléctricas e hidroeléctricas, quer industriais, quer de serviço público.

Foi em meados do século XX, com os grandes projectos hidroeléctricos e o consequente transporte de electricidade e a electrificação do país, que se deu a substituição da energia mecânica pela eléctrica, em que motores trifásicos accionavam directamente as máquinas. As instalações de produção de energia para consumo local, nomeadamente as de serviço público, entraram em declínio restando actualmente apenas algumas unidades em funcionamento.

A partir dos anos 30 do século passado, os sistemas de produção combinada de calor e electricidade, baseados em caldeiras e máquinas de vapor, começaram a ser instalados em unidades industriais de diversos sectores, tais como o açúcar, refinação de petróleo, papel, têxtil, entre outros.

No entanto, as máquinas de vapor seriam mais tarde substituídas por turbinas de contrapressão que accionavam alternadores, operando por vezes em paralelo com a rede pública. Apenas em 1982, com o intuito de promover a autoprodução de energia eléctrica, foi instituída a figura do Produtor Independente, que possibilitava a ligação à então Rede Eléctrica Nacional (REN) e foram definidas condições para a venda de excedentes de energia eléctrica.

A partir dessa altura, verificou-se então alguma evolução da Cogeração no nosso país. Actualmente, a capacidade instalada em Cogeração é da ordem dos 1.200 MWe e a sua distribuição pelas diversas tecnologias existentes é a exibida na Figura 2.14. [55]

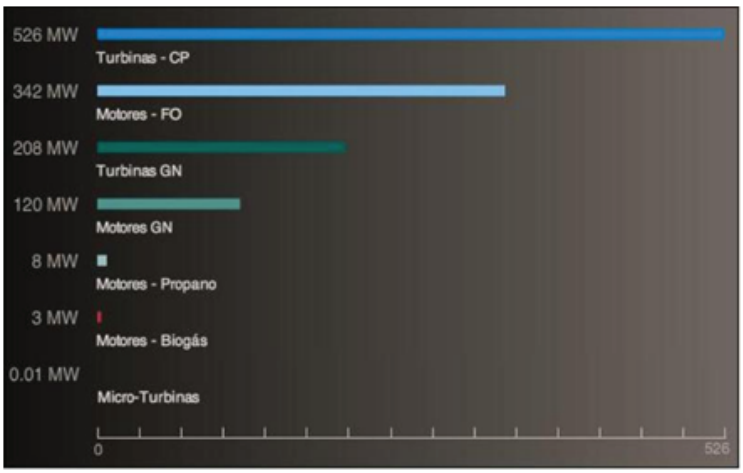


Figura 2.14: Potência instalada de Cogeração, em Portugal, em 2008 [55]. (Adaptado da fonte)

Infelizmente, como decorre dos valores apresentados, existe ainda um largo potencial desaproveitado no nosso país. Salienta-se a Micro-cogeração, que possui uma expressão quase insignificante e cuja viabilidade de aplicação, em diversos sectores, seria de aproveitar.

Nos anos 90, as instalações industriais de maior dimensão, onde se verificavam consumos consideráveis de calor, sob diversas formas, e em que se verificou existir viabilidade técnica e económica, foram avançando com projectos de Cogeração, na generalidade, de pequena/média potência. Destacaram-se as indústrias da celulose, química, têxtil, papel, açúcar, cerveja e derivados de madeira. Nesta fase, os incentivos financeiros desempenharam um papel fundamental para a promoção das tecnologias e para a implementação destes projectos.

Os desenvolvimentos descritos permitiram que Portugal atingisse um patamar de potência instalada em Cogeração, com tecnologia de turbinas a vapor de contrapressão, de 530 MWe, cuja distribuição pelos sectores industriais identificados anteriormente é a que se encontra na figura seguinte. [55]

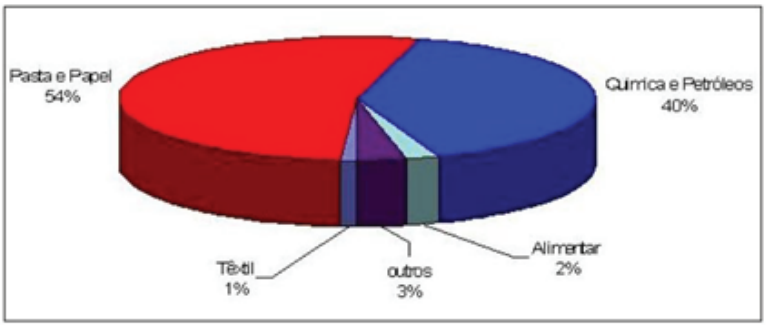


Figura 2.15: Desagregação da potência de Cogeração instalada, baseada em turbinas de vapor de contrapressão, em Portugal, por sector de actividade industrial [55].

Na actualidade, muitas destas centrais estão a atravessar uma fase de actualização tecnológica, com o objectivo de melhorar a sua eficiência, tendencialmente aumentando a potência instalada nas instalações, com o recurso a sistemas baseados em ciclos combinados com turbinas de gás.

A legislação nacional, em 1989, criou um regime especial para a produção de energia eléctrica com recursos renováveis e por Cogeração, com o intuito de motivar os agentes económicos para formas de produção de energia mais eficientes e limpas. Posteriormente, existiram sucessivas revisões da legislação, em 1996, 1999, 2000 e 2001, que estabeleceram critérios de eficiência para os projectos de Cogeração. Esta situação traduziu-se numa valorização e consagração desta forma alternativa de produção de energia, em território nacional.

A actividade da Cogeração passou a ter fundamentação legal mais adequada, com uma estrutura remuneratória mais clara, sendo objectivamente reconhecidos todos os benefícios da produção de energia em Cogeração.

Perante este cenário favorável proporcionado pelo enquadramento legal revisto, pelos elevados custos da electricidade que se verificavam na altura e pela inexistência de alternativas de abastecimento, a partir de 1990, foram instaladas em Portugal 64 centrais de Cogeração, com motores Diesel, consumindo fuelóleo e perfazendo uma potência instalada total de cerca de 350 MWe. [55] A Figura 2.16 ilustra a sua distribuição pelos vários sectores industriais.

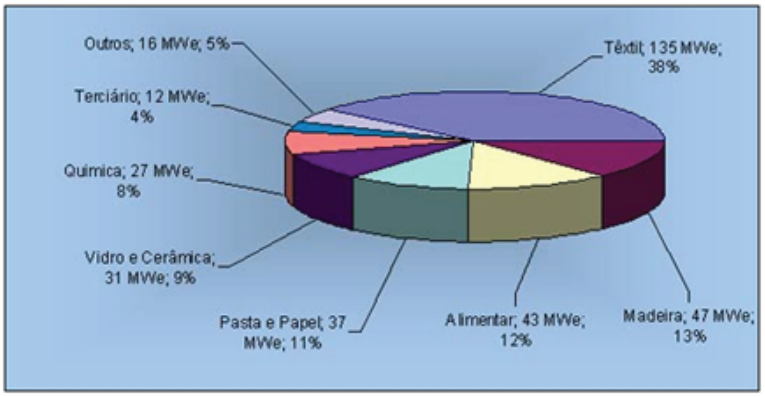


Figura 2.16: Desagregação da potência de Cogeração instalada, baseada em motores Diesel, em Portugal por sector de actividade industrial [55].

A introdução do gás natural, em 1997, pelo seu carácter menos nefasto para o meio ambiente, de entre a generalidade dos combustíveis fósseis, proporcionou uma larga janela de oportunidade para a implementação de novos sistemas de Cogeração. Desde então, desenvolveram-se diversos projectos, baseados nas tecnologias de motores Otto e de turbinas de gás, conseguindo-se uma potência instalada adicional de cerca de 322 MWe, em 2005, de acordo com o gráfico da figura seguinte. [55]

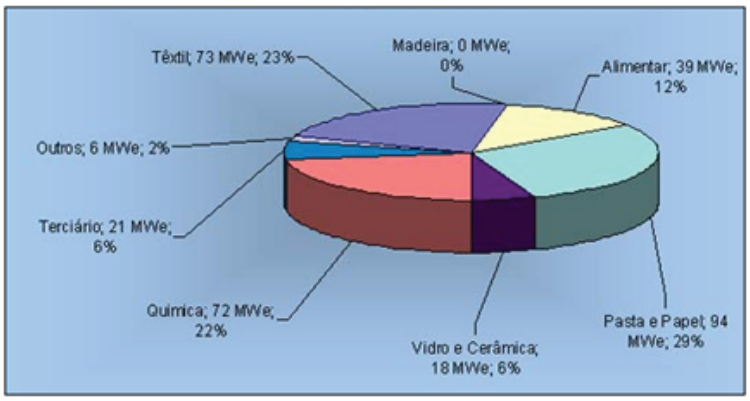


Figura 2.17: Desagregação da potência de Cogeração instalada, a gás natural, em Portugal por sector de actividade industrial [55].

No início de 2001, foi publicada legislação relativa à Micro-geração, possibilitando a entrega da energia eléctrica à rede, em baixa tensão. Foi o despoletar da Micro-cogeração no nosso país. A primeira instalação de Micro-cogeração, a gás natural, com uma potência de 85 kWe, entrou em funcionamento no mês de Dezembro de 2003.

Verifica-se que a potência actualmente instalada em Cogeração no território português, cerca de 1.200 MWe, corresponde a 13% do consumo total da energia eléctrica nacional.

No Plano Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC), em 2004, visando a redução de emissões de GEE, foi definido um valor de potência adicional em Cogeração, a instalar até 2010, de aproximadamente 800 MWe. Nesta altura, o cumprimento deste desígnio ainda não é certo. [55]

Para a promoção desta solução, em Portugal, muito tem contribuído a COGEN Portugal - Associação Portuguesa para a Eficiência Energética e Promoção da Cogeração. Trata-se de uma associação sem fins lucrativos, cujo objectivo é incentivar a utilização eficiente da energia, através de processos de produção combinada de calor e electricidade ou através da produção descentralizada da energia, qualquer que seja a fonte de energia primária utilizada.

Tendo em conta o desenvolvimento da Cogeração que se verificou em Portugal, a partir dos anos 90, e as dificuldades que o exercício desta actividade encerrava, um conjunto de 16 empresas possuidoras de instalações deste tipo fundou a Associação Portuguesa de Produção de Energia em Cogeração (APPEC) , em Janeiro de 1994. Esta Associação foi reconhecida pelo poder político e pelas instituições comunitárias, como a organização representativa dos interesses da Cogeração, em Portugal, tendo vindo a participar na discussão de diversas matérias de interesse com as entidades e organismos dos sectores energético e ambiental.

Em 1997, a Associação passou a integrar uma rede europeia de associações com objectivos semelhantes, tendo sido alterada a sua denominação para COGEN Portugal. Actualmente, possui mais de 100 associados com interesses na produção descentralizada de energia e, especialmente, na Cogeração. Para além das empresas do sector da indústria e do sector dos serviços que possuem unidades de Cogeração, esta Associação conta entre os seus sócios com membros promotores e investidores em projectos de energia e designadamente em Cogeração, fabricantes e fornecedores de equipamentos, instaladores e empresas de manutenção, empresas de engenharia, fornecedores de combustíveis (fuelóleo e gás natural) e de lubrificantes e entidades individuais. [55]

A COGEN Portugal promoveu, de 15 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009, o projecto Dinamização da Eficiência Energética e da Cogeração (DEEC), que visa quantificar as externalidades positivas da Cogeração a nível técnico, económico e ambiental. [56] Como complemento a este estudo, foram elaborados um Manual de Apoio ao Cogerador, integrando resumidamente os procedimentos técnico-económicos, administrativos e de financiamento para a montagem de projectos de Cogeração, nos sectores dos serviços e industrial, e uma ferramenta informática online (Simulador do Cogerador), destinada a simular a tarifa de venda de energia eléctrica à rede, pela metodologia de cálculo disposta nas Portarias 57/2002, 58/2002, 59/2002 e 60/2002, de 15 de Janeiro, no âmbito do Decreto-Lei 538/99, de 13 de Dezembro, modificado pelo Decreto-Lei 313/2001, de 10 de Dezembro, que estabelece as regras para a actividade de produção combinada de calor e electricidade.

Espera-se que esta ferramenta possa definitivamente quebrar uma das maiores barreiras impostas aos potenciais interessados na aplicação de sistemas de Cogeração, ditada pela elevada complexidade da regulamentação relativa à remuneração dos excedentes de electricidade vendidos à rede.

2.3.2 Impacto da Cogeração na Tarifa de Venda a Clientes Finais

Uma das críticas mais fortes que é efectuada à Cogeração e, no geral, à Produção em Regime Especial (PRE) relaciona-se com o impacto negativo que têm nas tarifas de venda de electricidade.

Os custos de decisões de política energética, pagos pelas tarifas da electricidade, vão ascender este ano a mais de mil milhões de euros, o que corresponde a cerca de 20% do preço médio das tarifas de venda a clientes finais. Estes correspondem sobretudo ao pagamento de rendas aos municípios pela passagem da rede eléctrica, obrigação que não existe em Espanha, e a uma tarifa mais elevada para a PRE e para a produção em Cogeração, como medidas de incentivo. Contudo, não são os únicos, existindo ainda custos relativos à convergência de tarifas das ilhas,

onde é mais caro produzir energia, com o Continente, e à remuneração dos terrenos onde se encontram as grandes centrais. [57]

Assim, particularmente no caso das instalações de produção combinada de calor e electricidade, a tarifa de venda de energia eléctrica é especial, possuindo um valor tendencialmente superior ao preço médio da aquisição de energia eléctrica no mercado organizado, que serve o abastecimento dos clientes do Comercializador de Último Recurso (CUR). [58]

Além de estes custos serem suportados pelo cliente final, é também preocupante a forma de repartição dos mesmos, uma vez que são quase exclusivamente suportados pelos consumidores em baixa tensão, ou seja, por mais de 5,8 milhões de consumidores domésticos. [57]

Nos termos do Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico, o custo total associado à produção em Cogeração, na perspectiva do cliente final, divide-se em duas parcelas. Uma é equivalente ao preço médio da aquisição de energia eléctrica no regime ordinário, sendo suportada pelos clientes finais de energia eléctrica do Comercializador de Último Recurso (CUR). A outra relaciona-se com o custo suplementar da produção em instalações de cogeração, referido no Regulamento Tarifário como "diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial", sendo esta suportada por todos os clientes finais do sistema eléctrico, de forma proporcional ao seu consumo.

Assumindo então que o diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, mais concretamente em Cogeração, corresponde a um sobrecusto para o sistema, é a última parcela que recai sobre os clientes finais de energia eléctrica, em mercado liberalizado ou fornecidos pelo CUR. [58]

Contudo, a COGEN Portugal promoveu recentemente um estudo cujo objectivo foi comparar esta componente diferencial de custo com o valor acrescentado que as instalações de Cogeração representam, efectivamente, para o Sistema Eléctrico Nacional. [59]

Desta forma, procedeu-se à quantificação do valor acrescentado das instalações de Cogeração, tendo em conta os seguintes factores:

- a contribuição para a redução das emissões de CO_2 do sector eléctrico e consequente redução da factura relativa ao comercio de licenças de emissão;
- o efeito positivo sobre o sistema eléctrico devido à minimização das perdas de T&D;
- a reduzida utilização da Rede Nacional de Transporte de electricidade;
- o benefício resultante do perfil horário de produção da esmagadora maioria das instalações de Cogeração, isto é, promovendo a produção em horas de ponta e cheia;
- por último, o benefício geral devido à poupança global de energia primária permitida pela produção combinada de calor e de energia eléctrica que é, fundamentalmente, a razão primordial para o estabelecimento das políticas públicas de incentivo.

A ERSE estimou, no último trimestre de 2007, um sobrecusto atribuível à Cogeração, para o ano de 2008, de 288,32 M€. Esta estimativa teve em conta a quantidade de energia eléctrica produzida em instalações de Cogeração, o preço médio da produção de energia eléctrica nas mesmas e o preço médio da aquisição de energia eléctrica no regime ordinário. Este valor encontra-se representado pela barra azul, no gráfico da Figura 2.18. [59]

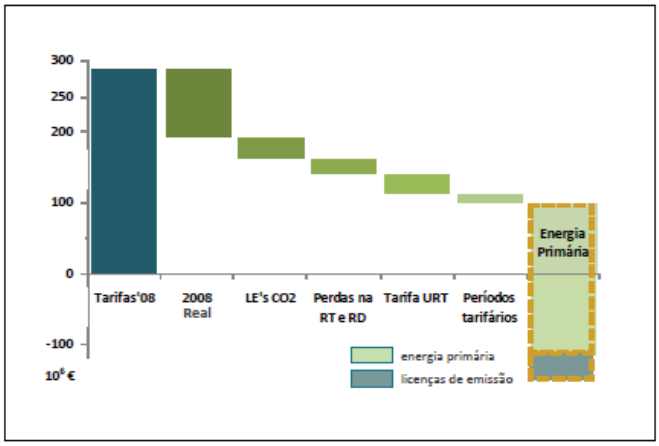


Figura 2.18: Diferencial de custo relativo à aquisição de energia eléctrica a instalações de Cogeração [59].

No entanto, o que foi verificado no ano de 2008, foi diferente desta previsão, sobretudo pelo aumento do preço dos combustíveis fósseis, que inflacionou o custo médio da energia eléctrica produzida pelas instalações de Cogeração e o preço médio no mercado organizado. Chega-se, assim a um sobrecusto substancialmente mais baixo, na ordem dos 190 M€, cuja diferença para o inicialmente estimado está também representada no gráfico.

Por outro lado, no âmbito do CELE, o sector eléctrico nacional recebeu gratuitamente, em 2008, cerca de 12,8 milhões de Licenças de Emissão (LE). Esta atribuição gratuita às instalações do sector eléctrico contrasta com a sua consideração efectiva na parcela de custos ambientais dos tarifários de venda de energia eléctrica pelas instalações de Cogeração. Para uma adequada comparação de custos, a avaliação do impacto sobre o preço médio do mercado organizado deveria incorporar directamente esta parcela de custo. Aliás, deve ainda ter-se em consideração que, a partir de 2013, a produção de energia eléctrica terá que adquirir a totalidade das suas LE e que, pelo contrário, a as instalações de Cogeração continuarão a receber LE gratuitas. Se fossem tidos em conta estes factos, o diferencial de custo seria reduzido em 28,6 M€, tal como se mostra no gráfico, pelo aumento do preço médio da electricidade resultante da compra das LE necessárias.

Deveria, ainda, ser considerada a mais-valia da Cogeração associada às perdas evitadas nas redes de T&D. O estudo da COGEN Portugal estimou que esta mais-valia resultou numa diminuição de 23,50 M€ no valor de sobrecusto inicialmente previsto, tal como é visível na Figura 2.18.

Outro dos factores que deveria ser tido em consideração relaciona-se com a não utilização da rede de Transporte de energia eléctrica pela grande maioria da produção de energia eléctrica em instalações de Cogeração. Deste modo, é razoável não afectar a Tarifa de Utilização da Rede de Transporte (TURT) ao diferencial da aquisição de energia eléctrica às instalações de Cogeração. Assim, deveria deduzir-se ao valor do diferencial inicialmente previsto, o montante relativo ao produto da produção de energia eléctrica em Cogeração pela TURT. Resulta uma diminuição de 27,78 M€, representada no gráfico da Figura 2.18.

Adicionalmente, deveria notar-se que o padrão de funcionamento das instalações de Cogeração se ajusta perfeitamente ao perfil dos períodos tarifários do sector eléctrico (ponta, cheia, vazio e supervazio), contribuindo para harmonizar a produção de energia eléctrica com as variações do consumo. A consideração deste factor resulta numa diminuição do sobrecusto de 13,54 M€ e está representada na Figura 2.18.

Por último, deveria ser também valorizada a poupança de energia primária induzida pela Cogeração. Admitindo um cenário de ausência da actividade de Cogeração, seria necessário quantificar a energia primária que teria de ser utilizada na produção da energia eléctrica

correspondente, numa central de ciclo combinado a gás natural. Deveria, ainda, ser contabilizada a energia primária necessária para produzir a energia térmica necessária aos sectores onde esta é solicitada e onde é, neste momento, satisfeita através de instalações que produzem simultaneamente energia eléctrica. Pode afirmar-se seguramente que a quantidade de energia primária consumida pelas actividades de Cogeração é muito inferior àquela que seria necessária para satisfazer, de forma independente, o sector eléctrico e os consumidores de energia térmica.

Assim, de acordo com este estudo o real diferencial da aquisição de energia eléctrica às instalações de Cogeração, para o ano de 2008, quantificando os benefícios anteriormente expostos, ascende apenas a 97 M€, representando para o cliente residencial médio de energia eléctrica, em baixa tensão, um peso de 1,4%, cerca de 34 ou 63 cêntimos por mês, respectivamente, para clientes com 3,45 kVA ou 6,9 kVA de potência instalada. [59]

Para determinar a poupança global de energia primária associada à actividade de produção combinada de calor e de energia eléctrica, este estudo aplicou o algoritmo de cálculo da poupança de energia primária utilizado na Directiva 2004/8/CE, a todas as instalações. Determinou-se que o sector da Cogeração permitiu uma poupança total de 30×10^6 GJ, traduzida num montante de 212 M€, considerando o valor do preço médio de gás natural estimado para a produção de energia eléctrica, em 2008. Por outro lado, a utilização de tal quantidade equivalente de gás natural corresponderia a uma determinada emissão de CO_2 que, no contexto do Comércio Europeu de Licenças de Emissão, teria um valor de 38,8 M€. Estes dois últimos resultados correspondem à última coluna do gráfico da Figura 2.18. [59]

Assim, o estudo desenvolvido pela COGEN Portugal demonstrou claramente que o impacto da Cogeração na tarifa de venda de energia eléctrica a clientes finais tem, na realidade, um peso inferior ao que lhe é geralmente atribuído. Assim, pode afirmar-se que as políticas públicas de incentivo à actividade de Cogeração se justificam e devem ser continuamente promovidas, considerando o contributo global positivo desta solução de produção de energia.

2.3.3 Análise do contexto regulatório nacional

Infelizmente, verifica-se que a actividade de Cogeração no nosso país se encontra imersa num contexto regulatório extenso, disperso e complexo, o que se traduz numa das maiores barreiras para novos investidores em projectos deste tipo. Esta complexidade abrange diversas áreas, tais como o enquadramento jurídico, as normas técnicas, a remuneração, a interligação à rede pública, o comércio de emissões (quando aplicável), a legislação ambiental, entre outras.

No que se segue realiza-se um levantamento dos diplomas legais que enquadram esta actividade, em Portugal, com especial destaque para os que se consideram mais relevantes. O Decreto-Lei 68/2002 e a Portaria 764/2002 serão abordados com mais pormenor, uma vez que a instalação que será alvo de estudo prático foi licenciada ao abrigo dos mesmos.

Considera-se que este levantamento possui grande pertinência, pela sua utilidade para potenciais investidores em projectos de Cogeração, uma vez que é uma informação muito extensa e que se encontra extraordinariamente dispersa, tornando-se pouco acessível.

2.3.3.1 Enquadramento jurídico

- Decreto-Lei 538/1999 - regulamenta a actividade de Cogeração, destacando-se as que se apresentam de seguida. [60] [61]

i) Alteração do tarifário aplicável ao fornecimento, para a rede do SEP, da energia eléctrica produzida em instalações de Cogeração, estabelecendo-se os princípios necessários à internalização dos benefícios ambientais inerentes;

ii) Alargamento das situações em que é autorizado o fornecimento de energia eléctrica produzida a terceiros;

iii) Alteração da metodologia de definição do ponto de interligação das instalações de Cogeração à rede;

iv) Alteração das regras para a definição da potência máxima de ligação das instalações de Cogeração à rede;

v) Estabelecimento de algumas condições que a instalação deve verificar:

1. REE ≥ 0,55, para instalações que utilizem gás natural, gases de petróleo liquefeitos ou combustíveis líquidos, com excepção do fuelóleo;
2. REE ≥ 0,50, para instalações que utilizem fuelóleo, isoladamente ou em simultâneo com combustíveis residuais;
3. REE ≥ 0,45, para as instalações que utilizem biomassa ou combustíveis residuais, isoladamente ou em conjunto com um combustível de apoio, em percentagem não superior a 20%, em média, anualmente;
4. não fornecer anualmente à rede uma quantidade de energia eléctrica superior ao valor dado pela expressão $E_{er} = \left(4{,}5 \times \frac{E+T}{E+0{,}5T} - 4{,}5\right) \times E$, em que E representa a energia eléctrica produzida anualmente pelo Cogerador, excluindo consumos dos sistemas auxiliares, e T é a energia térmica útil consumida anualmente, a partir da energia térmica produzida, excluindo os consumos dos sistemas auxiliares;
5. ter uma potência eléctrica instalada mínima de 250 kVA, quando T/E é igual ou superior a 5.

- Decreto-Lei 313/2001 – modifica o disposto no Decreto-Lei 538/1999. [60]

Este Decreto-Lei introduziu alguns ajustamentos no articulado, no sentido de propiciar o desejável desenvolvimento das instalações de co-geração, de forma a serem atingidas as recomendações da UE.

Justificava-se, na altura, uma revisão do normativo aplicável à Cogeração, por não se ter verificado o desenvolvimento esperado na concretização de novas instalações.

Este diploma concretizou essa revisão, destacando-se:

i) A reformulação das condições que devem respeitar as instalações de Cogeração, de modo a abranger instalações já existentes cuja continuidade de exploração devia ser assegurada, dado o seu efectivo contributo para a melhoria da eficiência energética e ambiental dos sectores de actividade económica a que estão associadas;

ii) A clarificação das situações de coexistência de duas ou mais instalações de Cogeração associadas a uma mesma instalação de utilização da energia térmica cogerada;

iii) O ajustamento do âmbito de aplicação do mecanismo de gestão conjunta de energia, reconhecendo-lhe o significativo contributo para a optimização da eficiência energética;

iv) A diferenciação do tarifário aplicável ao fornecimento, para a rede do SEP, da energia eléctrica produzida em instalações de Cogeração relativamente à utilização dos vários tipos de combustíveis, estabelecendo-se os princípios necessários à internalização dos benefícios ambientais proporcionados por essas instalações e ao reconhecimento desses benefícios relativamente a toda a electricidade cogerada, mesmo quando destinada a consumo interno das instalações associadas às instalações de Cogeração.

- Declaração de Rectificação 8-B/2002 – corrige alguns erros do Decreto-Lei 313/2001. [62]

- Decreto-Lei 68/2002 – regulamenta a produção de electricidade, ou a produção simultânea de electricidade e calor, em baixa tensão. [60]

Este Decreto-Lei é especialmente importante para instalações de pequena dimensão, isto é, de Micro-cogeração, como é o caso da instalação em estudo no presente trabalho.

O intuito deste Decreto-Lei foi adaptar a legislação para o acolhimento de novas soluções de produção de energia descentralizada e da inovação tecnológica, surgindo a figura do produtor-consumidor de energia eléctrica, em baixa tensão, ou do produtor em autoconsumo, mantendo a ligação à rede pública de distribuição de energia eléctrica, nas perspectivas de autoconsumo, de fornecimento a terceiros e de entrega de excedentes à rede.

Além de enquadrar a respectiva actividade, este diploma estabeleceu os direitos e os deveres dos produtores-consumidores.

Foi, também, instituído um sistema remuneratório aplicável à entrega de excedentes à rede pública, com a finalidade de assumir um nível incentivador do envolvimento dos agentes económicos na concretização de instalações previstas no presente diploma, proporcionando estabilidade às receitas do produtor-consumidor, ao longo do período normal de recuperação do investimento, permitindo uma partilha de benefícios entre o mesmo e o operador da rede eléctrica pública.

Assim, este Decreto-Lei regula a actividade de produção de energia eléctrica, em baixa tensão, destinada predominantemente a consumo próprio, sem prejuízo de a produção excedente poder ser entregue a terceiros ou à rede pública.

A potência a entregar à rede pública, em cada ponto de recepção, nos termos deste documento, não poderá ser superior a 150 kW.

A actividade de produção de energia com autoconsumo, regulada por este diploma, pode ser exercida por pessoas singulares ou colectivas, patrimónios autónomos e outras entidades, mesmo que destituídas, de personalidade jurídica, de direito público ou de direito privado.

Entende-se por produção com autoconsumo de energia eléctrica, ou de energia eléctrica e térmica, a actividade de produção em que pelo menos 50% da energia eléctrica produzida seja destinada a consumo próprio ou de terceiros, para fins domésticos, comerciais, industriais ou de prestação de serviços.

- Decreto-Lei 363/2007 – regulamenta a microprodução (SRM), contendo algumas referências à Cogeração. [62]

2.3.3.2 Normas técnicas relativas ao estabelecimento e exploração das instalações de Cogeração

- Portaria 399/2002 – contém disposições sobre a forma de aplicação do Decreto-Lei 313/2001. [61] [62]

- Despacho 19151/2002 – aprova os guias para a realização de Auditorias Energéticas às instalações de Cogeração e para a aceitação e reconhecimento de Auditores competentes. [61] [62]

2.3.3.3 Remuneração da electricidade produzida pelo sistema de Cogeração

O Decreto-Lei 313/2001 e respectivas Portarias (57/2002, 58/2002, 59/2002, 60/2002, de 15 de Janeiro), regulamentam a remuneração da energia eléctrica injectada na rede, premiando o rendimento da instalação e o menor impacto ambiental resultante do combustível utilizado. [60] [62]

A remuneração da energia eléctrica baseia-se nos custos que se evitam com a produção descentralizada, em comparação com as grandes centrais de produção, com transporte e distribuição clássica de electricidade. Assim, a remuneração inclui as seguintes componentes:

- componente fixa, proporcional à potência eléctrica injectada na rede, no período tarifário de ponta;

- componente variável, correspondente à energia eléctrica produzida a partir do combustível primário e a outros custos evitados, nomeadamente, no investimento de redes a montante;

- componente ambiental, que premeia a mais valia da instalação de Cogeração, relativamente a emissões e à eficiência na produção de energia.

Apresentam-se, de seguida, os diplomas relacionados:

- Portaria 57/2002 – regulamenta a tarifa para instalações de Cogeração com potência eléctrica igual ou superior a 10 MW. [62]
- Portaria 58/2002 – regulamenta a tarifa para instalações de Cogeração com potência eléctrica inferior a 10 MW. [62]
- Portaria 59/2002 – regulamenta a tarifa para instalações de Cogeração que consomem fuelóleo pesado como combustível. [62]
- Portaria 60/2002 – regulamenta a tarifa para instalações de Cogeração que utilizam mais de 50% de recursos renováveis ou resíduos industriais ou urbanos. [62]
- Declarações de Rectificação 8-I, 8-J, 8-G e 8-L de 2002 – corrigem alguns erros das Portarias 57, 58, 59, 60/2002, respectivamente. [62]
- Portaria 440/2004 – altera a fórmula de cálculo da Portaria 60/2002 e corrige alguns erros das Portarias 57, 58, 59, 60/2002. [62]
- Despachos 4463/2000 e 4464/2000 – valores de referência para o cálculo da remuneração das instalações licenciadas em 2000. [62]
- Despachos 10418/2001 e 10419/2001 – valores de referência para o cálculo da remuneração das instalações licenciadas em 2001. [62]
- Despachos 7127/2002 e 7128/2002 – valores de referência para o cálculo da remuneração das instalações licenciadas em 2002. [62]

- Despachos 21124/2003 e 21125/2003 – valores de referência para o cálculo da remuneração das instalações licenciadas em 2003. [62]
- Despachos 15231/2004 e 15232/2004 – valores de referência para o cálculo da remuneração das instalações licenciadas em 2004. [62]
- Despachos 19110/2005 e 19111/2005 – valores de referência para o cálculo da remuneração das instalações licenciadas em 2005. [62]

No que diz respeito a instalações de menor dimensão, e de acordo com o caso de estudo que será analisado, as disposições do Decreto-Lei 68/2002, são desenvolvidas na seguinte Portaria:

- Portaria 764/2002 – regulamenta a tarifa para instalações de produção de electricidade, ou de produção simultânea de electricidade e calor em baixa tensão, isto é, as que se encontram licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei 68/2002. [60]

De acordo com o Decreto-Lei 68/2002, e imposto por esta Portaria, o tarifário deve atender aos custos evitados, pelo SEP, pelo recebimento da energia eléctrica do produtor-consumidor e aos benefícios de natureza ambiental resultantes da maior eficiência da instalação de produção na utilização da energia primária.

Assim, as instalações licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei referido são remuneradas, pelo fornecimento da energia eléctrica entregue à rede, até um máximo anual previsto no n.º 2 do artigo 2.º do mesmo, através da fórmula seguinte:

$$\mathrm{VRD}_m = VRD_{(BTE)\,m} + C_e \times EEC_m \times \frac{IPC_{Dez}}{IPC_{Ref}} \qquad (2.11)$$

Na fórmula anterior:

a) VRD_m é a remuneração aplicável a instalações de produção em baixa tensão, no mês m, expressa em euros;

b) $\mathrm{VRD}_{(BTE)m}$ é o valor da energia eléctrica entregue à rede do SEP, no mês m pela instalação de produção, calculado com base no tarifário em vigor para a venda a clientes finais em baixa tensão especial (BTE), em ciclo diário ou semanal, sem consideração do termo tarifário fixo nem do termo da potência contratada, expresso em euros;

c) C_t é um coeficiente correspondente ao tipo de tecnologia utilizada pela instalação de produção:

i) Deve corresponder ao prémio por kWh necessário para viabilizar economicamente a instalação de produção de energia eléctrica, atendendo ao interesse em promover a tecnologia;

ii) É fixado anualmente por despacho do Ministro da Economia, a publicar no Diário da República, 2.ª série, durante o mês de Fevereiro, podendo a sua fixação ser delegada no director-geral da Energia;

iii) É aplicável às instalações de produção de energia eléctrica cujo processo de licenciamento seja considerado pela Direcção-Geral da Energia completo, na parte de que é responsável o produtor-consumidor, no ano daquela publicação;

iv) É expresso em €/kWh;

d) EEC_m é a energia fornecida à rede do SEP pela instalação de produção, no mês m, expressa em kWh;

e) IPC_{Dez} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, no mês de Dezembro do ano imediatamente anterior ao do mês m;

f) IPC_{Ref} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de Dezembro do ano anterior ao da publicação do despacho que estabeleceu o valor de C_t aplicável à instalação de produção.

Por outro lado, o montante de remuneração definido por VRD é aplicável à energia fornecida, à rede do SEP, pelas instalações de produção de energia eléctrica, nos primeiros 120 meses, contados a partir:

a) Da data do início da exploração da instalação, se esta ocorrer antes do 15.° mês após a DGEG ter considerado o respectivo processo de licenciamento completo, na parte de que é responsável o produtor-consumidor;

b) Do 15.º mês após a DGEG ter considerado o respectivo processo de licenciamento completo, na parte de que é responsável o produtor-consumidor, se o início da exploração da instalação ocorrer após esta data.

Após este período, a energia que a instalação fornecer à rede do SEP continuará a ser paga através da fórmula apresentada, mas com o valor de C_t reduzido a metade do último valor publicado.

O coeficiente C_t aplicável às centrais tomará os valores seguintes:

- Motores ciclo *Otto*: 0,01 €/kWh;
- Micro-turbinas a gás: 0,015 €/kWh;
- Motores ciclo *Stirling*: 0,02 €/kWh;
- Pilhas de combustível: 0,20 €/kWh;
- Painéis solares fotovoltaicos: 0,20 €/kWh;
- Outros equipamentos autónomos: 0,015 €/kWh.

2.3.3.4 Interligação à Rede Pública

- Decreto-Lei 312/2001 – regulamenta os princípios aplicáveis à gestão da capacidade de recepção de energia eléctrica pela rede. [62]
- Portaria 1467-C/2001 – define as taxas previstas no Decreto-Lei 312/2001. [62]
- Portaria 62/2002 – define as cauções previstas no Decreto-Lei 312/2001. [62]
- Despacho 9148/2002 – clarifica os procedimentos que constam do Decreto-Lei 312/2001. [62]
- Decreto-Lei 33-A/2005 – altera o Decreto-Lei 189/88 e as disposições do Decreto-Lei 312/2001. [62]
- Decreto-Lei 101/2007 – para o licenciamento de instalações eléctricas, incluindo as de Cogeração. [62]

2.3.3.5 Comércio de emissões

- Decreto-Lei 312/2001 – regula a criação do CELE, no âmbito dos compromissos assumidos por Portugal no Protocolo de Kyoto. [62]
- Decreto-Lei 243-A/2004 – altera o disposto no Decreto-Lei 233/2004. [62]
- Portarias 118, 119 e 120/2005 – regulamentam os procedimentos do CELE, relativamente aos pedidos de Títulos de Emissão. [62]
- Portaria 121/2005 – regulamenta os procedimentos do CELE, relativamente à monitorização das emissões. [62]
- Decreto-Lei 154/2009 – altera o regime do CELE. [62]
- Portaria 437-A/2009 – define as regras relativas à atribuição de Licenças de Emissão a novas instalações. [62]
- Despacho 2836/2008 – define as regras relativas à atribuição de Licenças de Emissão às instalações existentes para o período abrangido pelo PNALE II (2008 – 2012). [62]

2.3.3.6 Legislação ambiental

- Decreto-Lei 69/2000 – estabelece o regime jurídico da Avaliação de Impacto Ambiental (AIA). [62]
- Portaria 330/2001 – define as normas técnicas para a elaboração dos documentos que constituem os processos de AIA. [62]
- Declaração de Rectificação 13-H/2001 – rectifica a Portaria 330/2001. [62]
- Portaria 1047/2001 – define o formulário do pedido de licença ambiental no âmbito da Prevenção e Controlo Integrados da Poluição (PCIP). [62]
- Decreto-Lei 69/2003 – dita normas de licenciamento de unidades industriais e altera o disposto no Decretos-Lei 69/2000 e no Decreto-Lei 194/2000. [62]
- Decreto-Lei 197/2005 – altera o Decreto-Lei 69/2000, relativamente a emissões atmosféricas. [62]
- Portaria 286/1993 – estabelece os valores limite para as emissões de gases. [62]
- Portaria 1058/1994 – estabelece os valores limite para as emissões de NO_X, em instalações de Cogeração, em adição ao disposto na Portaria 286/1993. [62]
- Decreto-Lei 178/2003 – transpõe, para a legislação nacional, a Directiva Europeia 2001/80/CE, que estabelece limites de emissões para grandes instalações de combustão. [62]
- Declaração de Rectificação 11-B/2003 – rectifica a Decreto-Lei 178/2003. [62]
- Decreto-Lei 78/2004 – promove o regime de prevenção e controlo de poluentes lançados para a atmosfera. [62]
- Portaria 263/2005 e Declaração de Rectificação 38/2005 – regulamenta a metodologia para o cálculo das chaminés. [62]
- Portaria 80/2006 – estabelece condições para a monitorização das emissões. [62]
- Decreto-Lei 173/2008 – altera o regime de Prevenção e Controlo Integrados da Poluição (PCIP). [62]

2.3.4 Barreiras ao desenvolvimento da Cogeração

Apesar de todas as vantagens associadas à produção de energia em Cogeração estarem claramente demonstradas, o desenvolvimento desta actividade encontra ainda algumas dificuldades, no nosso país.

As principais barreiras identificadas relacionam-se com as tradições vigentes no mercado energético português, com a falta de estímulos significativos e com a elevada burocracia. [63] São elas:

- a inexistência do hábito de considerar o calor como um bem consumível, a exemplo do que sucede com a electricidade;
- a ausência de redes de distribuição de calor, vulgo DHC, ao contrário do que sucede na maioria dos países onde a Cogeração possui um maior índice de implantação;
- associada à questão anterior, a falta de um mercado competitivo e liberalizado, com fornecedores de calor, produzido em Cogeração, a estabelecerem as suas próprias tarifas;
- a necessidade de uma revisão do contexto legislativo que enquadra a Cogeração, tornando-o menos complexo e extenso;
- a carência de um maior incentivo ao investimento em novos projectos, através de tarifas de remuneração de venda de excedentes de energia eléctrica à rede mais vantajosas.

CAPÍTULO 3

TECNOLOGIAS DE COGERAÇÃO, MICRO-COGERAÇÃO E TRIGERAÇÃO

3. Tecnologias de Cogeração, Micro-cogeração e Trigeração

Neste capítulo, efectua-se uma análise detalhada das tecnologias ao serviço das soluções de Cogeração, Micro-cogeração e Trigeração.

São expostos os princípios de funcionamento das diversas máquinas, complementados por uma comparação no que diz respeito às vantagens e desvantagens de cada uma delas.

Abordam-se ainda outras questões técnicas, tais como os factores a considerar na selecção da tecnologia, a combinação da Cogeração com outro tipo de soluções, os tipos de combustível utilizados, questões relacionadas com a Operação e Manutenção (O&M) e a possibilidade de telegestão destes sistemas.

3.1 Cogeração

Existem diversas formas de classificar os sistemas de Cogeração. No entanto, geralmente são caracterizados de acordo com o tipo de máquina térmica com que são equipados.

Assim, podem ser distinguidas as seguintes tecnologias:

- turbinas a gás;
- turbinas a vapor;
- ciclo combinado;
- motores alternativos ou de combustão interna (de ignição por explosão – ciclo *Otto* – ou de ignição por compressão interna – ciclo *Diesel*).

Todas estas tecnologias são designadas por convencionais, uma vez que são tecnologias maduras. [62]

O funcionamento das grandes centrais termoeléctricas baseia-se no Ciclo de Rankine, isto é, a água enquanto fluído de trabalho muda de fase ao longo do ciclo termodinâmico. [64]

Nos motores *Otto*, nos motores *Diesel* e nas turbinas a gás o fluído de trabalho é um gás que, ao longo do ciclo termodinâmico, sofre uma mudança de composição. Inicialmente, o fluído de trabalho é o ar e, durante o processo, é-lhe adicionado combustível, transformando-se numa mistura ar-combustível à qual se dá o nome de produto de combustão. [40]

Assim, este tipo de equipamentos denomina-se de combustão interna, enquanto que as centrais convencionais e outros equipamentos se denominam de combustão externa pois, nesses casos, o calor é transferido dos produtos de combustão para o fluído de trabalho, o qual não sofre quaisquer mudanças. [65]

Nos equipamentos de combustão interna, o fluído de trabalho opera em ciclo aberto. Todavia, quando se analisa o funcionamento deste tipo de máquinas, recorrendo a ciclos termodinâmicos, usam-se ciclos fechados que aproximam os ciclos abertos reais. Assim, a análise do funcionamento de máquinas de combustão interna é uma análise aproximada, mas cujas conclusões qualitativas são usualmente consideradas válidas. [65]

Há dois conceitos de extrema importância relacionados com os equipamentos de Cogeração. Estes estão relacionados com as temperaturas a que é fornecido o calor para a produção de energia eléctrica e designam-se por Ciclo Superior (*Topping Cycle*) e Ciclo Inferior (*Bottoming Cycle*). [66]

Num Ciclo Superior, a electricidade é produzida em primeiro lugar, sendo posteriormente efectuada a recuperação do calor a partir das perdas térmicas que ocorrem no processo de combustão. As turbinas a gás, os esquemas de ciclo combinado, os motores alternativos ou de combustão interna e as turbinas a vapor de contrapressão funcionam segundo ciclos deste tipo. [62] [66]

Por seu turno, num Ciclo Inferior, o calor de um processo industrial é recuperado e empregue na produção de electricidade. Assim, este tipo de ciclo é mais frequente em indústrias e, de entre os equipamentos utilizados, destacam-se as caldeiras de recuperação. [62] [66]

3.1.1 Turbinas a gás

Uma turbina a gás, também denominada por turbina de combustão, é um motor rotativo que extrai energia do fluxo de um gás combustível. A montante da câmara de combustão, possui um compressor que está acoplado, por um veio, a uma turbina que se encontra a jusante da mesma. A energia é libertada quando ocorre a mistura do ar com o combustível, na câmara de combustão, e se dá a ignição. Os gases resultantes são direccionados para as pás da turbina, promovendo o seu movimento.

O princípio de funcionamento teórico das turbinas a gás baseia-se no Ciclo de *Brayton*, também conhecido como Ciclo de *Joule*. [67]

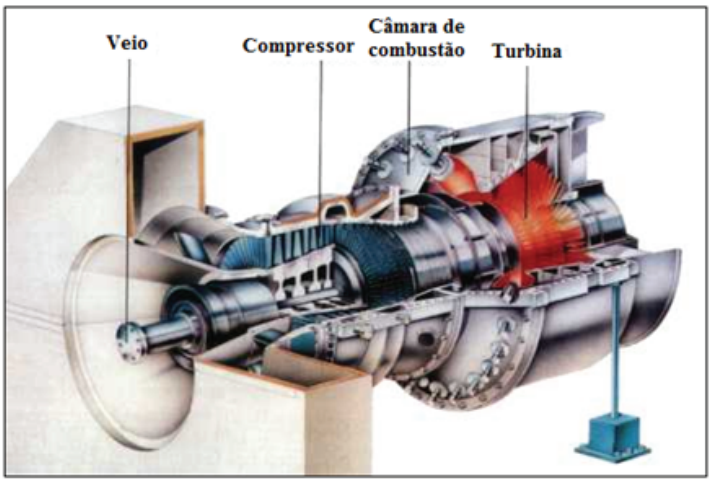


Figura 3.1: Vista em corte de uma turbina a gás de potência elevada (Siemens V64.3) [67]. (Adaptado da fonte)

Na Figura 3.2, está representado o processo real de combustão interna de uma turbina a gás, em circuito aberto. O ar admitido é conduzido a um compressor do tipo axial, onde a pressão e a temperatura são elevadas (1). Na câmara de combustão, o ar mistura-se com o combustível – geralmente, gás natural – e a combustão é realizada a pressão constante, uma vez que a forma construtiva da câmara oferece pouca resistência ao fluxo (de 2 a 3). Os gases resultantes entram na turbina, a alta temperatura, e são expandidos, produzindo trabalho, num processo teoricamente adiabático (de 3 a 4). O trabalho considerado útil é o que resulta da diferença entre o trabalho realizado na turbina (4) e o trabalho entregue ao compressor (1). O compressor e a turbina são montados no mesmo eixo, permitindo que uma parte do trabalho realizado na turbina seja usada no próprio processo de compressão. [40] [68]

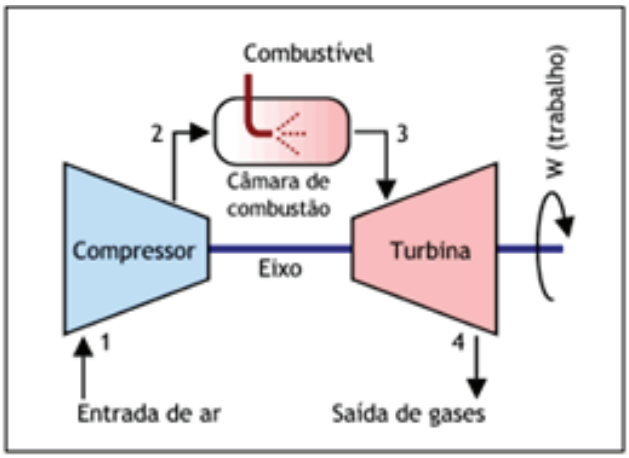


Figura 3.2: Processo real de combustão interna de uma turbina a gás, em circuito aberto [68].

Na prática, as inevitáveis ocorrências de fricção e turbulência alteram o processo. Estas causam [67]:

- compressão não-isentrópica: para uma dada pressão, a temperatura à saída do compressor é superior à ideal;
- expansão não-isentrópica: apesar de o movimento da turbina causar uma descida da sua temperatura, o compressor não é afectado e a pressão associada é maior, o que diminui a capacidade de expansão disponível para a realização de trabalho útil;
- perdas de pressão na entrada de ar, na câmara de combustível e na saída de gases: reduzem a capacidade de expansão disponível para realizar trabalho útil.

Assim, é conveniente estudar o funcionamento da turbina a gás em ciclo fechado. Neste caso, o processo de combustão é substituído por um processo de adição de calor, por parte de uma fonte externa, a pressão constante, e o processo de escape é substituído por uma libertação de calor, para o exterior, também a pressão constante. [40]

Tal como acontece com todos os outros motores baseados em ciclos termodinâmicos, uma maior temperatura de combustão significa maior eficiência. Contudo, o limite é dado pela resistência térmica dos materiais que constituem a máquina. Refrigerar convenientemente as várias partes que a compõem, é um trabalho de considerável engenharia.

Uma turbina a gás é, do ponto de vista construtivo, menos complexa do que um motor de combustão interna. As mais usuais têm apenas uma parte móvel: o conjunto veio/compressor/turbina/alternador. [67]

Num sistema de Cogeração com turbina a gás, a recuperação de calor processa-se exclusivamente a partir dos gases de exaustão, numa caldeira de recuperação. Neste caso, não se efectua a recuperação de calor nos circuitos de refrigeração da água e do óleo de lubrificação, ao contrário do que sucede nos motores de combustão interna. [62] [65]

A Figura 3.3 ilustra um esquema típico de Cogeração com turbina a gás.

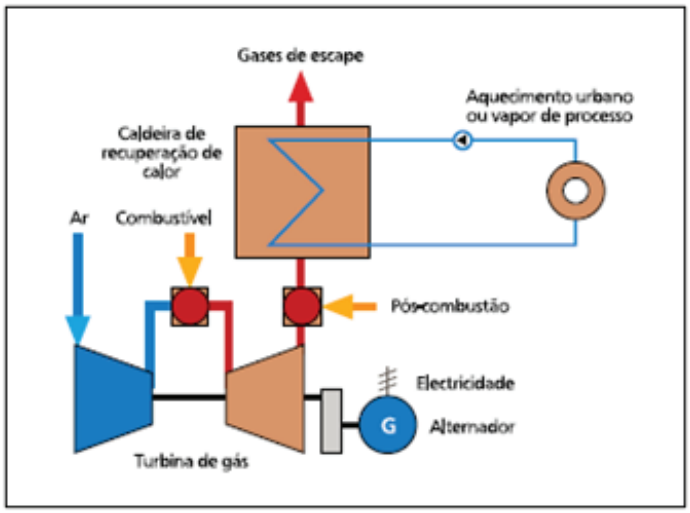


Figura 3.3: Esquema de uma solução de Cogeração baseada numa turbina a gás [62].

3.1.2 Turbinas a vapor

As turbinas a vapor são já uma tecnologia clássica, bastante empregues nas centrais térmicas convencionais (a carvão ou a fuel) e nas centrais de ciclo combinado (a gás natural).

O seu princípio de funcionamento teórico é baseado no Ciclo de *Rankine*, cujo diagrama T,s é apresentado de seguida. [68]

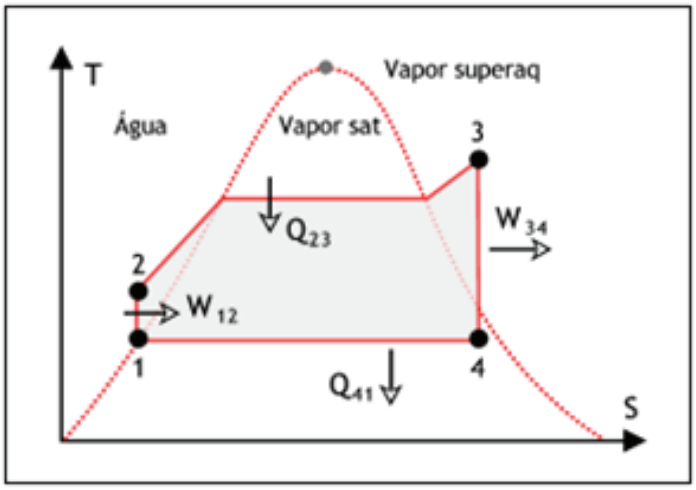


Figura 3.4: Diagrama T, s do Ciclo de *Rankine* [68].

A água é convertida em vapor saturado de alta pressão, no interior da caldeira, a uma temperatura superior à temperatura de saturação. O vapor é, então, expandido numa turbina de vários andares, com pelo menos um reaquecimento intermédio, sendo depois rejeitado, a baixa pressão, para um condensador de vácuo, onde é realizada a condensação do vapor. Por fim, o condensado é direccionado novamente para a caldeira, para que o ciclo se reinicie. Este processo encontra-se representado na Figura 3.5. [40]

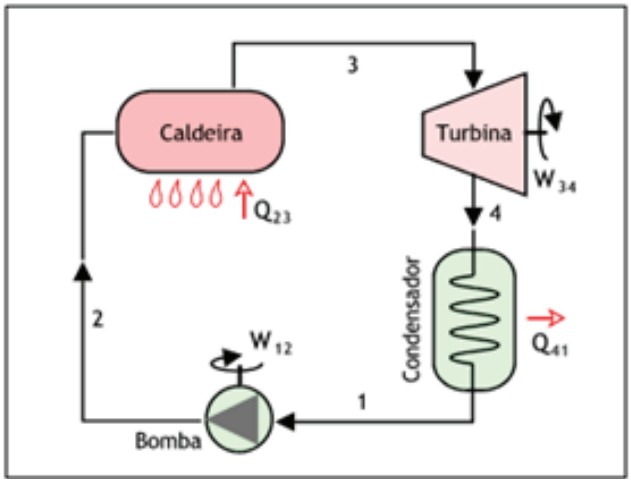


Figura 3.5:Esquema do ciclo com turbina a vapor [68].

Contudo, o tipo de turbina descrito anteriormente, denominado por turbina de condensação, não é o que deve ser usado nos sistemas de Cogeração, uma vez que este equipamento é pensado para optimizar a conversão eléctrica pura.

Assim, é mais conveniente usar turbinas a vapor de contrapressão (ou de não-condensação), quando o objectivo é a aplicação em sistemas de Cogeração. Nestas, o vapor que abandona a turbina é aproveitado para o processo industrial. A denominação destas turbinas explica-se pelo facto de o vapor ser rejeitado a pressões próximas da pressão atmosférica e, deste modo, superiores ao vácuo que se verifica no condensador. A utilização do vapor a estas pressões mais elevadas prejudica o rendimento eléctrico, mas melhora substancialmente o rendimento térmico. [40]

Na Figura 3.6, observa-se o esquema típico de uma Cogeração com turbina a vapor de contrapressão.

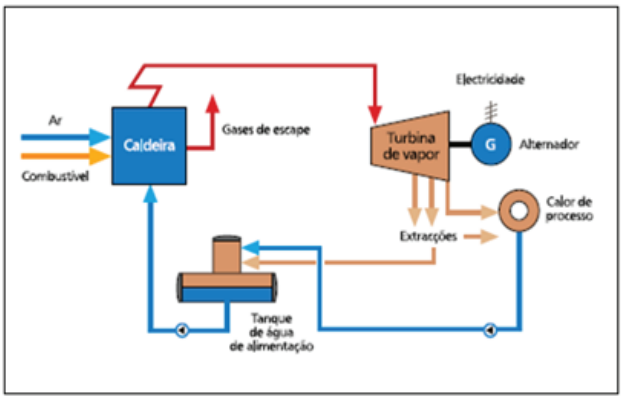


Figura 3.6: Esquema de uma solução de Cogeração baseada numa turbina a vapor de contrapressão [62].

Existe, ainda, outro tipo de turbina a vapor que também é usado em sistemas de Cogeração. Trata-se da turbina a vapor de extracção, que é a combinação das duas anteriores: uma parte do vapor é direccionado para o processo industrial e o restante é condensado. [40]

3.1.3 Ciclo combinado

Um sistema de Cogeração de ciclo combinado trata-se de uma associação das duas tecnologias anteriores. Assim, integra uma ou mais turbinas a gás que accionam os alternadores respectivos. A recuperação do calor proveniente dos gases de exaustão é utilizada para a produção de vapor que, posteriormente, é expandido numa turbina a vapor, produzindo-se também energia eléctrica dessa forma. [40]

A Cogeração em ciclo combinado maximiza a produção de energia eléctrica, podendo existir facilmente produção de energia térmica, através de extracções de vapor. [62]

Na Figura 3.7, encontra-se representado um esquema de princípio de um sistema de Cogeração que recorre à tecnologia de ciclo combinado.

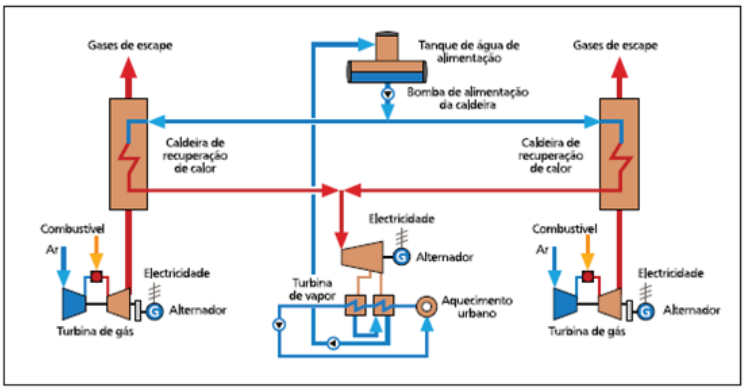


Figura 3.7: Esquema de uma solução de Cogeração com ciclo combinado [62].

3.1.4 Motores alternativos ou de combustão interna

Os motores de combustão interna são máquinas térmicas alternativas destinadas à produção de energia mecânica, isto é, de força motriz de accionamento. Podem ser classificados como de explosão, quando a ignição é realizada por faísca e, nesse caso, funcionam de acordo com o Ciclo de Otto ou como de ignição por compressão, respeitando então o Ciclo de Diesel. [65]

Estes motores possuem vários parâmetros de funcionamento [40]:

- Ponto Morto Superior (PMS): é a posição extrema do pistão, na parte superior do cilindro, definindo o volume mínimo deste;
- Ponto Morto Inferior (PMI): é a posição extrema do pistão, na parte inferior do cilindro, definindo o volume máximo deste;
- Volume de admissão: é o volume existente entre o PMS e o PMI e é dado por:

$$\text{Volume de admissão} = \pi \times \text{raio}^2_{\text{cilindro}} \times \text{curso}_{\text{pistão}} \tag{3.1}$$

- Tempo motor: corresponde ao deslocamento do êmbolo, desde o PMS até ao PMI, que resulta da expansão dos gases, na combustão;
- Curso do êmbolo: é a distância percorrida entre o PMS e o PMI;
- Volume da câmara de combustão: é o volume ocupado pela mistura ar/combustível, quando o pistão se encontra no PMS;

- Taxa de compressão: corresponde à relação volumétrica, no cilindro, antes e depois da compressão, e é dada por:

$$\text{Taxa de compressão} = \frac{\text{Volume}_{\text{admissão}} + \text{Volume}_{\text{Câmara de combustão}}}{\text{Volume}_{\text{Câmara de combustão}}} \quad (3.2)$$

Apresenta-se, na Figura 3.8, um esquema possível para uma Cogeração baseada em tecnologia de motores alternativos.

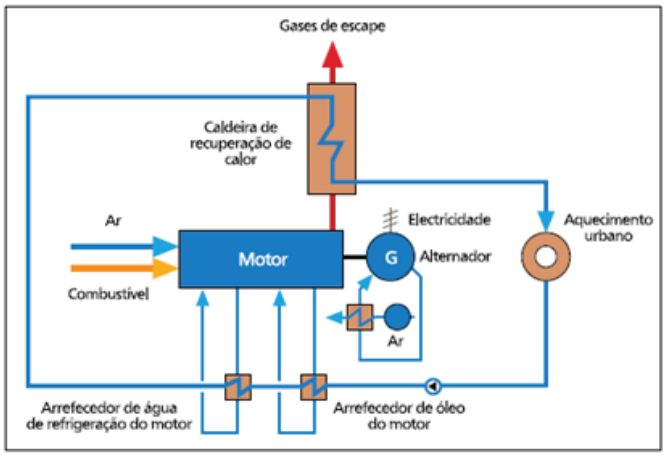


Figura 3.8: Esquema de uma solução de Cogeração com motor alternativo [62].

3.1.4.1 Motor de quatro tempos – Ciclo de *Otto*

Este motor, também conhecido por motor de explosão, devido à forma como se realiza a ignição, baseia o seu funcionamento num ciclo termodinâmico idealizado pelo engenheiro francês *Alphonse Beau de Rochas*, em 1862. *Nikolaus Otto*, um engenheiro alemão, construiu um motor que operava com este ciclo, em 1876, embora este não fosse exactamente igual aos motores actuais. [68]

A câmara de combustão contém um cilindro, uma válvula de admissão, uma válvula de escape e uma vela de ignição. No interior do cilindro, move-se um pistão que se encontra acoplado à biela e esta articula com a cambota. Assim, a cambota transforma o movimento rectilíneo de ida e volta do conjunto pistão-biela num movimento rotativo. [40]

Estes motores utilizam como combustível fundamentalmente gasolina, álcool, gás natural, bioetanol ou biogás. [68]

A Figura 3.9 ilustra os principais componentes de um motor de combustão interna.

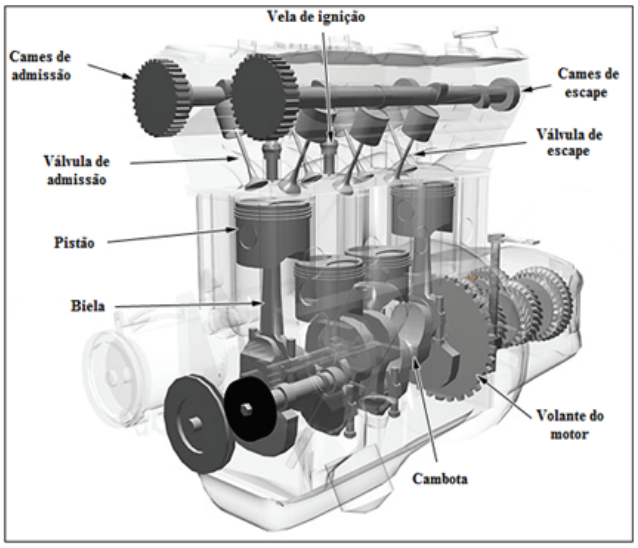


Figura 3.9: Vista de um motor de combustão interna e seus principais componentes [69]. (Adaptado da fonte)

O ciclo de trabalho de um motor *Otto* define-se em quatro tempos distintos, compreendendo duas voltas na cambota ou quatro cursos completos do êmbolo. [40] Considerando o uso de apenas duas válvulas, que são comandadas pelos ressaltos da árvore de cames, uma de admissão, que permite a introdução no cilindro de uma mistura gasosa composta por ar e combustível, e outra de escape, que permite a expulsão para a atmosfera dos gases queimados, o ciclo de funcionamento de um motor de combustão interna a quatro tempos é o seguinte [65]:

- Com o êmbolo (ou pistão) no PMS, é aberta a válvula de admissão, enquanto se mantém fechada a válvula de escape. A mistura gasosa é regulada pelo sistema de alimentação. O êmbolo é impulsionado para baixo, pelo veio de manivelas, movendo-se então até ao PMI. Assim, a cambota rodou meia volta. Este primeiro curso do êmbolo é o primeiro tempo do ciclo, ou tempo de admissão.
- Nesta altura, fecha-se a válvula de admissão, ficando o cilindro cheio com a mistura gasosa, que é comprimida pelo pistão, impulsionado no sentido ascendente, em direcção à cabeça do motor, pelo veio de manivelas, até atingir novamente o PMS. Durante este movimento, as duas válvulas encontram-se fechadas. A cambota completa uma volta. Este segundo curso do êmbolo constitui o segundo tempo do ciclo, ou tempo de compressão.
- Quando o êmbolo atinge o PMS, a mistura gasosa que se encontra comprimida no espaço existente entre a face superior do êmbolo e a cabeça do motor, o que se denomina por câmara de combustão, é inflamada devido à faísca produzida pela vela e explode. O aumento de pressão, causado pelo movimento de expansão dos gases, empurra o êmbolo até ao PMI, impulsionando assim o veio de manivelas e produzindo a força rotativa necessária ao movimento do eixo do motor. Nesta fase, a cambota rodou uma volta e meia. Este terceiro curso do êmbolo é o terceiro tempo do ciclo, também designado por tempo de explosão, tempo motor ou tempo útil, uma vez que é o único em que efectivamente se produz trabalho.
- O cilindro encontra-se agora cheio de gases resultantes da combustão da mistura. Nesta altura, o êmbolo retoma o seu movimento ascendente, impulsionado pelo veio de manivelas, e a válvula de escape abre. Permite-se, assim, a expulsão dos gases para a atmosfera, impelidos pelo êmbolo no seu movimento até ao PMS, e a válvula de escape volta a fechar. A cambota completou duas voltas. Este último curso do êmbolo é o quarto tempo do ciclo, o tempo de exaustão ou de escape.

Após a expulsão dos gases, o motor retorna às condições iniciais, permitindo que o ciclo se repita. A Figura 3.10 ilustra os quatro tempos descritos.

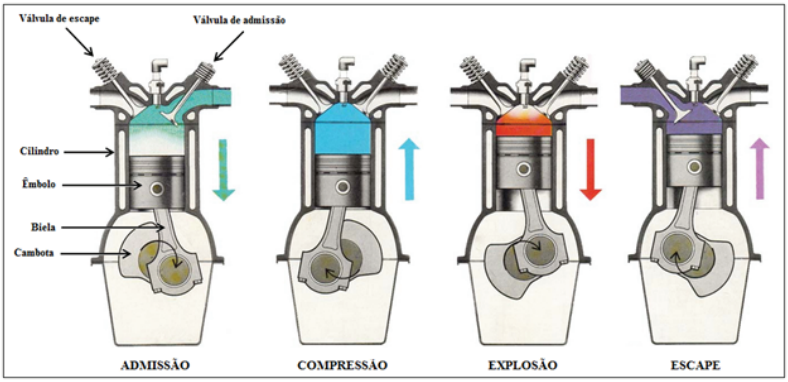


Figura 3.10: Os quatro tempos do Ciclo de *Otto* [70]. (Adaptado da fonte)

A Figura 3.11 contém os diagramas P,v e T,s do Ciclo de Otto e as suas etapas [40]:

- 1 - 2: compressão isentrópica da mistura, pelo movimento ascendente do pistão;
- 2 - 3: adição de calor, a volume constante, devido à ignição da mistura ar-combustível e consequente explosão, e aumento da pressão;
- 3 - 4: expansão isentrópica causada pelo movimento descendente do pistão;
- 4 - 1: rejeição de calor, a volume constante, pela abertura da válvula de escape.

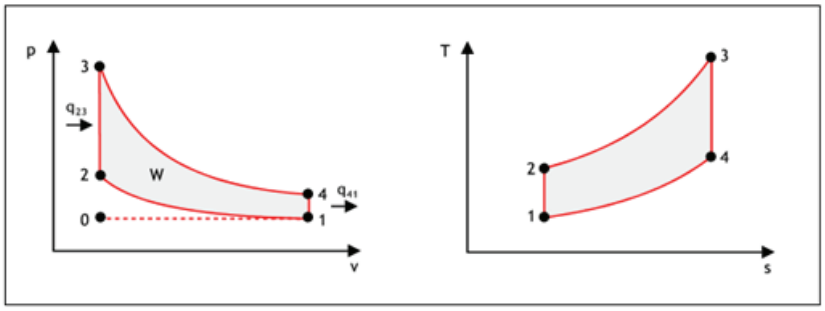


Figura 3.11: Diagrama P, v e diagrama T, s do ciclo de *Otto* [68].

3.1.4.2 Motor de dois tempos – Ciclo de *Diesel*

Este motor foi inicialmente desenvolvido pelo engenheiro alemão Rudolf Diesel, em 1894. A sua característica distintiva é a eliminação da necessidade de um circuito eléctrico para proceder à ignição. Neste caso, o combustível é queimado por acção do calor libertado, quando a mistura é comprimida a uma taxa bastante elevada. [40]

Os motores *Diesel* utilizam como combustível o gasóleo, o óleo *Diesel* e o biodiesel. [68]

O Ciclo de *Diesel* contém dois tempos, cada um definido por dois momentos:

- Inicia-se com o êmbolo no PMS e a válvula de admissão aberta. O êmbolo, ao descer, aspira o ar para o interior do cilindro. Este é o momento de admissão.
- O êmbolo atinge o PMI, iniciando-se então a compressão. A diminuição do volume provoca um aumento substancial da temperatura do ar, dentro do cilindro. Este momento é designado por momento de compressão.

- No movimento de subida do êmbolo, ligeiramente antes do PMS, o combustível começa a ser pulverizado pelo injector, em finas gotículas, misturando-se com o ar quente até se dar a combustão. Esta é controlada pela taxa de injecção de combustível, isto é, pela quantidade de combustível que é injectado. A combustão provoca a expansão, que começa após o PMS, e o combustível continua a ser pulverizado até momentos antes do PMI. Este é o momento de expansão.
- Por fim, o êmbolo retorna ao PMS, provocando a expulsão dos gases de combustão do cilindro. Este último momento denomina-se por exaustão ou escape.

O motor fica então em condição de retomar o ciclo. [65]
A Figura 3.12 expõe o modo de funcionamento descrito anteriormente.

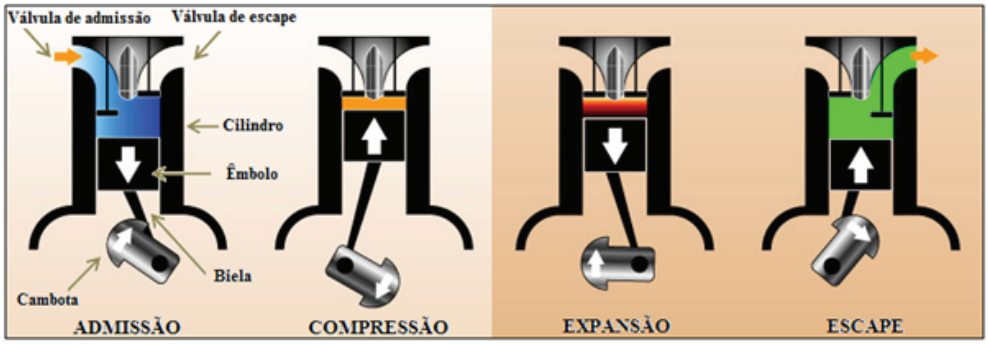


Figura 3.12: Os dois tempos e quatro momentos do Ciclo de *Diesel* [71]. (Adaptado da fonte)

A Figura 3.13 ilustra os diagramas P,v e T,s do Ciclo de *Diesel*, constituído pelas seguintes etapas [40]:

- 1 - 2: compressão isentrópica da mistura, devido ao movimento ascendente do pistão;
- 2 - 3: adição de calor, a pressão constante, devido à ignição da mistura ar-combustível e consequente explosão, e aumento da pressão;
- 3 - 4: expansão isentrópica causada pelo movimento descendente do pistão;
- 4 - 1: rejeição de calor, a volume constante, pela abertura da válvula de escape.

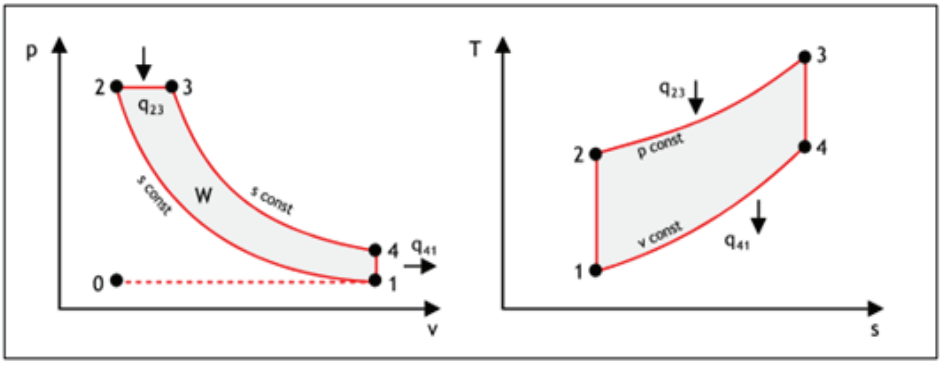


Figura 3.13: Diagrama P, v e diagrama T, s do ciclo de *Diesel* [68].

3.2 Micro-cogeração

A definição do que constitui Micro-cogeração, em termos do valor limite da potência eléctrica, é algo dúbia. Com efeito, a legislação sobre este assunto é manifestamente diferente, de país para país. O valor máximo de potência eléctrica para uma dada instalação ser considerada como uma Micro-cogeração, depende da realidade geral de cada país, no que diz respeito às potências instaladas nas unidades de Cogeração que possui. [63]

De qualquer forma, tem existido uma tentativa de uniformizar o conceito de Micro-cogeração. A Directiva Europeia de Promoção da Cogeração qualifica como "Unidade de Micro-cogeração", uma unidade de cogeração cuja capacidade máxima seja inferior a 50 kWe. Adicionalmente, as unidades de cogeração com uma capacidade instalada inferior a 1 MWe são definidas como "Unidade de Cogeração de pequena dimensão". Refira-se, ainda, que a produção destes dois tipos de unidades de cogeração, que permita uma poupança de energia primária, é automaticamente considerada cogeração de elevada eficiência, independentemente do valor concreto do seu rendimento. [72]

Contudo, e uma vez que a associação de algumas unidades de Micro-cogeração conduz a uma unidade de pequena dimensão, estes dois conceitos estão intimamente ligados e, geralmente, ambas as designações são válidas e referem-se ao mesmo. [63]

Pode dizer-se que a Micro-cogeração corresponde à verdadeira essência da Cogeração enquanto forma de Produção Dispersa.

A Micro-cogeração abrange tecnologias tão diversificadas como as micro-turbinas, os motores *Stirling*, pequenos motores de combustão interna, as pilhas de combustível, os ciclos orgânicos de *Rankine*, entre outras, ligadas à rede geralmente em baixa tensão. Ainda que algumas das tecnologias referidas, como são os casos das micro-turbinas e dos pequenos motores de combustão interna, estejam já bem demonstradas e a caminho da consolidação no mercado, outras, como as pilhas de combustível e os motores *Stirling*, encontram-se numa fase menos avançada, ainda de pré-comercialização, após sucessivos estágios de investigação e desenvolvimento que têm vindo a comprovar o seu potencial. [73] As tecnologias associadas à Micro-cogeração costumam ser designadas por tecnologias emergentes, uma vez que são consideravelmente mais recentes que as de Cogeração tradicional. [63]

Os equipamentos de Micro-cogeração funcionam tipicamente como equipamentos vocacionados para o aquecimento, fornecendo água quente para aquecimento centralizado e AQS, entre outros, em diversos tipos de instalações, mas fundamentalmente em edifícios residenciais e de serviços. Contudo, a diferença marcante para as caldeiras convencionais é que estes equipamentos produzem electricidade, em combinação com o calor, o que se traduz numa importante vantagem. [46]

3.2.1 Micro-turbinas a gás

De entre as tecnologias emergentes, pode dizer-se que as micro-turbinas têm tido o sucesso mais assinalável. Entraram, já há alguns anos, numa fase de comercialização, com muitos modelos derivados da indústria aeronáutica. [73]

O termo "micro-turbina" refere-se, em geral, a um sistema de dimensões relativamente reduzidas composto por compressor, câmara de combustão, turbina e gerador eléctrico, uma constituição muito semelhante à das turbinas a gás, com uma potência eléctrica total não superior a 300 kWe. [40] Os fabricantes estão a desenvolver unidades cada vez mais pequenas, existindo já alguns modelos de micro-turbinas com potências da ordem dos 20 kWe. [74]

Uma grande parte das micro-turbinas a gás existentes no mercado inclui um permutador de calor, para aproveitamento da energia térmica contida nos gases de exaustão e para, assim, poder funcionar em Cogeração. Outras unidades necessitam da aquisição separada de tal equipamento.

O constante desenvolvimento, ao nível do desenho e dos materiais empregues, tem permitido alcançar valores de rendimento cada vez maiores, emissões reduzidas e necessidades de manutenção mínimas, com um custo por kWe competitivo (em alguns casos, já inferior ao de pequenos motores de combustão interna a gás). [73]

A Figura 3.14 apresenta uma vista do interior de uma micro-turbina, com os seus principais componentes.

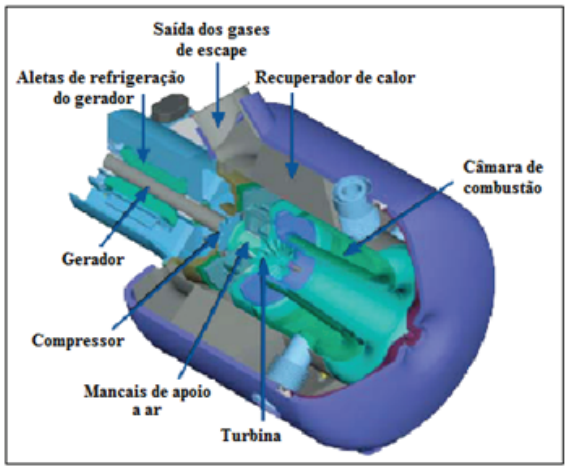


Figura 3.14: Vista em corte de uma micro-turbina [75]. (Adaptado da fonte)

O princípio de funcionamento destes equipamentos é em tudo semelhante ao das turbinas a gás, baseando-se no Ciclo de *Brayton*. [40] O ar novo admitido é conduzido ao compressor, onde a sua pressão é elevada. Para aumentar o rendimento, é usual integrar no sistema um recuperador de calor (regenerador), que aproveita o calor disponível nos gases de escape para aquecer o ar novo, antes de este entrar na câmara de combustão (pré-aquecimento). O ar aquecido é, então, misturado com o combustível, naquele local. O calor libertado na combustão eleva a temperatura da mistura ar-combustível e, consequentemente, a sua pressão. Ao passar na turbina, a mistura expande-se e, desta forma, transmite energia mecânica ao veio, accionando o compressor e o gerador (Figura 3.15). [74] [75]

Geralmente, o veio funciona a uma velocidade de 70.000 rpm a 90.000 rpm, produzindo electricidade, em corrente alternada, com uma frequência elevada. Esta é, primeiro, rectificada para corrente contínua e, depois, invertida novamente para corrente alternada, desta feita à frequência da rede, de 50 Hz ou 60 Hz. [74]

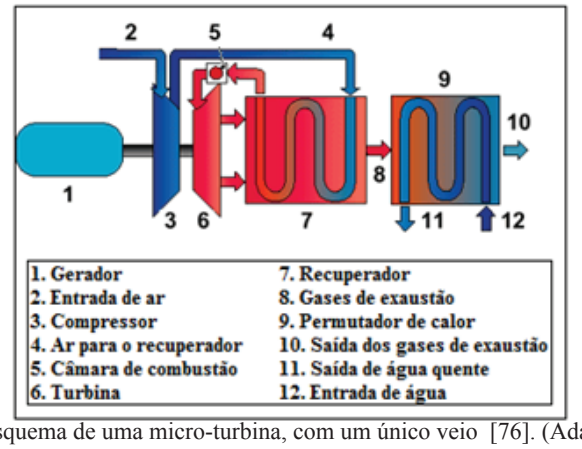


Figura 3.15: Esquema de uma micro-turbina, com um único veio [76]. (Adaptado da fonte)

Existem, também, soluções em que o compressor e o gerador não se encontram acoplados directamente no mesmo veio, sendo então utilizadas caixas de velocidades (Figura 3.16). Nestes casos, o maior número de peças móveis tem como consequência níveis de desgaste da máquina e de ruído de operação superiores. [74]

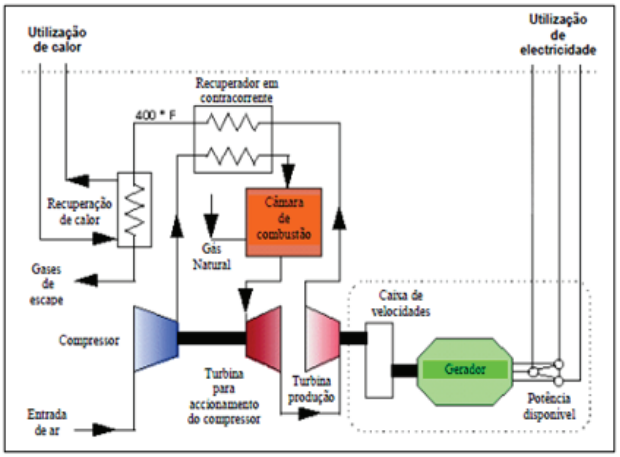


Figura 3.16: Esquema de uma micro-turbina, com vários veios [74].

Uma outra característica diferenciadora dos vários tipos de micro-turbinas é a forma de apoio dos componentes rotativos. Podem ser usadas chumaceiras lubrificadas a óleo e chumaceiras de ar. As primeiras implicam um consumo de óleo adicional. A manutenção e o número de arranques a frio são factores que dependem do tipo de chumaceira utilizado. [74]

O arrefecimento da máquina pode ser a ar ou a água. No primeiro caso, o ar novo é forçado a circular pelo gerador, antes de entrar na câmara de combustão, enquanto que é necessário um sistema auxiliar para bombear a água, no segundo. [74]

O rendimento eléctrico destes equipamentos é da ordem dos 30%, quando existe regenerador. O rendimento global, considerando o aproveitamento do calor, pode atingir mais de 80%. Existem situações em que se pode utilizar directamente os gases de combustão, tais como processos industriais de secagem ou pré-aquecimento com ar quente, e então o valor pode ultrapassar os 90%. [75]

Os mais recentes desenvolvimentos tecnológicos apontam para a utilização de materiais cerâmicos, nos componentes das secções quentes, na próxima geração de micro-turbinas a gás, o que permitirá atingir temperaturas superiores e, consequentemente, rendimentos mais elevados. [74]

Embora se esteja a recorrer à designação "micro-turbinas a gás", existem vários tipos de combustíveis que podem ser utilizados. Os mais usuais são o gás natural, o gás propano, a gasolina sem chumbo, os álcoois, o querosene, o bioetanol e o biogás. Quando a pressão de alimentação do combustível gasoso não é suficiente, recorre-se a um compressor adicional. O gás natural é, de entre os fósseis, o combustível mais indicado pois emite menores níveis de poluentes, tornando-o especialmente adequado em consumidores localizados em centros urbanos, o que constitui uma parte apreciável dos utilizadores de Micro-cogeração. [75]

A maior parte das micro-turbinas disponíveis no mercado está preparada para funcionar em ambiente exterior, contudo alguns modelos estão restringidos a funcionamento em espaços interiores. [74]

3.2.2 Motores *Stirling*

O motor *Stirling* é um motor de combustão externa inicialmente desenvolvido por um Reverendo escocês, *Robert Stirling*, em 1816. [77]

Este é um motor de combustão externa, diferindo substancialmente dos motores mais convencionais, ditos de combustão interna, em que o combustível é queimado no interior da máquina. [73] Existem três configurações básicas [77]:

- Alfa: com cilindros em V;
- Beta: com êmbolos co-axiais num mesmo cilindro;
- Gama: com cilindros em linha.

Um motor *Stirling* simplificado usa dois cilindros. Um deles é aquecido por uma fonte de calor externa e o outro é arrefecido, também, por uma fonte externa. As câmaras de combustão dos dois cilindros encontram-se ligadas, por um canal, e os pistões estão mecanicamente articulados, entre si, o que determina o seu movimento. [78]

O motor *Stirling* possui menos partes móveis do que os motores convencionais e não tem válvulas, excêntricos, injectores de combustível ou sistemas de ignição por faísca. É uma máquina que necessita de pouca manutenção e que apresenta reduzidas emissões de partículas. [73]

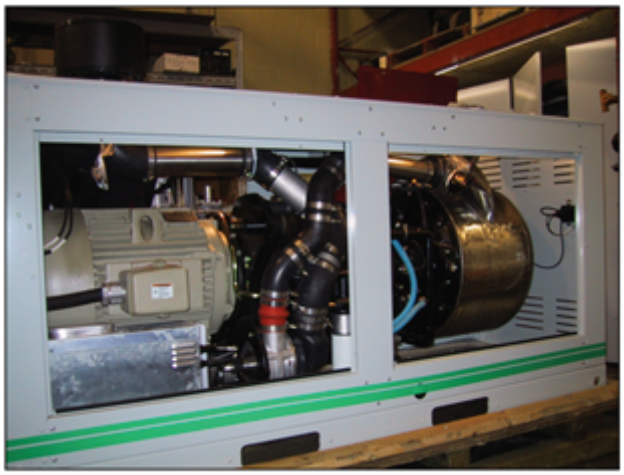


Figura 3.17: Aspecto exterior de um motor *Stirling* de 55 Kw da *Stirling Biopower* [79]

Este tipo de motor funciona segundo um ciclo termodinâmico composto por quatro momentos e executado em dois tempos do pistão. Encontra-se muito próximo do Ciclo de *Carnot*, que estabelece o limite máximo teórico de rendimento das máquinas térmicas. [77]

O calor é fornecido ao motor *Stirling* por uma fonte externa, que pode ser um gás combustível, por exemplo, e isso causa a expansão de um fluido de trabalho, o que provoca o movimento de um de dois pistões (ou êmbolos), no interior de um cilindro. Este pistão designa-se por pistão de trabalho. O outro, chamado pistão de deslocamento, transfere o gás para uma zona arrefecida, onde é comprimido pelo pistão de trabalho. O pistão de deslocamento transfere então o gás comprimido ou ar para uma secção quente da máquina e o ciclo continua. [73]

A Figura 3.18 ilustra as quatro fases do funcionamento deste motor, que se descrevem mais detalhadamente, de seguida [73]:

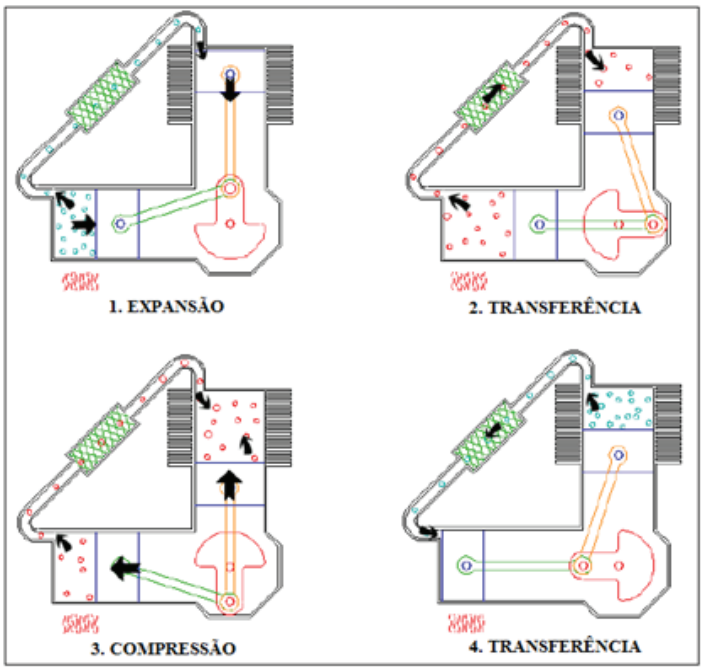


Figura 3.18: As quatro fases distintas de um Ciclo de *Stirling* - motor de 2 cilindros ou configuração Alfa [80] (Adaptado da fonte)

- Na primeira fase, de expansão, a maior parte do gás no sistema é impelida para o cilindro quente. O gás aquece e expande-se, accionando ambos os pistões para dentro.
- Na segunda fase, de transferência, o gás continua a expandir-se. A maior parte do gás encontra-se ainda no cilindro quente. Contudo, o momento do volante leva o veio de manivelas a descrever um movimento de 90º, transferindo todo o gás para o cilindro frio.
- Na terceira fase, de compressão, o gás expandido no cilindro frio arrefece e contrai-se, puxando ambos os pistões para fora.
- Na quarta e última fase, de transferência, o gás agora comprimido está ainda no cilindro frio. O momento do volante leva o veio de manivelas a descrever um novo movimento de 90º, transferindo o gás para o cilindro quente e, assim, completar o ciclo.

O gás utilizado é o ar, nos modelos mais simples, enquanto que em versões mais potentes se recorre ao hélio ou ao hidrogénio pressurizado, visto que se tratam de gases com maior condutividade térmica e menor viscosidade, transportando a energia térmica mais rapidamente e com menor resistência ao escoamento. [73]

Em oposição ao que sucede com os motores de combustão interna, o fluido de trabalho nunca abandona o interior do motor, tratando-se assim de uma máquina de ciclo fechado. [77]

Em teoria, o motor *Stirling* é a máquina térmica mais eficiente possível. Alguns protótipos atingiram já valores de 45%, superando facilmente os motores de combustão interna. Para diminuir as perdas térmicas e aumentar a eficiência, por norma, existe um regenerador entre as câmaras quente e fria onde o calor, que seria rejeitado na câmara fria, fica armazenado para a fase seguinte de aquecimento. [75]

Pode-se dizer que esta é uma tecnologia com várias décadas de experiência, conhecida desde o início do século XIX, mas que não teve grande desenvolvimento nem aplicação, principalmente, devido ao surgimento dos motores eléctricos. O que agora se constitui como uma inovação é a sua aplicação no âmbito de sistemas de Micro-cogeração. Para a geração de calor em muito pequena escala, é necessário ter-se pequenos motores, com capacidades até 4 kWe. Para esta dimensão, as micro-turbinas a gás e os pequenos motores a gás não são adequados, sendo o motor *Stirling* uma boa alternativa. [73]

O rendimento eléctrico destes motores ainda não é muito elevado, situando-se actualmente entre os 10% e os 25%, com expectativas de que se possa concretizar firmemente este último valor. Por outro lado, o rendimento global pode chegar aos 90%. [75]

3.2.3 Pilhas de Combustível

A electrólise é uma reacção electroquímica que promove a decomposição da água, através da absorção de electricidade. Esta reacção pode realizar-se, também, no sentido inverso, gerando electricidade e designa-se por hidrólise. [40]

As pilhas de combustível são dispositivos que promovem tal reacção, isto é, do hidrogénio (H_2) com o oxigénio (O_2), convertendo energia química em energia eléctrica e gerando como únicos subprodutos água e calor. Como não há passagem pelo ciclo de calor, a sua eficiência é superior à dos motores de combustão interna. [74]

O funcionamento de uma pilha de combustível é bastante semelhante ao de uma pilha comum de lítio ou níquel-cádmio, distinguindo-se apenas por possuírem uma vida útil teórica infinita pois, enquanto que uma pilha comum consome os seus próprios eléctrodos, durante a operação, limitando o seu tempo de vida, a pilha de hidrogénio pode, em teoria, produzir energia enquanto forem fornecidos hidrogénio e oxigénio. [75]

As possibilidades oferecidas por este equipamento são diversas, mas a produção combinada de calor e electricidade é uma das suas aplicações mais sólidas, pelo facto de ser uma alternativa de geração de energia, de forma limpa, silenciosa e eficiente. [73]

As pilhas de combustível são um conjunto empilhado de células electroquímicas elementares, geralmente, associadas em série, nas quais se produz a reacção. [40]

O princípio de funcionamento de uma célula de combustível promove a transformação continua de energia química em energia eléctrica, e algum calor, desde que lhe seja fornecido o combustível e o oxidante. O combustível é o hidrogénio ou um composto que o tenha na sua constituição e o oxidante é o oxigénio.

O hidrogénio utilizado no processo pode ser obtido de várias fontes: electrólise da água, gás natural, propano, metanol, ou outros derivados do petróleo, como qualquer hidrocarboneto. Normalmente, recorre-se a um processo, denominado por Reformação, para o obter. [40] Quando o oxidante é o oxigénio, este é retirado do ar, podendo também ser obtido a partir da electrólise da água.

Uma célula de combustível é constituída por dois eléctrodos. Entre os dois, encontra-se um electrólito cuja função é actuar como um meio que permita aos iões (H^+, OH^-, O^{2-} e outros) passarem no sentido de um eléctrodo para o outro, atravessando-o.

O electrólito pode ser um meio líquido ou sólido e tem grande influência na natureza e pureza do combustível e do oxidante, na temperatura de funcionamento da pilha de combustível e no seu desenho. [74]

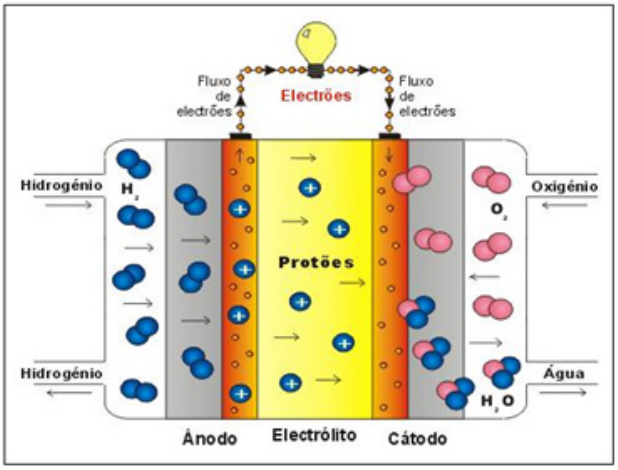


Figura 3.19: Princípio de funcionamento de uma célula electroquímica de combustível [81].

Exteriormente, existe uma ligação eléctrica entre os dois eléctrodos (ânodo e cátodo), onde se encontra a carga, neste caso, representada por uma lâmpada.

O ânodo é alimentado pelo combustível, enquanto que o cátodo é alimentado pelo oxidante. No caso mais simples, em que o combustível é hidrogénio molecular as reacções electroquímicas que ocorrem são as seguintes [74]

$$\text{Ânodo: } H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^- \tag{3.3}$$

$$\text{Cátodo: } O_2 + 4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2O \tag{3.4}$$

Os electrões libertados pela separação das moléculas de hidrogénio, no ânodo, são captados pela placa de platina e conduzidos, através de um circuito eléctrico, até ao cátodo, originando uma corrente eléctrica contínua. Os iões (neste caso, protões) são transferidos para o cátodo através do electrólito, onde se associam às moléculas de oxigénio formando moléculas de água. Assim, o produto da reacção global é apenas água. [74]

$$\text{Reacção global: } 2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O \tag{3.5}$$

A Figura 3.20 ilustra um esquema que contém os principais subsistemas necessários para o funcionamento de uma pilha de combustível.

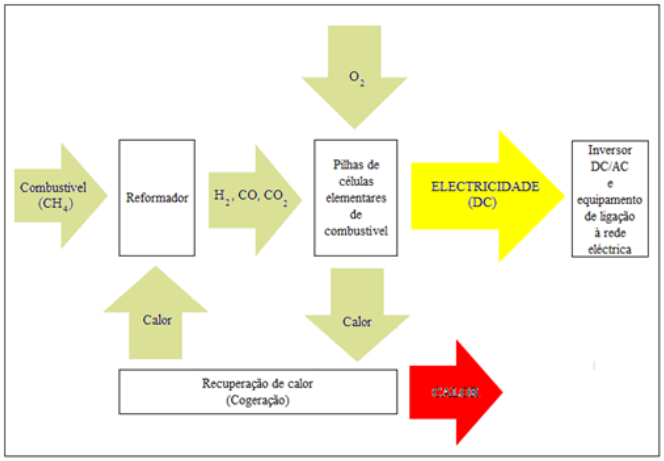


Figura 3.20: Principais subsistemas para o funcionamento de uma pilha de combustível [40].

Actualmente, existem pelo menos cinco tipos diferentes de pilhas de combustível conhecidos [40]:

- AFC: *Alkaline Fuel Cell*;
- PEFC / PEMFC: *Polymer Electrolyte Fuel Cell / Proton Exchange Membrane Fuel Cell*;
- PAFC: *Phosphoric Acid Fuel Cell*;
- MCFC: *Molten Carbonate Fuel Cell*;
- SOFC: *Solid Oxid Fuel Cell*.

A Tabela 3.1 resume as principais características que as diferenciam.

Tabela 3.1: Resumo das principais características dos vários tipos de pilhas de combustível [74]

Tipo de pilha de combustível	**Electrólito**	**Combustível**	**Oxidante**	**Ião Cond.**	**Temperatura de funcionamento (°C)**	**Rendimento eléctrico (% PCI)**	**Dimensão típica**
AFC	KOH (hidróxido de potássio)	H_2 puro	Ar + H_20 (s/ CO_2)	OH^-	60 – 90	55 - 60	< 7 kW
PEFC / PEMFC	Membrana de polímero	H_2 puro	Ar (s/CO)	H^+	70 – 90	35 – 45	5 – 250 kW
PAFC	Ácido fosfórico	H_2	Ar (s/CO)	H^+	200	35 – 45	200 kW
MCFC	Litium, potássio	CH_4, H_2, CO	Ar + CO_2	CO_3^{2-}	600 – 650	45 – 55	2 – 3 MW
SOFC	Óxidos de Yttria e Zircónio	CH_4, H_2, CO	Ar	O^{2-}	800 - 1000	45 – 55	Tubular: 100 – 5000 kW Planar: 50 – 100 kW

Encontra-se, também, em desenvolvimento uma pilha de combustível regenerativa. Esta situa-se algures entre uma pilha de combustível e uma bateria. As pilhas de combustível regenerativas armazenam ou fornecem energia eléctrica através de uma reacção electroquímica reversível, entre dois electrólitos (neste caso, sais), que se encontram na fase líquida. Assim, a pilha de combustível regenerativa também realiza o inverso da reacção de uma célula de combustível, utilizando electricidade e água para formar o hidrogénio e o oxigénio. A reacção ocorre no interior de uma célula electroquímica que contém compartimentos, um para cada electrólito, separados fisicamente por uma membrana de permuta de iões. Vários pares de electrólitos podem ser utilizados. [82] [83]

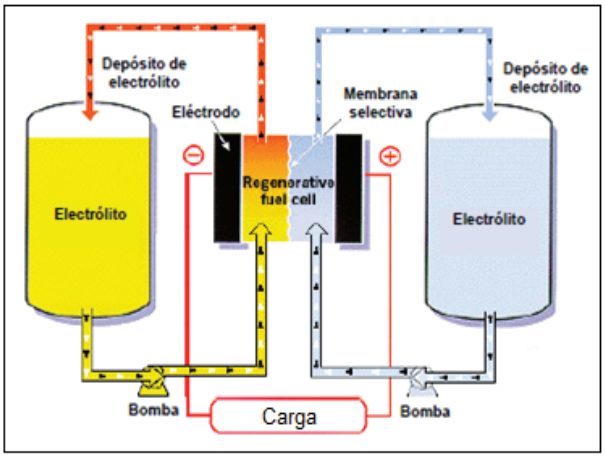


Figura 3.21: Esquema de funcionamento de uma célula de combustível regenerativa [84].

Um sistema de produção de electricidade baseado em pilhas de combustível necessita de equipamento auxiliar que pode incluir componentes, tais como [74]:

- compressor ou ventilador para fornecer o ar ao cátodo;
- reformador;
- circuito de refrigeração;
- separador para remoção da água obtida nos produtos da reacção;
- bomba para recirculação do gases rejeitados pelo ânodo;
- controlador do sistema;
- dispositivos de controlo de CO;
- sistema de armazenagem e alimentação do combustível.

A produção de energia a partir do hidrogénio tem reduzidos ou nulos impactos ambientais, tornando as pilhas de combustível numa tecnologia cujo desenvolvimento se está a revelar deveras promissor. No entanto, o carácter inovador desta tecnologia traduz-se em alguns problemas, ainda a resolver, como o elevadíssimo custo e a ausência de infra-estruturas de apoio técnico, pelo que a adopção de um equipamento deste tipo ainda constitui algum risco. [75]

3.2.4 Ciclo Orgânico de *Rankine* (COR)

O primeiro protótipo baseado neste ciclo foi desenvolvido, em 1961, por dois engenheiros israelitas, *Harry Zvi Tabor* e *Lucien Bronicki*. [85]

O princípio de funcionamento do COR é o mesmo do ciclo de Rankine convencional. Contudo, o seu nome deve-se ao facto de se utilizar um fluido orgânico de elevada massa molecular, com uma mudança de fase, de líquido para vapor, ou ponto de ebulição, que ocorre a uma temperatura inferior à da água. Assim, este fluido permite o aproveitamento de calor a partir de fontes de mais baixa temperatura, tais como os resíduos de algumas indústrias, nomeadamente, de madeira e a energia geotérmica, entre outras. [75]

O fluído de trabalho orgânico é bombeado para o evaporador, onde ocorre a evaporação, devido à aplicação de calor por parte da caldeira. O vapor resultante é expandido na turbina e, no final deste processo, é condensado, recorrendo a um fluxo de água fria ou ao ar ambiente. O condensado é bombeado novamente para o evaporador e, assim, se fecha este ciclo termodinâmico. [75]



Figura 3.22: Unidade baseada no COR, de 450 kWe, durante a instalação, em Admont, Áustria [75].

Na Figura 3.23, ilustra-se este princípio de funcionamento.

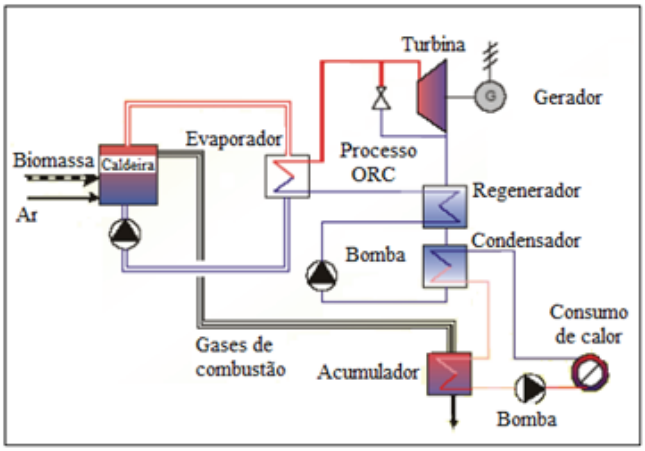


Figura 3.23: Principio de funcionamento de um processo de COR a biomassa [75]

As fontes de aquecimento e de arrefecimento, que participam no processo, não estão directamente em contacto com o fluido de trabalho orgânico. Para aplicações de alta temperatura, é adicionado um regenerador para incrementar a eficiência do ciclo.

Este tipo de equipamentos tem tido a sua aplicação mais frequente na indústria de processamento de madeira e em redes de DHC. Para sistema de dimensão extraordinariamente pequena, é difícil conseguir soluções viáveis, do ponto de vista técnico e económico.

No presente, existem cerca de 34 instalações baseadas em processos de COR. [75]

3.2.5 Pequenos motores de combustão interna

Existem, também, numerosas aplicações de Micro-cogeração que recorrem a motores de combustão interna de reduzidas dimensões. Nestes casos, geralmente, recorre-se a motores cujo funcionamento é baseado no Ciclo de *Otto*, sendo o gás natural o combustível mais usado mais frequentemente. [73]

O princípio de funcionamento destes equipamentos é, em tudo, similar aos já expostos anteriormente, no âmbito da Cogeração, para unidades de maiores dimensões.

3.3 Comparação das diferentes tecnologias de Cogeração e Micro-cogeração

A selecção da tecnologia de Cogeração ou Micro-cogeração a usar, num dado projecto, deve ser sujeita a uma análise cuidada, uma vez que depende de diversos factores.

Cada uma das tecnologias expostas está associada a vantagens e inconvenientes, impostos pelas suas características próprias, que devem ser tomados em consideração, de modo a que a escolha efectuada responda da melhor forma possível às necessidades da instalação em causa e que maximize as suas potencialidades. [62]

Alguns dos factores a considerar na selecção da tecnologia a empregar, num dado projecto, são [86]:

- as necessidades eléctricas e térmicas da instalação, em situação normal e de pico;
- o andamento temporal destas necessidades, bem como o intervalo de tempo máximo que é tolerado pela instalação, sem que estas sejam satisfeitas;
- a prioridade das necessidades;
- o tipo de calor requerido;
- a rapidez de resposta exigido;
- os tipos de combustível disponíveis, quer no imediato, quer a longo prazo, e o seu preço actual, bem como a evolução que é esperada neste capítulo;
- a disponibilidade comercial dos diversos equipamentos, a existência de uma boa resposta, em termos de serviços de manutenção, e os seus tempos de vida;
- as condições físicas da própria instalação, tais como espaço disponível, condições do solo, entre outras;
- os tempos de montagem das diversas tecnologias;
- os custos associados a cada uma das possíveis escolhas.

A Tabela 3.2 elenca as principais vantagens e inconvenientes de cada uma das tecnologias de Cogeração.

Tabela 3.2: Vantagens e desvantagens de diferentes tecnologias de Cogeração [40] [62] (Adaptado das fontes)

Tipo de tecnologia	Vantagens	Desvantagens
Turbinas a gás	• Elevada fiabilidade; • Baixo nível de emissões poluentes e de vibrações; • Não necessitam de refrigeração; • Disponibilizam calor a elevadas temperaturas, normalmente entre 500 °C a 600 °C; • Manutenção simples e rápida; • Arranque rápido.	• Rendimento reduzido em funcionamento a carga parcial; • Operação com gás a alta pressão; • Potência de saída diminui com o aumento da temperatura ambiente; • Menor eficiência em processos com poucas necessidades térmicas; • Limitação no tipo de combustível.
Turbinas a vapor de contrapressão	• Rendimento global elevado; • Possibilidade de operação com diversos tipos de combustível; • Disponibilizam calor a temperaturas muito elevadas; • Elevada fiabilidade; • Tempo de vida útil elevado; • Vapor a alta pressão.	• Rendimento eléctrico baixo; • Arranque lento.
Motores alternativos ou de combustão interna	• Bom desempenho em funcionamento a carga parcial; • Rendimento eléctrico elevado; • Arranque rápido; • Operação com gás a baixa pressão; • Disponibilizam dois níveis de temperatura: gases de escape e arrefecimento do motor.	• Custos de manutenção elevados; • Apenas disponibilizam calor a baixas temperaturas; • Nível mais elevado de emissões poluentes; • Necessidade de refrigeração; • Provocam ruído de baixa frequência.

Desta feita, a Tabela 3.3 contém as vantagens e inconvenientes de maior destaque das tecnologias de Micro-cogeração.

Tabela 3.3: Vantagens e desvantagens de diferentes tecnologias de Micro-cogeração [40] [73] [75] (Adaptado das fontes)

Tipo de tecnologia	Vantagens	Desvantagens
Micro-turbinas	• Dimensões compactas; • Peso reduzido; • Baixo nível de emissões poluentes; • Não necessitam de refrigeração; • Manutenção reduzida, devido a poucas peças móveis; • Elevado tempo de vida.	• Custo bastante elevado; • Apenas disponibilizam calor a baixas temperaturas; • Tecnologia ainda em fase de maturação.
Motores *Stirling*	• Manutenção reduzida, devido a poucas peças móveis; • Níveis de ruído muito baixos; • Reduzidas emissões de NO_x e queimados; • Evita a necessidade de uma caldeira complementar.	• Custo elevado; • Fiabilidade ainda em dúvida; • Tecnologia ainda em fase de maturação.
Pilhas de combustível	• Baixo nível de emissões poluentes; • Baixo nível de ruído; • Muito pouca manutenção (não tem peças rotativas; • Dimensões relativamente compactas; • Modularidade.	• Custo bastante elevado; • Dúvidas relativas à fiabilidade; • Necessitam de pré-processamento do combustível (dificuldade de produção do hidrogénio); • Tecnologia ainda em fase de maturação.
Ciclo Orgânico de *Rankine*	• Eficiência muito elevada; • Facilidade nos procedimentos de arranque e paragem; • Necessidades reduzidas de manutenção; • Tempo de vida longo; • Bom rendimento em funcionamento a carga parcial.	• Reduzida implantação no mercado; • Inviável para instalações com necessidades energéticas diminutas.
Pequenos motores de combustão interna	• Custo de investimento mais baixo; • Elevadas eficiências a carga parcial; • Curtos tempos de arranque; • Apropriados para geração de emergência e de controlo de pontas; • Elevada fiabilidade.	• Elevado nível de vibrações; • Necessidade de estrutura de suporte e acondicionamento adequados para reduzir ruído; • Intervalos para manutenção frequentes.

A Tabela 3.4 lista as características de operação mais relevantes, bem como os custos típicos, no que diz respeito ao investimento inicial e à operação e manutenção dos vários equipamentos.

Tabela 3.4: Algumas características de operação e custos típicos de diferentes tecnologias de Cogeração e Micro-cogeração [40]

Tipo de tecnologia	**Turbinas a gás**	**Motores *Otto* a Gás Natural**	**Motores *Diesel***	**Turbinas a vapor**	**Micro-turbinas**	**Pilhas de Combustível**
Rendimento eléctrico	15% - 35%	22% - 40%	25% - 45%	10% - 40%	18% - 29%	35% - 40%
Rendimento térmico	40% - 60%	40% - 60%	40% - 60%	40% - 60%	40% - 60%	20% - 50%
Rendimento global	60% - 85%	70% - 80%	70% - 85%	60% - 85%	55% - 75%	55% - 90%
Potência típica (MWe)	0,2 - 100	0,05 - 5	0,015 - 30	0,5 - 100	0,03 – 0,35	0,01 – 0,25
Relação Pt/Pe	1,25 - 2	0,4 – 1,7	0,4 – 1,7	2 - 10	1 – 2,5	1,1
Desempenho a carga parcial	Mau	Médio	Bom	Bom	Médio	Muito Bom
Custo de Investimento (€/kWe)	600 - 800	700 – 1.400	700 – 1.400	700 – 1.900	1.300 - 2.500	> 2.500
Custos de Operação e Manutenção (€/MWhe)	2 - 7	7 - 15	6 - 12	3	10	2 - 12
Intervalos de manutenção (h)	30.000 – 50.000	24.000 – 60.000	25.000 – 30.000	> 50.000	5.000 – 40.000	10.000 – 40.000
Tempo de arranque	10 m – 1 h	10 s	10 s	1 h – 1 dia	1 m	3 h – 2 dias
Pressão do Combustível (bar)	8 - 35	0,07 – 3,1	< 0,35	-	3 - 7	0,03 - 3
Ruído	Médio	Alto	Alto	Alto	Médio	Baixo
Uso do calor	Água Quente, Vapor a alta pressão, Vapor a baixa pressão	Água Quente, Vapor a baixa pressão	Água Quente, Vapor a baixa pressão	Vapor a alta pressão, Vapor a baixa pressão	Água Quente, Vapor a baixa pressão	Água Quente, Vapor a baixa pressão
Densidade de potência (kW/m^2)	20 - 500	35 - 50	35 - 50	> 100	5 - 70	5 - 20
NO_x (kg/MWh total)	0,2 - 2	0,5	1 - 14	0,9	0,07	0,01

3.4 Trigeração

3.4.1 O que é a Trigeração?

Existem diversas instalações cujas necessidades energéticas, além de electricidade e calor, são também de frio.

A Trigeração é uma solução que promove a produção simultânea destes três elementos, a partir de um único combustível, correspondendo a um processo alargado de Cogeração. O calor que não é aproveitado é então recuperado para obter frio. Na língua inglesa, vulgarmente, designa-se este tipo de sistemas por CCHP, um acrónimo para *Combined, Cooling, Heating and Power*. [40]

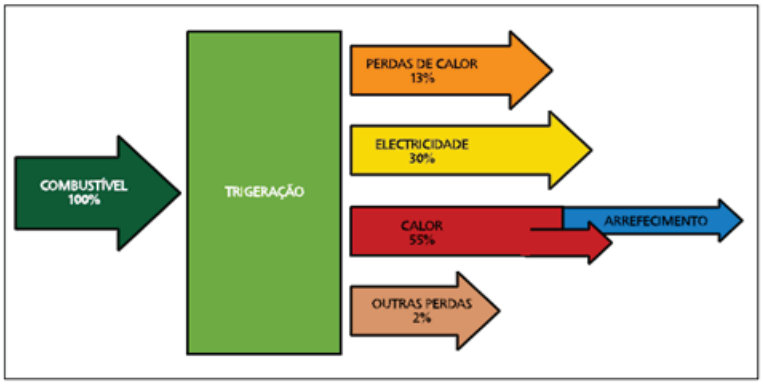


Figura 3.24:Diagrama esquemático de Trigeração [62]

3.4.2 Produção de frio - *Chillers*

Quando se tem a produção de frio como objectivo, os sistemas de Cogeração podem produzir água gelada, com uma temperatura entre 5 °C e 10°C, recorrendo a *chillers*. Um *chiller* de água é uma máquina cuja função é arrefecer água, ou outro líquido, através de um ciclo termodinâmico. Existem chillers de compressão, ou eléctricos, de absorção e de adsorção. [62]

Os *chillers* de compressão utilizam um compressor mecânico, accionado por um motor eléctrico, para aumentar a pressão em determinada fase do ciclo termodinâmico, o que implica um elevado consumo energético.

Os *chillers* de absorção e os de adsorção permitem produzir água gelada, a partir de uma fonte de calor, utilizando uma solução de um sal, num processo termoquímico. Estes subdividem-se em dois tipos [74]:

- de queima directa, em que o calor necessário, para a produção de frio, se obtém queimando directamente um combustível (geralmente, gás natural);
- de queima indirecta, em que o calor necessário, para a produção de frio, é disponibilizado sob a forma de vapor a baixa pressão ou água quente.

O *chiller* de absorção de queima indirecta é o mais apropriado para sistemas de Micro-cogeração, devido às temperaturas que estes produzem. Os equipamentos em que o absorvente é o amoníaco representam um investimento mais elevado, apenas justificado em instalações de maior dimensão. Quando o absorvente é o brometo de lítio, verifica-se uma melhor relação entre o custo e a eficiência, sendo por isso os mais vulgares. [87]

Quer para os *chillers* de absorção, quer para os de adsorção, quando toda a energia necessária para aquecer o absorsor/adsorsor é fornecida pela fonte de calor, são designados de efeito simples. Por outro lado, quando existe mais do que um absorsor/adsorsor no ciclo, existindo recuperação de calor entre eles, o que aumenta a eficiência, diz-se então que se tratam de equipamentos de efeito duplo ou com recuperação de calor. [74]

3.4.2.1 *Chillers* de ciclo de absorção

Os *chillers* de absorção constituem sistemas termoquímicos, nos quais não existem peças móveis que não as bombas hidráulicas. Assim, apresentam uma vida útil longa e com poucas necessidades de manutenção. Por outro lado, por norma, não é utilizada nenhuma substância nociva da camada de ozono.

O consumo eléctrico de um *chiller* deste tipo é de apenas, aproximadamente, 10% do consumo dos *chillers* de compressão eléctricos.

A capacidade dos *chillers* de absorção varia entre 10.000 kW e 17.000 kW mas, regra geral, funcionam na gama dos 1.000 a 2.000 kW. [87]



Figura 3.25: Vista exterior de um *chiller* de absorção a brometo de lítio, da marca *Shuangliang* [88]

O funcionamento de um equipamento deste tipo é ilustrado na Figura 3.26, sendo realizado da seguinte forma [74]:

- No evaporador, é arrefecida a água a gelar: o fluido refrigerante (regra geral, a água) evapora ao absorver calor dos tubos, onde circula a água a gelar.
- No absorvedor, o vapor de água é absorvido pela substância absorvente. O calor libertado, no processo de absorção, é dissipado na passagem dos tubos de água do condensador pelo absorvedor.
- No gerador, é fornecido o calor pela fonte quente. Assim, separa-se novamente o vapor de água da substância absorvente.
- No condensador, o vapor de água produzido no gerador é condensado pela água que circula no seu interior.

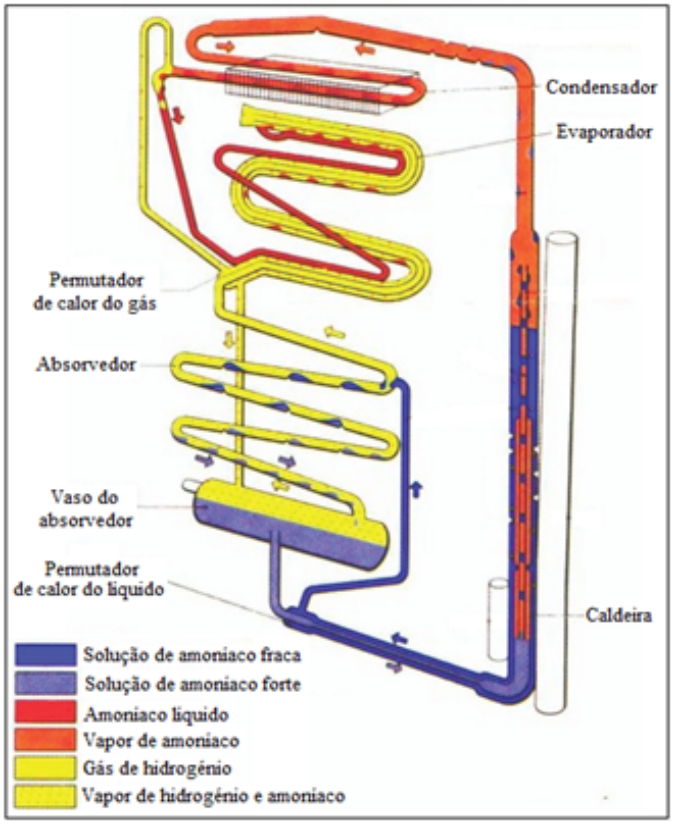


Figura 3.26: Esquema de funcionamento de um *chiller* de absorção [89] (Adaptado da fonte)

Todavia, a fraqueza destes equipamentos reside no seu reduzido rendimento energético, ou Coeficiente de Performance (COP), quando comparados com os *chillers* de compressão. Apresentam COP's de 1,1, enquanto nos *chillers* de compressão pode atingir-se COP's de 6,0. Por outro lado, o seu preço é até 2,5 vezes mais elevado.

Uma alternativa reside em combinar um *chiller* eléctrico, em funcionamento de base, e um chiller de absorção, para os períodos de cheia e de ponta. [74]

3.4.2.2 *Chillers* de ciclo de adsorção

Um *chiller* de adsorção é um equipamento que converte calor em frio, utilizando como fonte o calor inutilizado. A adsorção é um fenómeno reversível, do qual resulta a acumulação de uma substância gasosa ou dissolvida, na superfície porosa de um corpo. Quando tal acontece, as moléculas dessa substância libertam energia e, assim, este é um processo exotérmico. Na absorção, o fluído mistura-se com o absorvente para formar uma solução, sendo aqui que se encontra a principal diferença entre os dois processos. [74]

Os *chillers* de adsorção utilizam apenas água como refrigerante e um gel de sílica como adsorvente. Podem funcionar com temperaturas entre os 55 º C e os 90 º C, sendo mais interessantes do que os *chillers* de absorção em soluções de Cogeração de baixa temperatura como, por exemplo, sistemas híbridos Cogeração/Solar Térmico. Contudo, a temperatura adequada para a fase de desadsorção é de 70 º C a 90 º C, uma gama de temperaturas na qual apresentam melhor eficiência que os *chillers* de absorção, sendo que para valores mais baixos a eficiência do processo desce.

Estes equipamentos possuem COP's de 0,6 e o seu consumo de electricidade é, tipicamente, de apenas 6% da capacidade do próprio *chiller*. [90]

A sua capacidade de arrefecimento varia entre os 5,5 kW e os 500 kW. [91]



Figura 3.27: Vista exterior de um *chiller* de absorção, modelo *Weatherite Manufacturing* [90]

São equipamentos bastante robustos e de manutenção significativamente reduzida pois quase não possuem peças móveis e, assim, o seu custo de manutenção é de apenas cerca de um décimo do que o de um *chiller* de compressão convencional. [74] [91] Por outro lado, o emprego do gel de sílica não apresenta riscos para o ambiente, uma vez que é uma substância quimicamente neutra. [90]

Contudo, são comparativamente mais pesados, mais volumosos e mais dispendiosos, cerca de 500 €/kW, sendo esta última a desvantagem marcante dos *chillers* de adsorção. [74] [91]

É possível associar um *chiller* de adsorção, em série, com um *chiller* de absorção para utilizar mais calor da água quente, em situações em que a temperatura é mais elevada (entre 95 º C e 150 º C). Os *chillers* de adsorção podem também ser usados com um *chiller* de compressão convencional, para aumentar a sua capacidade, sem um acréscimo significativo no consumo de energia. [74]

3.5 Sistemas Híbridos

Um sistema híbrido é um sistema em que a produção de energia se deve à combinação de mais do que um tipo de tecnologia. São sistemas mais complexos que, por norma, têm alguma capacidade de armazenamento de energia, especialmente indicados para sistemas autónomos (*Off-grid*), podendo também ser aplicados em situações em que exista ligação à rede. [92]

Neste caso, a designação é empregue quando se está perante uma tecnologia de Cogeração/ Trigeração associada a uma outra.

As necessidades típicas de uma dada instalação e as características individuais de cada tecnologia de produção de energia podem, em determinados casos, sugerir a implementação de sistemas que recorram, simultaneamente, a uma tecnologia de Cogeração e a uma outra.

São vários os exemplos de sistemas híbridos relacionados com a Cogeração, de entre os quais se destacam os seguintes:

- Micro-turbina a gás /Pilha de combustível/Energia Fotovoltaica;
- Micro-turbina a gás/Energia Solar Térmica;
- Motor *Diesel*/Energia Eólica;
- Motor *Diesel*/Energia Fotovoltaica;
- Motor *Diesel*/Energia Eólica/Energia Fotovoltaica;
- Micro-turbina a gás/Energia Eólica;
- Micro-turbina a gás/Energia Eólica/Energia Fotovoltaica;
- Cogeração/Energia Geotérmica;
- Motor *Stirling*/Energia Solar Térmica;
- Ciclo Orgânico de *Rankine*/Energia Solar Térmica.

3.6 Tipos de Combustíveis Utilizados

O funcionamento de cada uma das tecnologias de Cogeração depende dos seus combustíveis específicos. No geral, são vários os combustíveis que são usados, destacando-se o gás natural, o gás propano, o fuelóleo e a biomassa. [39]

Contudo, dar-se-á maior relevo ao gás natural e à biomassa, uma vez que é expectável que sejam estes os combustíveis mais usados, numa perspectiva futura.

O gás natural é, de entre os combustíveis fósseis, aquele que produz efeitos menos nefastos para o meio ambiente, existindo já uma rede de abastecimento de dimensões consideráveis, no nosso país. A biomassa, cuja utilização em sistemas de Cogeração provém, geralmente, de resíduos que resultam da actividade das próprias instalações, possui um ciclo de emissões carbónicas nulo. [93]

A Tabela 3.5 contém diversas características típicas de alguns combustíveis usados em sistemas de Cogeração.

Tabela 3.5: Algumas características de alguns tipos de combustível, incluindo o PCI [40] (Adaptado da fonte)

Tipo de Energia	**PCI (kJ/kg)**	**Massa Específica (kg/m^3)**	**CO_2 (kg/GJ)**	**TEP (tep/t)**
Fuelóleo	40.170	944,00	77,4	0,984
Gás Natural	46.119	0,84	56,1	1,077
Gasóleo	43.310	837,00	74,1	1,045
Pellets (Biomassa Sólida)	16.920	650,00	-	0,401
Estilha (Biomassa Sólida)	13.320	200,00	-	0,277
Bioetanol (Biocombustível líquido)	26.750	789,30	-	0,645
Biogás (Biocombustível gasoso)	20.934 - 29308	1200 - 1600	-	1,204

3.6.1 Gás Natural

O gás natural resulta da decomposição de sedimentos orgânicos de origem vegetal e animal acumulados, ao longo de milhares de anos, em jazidas naturais subterrâneas. É destas bolsas que é extraído e transportado, até ao utilizador final, não sofrendo qualquer processo de transformação até ser utilizado. [94]

Este é, inquestionavelmente, o combustível fóssil cujo processo de combustão é mais limpo, da qual resultam menores quantidades de óxidos de enxofre e de azoto, responsáveis pelas chuvas ácidas, bem como de dióxido de carbono, que está na origem do efeito de estufa.

Pensa-se que esta alternativa ao petróleo possua, ainda, reservas significativas, estimando-se que durem, no mínimo, 65 anos. [95]

Este combustível é, provavelmente, o que dominará a grande parte das instalações de Cogeração, durante os tempos mais próximos. Existe já uma rede substancialmente desenvolvida, no nosso país, com um mercado bem estabelecido de empresas distribuidoras, nas diversas regiões. Por outro lado, há várias tecnologias de Cogeração que utilizam o gás natural como combustível, tais como as turbinas e micro-turbinas a gás, os motores *Otto* a gás, entre outras. [40] [75]

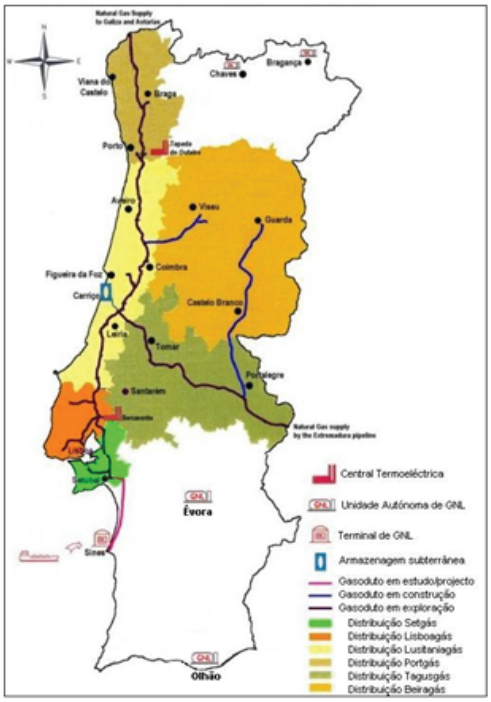


Figura 3.28: Rede de gás natural, em Portugal [96]

3.6.2 Biomassa

De acordo com a Directiva Europeia 2001/77/EC, a biomassa define-se como "a fracção biodegradável de produtos e resíduos da agricultura (incluindo substâncias vegetais e animais), da floresta e das indústrias conexas, bem como a fracção biodegradável dos resíduos industriais e urbanos".

Assim, a biomassa é uma fonte de energia renovável que é obtida a partir de:

- produtos e subprodutos da floresta;
- resíduos da indústria da madeira;
- resíduos de culturas agrícolas;
- efluentes domésticos, de instalações agro-pecuárias e de indústrias agro-alimentares (lacticínios, matadouros, entre outras);
- resíduos sólidos urbanos;
- culturas energéticas (produção dedicada de biomassa para fins energéticos).

Existem três tipos de biomassa: a biomassa sólida, os biocombustíveis gasosos (biogás) e os biocombustíveis líquidos (biodiesel, bioetanol). As tecnologias de Cogeração utilizam estas três formas. [93]

3.6.2.1 Biomassa sólida

A utilização de biomassa sólida, em sistemas de Cogeração, pode ser realizada de forma directa, aproveitando os resíduos de algumas indústrias, geralmente, do sector da madeira. Nos países nórdicos, é vulgar existirem redes locais de distribuição de calor (DHC) em que a biomassa sólida é utilizada como combustível em grandes caldeiras para produção de calor e electricidade. Nos dois casos, os sistemas costumam ter alguma dimensão.

Contudo, recentemente, têm vindo a desenvolver-se formas mais refinadas de biomassa sólida, obtidas a partir de processos de trituração, secagem e compactação), diminuindo o tamanho das partículas e melhorando o seu conteúdo energético. As peletes e os bríquetes de madeira são os exemplos mais relevantes. Esta situação tem tornado possível a introdução da biomassa sólida como combustível também em sistemas de Micro-cogeração. (Figura 3.29). [93]



Figura 3.29: Motor *Stirling* com queimador a peletes de madeira, modelo *Sunmachine Pellet* [97]

3.6.2.2 Biocombustíveis gasosos

Alguma biomassa pode, com base em processos biológicos, ser convertida num biocombustível gasoso, o biogás. À semelhança do gás natural, o biogás apresenta um significativo teor de metano, o que lhe dá características combustíveis e faz dele um importante recurso energético.

Existem três grupos principais de resíduos de natureza orgânica a partir dos quais se pode produzir biogás: resíduos agro-industriais, resíduos industriais e resíduos municipais.

A digestão anaeróbia constitui uma tecnologia de conversão da biomassa em biogás. Este processo consiste na degradação biológica da matéria orgânica, levada a cabo por alguns microrganismos, na ausência de oxigénio, libertando-se uma mistura gasosa combustível, o biogás, que é essencialmente constituída por metano e dióxido de carbono. O principal elemento necessário para o desenvolvimento do processo é o digestor anaeróbio, que se trata de um tanque fechado em condições de total ausência de oxigénio, normalmente aquecido, podendo ou não ser dotado de sistemas de agitação.

A Cogeração baseada em biogás tem ocorrido maioritariamente em aterros sanitários, em Estações de Tratamento de Águas Residuais urbanas e em indústrias do sector da pecuária.

Nos anos mais recentes, têm sido desenvolvidos alguns equipamentos de Micro-cogeração que também possibilitam o aproveitamento do biogás, tais como alguns motores Stirling (Figura 3.30). [93]



Figura 3.30: Motor *Stirling* com queimador a biogás, modelo *Sunmachine Bioerdgas* [97]

3.6.2.3 Biocombustíveis líquidos

É, também, possível converter a biomassa, através de processos químicos e bioquímicos, em biocombustíveis líquidos, tais como o biodiesel e os álcoois (bioetanol e biometanol), capazes de substituir o gasóleo e a gasolina, respectivamente.

O biodiesel é derivado de lípidos orgânicos renováveis, tais como os óleos vegetais (girassol, colza, soja e óleos alimentares usados) e gorduras animais, resulta de uma reacção química (transesterificação) entre estes e um álcool, na presença de um catalisador. A produção de bioetanol é realizada através da fermentação de açucares, a partir de três tipos de matérias-primas: açúcar de cana ou de beterraba, cereais (fermentação dos açucares do amido) e biomassa lenhosa (fermentação dos açucares contidos na celulose e na hemicelulose).

No âmbito da Cogeração, os biocombustíveis líquidos podem ser usados nos motores de combustão interna, *Otto* e *Diesel*. [93]

3.7 Manutenção de sistemas de Cogeração

No geral, os sistemas de Cogeração possuem custos associados à sua manutenção mais elevados que os sistemas convencionais de produção separada de electricidade e calor. Tal sucede devido ao facto de estes sistemas possuírem maior número de peças móveis e, como tal, estarem sujeitos a um maior desgaste provocado pelo seu funcionamento.

Ainda assim, os acrescidos custos em manutenção não deverão ser vistos como uma desvantagem da Cogeração. De facto, a experiência aponta para que este acréscimo de custos seja largamente compensado pelos proveitos resultantes da PEP e da venda de electricidade à rede. [63]

Existem dois tipos de manutenção que estão presentes em qualquer tecnologia de Cogeração: a periódica e a forçada. A primeira relaciona-se com eventos que estão previstos pelo fabricante do equipamento e cuja realização contribui para a longevidade do mesmo, para o seu bom funcionamento e para a diminuição de situações de manutenção forçada. Como exemplos, refiram-se as mudanças de óleo, de filtros, de velas de ignição, de líquidos de refrigeração e de alguns componentes de desgaste, tais como as pás, no caso das turbinas e micro-turbinas. A segunda ocorre quando existem avarias, tais como a necessidade de substituir os pistões, num motor, devido a um sobreaquecimento.

Por norma, ambos os tipos de manutenção requerem a interrupção da operação do sistema e, como tal, devem ser realizadas nos períodos em que causem menor transtorno, quer operacional, tendo em conta a evolução temporal das necessidades energéticas da instalação, quer económico, sob o ponto de vista do preço de venda da electricidade à rede. [86]

3.8 Aparelhagem de Telegestão em sistemas de Cogeração

A aparelhagem de telemedida e de telegestão tem assumido cada vez mais importância, no domínio de sistemas de Cogeração.

A telegestão possibilita uma monitorização constante e remota, via modem, das condições de funcionamento de uma instalação de Cogeração. Actualmente, estes sistemas são extremamente desenvolvidos e possuem interfaces simples, em ambiente *Windows*, permitindo controlar, à distância, os principais parâmetros de funcionamento do equipamento, por via da análise em tempo real de dados de índole mecânica, térmica e eléctrica. [48] [98]

As soluções mais avançadas de telegestão permitem comunicar, em simultâneo com até cem equipamentos de Cogeração, que poderão encontrar-se em diferentes localizações ou estar associados num único sistema. [98]

Algumas das acções mais relevantes dos sistemas de telegestão de instalações de Cogeração são o registo, arquivo e tratamento de dados, as alterações dos parâmetros de funcionamento e a análise histórica de erros ocorridos, o que se traduz em inúmeras vantagens do ponto de vista da operação e manutenção destes sistemas. Outra acção extremamente importante, nos casos em que é vendida electricidade à rede, é a gestão automática dessa entrega, de acordo com os períodos em que a remuneração é mais proveitosa. [63]

CAPÍTULO 4

O CONCEITO ESCO COMO ALAVANCA À PENETRAÇÃO DA COGERAÇÃO

4. O conceito ESCO como alavanca à penetração da Cogeração

Neste documento, verificou-se já a necessidade urgente de implementar, na maior escala possível, medidas de eficiência energética, em todos os sectores da sociedade. Por outro lado, a solução de Cogeração mostrou ser uma das que melhor promove a produção eficiente de energia.

Foram expostas as diversas tecnologias disponíveis, no âmbito da Cogeração e Micro-cogeração. Contudo, estas implicam investimentos bastante elevados, por norma, extraordinariamente difíceis de suportar por parte dos potenciais interessados. Tal facto tem adiado, em muitos dos casos, a adopção destas tecnologias.

O conceito ESCO constitui-se como uma ferramenta para aumentar a utilização sustentável da energia, pela promoção de medidas eficientes, ajudando a superar as restrições de natureza financeira que, regra geral, afectam estes projectos, amortizando os custos de investimento inicial, através da redução alcançada na factura energética das instalações.

4.1 O que é uma ESCO?

Apesar de a noção de ESCO ("*Energy Services Company*") ser geralmente entendida de forma diferente, de país para país, têm sido desenvolvidos esforços para encontrar e promover uma definição comum.

Assim, a Directiva Europeia 2006/32/CE, sobre a utilização final de energia, a eficiência e os serviços de energia, vulgarmente conhecida por "*Energy Services Directive*", que promove a uniformização das definições principais, relativamente ao mercado ESCO, foi encarada como um passo decisivo para o seu desenvolvimento.

Segundo esta Directiva, uma ESCO define-se como uma pessoa singular ou colectiva que oferece serviços de energia associados a medidas de eficiência energética, nas instalações de um determinado cliente, e aceita um certo grau de risco financeiro ao fazê-lo. O pagamento dos serviços prestados pela empresa baseia-se, no todo ou em parte, nas poupanças obtidas com a implementação das medidas de eficiência e na satisfação de outros critérios de desempenho acordados.

Deste modo, uma ESCO distingue-se de uma empresa de prestação de serviços energéticos tradicional, fundamentalmente, pelo facto de conseguir aliar aptidões na área da engenharia com a capacidade de financiamento, parcial ou total, dos projectos que promove.

Todo o edifício ESCO é construído tendo os contratos de desempenho ou de *performance* como fundações. A Directiva 2006/32/CE define-os como um acordo contratual, entre o beneficiário (cliente) e o fornecedor (ESCO), sobre a implementação de medidas de melhoria da eficiência energética, em que os investimentos inerentes são pagos tendo em conta um nível de desempenho, ou sucesso, dessas medidas, previamente estabelecido. Intimamente ligado a este,

está também o conceito de *Third-Party Financing* (TPF), também definido na referida Directiva, e que consiste num acordo contratual, que envolve uma terceira parte, além do fornecedor de energia e do beneficiário das medidas de eficiência energética, que disponibiliza o capital para a concretização das mesmas e que cobra ao beneficiário uma comissão equivalente a uma parte das poupanças de energia atingidas. Esta terceira parte pode, ou não, ser uma ESCO.

Em contraste com as ESCO, de forma a clarificar noções, também segundo esta Directiva, definem-se as ESPC ("*Energy Service Provider Companies*") como empresas de prestação de serviços energéticos, que cobram uma comissão fixa e pré-determinada, que não depende do desempenho dos seus serviços, não assumindo qualquer risco financeiro nas suas operações. [99]

Não existe uma forma padronizada de classificar as ESCO. Por um lado, a Motiva, no documento "*International Review of ESCO-activities*" classifica estas empresas de acordo com o modo como estas subcontratam, independentemente da forma como financiam os seus projectos. Esta entidade distingue quatro tipos de ESCO [100]:

- *Consulting ESCO*: a ESCO tem a capacidade técnica de desenvolver os projectos, mas falta-lhe a experiência na instalação dos equipamentos;
- *Broker ESCO*: a ESCO subcontrata, a empresas externas, os serviços de engenharia e de instalação do equipamento, centrando-se no financiamento;
- *Full-Scale ESCO*: a ESCO possui todas as capacidades fundamentais para o desenvolvimento do projecto;
- *Super ESCO*: a ESCO inclui, no seu leque de serviços, o fornecimento de energia aos clientes, um conceito que se iniciou nos EUA.

Por outro lado, a *London Energy Partnership* ordena as ESCO tendo em conta o sector em que operam, público ou privado, e se têm apoios governamentais. [101]

4.2 Vantagens das ESCO

O modelo ESCO é de extrema utilidade para qualquer projecto de energia, nomeadamente, no âmbito da Cogeração, em que são necessários a tecnologia e o *know-how*, implicando custos relativamente elevados, quando estes não são suportáveis pelo cliente, público ou privado.

Assim, podem elencar-se as principais vantagens decorrentes do recurso a uma empresa deste tipo [99] [102]:

- deixa de existir a necessidade de investimento inicial, por parte do cliente, geralmente o maior entrave ao avanço dos projectos;
- as ESCO fornecem uma gama variada de serviços, desde a concepção, financiamento, instalação, operação, manutenção e monitorização dos projectos, permitindo ao cliente centrar a sua atenção no seu próprio negócio;
- os serviços prestados são garantidos; por exemplo, garantem-se níveis de produção térmica e/ou eléctrica ou níveis de poupança, durante a duração dos contratos;
- os riscos técnicos e financeiros, inerentes às medidas implementadas, deixam de estar inteiramente do lado do cliente;
- existe uma abordagem mais personalizada e comprometida a cada projecto, uma vez que o sucesso financeiro da operação depende do bom desempenho das soluções implementadas;
- há um número limitado de pessoas envolvidas nos contactos entre o cliente e a ESCO, o que simplifica os procedimentos e aumenta os níveis de confiança de ambas as partes.

4.3 Evolução do mercado ESCO

As primeiras ESCO apareceram no mercado no final da década de 80. Contudo, apenas nos últimos anos se tem assistido a uma maior notoriedade deste tipo de empresas no cenário energético internacional.

O sector das ESCO, no seio do sector da energia, é de difícil quantificação pois as características próprias destas empresas são, frequentemente, confundidas com as das empresas tradicionais. Ainda assim, conclui-se facilmente que este se encontra longe do seu máximo potencial.

O investimento em medidas de eficiência energética, com recurso ao modelo ESCO, é em princípio um negócio lucrativo, em qualquer país. Todavia, a real projecção desse lucro depende de inúmeros factores, os quais têm encontrado barreiras de natureza diversa. O modelo de negócio ESCO é sofisticado e direccionado para a obtenção do máximo lucro possível, apesar do risco inerente; contudo, não se deve esperar que este modelo se desenvolva em locais onde este risco se mostre demasiado relevante, podendo colocar em causa o sucesso de tal modelo. [99]

Algumas das barreiras que têm sido identificadas são [99] [102]:

- falta de informação e de confiança, por parte dos clientes, relativamente a este modelo;
- entendimento limitado das oportunidades ligadas à tomada de medidas de eficiência energética;
- inexistência de protocolos de Medição e Verificação (M&V) estandardizados, que assegurem as garantias de poupança;
- percepção da existência de um risco financeiro considerável;
- apoio limitado por parte dos governos;
- contexto regulatório desadequado;
- elevada burocracia nos processos relacionados com a implementação de medidas de eficiência energética.

Contudo, algumas acções têm sido apontadas como o caminho a seguir, no sentido de ultrapassar tais barreiras [99]:

- aumentar o nível de informação sobre o modelo ESCO, os serviços oferecidos e casos de sucesso;
- implementar um sistema europeu de acreditação de ESCO, que estabeleça parâmetros de qualidade, relativamente a estas empresas;
- desenvolver uma associação europeia de ESCO;
- implementar medidas estandardizadas de M&V;
- assegurar o apoio, dos diferentes governos, a este modelo de negócio, através da promoção da eficiência energética, antes de mais, nos edifícios públicos.

4.3.1 Situação Internacional

A primeira empresa a oferecer serviços de energia surgiu no distante século XIX, em França. Ao longo do século XX, o conceito desenvolveu-se substancialmente e também se expandiu, primeiro, para a América do Norte.

A partir dos anos 80, pode dizer-se que ocorreu um *boom* neste sector. O conceito, entretanto numa fase já relativamente madura, percorreu o continente europeu e os serviços de energia associados à implementação de medidas de eficiência energética, por via da formulação de contratos ESCO, foram surgindo em grande escala.

Por uma multiplicidade de factores, a disseminação do conceito ESCO não ocorreu com a mesma plenitude em todos os países. Actualmente, a Alemanha é o maior e mais avançado mercado europeu, seguida da França, do Reino Unido, da Espanha e da Itália, um grupo de países em que o conceito ESCO tem também uma dimensão considerável. Cada um destes mercados conta já com cerca de 50 ESCO.

No início do século XXI, deu-se um novo impulso e a indústria ESCO emergiu em vários países da Europa Central e de Leste. Em alguns casos, tais como a Áustria e a República Checa, foi consumado o sucesso inicial, enquanto que noutros o conceito falhou, como aconteceu nos casos da Suécia e da Estónia.

Por último, existe um grupo significativo de países europeus cuja actividade ESCO é ainda bastante diminuta. Este grupo pode subdividir-se em dois: por um lado, na Dinamarca, Holanda e Lituânia, tem-se verificado que a eficiência energética constitui uma prioridade, contudo tem existido o recurso a outras ferramentas, que não as ESCO, para as promover; por outro, em Portugal, Grécia, Polónia, Irlanda, Malta, Chipre, Roménia e Bulgária, verifica-se que existe um enorme potencial para a adopção de medidas de poupança energética, porém os esforços desenvolvidos nesse sentido têm sido insuficientes, o que contribui para um mercado de reduzidas dimensões, nestes territórios.

Estima-se que o mercado ESCO, a nível europeu, poderia movimentar pelo menos 5 a 10 biliões de Euros, por ano, o que atesta de forma incontestável as potencialidades deste negócio.

Na Europa, a maior parte dos projectos desenvolvidos por ESCO encontram-se no sector público, onde o modelo *Public-Private-Partnership* (PPP) está já consagrado. Até à data, a maioria dos projectos ESCO tem estado relacionada com a Cogeração, a iluminação pública, os sistemas de ventilação e climatização e a gestão de energia. [99]

4.3.2 Situação Nacional

Em Portugal, o negócio ESCO é dominado por menos de uma dezena de empresas. Algumas destas, estão ligadas a ESCO multinacionais ou ao anterior monopólio da EDP, restando um número muito reduzido que se desenvolveram por si só. Existem diversas outras, cujo negócio também se encontra na área da energia, principalmente, na consultoria e auditoria, que são frequentemente confundidas com ESCO.

Apesar da pequena dimensão deste mercado, no nosso país, recentemente, o conceito tem ganho mais popularidade e prevê-se o seu desenvolvimento, devido à crescente obrigação de conseguir poupanças de energia. Por outro lado, pensa-se que a liberalização completa do mercado eléctrico, em 2006, também contribuirá para tal desenvolvimento.

Não existem números exactos disponíveis, contudo estima-se que Portugal apenas esteja a aproveitar uma pequena parte do seu potencial ESCO. Actualmente, os principais clientes são sobretudo médias e grandes indústrias e grandes edifícios do sector dos serviços (centros comerciais, hospitais, hotéis, entre outros). O potencial do sector público é enorme e está totalmente desaproveitado. A aplicação do modelo ESCO nos edifícios públicos poderia servir como elemento motivador para os restantes sectores. As tecnologias mais frequentes, em projectos ESCO, têm sido a Cogeração e a Energia Eólica.

As formas contratuais mais populares são os contratos *Shared Savings* e *Chauffage*.

O enquadramento legal português tem sido altamente favorável à eficiência energética, mas omisso no caso particular das ESCO, sendo esta uma das principais barreiras. É necessário integrar os contratos ESCO no contexto regulatório nacional, desenvolvendo documentos minimamente estandardizados que possam servir de guia às empresas. [99]

4.4 Metodologia ESCO

Uma ESCO é, na sua essência, o coordenador de uma multiplicidade de serviços, de índole técnica e financeira, sendo portanto de vital importância a sua capacidade organizacional e a sua competência técnica no sector da energia.

Assim, as ESCO obedecem a uma metodologia rigorosa, em todas as etapas do projecto, que tipicamente tem a seguinte evolução:

1. Contactos iniciais

Os contactos entre o cliente e a ESCO podem ter início em qualquer dos sentidos. A iniciativa pode partir do cliente, por constatação da necessidade de melhorar a sua eficiência, ou da ESCO, no âmbito da sua estratégia comercial, definindo sectores e clientes-alvo. [103]

2. Diagnóstico Energético preliminar

O objectivo deste diagnóstico prévio é identificar o potencial do cliente para a aplicação de medidas de eficiência energética, no âmbito de um projecto ESCO. Tipicamente, consiste numa visita técnica às instalações e numa análise superficial da sua facturação energética. [103] [104]

3. Proposta preliminar

Mediante as conclusões obtidas, a partir da análise preliminar, no caso de se verificar que o potencial existe, avança-se para uma proposta inicial que contém, de forma breve, a sugestão das medidas a implementar, os seus efeitos práticos e a sua viabilidade económica. Até esta fase, na generalidade, as ESCO não cobram qualquer comissão ao cliente. [103] [104]

4. Diagnóstico Energético

A partir do momento em que a proposta preliminar é aceite pelo cliente, torna-se necessário recolher uma maior quantidade de dados de forma precisa, com vista à elaboração de uma proposta final completa e rigorosa, que não ponha em causa os interesses de ambas as partes.

É, então, levado a cabo um Diagnóstico Energético (em alguns casos, também conhecido como Auditoria Energética) que, por definição, se trata de um mecanismo que, por via de um conjunto de técnicas de Medição e Verificação (M&V), permite o levantamento das condições de produção e/ou de utilização de energia, numa dada instalação, permitindo identificar oportunidades de melhoria do seu desempenho energético. Este mecanismo envolve duas fases distintas: o trabalho de campo, em que é efectuada a recolha de dados e a realização de medições, sendo utilizados meios técnicos e metodologia adequados; e a posterior análise e tratamento dos dados recolhidos, que conduzem à elaboração de um relatório final.

Esta fase pode durar de vários dias a alguns meses, dependendo da complexidade e da dimensão das instalações. [103] [105]

5. Proposta final

A partir das conclusões obtidas, pelo Diagnóstico Energético, é então elaborada uma proposta final que define o baseline, isto é, o uso da energia no período anterior à intervenção da ESCO, e que contém, fundamentalmente, uma descrição pormenorizada dos serviços a serem prestados pela ESCO, no âmbito das soluções a implementar, das poupanças garantidas, dos prazos de instalação dos equipamentos, das questões ligadas à manutenção dos mesmos, das formas de M&V a utilizar para avaliar o desempenho das soluções, bem como a periodicidade da sua apresentação ao cliente, o tipo de contrato ESCO proposto e a sua duração, entre outros.

A apresentação desta proposta final, por norma, implica já um custo para o cliente associado, principalmente, ao Diagnóstico Energético. [103] [104]

6. Assinatura do contrato ESCO

A formulação do contrato ESCO pode passar por uma fase de negociação, entre as duas partes, após a qual é realizada a assinatura do documento, que validará todos os termos da intervenção a efectuar na instalação. [103]

7. Implementação das medidas acordadas

Dá-se, então, início aos trabalhos de retrofitting, isto é, à instalação dos equipamentos propostos, bem como à execução das medidas de gestão energética acordadas. [100] [103]

8. Monitorização, verificação, gestão da operação e manutenção

A fim de se poder aferir do sucesso das medidas de eficiência energética implementadas, isto é, se as poupanças garantidas estão de facto a ser alcançadas e, consequentemente, se os termos do contrato ESCO estão a ser integralmente cumpridos, tornam-se essenciais, mais uma vez, os procedimentos de M&V. Por outro lado, a ESCO também gere a operação das instalações e assegura a manutenção dos equipamentos. [100] [103]

9. Final do contrato ESCO

Decorrido o período temporal contratualmente estabelecido, a ESCO abandona o projecto ou pode ser acordado um novo contrato. No caso de um esquema contratual do tipo *Shared Savings*, no momento de abandono da ESCO, a propriedade dos equipamentos é transferida para o cliente. [103] [104]

A Figura 4.1 contém um fluxograma que ilustra a metodologia que se expôs anteriormente.

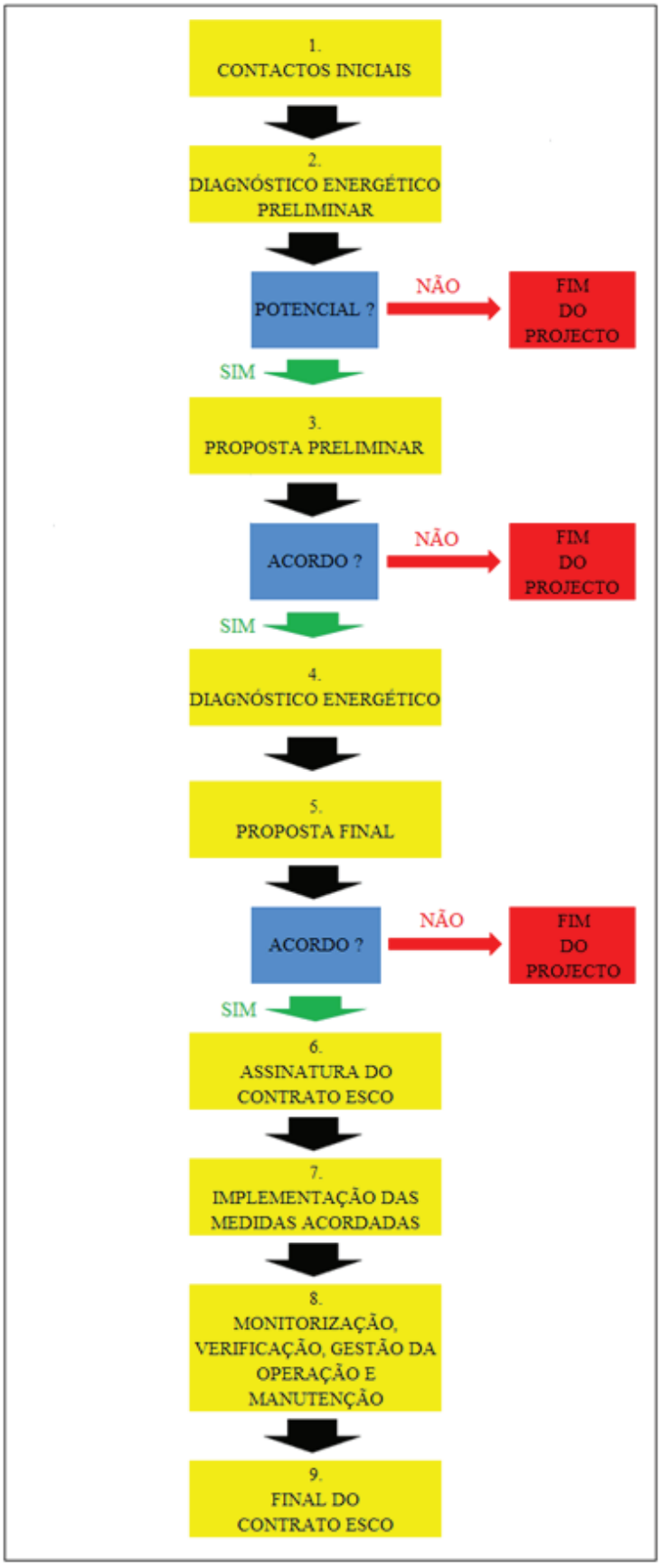


Figura 4.1: Fluxograma da metodologia tipicamente empregue por uma ESCO [104] [106] (Adaptado das fontes)

4.5 Importância da Medição e Verificação no conceito ESCO

Dos aspectos que foram focados na metodologia ESCO que se descreveu, existem dois que merecem especial destaque. O primeiro relaciona-se com os procedimentos de Medição e Verificação e a sua natureza vital para o sucesso do conceito.

Antes de mais, refira-se que cada ESCO possui a sua metodologia geral de M&V. Contudo, esta deve ser adaptada, caso a caso, tomando em consideração as especificidades de cada projecto. [103]

A M&V surge em dois momentos diferentes de um projecto ESCO. Num primeiro momento, é um dos instrumentos através do qual se produz o Diagnóstico Energético que permitirá apresentar uma proposta final ao cliente. Esta fase tem como finalidade a determinação do cenário de referência, ou *baseline*, caracterizando também a instalação, sob o ponto de vista da sua "qualidade energética". [103]

O *baseline* pretende aferir os seguintes aspectos [103] [107]:

- consumo de energia e diagramas de carga, através da instalação de analisadores de energia e outros equipamentos e da análise das facturas;
- tipo e taxas de ocupação da instalação;
- inventário do equipamento consumidor de energia (iluminação, caldeiras, *chillers*, motores, UTA's, entre outros), contendo as respectivas chapas de características e condições actuais;
- regimes de funcionamento desses equipamentos (horário, factor de carga, temperatura, pressão, entre outros);
- anomalias encontradas nos equipamentos ou na própria instalação;
- condições da instalação (níveis de iluminação, qualidade do ar, entre outros).

Assim, as poupanças alcançadas obedecerão à seguinte relação [103]:

$$\text{Redução (bruta) dos custos em energia} = [\text{Uso de energia pré-}\textit{retrofitting}\ (\textit{baseline})] - [\text{Uso de energia pós-}\textit{retrofitting}] \quad (4.1)$$

Num segundo momento, após o *retrofitting*, a M&V tem a função prioritária de verificar os ganhos decorrentes das alterações efectuadas, nos sistemas ou na sua operação. Assim, pode afirmar-se que se trata de um suporte essencial a um contrato ESCO. A determinação das poupanças alcançadas, com o nível de precisão exigível, obriga a uma metodologia de medições exacta, durante o período de duração do contrato, que terá de ser acordada entre o cliente e a ESCO, a qual se designa por Plano de M&V. Não raras vezes o avanço do projecto ESCO é travado por falta de concordância neste ponto. [103]

Um bom Plano de M&V deve descrever exaustivamente todos os aspectos e procedimentos relacionados com a metodologia empregue, tais como [103]:

- plano de recolha de dados e medições a efectuar, que inclua a abordagem analítica utilizada (equações e suposições relevantes);
- identificação de toda a instrumentação e equipamento utilizados, bem como referências aos protocolos de calibração dos mesmos;
- periodicidade e duração das monitorizações;
- dados específicos sobre as mesmas, isto é, os diversos pontos de medida e a sua duração, os objectivos de cada um deles, entre outros.

Por conseguinte, a existência de um plano de M&V, acordado por ambas as partes e assente em protocolos internacionais de inquestionável validade, como o *International Performance Measurement and Verification Protocol* (IPMVP), pode determinar o sucesso de um projecto ESCO, em várias das suas fases. [107]

4.6 Tipos de contratos efectuados por ESCO

Os contratos ESCO são o outro aspecto ao qual se dará maior relevância, quer pela sua importância, quer pela sua complexidade.

Existem diversos tipos de contratos ESCO. A selecção do melhor contrato, para cada caso, depende das circunstâncias impostas pelas características do projecto, por exemplo, o tipo de instalação, a sua dimensão, a política de investimento do cliente, o seu grau de confiança relativamente às medidas propostas pela ESCO e o retorno financeiro necessário para o sucesso ser alcançado. A duração dos contratos ESCO é, também, variável e depende dos mesmos factores. Tipicamente, têm uma duração mínima de cinco anos. [102]

A implementação deste conceito implica que a ESCO tome a responsabilidade pelo projecto, assumindo o risco técnico e garantindo o *payback*. Os contratos de desempenho, ou de *performance*, baseiam-se no pressuposto de que as economias geradas tornam o projecto auto-sustentável. Assim, as medidas de eficiência energética implementadas são pagas pelas economias que elas próprias permitem alcançar. [99]

O tempo de retorno do projecto depende da forma como as poupanças de energia evoluem no tempo face ao que havia sido estimado. Se as poupanças verificadas forem superiores às inicialmente estimadas, o tempo de retorno torna-se inferior ao planeado. Nestes casos, pode haver lugar a uma renegociação do tempo de duração do contrato ESCO. Se, por outro lado, as poupanças verificadas forem inferiores ao que havia sido previsto, pode haver necessidade de prolongar a duração do contrato ESCO. [100]

Um contrato ESCO deve, também, incluir uma cláusula que indique o valor a pagar, pelo cliente ou por uma terceira parte interessada no projecto, para que este seja terminado antecipadamente. [102]

A Figura 4.2 ilustra o modelo financeiro que sustenta o conceito ESCO. As proporções de divisão das poupanças, isto é, os dois tons de verde, variam de acordo com o tipo de contrato ESCO adoptado.

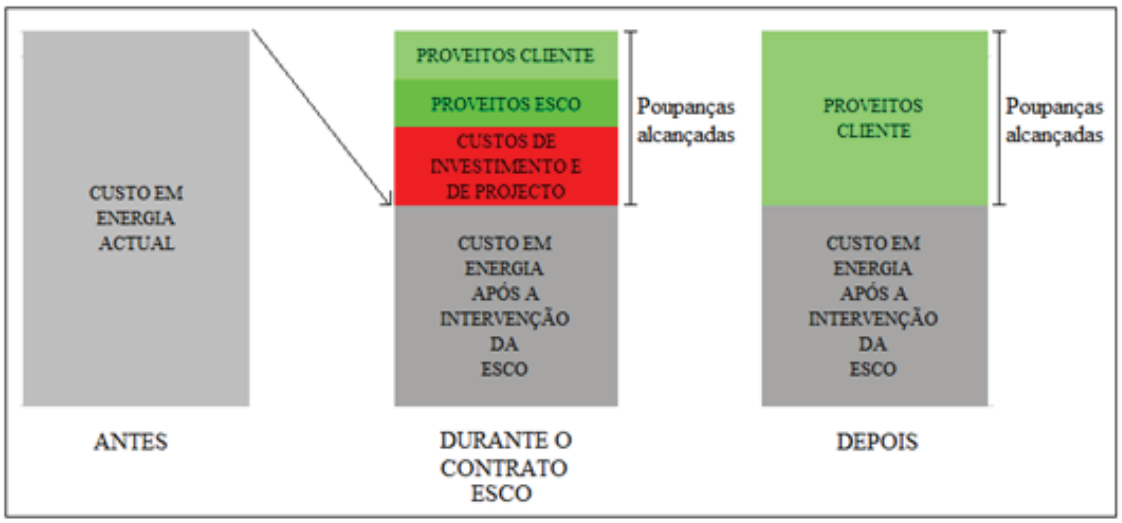


Figura 4.2: Modelo financeiro ESCO [102] [108] (Adaptado das fontes)

Uma componente essencial de um contrato ESCO é, então, a formulação financeira do projecto. É pelas diferentes formas que existem, nesta vertente, que se distinguem os contratos.

4.6.1 Shared Savings

Neste modelo de contrato ESCO, as poupanças obtidas são repartidas entre a ESCO e o cliente, por um período de tempo determinado no contrato, em proporções estabelecidas previamente. Estas dependerão do investimento efectuado por cada uma das partes e do grau de risco que cada uma aceita assumir. Geralmente, a ESCO financia o projecto recorrendo a um esquema de TPF, assumindo não só o risco pela performance mas também pelo crédito.

De entre as vantagens desta formulação, destacam-se a simplicidade do conceito e a sua atractividade para o cliente. Por outro lado, a frequente necessidade de renegociação do *baseline*, o grau de risco assumido pela ESCO e a dificuldade em acordar as proporções da partilha de proveitos constituem-se como os seus inconvenientes. [109] [110]

4.6.2 Guaranteed Savings

Este modelo garante ao cliente um certo nível de poupanças, protegendo-o dos riscos de *performance*. A ESCO garante que a poupança de energia terá, no mínimo, um valor estipulado previamente. Se este mínimo não for atingido, ESCO paga a diferença. Se, por outro lado, as poupanças ultrapassarem o valor indicado, o cliente paga à ESCO o correspondente.

Geralmente, a ESCO assume o projecto e a instalação dos equipamentos, bem como o risco associado à *performance* das medidas de eficiência implementadas, mas o cliente é responsável pela operação dos mesmos. Contudo, por norma, transporta para o cliente os riscos associados ao crédito, isto é, o cliente financia o projecto recorrendo a uma entidade de crédito (TPF).

Do ponto de vista da ESCO, se o crédito for inteiramente assumido por uma terceira parte (TPF), este é um tipo de contrato vantajoso pois a entidade credora avalia e assume o risco de crédito do cliente. Contudo, se o investimento for realizado em iguais proporções, a ESCO assumirá um risco elevado, pois tem sempre de garantir o nível de poupanças pré-acordado.

O ponto forte deste tipo de contrato é a sua utilidade quando a ordem de grandeza das poupanças obtidas é pequena e, provavelmente, insuficiente para amortizar o investimento. Contudo, existe pouca motivação por parte do cliente, uma vez que os seus proveitos são reduzidos. [109] [110]

4.6.3 Chauffage

Nestes contratos, a ESCO é considerada o proprietário dos equipamentos instalados e é responsável pelo seu financiamento e pela sua operação. São relativamente raros, mas mostram-se úteis quando o cliente deseja externalizar as actividades de operação e manutenção dos equipamentos produtores de energia, na sua instalação.

Geralmente, a duração destes contratos é superior (tipicamente, cerca de vinte anos).

Nesta situação, a ESCO oferece os seus serviços exactamente como uma *utility* do sector energético, fornecendo ao cliente a energia de que a instalação necessita, sob a forma de electricidade e/ou calor. Neste caso, a remuneração da ESCO por este serviço toma em consideração diversas variáveis económicas, tais como as poupanças obtidas, os custos em combustível, de operação e manutenção, o lucro do projecto, entre outros. [109] [110]

4.6.4 Build-Own-Operate-Transfer (BOOT)

Neste modelo de contrato, a ESCO toma a seu cargo as tarefas de concepção do projecto, implementação dos equipamentos, operação do sistema e financiamento da solução, por um período de tempo definido previamente. Após tal período, a propriedade dos equipamentos é transferida para o cliente, por um valor pré-estabelecido, que tem em conta o investimento feito pela ESCO, os custos operacionais e o lucro do projecto. [109] [110]

4.6.5 First Out

Esta formulação é uma derivação dos contratos *Shared Savings* e dos contratos BOOT. Neste caso, a ESCO assume todo o investimento mas é remunerada pelas poupanças obtidas, em exclusivo, até que recupere o capital investido e obtenha um certo nível de lucro. Quando tal acontece, todas as poupanças são direccionadas para o cliente. A duração do contrato depende do nível de poupança alcançado: quanto maior a poupança, menor duração terá o contrato.

Este tipo de contrato reduz o grau de risco da ESCO, bem como elimina os problemas associados à negociação das proporções de partilha dos proveitos, que ocorrem no modelo *Shared Savings*. Por outro lado, destaca-se pela negativa o facto de o cliente não obter proveitos do projecto, nos primeiros anos, o que pode constituir um factor de desmotivação. Ainda, refira-se que não é apropriado para situações em que as poupanças sejam reduzidas. [109] [110]

CAPÍTULO 5

ANÁLISE DO POTENCIAL DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ASSOCIADOS À COGERAÇÃO, MICRO-COGERAÇÃO E TRIGERAÇÃO, EM DIFERENTES CONSUMIDORES INTENSIVOS DE ENERGIA

5. Análise do potencial dos serviços de energia associados à Cogeração, Micro-cogeração e Trigeração, em diferentes consumidores intensivos de energia

Observou-se, anteriormente, que as tecnologias de Cogeração, Micro-cogeração e Trigeração são extremamente eficientes, sendo capazes de promover a produção de electricidade, calor e/ou frio de forma altamente sustentável.

Contudo, demonstrou-se também que estas são, maioritariamente, tecnologias avançadas e bastante onerosas, existindo uma grande dificuldade para os interessados na promoção destes projectos, directamente relacionada com a necessidade de investimentos avultados.

Concluiu-se, por outro lado, que as ESCO se afiguram como excelentes parceiros para os promotores de projectos de Cogeração, devido à forma como aliam o elevado grau de conhecimento científico às capacidades de financiamento que as distinguem das tradicionais empresas do sector energético.

Assim, identificar claramente clientes alvo para a ESCO foi também um objectivo importante deste trabalho, através da análise do potencial de aplicação de serviços de energia relacionados com a Cogeração, Micro-cogeração e Trigeração, em diferentes consumidores intensivos de energia, no nosso país. A caracterização deste potencial foi realizada recorrendo a intensa pesquisa, bem como à visita de várias instalações de consumidores intensivos de energia.

5.1 Introdução

O potencial de aplicação da Cogeração, em Portugal, compreende diferentes tipologias de edifícios do sector Terciário (centros comerciais, instalações desportivas, hotéis, hospitais, hipermercados, edifícios de escritórios, entre outros), da indústria, condomínios residenciais, algumas instalações agrícolas e Estações de Tratamento de Águas Residuais (ETAR's). [73]

Uma porção muito considerável do potencial ainda por explorar encontra-se em consumidores intensivos de menor dimensão, uma vez que a maior parte das grandes unidades industriais do nosso país já possui sistemas de produção de energia em Cogeração. Assim, estima-se que o potencial para a aplicação de sistemas de menor dimensão, nomeadamente, de Micro-cogeração seja da ordem de algumas centenas de MWe. [63]

Actualmente, existem cerca de duas dezenas de instalações de Micro-cogeração, em Portugal. Estas podem ser encontradas sobretudo no sector dos Serviços, principalmente em Hospitais, Piscinas e ETAR's. A tecnologia que tem sido utilizada mais frequentemente é o motor de combustão interna (ciclo *Otto*), geralmente com potências da ordem dos 15 kWe e 30 kWt e um rendimento global ligeiramente acima dos 90%. [73]

De acordo com dados da COGEN Europe, Portugal possui um potencial de mercado para sistemas de Cogeração, com potência eléctrica inferior a 150 kW, de cerca de 500 MWe. Se todo este potencial fosse concretizado, conseguiria obter-se uma reduçã de emissões de dióxido de carbono de cerca de 287.000 t/ano. [63] [73]

Não existem dados desagregados relativamente à fracção deste potencial que é relativa à Micro-cogeração propriamente dita, isto é, a sistemas com potência eléctrica inferior a 50 kW. Por outro lado, como já foi referido, o conceito de Micro-cogeração é de definição algo dúbia, no que diz respeito à potência limite. Ainda assim, pensa-se que a fracção do potencial relativo à Micro-cogeração, no nosso país, seja significativa.

Estima-se que o potencial verificado permitiria instalar, em Portugal, mais de 6.000 unidades de Cogeração de pequena dimensão, distribuídas pelos diversos sectores de actividade económica (Tabela 5.1). [63]

Tabela 5.1: Potencial para a instalação de Micro-cogeração, em Portugal, distribuído pelos diversos sectores [63] (Adaptado da fonte)

Tipo de instalação	**Potencial (n.º de unidades)**
Hotéis – 5 estrelas	52
Hotéis – 4 estrelas	204
Hotéis – 3 estrelas	263
Hotéis – 2 estrelas	91
Aparthotéis - 5 estrelas	5
Aparthotéis - 4 estrelas	74
Aparthotéis - 3 estrelas	49
Aparthotéis - 2 estrelas	10
Complexos de apartamentos para turismo – 5 estrelas	10
Complexos de apartamentos para turismo – 4 estrelas	30
Complexos de apartamentos para turismo – 3 estrelas	144
Complexos de apartamentos para turismo – 2 estrelas	23
Estalagens – 5 estrelas	19
Estalagens – 4 estrelas	81
Motéis – 3 estrelas	16
Motéis – 2 estrelas	18
Pensões	153
Hotéis Rurais	32
Instalações de Turismo de Habitação – 5 estrelas	8
Instalações de Turismo de Habitação – 4 estrelas	28
Instalações de Turismo de Habitação – 3 estrelas	38
Casas Rurais	706
Casinos	8
SPA's	37
Complexos de golfe	56
Instalações para Feiras e Congressos	20
Hospitais	217
Clínicas	213
Edifícios de escritórios	354
Indústrias de pequena dimensão	223
Condomínios residenciais	1974
Superfícies comerciais	750
Piscinas Municipais (de interior)	152
TOTAL	**6.058**

Pensa-se que a Directiva Europeia da Cogeração (2004/8/EC) poderá contribuir decisivamente para os progressos esperados. Obviamente que não será possível dotar a totalidade das 6.058 instalações identificadas com soluções de Cogeração, mas espera-se que tal aconteça numa parte apreciável das mesmas.

Em suma, verifica-se que existe uma quantidade muito significativa de potenciais clientes para a ESCO, para parcerias em projectos de Cogeração.

De seguida, efectua-se uma caracterização mais detalhada do potencial de aplicação de soluções de Cogeração, em diversos consumidores intensivos de energia. Para cada caso, apresenta-se o exemplo de uma implementação que comprove o sucesso da escolha da solução de Micro-cogeração.

5.2 Potencial de diferentes consumidores intensivos de energia

5.2.1 Instalações industriais

5.2.1.1 Caracterização do potencial

Neste caso, verifica-se que as empresas de pequena e média dimensão são as que possuem maior potencial, enquanto que as indústrias de dimensão familiar e as grandes unidades industriais não se mostram tão apelativas para a abordagem para a aplicação de sistemas próprios de produção de electricidade e calor. As primeiras geralmente não possuem potência instalada nem consumos que justifiquem a instalação de tal sistema. As segundas são, regra geral, já possuidoras de sistemas de Cogeração de grande dimensão ou conseguem tarifas de electricidade preferenciais, não estando deste modo interessadas nestes sistemas. [111]

Os sectores da indústria que apresentam maior potencial, dadas as suas características e as suas necessidades eléctricas e térmicas, abrangem diversas áreas do sector produtivo. [39] [42] São elas as seguintes:

- Papel e Celulose;
- Têxtil;
- Química;
- Petroquímica;
- Farmacêutica;
- Metalúrgica;
- Cerâmica;
- Vidro;
- Cimenteira;
- Plásticos;
- Processamento Alimentar;
- Produção de açúcar;
- Lacticínios;
- Bebidas (nomeadamente, cervejeira);
- Automóvel e fabrico de componentes para automóveis;
- Componentes eléctricos/electrónicos;
- Madeira e Aglomerados de Madeira;
- Cortiça;
- Cutelaria;
- Editorial e gráfica;
- Perfumaria, artigos de higiene e limpeza.

Neste tipo de instalações, as necessidades eléctricas e térmicas variam muito, dependendo do tipo de actividade da empresa.

Contudo, em termos de electricidade, uma característica comum a todas é o valor praticamente constante da potência tomada. Por outro lado, a curva de carga é bastante dependente do processo produtivo.

No que diz respeito às necessidades de calor, estas podem manifestar-se sob diversas formas, tais como água quente, vapor a alta pressão, vapor a baixa pressão e/ou ar quente. Geralmente, estas relacionam-se com o processo de fabrico em causa, muito mais do que com a climatização das instalações. De qualquer forma, tal não é problemático pois encontram-se disponíveis tecnologias de Cogeração e respectivos acessórios que disponibilizam calor nas diferentes formas.

Apenas uma pequena parte das indústrias desta dimensão funciona ininterruptamente, em turnos consecutivos. Por norma, o período de funcionamento diário situa-se entre as 8 e as 18 horas diárias. Assim, haverá que ter cuidados no ajuste do funcionamento do sistema de Cogeração, de modo a suprir as necessidades da instalação e conseguir um funcionamento tão económico quanto possível.

Em projectos de Cogeração para instalações industriais, o valor a que se consegue negociar o fornecimento do gás natural e a percentagem de calor aproveitado são factores determinantes na obtenção de uma solução economicamente viável. [42] [111]

5.2.1.2 Exemplo

A unidade industrial "Le Saupont", situada em Bertrix, na Bélgica, está inserida no sector da madeira, dedicando-se ao fabrico de paletes a partir desta matéria-prima.

Esta instalação possui necessidades térmicas e eléctricas consideráveis. Por um lado, a maquinaria usada no corte e serragem da madeira implica elevados consumos em electricidade. Por outro, a necessidade de secagem prévia da madeira requer calor em quantidade apreciável.

Efectuaram-se estudos de viabilidade técnica e económica que demonstraram as vantagens de combinar a produção de calor à produção de electricidade. Considerou-se que a tecnologia que melhor se adaptava a esta instalação era a turbina a vapor. A caldeira do sistema de Cogeração utiliza como combustível os resíduos de madeira provenientes do processo de corte e serragem, existindo à partida uma extraordinária poupança em combustível. A electricidade é produzida por um gerador acoplado à turbina a vapor. O vapor é produzido pela caldeira a uma pressão de 27 bar.

Em período de actividade, a electricidade produzida é totalmente utilizada nas próprias instalações, para os processos produtivos. Fora desse período, a electricidade é vendida à concessionária da rede eléctrica (EDF).

O calor produzido a partir do vapor a baixa pressão residual (0,2 bar), é usado na estufa de secagem da madeira e na climatização das instalações. O calor excedente não é, neste momento, valorizado. Todavia, encontra-se em estudo a hipótese de o transportar para empresas vizinhas.



Figura 5.1: Sistema de Cogeração com turbina a vapor, numa unidade industrial, em Bertrix, Bélgica [112]

O sistema de Cogeração é constituído essencialmente por uma caldeira com queimador para madeira e uma turbina a vapor, obtendo uma potência eléctrica de 225 kWe e uma potência térmica de 1.517 kWt, com um rendimento global de cerca de 83%. Encontra-se em funcionamento 8.000 h/ano.

Estes equipamentos traduziram-se num investimento de 1.150.000 €, com um tempo retorno previsto de 6 anos e uma Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) de 9,6%.

Estima-se que este sistema permita uma PEP de 2.915 MWh/ano, o que corresponde a 1.412.000 kg CO_2/ano. Esta empresa encontra-se afecta ao CELE, conseguindo obter também lucro a partir da venda de licenças de emissão, uma situação que foi possibilitada pela introdução do sistema de Cogeração. [112]

5.2.2 Instalações agrícolas

5.2.2.1 Caracterização do potencial

Verifica-se que o potencial mais relevante está associado ao subsector da indústria Agro-pecuária, principalmente em aproveitamentos de biogás gerado pelos resíduos provenientes destas indústrias e, ainda, a grandes complexos de estufas.

No primeiro caso, existem necessidades térmicas e eléctricas simultâneas associadas, por um lado, à climatização de espaços e a determinados processos de fabrico (rações, por exemplo) e, por outro, à utilização de diversa maquinaria com consumos significativos.

Quanto aos complexos de estufas, as necessidades energéticas são fundamentalmente de índole térmica, nomeadamente, de calor a baixas temperaturas, podendo ser húmido ou seco, dependendo das culturas em causa. [39]

5.2.2.2 Exemplo

A empresa "GFA Peyronnet", que gere 7 hectares de estufas, em Saint Bonnet-de-Mure, localidade próxima de Lyon, em França, optou por um sistema de Cogeração para satisfazer as suas necessidades térmicas.

Um complexo de estufas, contrariamente ao senso comum, é um consumidor particularmente intensivo de energia. As necessidades de calor dependem das culturas que, em dado momento, se encontram nas estufas. De qualquer forma, refira-se que o consumo de gás natural, neste complexo, antes da adopção do sistema de Cogeração, elevou-se aos 22 GWh/ano.



Figura 5.2: Complexo de estufas, em Saint Bonnet-de-Mure, França [112]

O sistema de Cogeração instalado foi uma turbina a gás natural, modelo *Caterpillar* 3524 Sita 32 HR, com uma potência eléctrica de 460 kWe e uma potência térmica de 915 kWt.

A implementação desta unidade de Cogeração, neste complexo, efectuou-se realizando um contrato de compra de calor com um investidor externo, a "Dalkia". Este tipo de contrato constitui uma forma inovadora de um contrato ESCO, em que a empresa de serviços de energia se compromete a instalar o equipamento, assumindo o investimento, sendo remunerada pela venda do calor gerado. O contrato de fornecimento de calor tem a duração de 12 anos, período a partir do qual a empresa proprietária do complexo de estufas pode optar por adquirir o equipamento, ao invés de efectuar novo contrato. A ESCO beneficia, ainda, da venda de electricidade à concessionária da rede eléctrica.

Este sistema de Cogeração gera 20% de PEP. [112]

5.2.3 Instalações hospitalares

5.2.3.1 Caracterização do potencial

Este sector compreende hospitais regionais, clínicas de dimensões consideráveis e hospitais privados. Pode, ainda, incluir-se neste sector as Instituições Particulares de Solidariedade Social (IPSS) pois, embora não se tratem de facto de instalações hospitalares, pode considerar-se que as suas necessidades térmicas e eléctricas são similares a instalações desse tipo, para dimensões equivalentes. Contudo, as IPSS não beneficiam de apoio estatal para projectos de Cogeração, em oposição ao que sucede no caso da instalação de equipamento de produção de energia solar térmica, o que, por ora, pode desencorajar o investimento dos seus proprietários em soluções desse tipo. [113]

O consumo específico típico deste tipo de instalações é de 277 kWh/m^2.ano, de acordo com os valores que constam do Relatório Síntese relativo ao Consumo de Energia em Edifícios de Serviços, da DGEG, o que atesta o seu potencial para a adopção de soluções de produção de energia mais eficientes.

Neste tipo de instalações, as necessidades térmicas e eléctricas são também simultâneas. As primeiras relacionam-se sobretudo com a climatização, que é geralmente moderada nas zonas de internamento, com o aquecimento das águas sanitárias e, ainda, com a produção de vapor. Este tipo de instalações geralmente possui uma lavandaria, a que corresponde também um elevadíssimo consumo de energia térmica. As segundas possuem um diagrama temporal semelhante, para hospitais situados na mesma zona climática, verificando-se que o consumo de electricidade não sofre variações significativas ao longo dos diferentes dias da semana.

Existe uma tendência para o aumento da área climatizada, bem como para a adopção do arrefecimento ambiente, sobretudo nos espaços administrativos. Apesar de os futuros sistemas se poderem basear em soluções centralizadas de bomba de calor reversível, existe aqui um claro espaço para a aposta em soluções de Trigeração, com recurso a *chillers* de absorção para o arrefecimento ambiente. Assim, poderão obter-se poupanças mais significativas nos períodos de Verão.

Alguns estudos concluem que a implementação de soluções de Cogeração, em instalações afectas aos cuidados de saúde, apenas se torna viável quando se aproveita todo o calor produzido, recorrendo para tal a acumuladores de água quente.

Por outro lado, à medida que a dimensão das instalações aumenta, o interesse económico dos projectos cresce. Assim, de entre os potenciais clientes alvo identificados, os hospitais de média dimensão, em especial do sector privado, são os que se afiguram como melhor escolha para a aplicação de soluções de Cogeração. [39] [111]

5.2.3.2 Exemplo

O hospital St. Joseph localiza-se em Prum Rheinland-Pfalz, na Alemanha. É um hospital regional, com uma capacidade de 153 camas, que serve cerca de 5.000 pacientes por ano. O edifício contém, ainda, uma piscina interior, inserida num centro de fisioterapia. Trata-se, portanto, de uma unidade hospitalar de pequena/média dimensão.

Foi instalada, no edifício, uma micro-turbina a gás, modelo *Capstone* C65. Esta unidade de Cogeração tem uma potência eléctrica de 65 kWe e uma potência térmica de 122 kWt, com uma eficiência global de 85%. A unidade funciona de acordo com a carga térmica (controlo – calor), produzindo uma quantidade de calor que satisfaz as necessidades térmicas da instalação, em cada período de tempo considerado. Nos períodos fora de ponta, o sistema armazena electricidade e calor.

O equipamento implicou um investimento de cerca de 50.000 € com um tempo retorno previsto de aproximadamente 2 anos. Permite obter poupanças de cerca de 26.000 €/ano para o hospital.

Actualmente, a administração do hospital planeia instalar uma segunda unidade de Cogeração, acoplada a um *chiller* de absorção. Este sistema de Trigeração contribuirá para responder, de forma mais adequada, às necessidades de electricidade, calor e frio desta instalação, tornando-a um modelo de eficiência e optimização de custos energéticos no país. [114]



Figura 5.3: Sistema de Cogeração com micro-turbina a gás, num hospital, em Prum Rheinland-Pfalz, Alemanha [114]

5.2.4 Grandes superfícies comerciais

5.2.4.1 Caracterização do potencial

Neste sector, identificaram-se os centros comerciais e os hipermercados como clientes alvo da ESCO. Os centros comerciais de dimensão reduzida, ou galerias comerciais, não possuem muito interesse para a introdução de sistemas de Cogeração, dadas as reduzidas necessidades energéticas. Os centros comerciais de média e grande dimensão têm maior interesse.

Existe simultaneidade de necessidades térmicas e eléctricas, o que torna estas instalações apetecíveis para soluções de Cogeração.

A potência contratada, num centro comercial ou num hipermercado, varia bastante. Encontram-se valores desde poucas dezenas de kW até valores da ordem de alguns MW, no caso de grandes centros comerciais. A situação mais comum é a de potências instaladas da ordem de poucas centenas de kW. Geralmente, nestes casos, em que a potência contratada é média ou elevada, a alimentação eléctrica é efectuada em média tensão, o que pode ser um obstáculo à execução de um projecto de Cogeração de pequenas dimensões.

Existe uma forte componente de consumo de electricidade em vazio no diagrama de cargas deste tipo de instalações, devido ao consumo dos compressores das instalações frigoríficas. Assim, numa perspectiva de Cogeração, quanto menos equipamento frigorífico existir, menor será o peso do período de horas de vazio e maior será o peso das horas de ponta.

O grande interesse dos centros comerciais e dos hipermercados reside, de facto, na existência frequente de superfícies comerciais em que existe venda de produtos perecíveis e, assim, uma forte componente de equipamento frigorífico (balcões e expositores). Desta forma, a introdução de sistemas de produção autónoma de electricidade, em combinação com calor, que alimente esse equipamento ou mesmo de sistemas de Trigeração, que por si produzam frio, é deveras apelativa.

As necessidades térmicas destas instalações passam, ainda, por elevadas exigências em termos de climatização ambiente.

Diversos estudos apontam para um elevado interesse económico de projectos de Cogeração nas grandes superfícies comerciais, principalmente quando as necessidades de calor das instalações conduzem a um aproveitamento de pelo menos 50% da potência térmica disponível, o que normalmente sucede neste tipo de consumidores. Das grandes superfícies comerciais, os hipermercados demonstram maior viabilidade económica nos projectos, precisamente pelas elevadas necessidades de frio já referidas. [39] [111]

5.2.4.2 Exemplo

O hipermercado da cadeia "A&P Fresh Market" situa-se em Mount Kisco, no estado de Nova Iorque, nos EUA.

Esta instalação foi a primeira a receber o sistema de Trigeração *Pure Comfort* 240M, da UTC Power, com o objectivo principal de reduzir a sua dependência da rede eléctrica. [115] Este sistema é composto por 4 micro-turbinas a gás de 60 kWe e um equipamento de duplo efeito (aquecimento/chiller) por absorção, com uma potência eléctrica de 240 kWe e uma potência térmica de 264 kWt. Esta configuração, que promove o aproveitamento dos gases de exaustão das micro-turbinas, efectua a produção combinada de electricidade, calor e frio, permitindo obter um rendimento global de mais de 80%. [116]

A electricidade produzida é consumida na própria instalação, o calor serve as necessidades de climatização de Inverno e o frio é utilizado para os sistemas de refrigeração de produtos alimentares, bem como para responder à climatização de Verão.

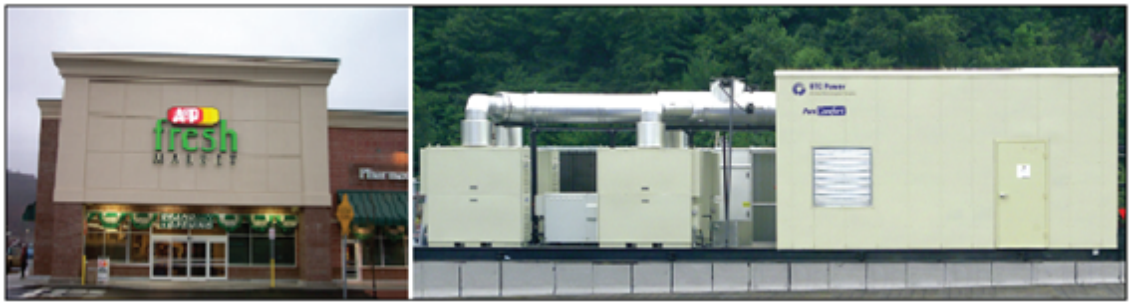


Figura 5.4: Sistema de Trigeração *Pure Comfort* 240M, da UTC Power, num hipermercado, em Mount Kisko, Nova Iorque, EUA [115]

Esta unidade de Trigeração está preparada para funcionar ligada ou desligada da rede eléctrica, sendo uma mais-valia também no aumento da fiabilidade da instalação.

Este equipamento correspondeu a um investimento de quase 500.000€, com um tempo de retorno previsto de aproximadamente 4 anos.

Por outro lado, a adopção desta solução permite reduzir a pegada carbónica desta instalação cerca de 460 t/ano. [115]

5.2.5 Hotelaria

5.2.5.1 Caracterização do potencial

Neste caso, foram identificados, como clientes alvo da ESCO, os hotéis, motéis, estalagens, pensões e restaurantes de dimensões consideráveis. Estas instalações possuem necessidades eléctricas e térmicas relevantes e que ocorrem em simultâneo. Contudo, considera-se que os hotéis e os motéis serão as instalações com maior potencial para sistemas de Cogeração, uma vez que as restantes apresentam necessidades reduzidas, quer em termos de electricidade, quer no que diz respeito a calor.

Estes dois tipos de necessidades dependem bastante do tipo de sistema de climatização existente, isto é, os casos em que existe um sistema centralizado e os casos em que a climatização é efectuada através de unidades individuais, uma vez que as curvas de carga são distintas, em cada caso.

Neste tipo de instalações, os diagramas de carga são substancialmente diferentes nos dias de verão e nos dias de meia-estação ou Inverno.

Relativamente ao consumo de electricidade, verifica-se que pode existir uma grande diferença de consumos, entre diferentes instalações hoteleiras, no que diz respeito à ordem de grandeza, em função da dimensão (área e número de quartos). Contudo, as curvas de carga apresentam geralmente uma forma semelhante e bem definida, que depende sobretudo do tipo de hotel ou motel (classificação) e do sistema de climatização existente.

No que concerne às necessidades térmicas, estas relacionam-se sobretudo com climatização. Considera-se que os hotéis de 5 e 4 estrelas possuem toda a sua superfície climatizada. Neste âmbito, a situação dos hotéis de 3 estrelas, bem como dos motéis em geral, não é tão definida, sendo que geralmente possuem parte da sua área climatizada, através de unidades individuais.

A maior parte destas instalações é alimentada em média tensão, o que pode implicar um obstáculo à implementação de algumas soluções de Cogeração.

Mais uma vez, o preço a que o abastecimento de gás natural é negociado é crucial para a economia do projecto. Se não se obtiver uma tarifa de gás natural vantajosa, será mais económico consumir electricidade da rede, nos períodos com menores necessidades térmicas, do que recorrer à produção própria de electricidade. [63]

De qualquer forma, para viabilizar o projecto, deve aproveitar-se a totalidade do calor gerado. Assim, o sistema deve ser dimensionado para responder, antes de mais, às necessidades térmicas da instalação.

Conclui-se que, em hotéis com classificação de 4 estrelas ou superior, geralmente com um sistema centralizado de climatização, o projecto é extraordinariamente sensível ao preço a que se consegue o fornecimento do gás natural, sendo que o sistema de Cogeração só é viabilizado com um aproveitamento máximo do calor produzido. Ainda neste tipo de classificação hoteleira, os estudos demonstram que em instalações de dimensões reduzidas (área inferior a 2.000 m^2) não existe interesse económico para um projecto deste tipo.

Por outro lado, em hotéis com classificação de 3 estrelas e nos motéis em geral, conclui-se que, aproveitando a totalidade do calor produzido, um projecto de Cogeração apenas terá interesse económico para instalações de dimensões consideráveis, com uma área superior a 4.000 m^2.

A aplicação de soluções de Trigeração é bastante difícil em instalações já existentes, uma vez que estas já possuem os seus sistemas de climatização e, também, devido ao elevado investimento envolvido. A Trigeração deve ser ponderada para instalações de raiz, principalmente em hotéis com classificação de 4 estrelas ou superior e de dimensão considerável.

Em suma, verifica-se que a aplicação de soluções de Cogeração é, de um modo geral, bastante atractiva neste tipo de edifícios. [39] [111]

5.2.5.2 Exemplo

O hotel "Heathrow Marriott" é um hotel de luxo de grandes dimensões, situado em Londres, no Reino Unido. Tem uma capacidade de 390 quartos, possuindo ainda uma piscina interior e um ginásio. [117]



Figura 5.5: Sistema de Cogeração a gás natural, no Hotel "Heathrow Marriott", em Londres, Reino Unido [114]

Foi instalado um sistema de Cogeração, no sentido de reduzir a factura energética da instalação. Trata-se de um motor a gás natural, com uma potência eléctrica de 400 kWe, com um período médio de funcionamento diário de 17 horas, com um rendimento global próximo dos 80%. O calor é produzido sob a forma de água quente e vapor, sendo usado no sistema de AQS, na climatização e na piscina. [118]

Esta unidade de Cogeração permite uma PEP de cerca de 2,3 MWh/ano, em termos de electricidade, e uma PEP de aproximadamente 3,4 MWh/ano na produção de calor, o que se traduz em poupanças anuais superiores a 55.000 €.

Ainda, a referida unidade assegura uma redução de cerca de 2.500 t/ano nas emissões de CO_2.

O investimento foi da ordem dos 500.000 €, com um período de retorno previsto de cerca de 9 anos.

Entretanto, dado o sucesso desta implementação, o "Marriot Group", empresa proprietária deste hotel, instalou mais 22 unidades de Cogeração similares, em outras unidades hoteleiras sob o seu controlo. [117]

5.2.6 Piscinas e Centros de Lazer

5.2.6.1 Caracterização do potencial

Aqui identificaram-se, como principais clientes alvo para a ESCO, as piscinas, os Health Clubs e Wellness Centers, os SPA's e os ginásios com alguma dimensão.

Contudo, de entre estes, as piscinas são claramente as instalações com maior potencial para a aplicação de sistemas de Cogeração, devidos aos extraordinários consumos térmicos e eléctricos.

Relativamente às necessidades eléctricas deste tipo de instalações, estas contêm no seu interior um sem número de aparelhos consumidores de energia eléctrica, tais como bombas de circulação, Unidades de Tratamento de Ar (UTA's), sistemas de filtragem e descontaminação da água, entre muitos outros. O funcionamento de todos estes aparelhos é praticamente automático, regulado por diversos tipos de sensores, sendo difícil desagregar os consumos, em termos horários.

As necessidades térmicas das piscinas estão associadas maioritariamente ao aquecimento da água dos tanques, embora também exista quase sempre climatização e AQS. Assim, a dimensão dos tanques, isto é, o volume de água a aquecer determina essas necessidades. Se se tratar de uma piscina de grandes dimensões, a necessidade de calor será muito mais substancial, conduzindo a uma Cogeração de maiores dimensões mas, por outro lado, a inércia térmica dessa massa de água será também maior. Se se estiver perante uma piscina de menores dimensões, não será necessário um sistema com tanta potência, mas a massa de água possuíra menos inércia térmica. Assim, a dimensão da piscina influencia não só o sistema a escolher mas também o seu modo de funcionamento. [38] [93]

5.2.6.2 Exemplo

O Complexo de Piscinas de Bron, localidade próxima de Lyon, em França, aquando de obras de melhoramento, investiu num sistema de Cogeração de pequenas dimensões, para reduzir as suas despesas em energia. O Complexo inclui ainda uma casa da cultura e um centro juvenil.

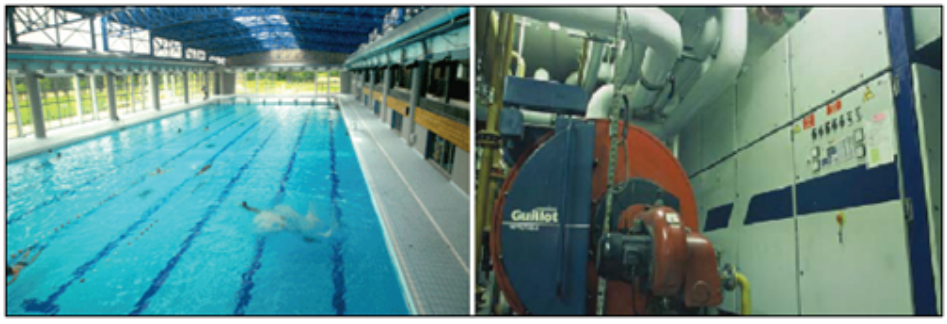


Figura 5.6: Sistema de Cogeração a gás natural, no Complexo de Piscinas de Bron, França [112]

As necessidades térmicas desta instalação traduzem-se em 3.400 MWht e cerca de 7.700 m^3 de água quente, por ano.

O sistema de Cogeração instalado é constituído por um motor a gás natural, modelo *Cogepack* 300 (*Iveco Engine*), com uma potência eléctrica de 305 kWe e uma potência térmica de 504 kWt.

Após vários anos de funcionamento, determinou-se uma PEP de 85 t/ano. As poupanças anuais alcançadas são de cerca de 46.000 €/ano, com um tempo de retorno previsto de aproximadamente 8 anos.

Esta unidade de Cogeração é operada pela empresa de serviços de energia "Dalkia", que assumiu o investimento, sendo remunerada através de um contrato de fornecimento de calor com o Complexo de Piscinas, vendendo ainda a electricidade produzida à concessionária da rede eléctrica (EDF).

A nível ambiental, este projecto permitiu uma redução de 230 t CO_2/ano, comparativamente ao sistema anteriormente existente. [112]

5.2.7 Centros empresariais e grandes edifícios de escritórios em geral

5.2.7.1 Caracterização do potencial

Neste sector, os clientes alvo da ESCO são os grandes edifícios de escritórios, em geral. Quanto maior for o índice de climatização de um dado edifício de escritórios, mais apetecível será a implementação de uma solução de Cogeração, uma vez que a parcela mais significativa do consumo energético deste tipo de instalações está associada a essa necessidade específica. Assim, identificaram-se os edifícios ligados ao ramo da banca como os de maior potencial, pois verifica-se que é nestes que existe, por norma, climatização da maior parte do espaço útil.

Por outro lado, devem diferenciar-se os casos em que, durante a noite, o consumo de energia é nulo, ou insignificante, dos casos em que existe um consumo moderado.

Relativamente às necessidades de electricidade, relacionam-se sobretudo com a iluminação, a existência de aparelhagem eléctrica diversa (informática, por exemplo) e com formas de climatização altamente consumidores de energia eléctrica, uma situação que deve ser tida em conta. A variação do consumo eléctrico não é idêntica em todos os edifícios, dependendo fundamentalmente do grau de climatização verificado, quando esta implica um consumo eléctrico. Nos edifícios com a maior parte da sua área climatizada, observam-se maiores picos de consumo nos meses de Verão, devido ao funcionamento intensivo do ar condicionado, algo que deve ser considerado ao projectar o sistema de Cogeração. Quando existe menos área climatizada, os consumos tendem a ser mais uniformes ao longo de todo o ano.

A forma como este tipo de edifícios é alimentado pode variar, sendo nuns casos em média tensão e noutros em baixa tensão.

As necessidades térmicas, normalmente, devem-se apenas à climatização, quando esta é efectuada através de aquecimento central e não por dispositivos eléctricos. Em geral estes edifícios não têm grandes necessidades de AQS.

Assim, as poupanças obtidas com a instalação de sistemas de Cogeração em edifícios empresariais tornam esta aplicação atractiva. Contudo, os estudos indicam que tal aplicação só se justifica quando se conseguem preços de abastecimento de gás natural vantajosos. As instalações com maior potencial são aquelas em que a climatização é efectuada por aquecimento central, de modo a aproveitar totalmente o calor gerado.

A rentabilização deste tipo de investimentos é mais problemática em edifícios de pequenas e médias dimensões, mas trata-se de um segmento de mercado promissor, nomeadamente, em instalações com superfícies superiores a 4.000 m^2. [93] [111]

5.2.7.2 Exemplo

Aquando da mudança dos escritórios do Parlamento de Vlaams, na Bélgica, para o edifício La Poste, foi instalado um sistema de Cogeração com o objectivo de reduzir as despesas associadas aos consumos de energia. Trata-se de um edifício apenas de escritórios, com uma dimensão total considerável, de aproximadamente 40.000 m^2.

As necessidades energéticas deste edifício são, fundamentalmente, de índole térmica, estando relacionadas com o aquecimento central. É necessário garantir uma temperatura no circuito de cerca de 90 °C.



Figura 5.7: Sistema de Cogeração a gás natural, no edifício do Parlamento, em Vlaams, Bélgica [112]

Foi, então, instalada uma unidade de Cogeração, constituída por um motor a gás natural, com uma potência eléctrica de 341 kWe e uma potência térmica de 476 kWt, que funciona 2.500 h/ano.

O investimento foi de 390.000 €. Contudo, este esteve a cargo da empresa "Sibelga", que efectuou um contrato de fornecimento de calor com o Parlamento. Esta modalidade inovadora de contrato ESCO permitiu que esta instalação usufruísse desta medida eficiente, sem qualquer tipo de encargos, uma vez que a própria manutenção do equipamento é da responsabilidade da ESCO. Este contrato tem a duração de 15 anos.

Assim, ambas as partes obtiveram proveitos. Por um lado, o Parlamento viu reduzida a sua factura em gás natural e, por outro, a empresa "Sibelga" é remunerada pela venda do calor e, ainda, vende a electricidade produzida à concessionária da rede eléctrica, conseguindo deste modo amortizar o seu investimento em cerca de 7 anos.

Este projecto permitiu, ainda, uma redução de 85 t CO_2/ano, por via da PEP anual de 391 MWh. [112]

5.2.8 Aeroportos

5.2.8.1 Caracterização do potencial

Os aeroportos são, também, instalações com elevado potencial para a aplicação de soluções de Cogeração ou Trigeração. No geral, as suas características são idênticas às das grandes superfícies comerciais e às dos grandes edifícios de escritórios. Verificam-se necessidades térmicas e eléctricas muito consideráveis e em simultâneo.

Uma visita técnica às instalações do Aeroporto Francisco Sá Carneiro permitiu observar uma característica importante deste tipo de instalações: a sazonalidade bem definida dos seus consumos, nos diferentes períodos temporais, tornando menos complexo estimar as necessidades futuras da instalação. Quer se trate de um horizonte temporal diário, semanal ou mensal, o plano de chegadas e partidas encontra-se elaborado com extraordinário rigor e antecedência, sendo então possível estimar a afluência de passageiros ao aeroporto, nesses períodos.

Contudo, apesar de se constituírem como projectos de dimensões extraordinárias, existe um pequeno número de aeroportos no nosso país, dadas as dimensões do nosso território. [39] [111]

5.2.8.2 Exemplo

O Aeroporto Internacional de Xangai, na China, serve a área metropolitana da mesma cidade, uma das maiores do mundo, com uma população estimada de 20 milhões de habitantes. O uso de energia nesta instalação é extraordinário, devido às suas dimensões.



Figura 5.8: Sistema de Trigeração no Aeroporto Internacional de Xangai, China [119]

Encontra-se a funcionar um sistema de Trigeração a gás natural, modelo *Centaur* 50, que consiste numa turbina a gás natural, num sistema de recuperação de calor e num *chiller* de absorção. Tem uma potência eléctrica de 4.600 kW.

O sistema opera 16 horas diárias, produzindo anualmente 19.200 MWh de energia, com o objectivo de diminuir os custos energéticos associados aos períodos de pico. Não é exportada energia eléctrica para a rede, uma vez que é consumida, na totalidade, no local. Apesar deste facto, houve problemas associados à ligação à rede devido às preocupações com os impactos que um sistema de tais dimensões poderia ter na mesma. A aprovação do projecto demorou 2 anos e apenas após outros 2 anos atingiu a sua capacidade de produção plena.

O investimento ascendeu aos 17.000.000 €, com um tempo de retorno previsto de 6 anos.

Prevê-se que este equipamento possa ter um tempo de vida de 25 anos. [119]

5.2.9 Estabelecimentos de ensino

5.2.9.1 Caracterização do potencial

Identificaram-se, também, os edifícios do ramo do ensino como instalações com características que asseguram um potencial considerável para a aplicação de sistemas de Cogeração. Nesta situação, encontram-se *Campus* Universitários, liceus, colégios particulares, entre outros.

Este tipo de instalações possui necessidades térmicas e eléctricas com características semelhantes às dos grandes edifícios de escritórios. Contudo, estas podem ser acrescidas substancialmente quando existem equipamentos desportivos, tais como pavilhões, ginásios e, principalmente, piscinas, o que torna o seu potencial superior para a aplicação de soluções de Cogeração. [38] [111]

5.2.9.2 Exemplo

A "Université Libre de Bruxelles" possui instalações no *Campus* de Solbosh, em Bruxelas, na Bélgica, constituídas por 20 edifícios que servem alguns milhares de estudantes.

Dada a amplitude destas instalações e as suas necessidades térmicas e eléctricas, existia um grande potencial para a Cogeração.



Figura 5.9: Sistema de Cogeração a gás natural, no *Campus* Universitário de Solbosh, em Bruxelas, Bélgica [112]

Foi instalado um sistema de Cogeração constituído por três motores a gás natural, cada um com uma potência eléctrica de 1.011 kWe e uma potência térmica de 1.328 kWt. O sistema funciona durante todo o ano, excepto nos meses de Verão (Julho, Agosto e Setembro), nos quais as instalações têm um nível de utilização bastante reduzido. Apenas em pleno Inverno, existe a necessidade de recorrer ao funcionamento dos três motores, em simultâneo. Por norma, funciona um motor de cada vez, em regime rotativo, totalizando 3.000 h/ano para cada um.

O calor produzido, a 90 °C, é direccionado para uma rede de distribuição de calor previamente existente, com uma extensão de 1.400 m. Nuns edifícios existe permutação de calor para o circuito secundário dos mesmos, enquanto que noutros a utilização do calor é feita directamente. Este constitui um bom exemplo de um sistema de Cogeração associado a uma pequena rede DHC.

O investimento neste equipamento foi de 2.800.000 € e foi assumido pela empresa "Sibelga", não existindo quaisquer encargos para a universidade. Mais uma vez, foi realizado um contrato de fornecimento de calor, com a duração de 10 anos, cujo formato inovador permite à empresa de serviços de energia ser remunerada, de modo a amortizar o investimento efectuado. Por outro lado, a electricidade produzida é vendida pela "Sibelga" à concessionária da rede eléctrica, constituindo-se como mais um proveito.

Por outro lado, a Universidade viu a sua factura energética drasticamente diminuída, sem ter incorrido num investimento pesado. Mais ainda, devido à redução verificada nas emissões, existe um lucro decorrente do comércio de licenças de emissão a outras instalações.

Este projecto permite uma PEP de 5.300 MWh/ano, que se traduz em reduções de emissão de CO_2 de 1.142 t/ano. [112]

5.2.10 Condomínios residenciais

5.2.10.1 Caracterização do potencial

Verificou-se, também, que os condomínios residenciais constituem-se como clientes interessantes para a ESCO, no que concerne a projectos no âmbito da Cogeração. Contudo, apenas terão interesse condomínios de grande dimensão. Por outro lado, a atractividade da instalação aumentará se existirem equipamentos adicionais, tais como piscinas aquecidas e *Health Clubs*, e se existirem garagens interiores com sistemas de ventilação. Estas situações traduzem-se num acréscimo às necessidades energéticas de um condomínio e podem criar as condições óptimas para um bom investimento.

Os estudos conhecidos apontam para que, sem aproveitamento do calor gerado, o investimento interessará apenas em condomínios com mais de 100 fracções, sendo que nestes casos o preço a que é negociado o fornecimento do gás natural é crucial. Todavia, quando existe a possibilidade de aproveitar na plenitude o calor gerado, a dimensão do condomínio poderá ser menor, a partir de 75 fracções.

A grande dificuldade, neste tipo de cliente, encontra-se na fase de prospecção do mercado, que deverá iniciar-se pelos promotores imobiliários, constatando-se que é mais frequente a adesão a estes sistemas na fase de construção, uma vez que até poderá ser usada sob o ponto de vista publicitário. [42] [111]

5.2.10.2 Exemplo

O condomínio residencial de Immerloo, em Arnhem, na Holanda, é constituído por 6 blocos, totalizando 684 apartamentos, construídos na década de 70. Estes eram aquecidos a partir de pequenas centrais de aquecimento instaladas nos próprios blocos de apartamentos.

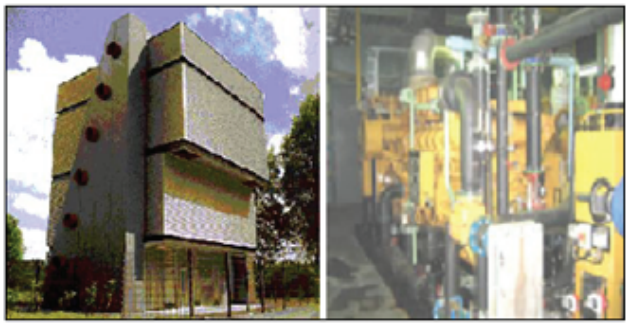


Figura 5.10: Sistema de Cogeração a gás natural, no condomínio residencial de Immerloo, em Arnhem, Holanda [120]

A empresa "NUON", concessionária da rede eléctrica na área, propôs um projecto de Cogeração. Este contemplou a construção de uma central de produção de energia, em Cogeração, construída entre os blocos de apartamentos. Para tal, foi construído um edifício de três andares que teve em atenção os aspectos estéticos. O andar de baixo acomoda o sistema de permutadores de calor para o circuito dos apartamentos e, ainda, um transformador para a injecção da electricidade, em média tensão, na rede eléctrica. No primeiro andar, existem duas unidades de Cogeração de motor a gás natural, com uma potência eléctrica total de 60 kWe. No segundo andar, encontram-se as três caldeiras e o sistema de ventilação.

Os dois motores a gás natural funcionam cerca de 3500 h/ano, essencialmente, durante o Inverno e durante o dia, correspondendo a uma produção eléctrica anual de 2.100 kWh. Esta é totalmente injectada na rede local da própria empresa investidora.

O custo total do projecto foi de 900.000 €, mas inclui custos não imputáveis directamente ao sistema de Cogeração, tais como melhorias na rede de distribuição. A empresa promotora do projecto efectuou um contrato de fornecimento de calor com os residentes, válido por 15 anos, que lhe permitiu amortizar o investimento, sendo ainda responsável pela manutenção dos equipamentos.

Este é mais um bom exemplo de um pequeno sistema de Cogeração associado a uma rede DHC.

Esta instalação permite uma PEP equivalente a 300.000 m^3 de gás natural por ano, para um consumo total de cerca de 1.000.000 m^3.

O projecto evitou a emissão de 500 t de CO_2 e 800 kg de NO_x. Por outro lado, os limites de ruído são inteiramente respeitados. [120]

5.2.11 Estações de Tratamento de Águas Residuais (ETAR's)

5.2.11.1 Caracterização do potencial

As ETAR's são, também, instalações com grande potencial para a aplicação de soluções de Cogeração e, assim, um cliente atractivo para a ESCO. Trata-se de um tipo de estrutura especificamente criado com o objectivo de efectuar o tratamento das águas residuais, dessa forma protegendo a saúde pública e os recursos hídricos.

Como produto deste tratamento tem-se a lama, resultante de diversas operações e processos biológicos, que é gerada em grandes quantidades e que constitui geralmente um problema delicado, no que concerne ao seu destino final.

Surge, assim, um potencial de aproveitamento deste produto para a produção de energia, através da digestão anaeróbia. Esta permite a obtenção de um subproduto gasoso, o biogás, com características combustíveis, passível de se utilizar em equipamentos de Cogeração. De facto, a produção combinada de calor e electricidade, neste tipo de instalações, é deveras interessante pois, além de fornecer o calor necessário ao correcto desenvolvimento do processo anaeróbio, permite gerar proveitos resultantes da venda da electricidade produzida ou da sua utilização nas próprias instalações.

Diversos estudos apontam para uma maior viabilidade económica de ETAR's que tratem uma carga orgânica superior a 50.000 habitantes. As instalações com uma escala inferior deverão ser analisadas cuidadosamente.

O tempo de retorno do investimento pode variar entre os 10 anos, para ETAR's com cerca de 15.000 habitantes, e os 2 anos, para ETAR's de grande dimensão. Nas situações em que o projecto envolva a cobertura do digestor anaeróbio e a introdução de um sistema de aquecimento de lamas, de raiz, o tempo de retorno será algo afectado, mantendo-se ainda assim a viabilidade económica do investimento. [121]

5.2.11.2 Exemplo

A ETAR do Choupal, em Coimbra, tem uma capacidade de tratamento de 200.000 habitantes. O sistema de digestão de lamas é composto por dois digestores de 3.000 m^3 cada, estando ambos equipados com sistema de aquecimento de lamas e agitação do biogás por recirculação.

Inicialmente, o biogás produzido era queimado numa caldeira para produção de água quente, que era utilizada num permutador de calor externo para pré-aquecimento dos cerca de 120 m^3 diários de lamas frescas e para manutenção da temperatura de digestão.

A produção diária de biogás varia entre 1.300 m^3 e 1.500 m^3.



Figura 5.11: Sistema de Cogeração a biogás, na ETAR do Choupal, em Coimbra [121]

A utilização do biogás para queima na caldeira conduzia a um excedente significativo do mesmo, que tinha de ser queimado em tocha, implicando prejuízos ambientais.

Esta instalação adoptou um sistema de Cogeração composto por dois grupos motor-gerador assíncronos, de 65 kWe cada, que produzem 4.500 kWh/dia de energia térmica e 3.000 kWh/dia de energia eléctrica.

As necessidades térmicas da ETAR, para o pré-aquecimento das lamas frescas e compensação das perdas térmicas no digestor, são da ordem dos 3.700 kWh/dia, ficando assim completamente satisfeitas pelo sistema de Cogeração.

A electricidade produzida proporciona uma receita de aproximadamente 55.000 € anuais, resultante da venda à rede (2/3) e da poupança nos consumos da própria ETAR (1/3).

O investimento foi de 175.000 €, tendo contribuído para este valor o facto de já existirem diversas infra-estruturas. Foi realizado um esquema de *Third Party Financing* para financiar o projecto, entre o beneficiário e uma empresa investidora. A instalação foi financiada pelo investidor, que assume ainda a manutenção do equipamento. Em troca, esta empresa aufere das poupanças geradas pelo sistema, durante um período de tempo determinado no contrato. Após esse período, o equipamento ficará na posse do beneficiário, bem como as receitas. [121]

5.2.12 Outros

Existem ainda vários outros clientes com interesse para a ESCO, para a aplicação de soluções de Cogeração. No entanto, por não apresentarem tanto potencial, ou por esse potencial não se manifestar de forma tão evidente no presente, não foi desenvolvida uma análise tão cuidada.

O sector das empresas de transportes será, futuramente, um cliente extremamente apetecível, à medida que as necessidades energéticas das suas instalações aumentarem, por via da esperada penetração de veículos eléctricos nas suas frotas. [114] As instalações militares são, também, um tipo de instalação onde já se verificaram aplicações bem sucedidas e de rentabilidade comprovada. [39] [114] Os estabelecimentos prisionais são outro caso em que tal sucede. [119]

CAPÍTULO 6

INTRODUÇÃO À ANÁLISE DO CASO PRÁTICO

6. Introdução à análise do caso prático

Depois de analisada a relação extremamente benéfica que se pode estabelecer entre as ESCO e soluções de Cogeração e de se ter observado o enorme potencial para a implementação de novos projectos, em Portugal, nomeadamente, no domínio da Micro-cogeração, tornou-se essencial o desenvolvimento de algumas ferramentas que agilizem a análise da viabilidade da prestação de serviços de energia relacionados com Cogeração, por parte da ESCO.

É fundamental que o processo de avaliação do potencial económico de um hipotético projecto de produção combinada de calor e electricidade decorra com simplicidade e rapidez permitindo, simultaneamente, maximizar o número de projectos ao alcance da ESCO e dar respostas céleres aos clientes.

No nosso país, o licenciamento de uma instalação de Cogeração de pequena dimensão encontra-se regulado pelo Decreto-Lei 68/2002 (Secção 2.3.3.1 deste documento). Assim, as ferramentas desenvolvidas tiveram em consideração todas as disposições que constam do mesmo, bem como das Portarias que o precederam (Portaria 764/2002, Secção 2.3.3.3 deste documento).

Na análise económica de um projecto de Cogeração de pequena dimensão, existem diversas variáveis a ter em consideração. Contudo, os custos em gás natural e os proveitos resultantes da remuneração pela venda de electricidade à rede serão os mais importantes e, mesmo, decisivos na análise da viabilidade económica de um dado projecto.

Ao longo deste trabalho, verificou-se que a complexidade do cálculo e da optimização da tarifa de venda de electricidade à rede, imposta pelo Decreto-Lei em causa, constitui muitas vezes motivo para que potenciais interessados, quer ESCO, quer clientes, abandonem *a priori* a Cogeração como solução em intervenções relacionadas com a eficiência energética.

Assim, nas várias ferramentas desenvolvidas, procurou-se criar *interfaces* "*user friendly*", de modo a tornar o estudo de projectos de Cogeração acessível a todos, desde engenheiros a gestores.

6.1 Ferramenta de análise dos proveitos resultantes da remuneração pela venda de electricidade à rede do SEP

6.1.1 Objectivos

O objectivo fundamental desta ferramenta é o de eliminar a complexidade verificada no Decreto-Lei 68/2002 e na Portaria 764/2002, possibilitando o cálculo da tarifa média de venda de electricidade à rede (€/kWh), para um dado projecto de Cogeração, mediante a introdução de algumas características do sistema.

Para maximizar a rentabilidade do projecto, importa optimizar esta tarifa, promovendo a venda de electricidade à rede pública, nos períodos em que é melhor remunerada, de acordo com o tarifário BTE em vigor, mas sem que essa entrega ultrapasse o limite imposto de 50% da produção eléctrica anual do sistema. Esta ferramenta resolve esse problema de optimização, fornecendo a percentagem de entrega optimizada, para cada período de meia hora, ao longo do dia, de acordo com o horário de funcionamento escolhido para o sistema de Cogeração.

Adicionalmente, a ferramenta calcula também os custos em gás natural (quando o sistema a implementar é constituído por micro-turbinas a gás), tendo em conta também o horário de funcionamento.

6.1.2 Interface desenvolvido

Na Figura 6.1, apresenta-se o aspecto do *interface* que foi desenvolvido, no qual o utilizador introduz os dados característicos do sistema de Cogeração em causa, que permitirão a obtenção dos resultados requeridos. No Anexo I, apresenta-se uma ilustração de maior dimensão.

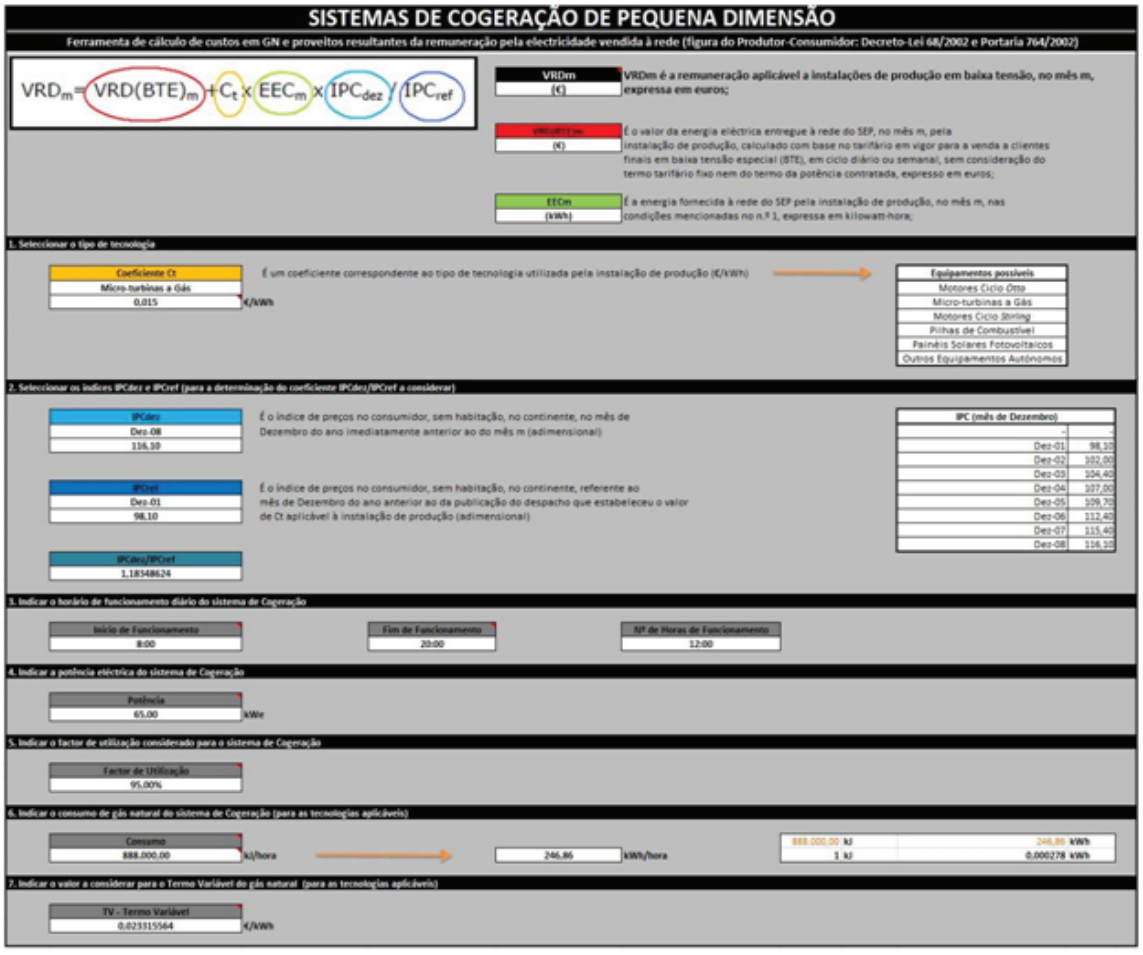


Figura 6.1: Aspecto do *interface* desenvolvido para a ferramenta de análise dos proveitos resultantes da remuneração pela venda de electricidade à rede do SEP (dados introduzidos relativos ao exemplo proposto de seguida) [112]

Os *inputs* necessários para o funcionamento da ferramenta são os seguintes:

1. Tipo de tecnologia

Deve ser seleccionado o tipo de tecnologia, de acordo com o disposto no Decreto-Lei 68/2002. Contudo, apesar de poder ser usada na generalidade, esta ferramenta está vocacionada para as tecnologias de Cogeração que constam do Decreto-Lei referido, isto é, micro-turbinas a gás e motores *Stirling*.

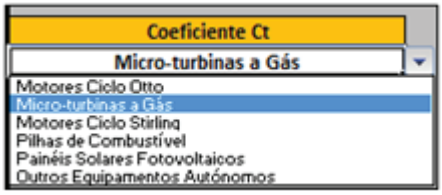


Figura 6.2: Aspecto do campo de selecção do tipo de tecnologia.

2. Índices IPC_{dez} e $IPC_{ref.}$

Tendo em conta a data prevista para o avanço do projecto, estes índices permitem determinar o coeficiente IPC_{dez}/IPC_{ref} a considerar.

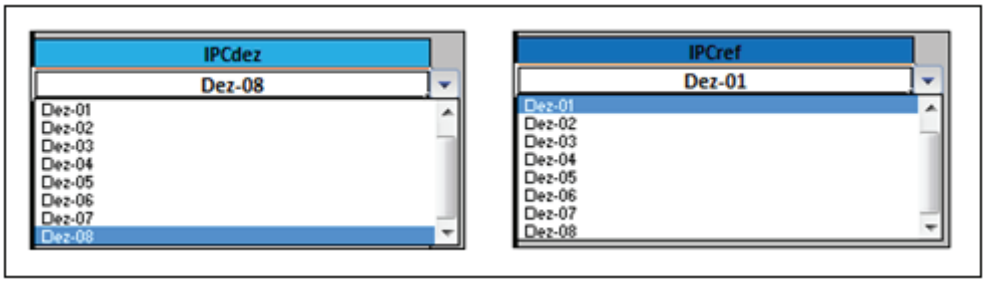


Figura 6.3: Aspecto dos campos de selecção dos índices IPC_{dez} e IPC_{ref}

3. Horário de funcionamento diário do sistema de Cogeração

Introduz-se a hora de início e a hora de fim de funcionamento, que permitirá optimizar a entrega de energia eléctrica à rede, entre outros.

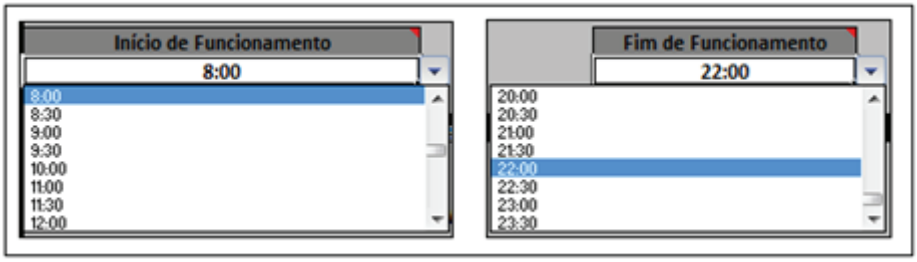


Figura 6.4: Aspecto dos campos de selecção do horário de funcionamento diário do sistema de Cogeração.

4. Potência eléctrica do sistema de Cogeração

Este dado permitirá calcular a energia eléctrica produzida pelo equipamento e, consequentemente, a quantidade que poderá ser entregue à rede, de acordo com o seu horário de funcionamento.

5. Factor de utilização do sistema de Cogeração

Este parâmetro relaciona-se com a estimativa dos períodos em que o equipamento não poderá funcionar, devido a manutenção. De modo a considerar o pior caso, considera-se que a manutenção é sempre realizada durante o período de funcionamento. Tipicamente, este parâmetro tem um valor de 95%.

6. Consumo de gás natural do sistema de Cogeração (para as tecnologias aplicáveis)

Apesar de não ser este o propósito fundamental desta ferramenta, é também possível determinar os custos em gás natural do sistema de Cogeração, mediante a introdução do consumo do equipamento (que consta da folha de características).

7. Valor do Termo Variável do gás natural (para as tecnologias aplicáveis)

Introduz-se o valor do Termo Variável do gás natural a considerar para, em conjunto com o consumo definido para o sistema, obter os seus custos em gás natural consumido.

6.1.3 Exemplo de aplicação da ferramenta

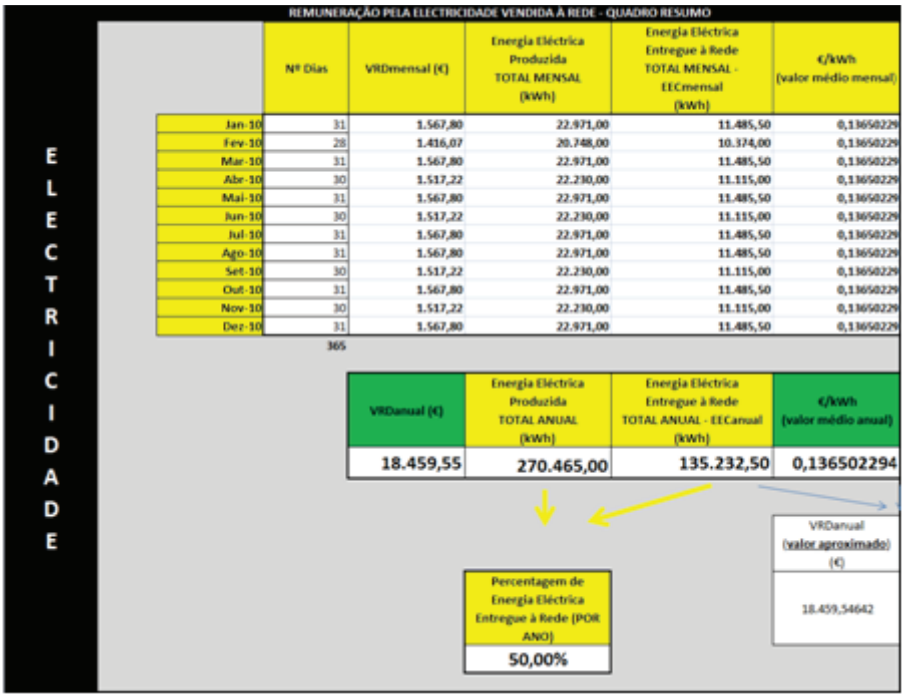
De forma breve, refira-se que o cerne desta ferramenta reside na partição do dia em períodos de meia hora. Para cada um destes períodos, é calculada a remuneração devida, tendo em conta as características do sistema de Cogeração proposto no *interface*.

De seguida, para melhor compreensão do funcionamento deste utensílio, recorre-se a um pequeno exemplo.

Exemplo:

Considere-se um sistema de Cogeração de micro-turbina a gás, a funcionar 12h por dia (das 8h às 20h), com uma potência eléctrica de 65 kW e um factor de utilização de 95%. O consumo de gás natural deste equipamento é de 888 MJ/h (de acordo com a folha de características de um fabricante) e o seu fornecimento é realizado a um preço de 0,02332 €/kWh (este valor será discutido na secção seguinte deste documento).

Introduzindo estes dados no *interface*, numa primeira fase, obtêm-se os resultados ilustrados na Figura 6.5, extraída da folha de resultados da ferramenta desenvolvida (*output*), relativos à remuneração pela electricidade vendida à rede.



REMUNERAÇÃO PELA ELECTRICIDADE VENDIDA À REDE - QUADRO RESUMO

ELECTRICIDADE

	Nº Dias	VRDmensal (€)	Energia Eléctrica Produzida TOTAL MENSAL (kWh)	Energia Eléctrica Entregue à Rede TOTAL MENSAL - EECmensal (kWh)	€/kWh (valor médio mensal)
Jan-10	31	1.567,80	22.971,00	11.485,50	0,13650229
Fev-10	28	1.416,07	20.748,00	10.374,00	0,13650229
Mar-10	31	1.567,80	22.971,00	11.485,50	0,13650229
Abr-10	30	1.517,22	22.230,00	11.115,00	0,13650229
Mai-10	31	1.567,80	22.971,00	11.485,50	0,13650229
Jun-10	30	1.517,22	22.230,00	11.115,00	0,13650229
Jul-10	31	1.567,80	22.971,00	11.485,50	0,13650229
Ago-10	31	1.567,80	22.971,00	11.485,50	0,13650229
Set-10	30	1.517,22	22.230,00	11.115,00	0,13650229
Out-10	31	1.567,80	22.971,00	11.485,50	0,13650229
Nov-10	30	1.517,22	22.230,00	11.115,00	0,13650229
Dez-10	31	1.567,80	22.971,00	11.485,50	0,13650229
	365				

VRDanual (€)	Energia Eléctrica Produzida TOTAL ANUAL (kWh)	Energia Eléctrica Entregue à Rede TOTAL ANUAL - EECanual (kWh)	€/kWh (valor médio anual)
18.459,55	270.465,00	135.232,50	0,136502294

VRDanual (valor aproximado) (€)
18.459,54642

Percentagem de Energia Eléctrica Entregue à Rede (POR ANO)
50,00%

Figura 6.5: Remuneração pela electriciddae vendida à rede para o exemplo proposto - entrega constante

Ora, estes valores são calculados tendo em conta uma percentagem constante, e igual a 50%, de entrega de energia eléctrica à rede, como se observa na Figura 6.6, também extraída da folha de resultados da ferramenta desenvolvida.

		Tarifa VRD(BTE) aplicável no período (€/kWh)	Situação do Equipamento de Cogeração: LIGADO - 1/DESLIGADO - 0	Energia Eléctrica Produzida no período (kWh)	% de Entrega de Energia Eléctrica à Rede
Cheia	8:00	0,0970	1	30,875000	50,00%
	8:30	0,0970	1	30,875000	50,00%
	9:00	0,0970	1	30,875000	50,00%
Ponta	9:30	0,1840	1	30,875000	50,00%
	10:00	0,1840	1	30,875000	50,00%
	10:30	0,1840	1	30,875000	50,00%
	11:00	0,1840	1	30,875000	50,00%
Cheia	11:30	0,0970	1	30,875000	50,00%
	12:00	0,0970	1	30,875000	50,00%
	12:30	0,0970	1	30,875000	50,00%
	13:00	0,0970	1	30,875000	50,00%
	13:30	0,0970	1	30,875000	50,00%
	14:00	0,0970	1	30,875000	50,00%
	14:30	0,0970	1	30,875000	50,00%
	15:00	0,0970	1	30,875000	50,00%
	15:30	0,0970	1	30,875000	50,00%
	16:00	0,0970	1	30,875000	50,00%
	16:30	0,0970	1	30,875000	50,00%
	17:00	0,0970	1	30,875000	50,00%
	17:30	0,0970	1	30,875000	50,00%
	18:00	0,0970	1	30,875000	50,00%
	18:30	0,0970	1	30,875000	50,00%
Ponta	19:00	0,1840	1	30,875000	50,00%
	19:30	0,1840	1	30,875000	50,00%

Figura 6.6: Energia eléctrica entregue à rede para o exemplo proposto - entrega constante

Refira-se que a folha de resultados completa, que diz respeito a este primeiro cenário proposto como exemplo, se encontra no Anexo II deste documento.

Numa segunda fase, mantendo as características do sistema de Cogeração, a ferramenta calcula a remuneração pela electricidade vendida à rede, baseando-se num processo de optimização realizado a partir do *Solver*, do software *Microsoft Excel*.

Desta feita, maximiza-se a entrega de energia eléctrica à rede, em cada período de meia hora, de acordo com os períodos em que esta é melhor remunerada, tendo como limite de entrega anual o valor de 50% da energia que é produzida.

O problema de optimização implementado consiste em encontrar as percentagens de entrega, em cada meia hora, que tornem o valor da remuneração máximo, sem que a entrega de energia eléctrica à rede, no seu total anual, exceda 50% da que é produzida. O problema possui a seguinte formulação:

$$\text{Maximizar } Z = \text{VRD anual } (€)$$
$$= \text{VRD (BTE)} + Ct \times \text{EEC anual} \times \text{IPC dez/IPCref}$$

sujeito a:

- *EEC anual = 1/2 Energia anual produzida*
- $Xi \leq 100\%,\ i = 1, 2, ..., 48$
- $Xi \geq 0\%,\ i = 1, 2 ..., 48$

Em que:

- *VRD (BTE) - valor da energia eléctrica entregue à rede do SEP pela instalação de produção, calculado com base no tarifário BTE (€);*
- *Ct - coeficiente tecnológico* $\left(\frac{€}{kWh}\right)$;
- *EEC anual - valor anual de energia eléctrica entregue à rede (kWh);*
- $\frac{IPC\ dez}{IPC\ ref}$ *- coeficiente de IPC;*
- *Xi - percentagem de entrega, em cada meia, a optimizar.*

Assim, nesta segunda fase, optimizando a entrega da energia eléctrica, obtêm-se os resultados ilustrados na Figura 6.7, extraída da folha de resultados da ferramenta desenvolvida.

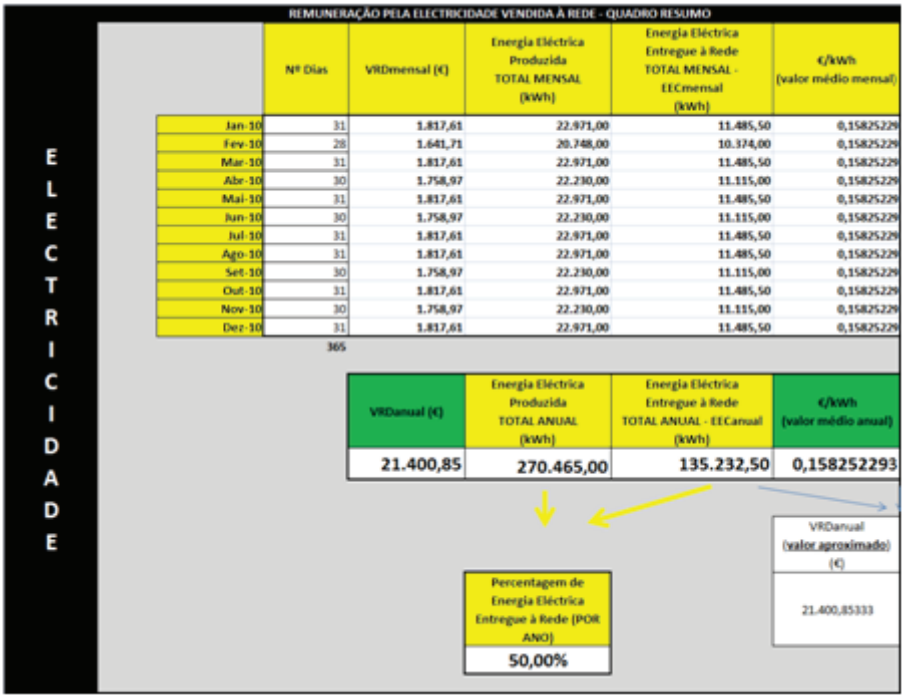


Figura 6.7: Remuneração pela electricidae vendida à rede para o exemplo proposto - entrega optimizada

A resolução deste problema de optimização, por parte do *Solver*, permitiu então encontrar as percentagens óptimas de entrega de energia eléctrica à rede. No exemplo proposto, seriam as que se apresentam na Figura 6.8, extraída da folha de resultados da ferramenta desenvolvida.

		Tarifa VRD(BTE) aplicável no período (€/kWh)	Situação do Equipamento de Cogeração: LIGADO - 1/DESLIGADO - 0	Energia Eléctrica Produzida no período (kWh)	% de Entrega de Energia Eléctrica à Rede
Cheia	8:00	0,0970	1	30,875000	0,00%
	8:30	0,0970	1	30,875000	8,16%
	9:00	0,0970	1	30,875000	9,17%
Ponta	9:30	0,1840	1	30,875000	100,00%
	10:00	0,1840	1	30,875000	100,00%
	10:30	0,1840	1	30,875000	100,00%
	11:00	0,1840	1	30,875000	100,00%
Cheia	11:30	0,0970	1	30,875000	9,17%
	12:00	0,0970	1	30,875000	0,00%
	12:30	0,0970	1	30,875000	44,12%
	13:00	0,0970	1	30,875000	44,12%
	13:30	0,0970	1	30,875000	44,12%
	14:00	0,0970	1	30,875000	44,12%
	14:30	0,0970	1	30,875000	44,12%
	15:00	0,0970	1	30,875000	44,12%
	15:30	0,0970	1	30,875000	44,12%
	16:00	0,0970	1	30,875000	44,12%
	16:30	0,0970	1	30,875000	44,12%
	17:00	0,0970	1	30,875000	44,12%
	17:30	0,0970	1	30,875000	44,12%
	18:00	0,0970	1	30,875000	44,12%
	18:30	0,0970	1	30,875000	44,12%
Ponta	19:00	0,1840	1	30,875000	100,00%
	19:30	0,1840	1	30,875000	100,00%
	20:00	0,1840	0	0,000000	0,00%
	20:30	0,1840	0	0,000000	0,00%

Figura 6.8: Energia eléctrica entregue à rede para o exemplo proposto - entrega optimizada

Verifica-se que optimizando a percentagem de entrega de energia eléctrica à rede, se consegue um substancial aumento da tarifa média de venda. Neste caso, o valor inicial era de 0,1365 €/kWh e, após a optimização, ascendeu ao valor de 0,1583 €/kWh.

A folha de resultados completa, para este segundo cenário proposto na sequência deste exemplo, encontra-se no Anexo III deste documento.

Assim, fica demonstrada a extraordinária importância de optimizar a entrega de energia eléctrica à rede, pois a valorização da tarifa média de remuneração influencia positivamente a rentabilidade do projecto de Cogeração.

Adicionalmente, como já tinha sido referido, a ferramenta calcula ainda o consumo de gás natural do sistema de Cogeração em causa e os seus custos associados. Neste caso, seriam os que se apresentam na Figura 6.9, extraída da folha de resultados da ferramenta desenvolvida.

GÁS NATURAL

CUSTOS EM GÁS NATURAL (TERMO VARIÁVEL) - QUADRO RESUMO

	Nº Dias	Consumo de Gás Natural do Sistema de Cogeração TOTAL MENSAL (kWh)	Custos Relativos ao Termo Variável do Gás Natural TOTAL MENSAL (€)
Jan-10	31	91.833,41	2.141,15
Fev-10	28	82.946,30	1.933,94
Mar-10	31	91.833,41	2.141,15
Abr-10	30	88.871,04	2.072,08
Mai-10	31	91.833,41	2.141,15
Jun-10	30	88.871,04	2.072,08
Jul-10	31	91.833,41	2.141,15
Ago-10	31	91.833,41	2.141,15
Set-10	30	88.871,04	2.072,08
Out-10	31	91.833,41	2.141,15
Nov-10	30	88.871,04	2.072,08
Dez-10	31	91.833,41	2.141,15
	365		

Consumo de Gás Natural do Sistema de Cogeração TOTAL ANUAL (kWh)	Custos Relativos ao Termo Variável do Gás Natural TOTAL ANUAL (€)
1.081.264,32	25.210,29

Figura 6.9: Custos em gás natural para o exemplo poposto

Esta ferramenta será então utilizada no capítulo seguinte, sendo aplicada ao sistema de Cogeração a implementar na instalação que se irá estudar, com o propósito de estudar várias hipóteses de funcionamento do mesmo.

6.2 Ferramenta de análise do Termo Variável do gás natural

Como se verificou no ponto anterior, é necessário conhecer o valor do Termo Variável do gás natural, quer o fornecimento seja efectuado no mercado regulado, quer seja efectuado no mercado livre, para calcular os custos anuais relativos ao consumo de gás natural do sistema de Cogeração.

No caso de o fornecimento ser efectuado através do mercado regulado, pelo Comercializador de Último Recurso, existe uma tarifa que é determinada anualmente, não havendo portanto necessidade de cálculos ou previsões de como essa tarifa irá evoluir. Contudo, se for negociada uma proposta de fornecimento através de um comercializador que opere no mercado livre, é necessário estudar essa tarifa, bem como a sua previsível evolução no tempo, dada a maior volatilidade deste mercado.

Assim, foi também desenvolvida uma pequena ferramenta para o cálculo do Termo Variável do gás natural, para propostas oriundas do mercado livre. Os principais parâmetros a ter em conta, e que constituem dois dos *inputs* desta ferramenta, são:

- o valor médio do preço *Spot Average* do *Arabian Light*, publicado no "Platt's Oilgram Price Report", expresso em dólares/barril, durante o semestre anterior ao trimestre em causa - *Arab Light* (6,0,3);
- a taxa de câmbio média Euro/USD, publicada pelo Banco de Portugal, durante o mês em causa - TC.

O *interface* desta ferramenta tem o aspecto visual que se apresenta na Figura 6.10.

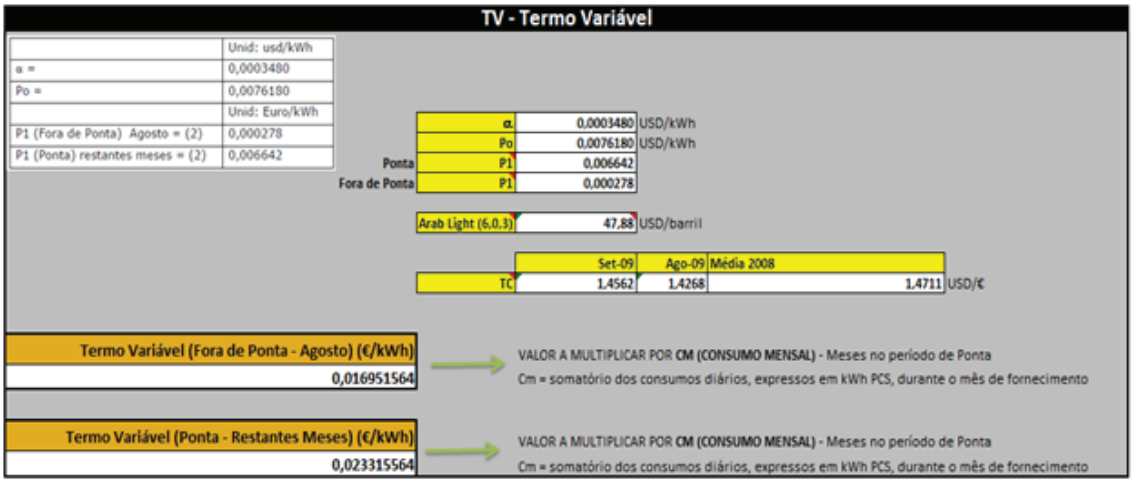


Figura 6.10: Aspecto do *interface* desenvolvido para o cálculo do Termo Variável do gás natural - mercado livre

Considerando uma proposta obtida junto de um fornecedor que opera no mercado livre, chegou-se a um valor de 0,02332 €/kWh para o Termo Variável do gás natural. Será este o valor usado como referência no estudo económico do caso prático, quando se considerar o cenário de fornecimento de gás natural em mercado livre.

6.3 Ferramenta de implementação de contratos ESCO

6.3.1 Objectivos

Depois de estudados os proveitos relativos á venda de electricidade à rede pública e os custos relativos ao gás natural, o passo seguinte na avaliação económica de um dado projecto de Cogeração, segundo o modelo ESCO, será a elaboração de contratos ESCO, a partir das poupanças líquidas permitidas pela implementação do sistema de produção combinada de calor e electricidade.

Assim, sentiu-se a necessidade de desenvolver uma ferramenta que implementasse contratos deste tipo de forma automatizada, mediante a introdução de alguns dados económicos de um determinado projecto. Tal utensílio permite avaliar, num curtíssimo período de tempo, se um dado projecto tem ou não viabilidade económica, no horizonte temporal de um contrato ESCO, isto é, se as poupanças que gera em termos de factura energética são suficientes para remunerar a ESCO e o cliente, de forma satisfatória, ao longo desse período.

Esta ferramenta implementa contratos ESCO do tipo *Shared Savings* e *Guaranteed Savings*.

6.3.2 Interface desenvolvido

A Figura 6.11 ilustra o aspecto do *interface* que foi desenvolvido para esta ferramenta. O utilizador deve introduzir alguns dados económicos relativos ao projecto de Cogeração, nomeadamente, os diversos custos que devem ser considerados. De seguida, analisam-se de forma mais detalhada os *inputs* necessários ao funcionamento da ferramenta. No Anexo IV, apresenta-se também uma ilustração de maior dimensão.

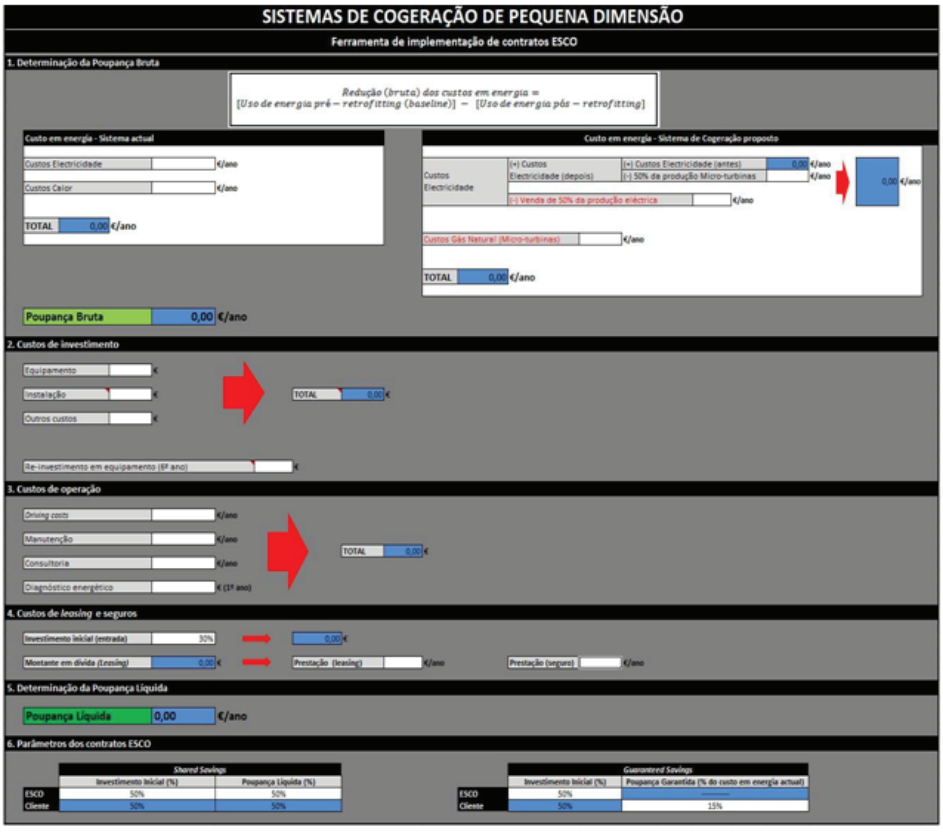


Figura 6.11: Aspecto do *interface* desenvolvido para a implementação automática de contratos ESCO

Refira-se que os campos a azul são de preenchimento automático, que resulta dos dados inseridos pelo utilizador nos campos a branco.

Os *inputs* que esta ferramenta prevê são os seguintes:

1. Determinação da Poupança Bruta

Neste ponto, são considerados os custos em energia da instalação. Da ponderação entre os custos em energia do sistema actual e os custos em energia do sistema de Cogeração proposto resulta o valor de Poupança Bruta alcançada com a implementação do projecto, no seguimento da expressão introduzida no Capítulo 4 (Secção 4.5).

Os custos em energia do sistema actual decompõem-se em custos de electricidade (adquirida à rede) e custos de calor (gás natural, gás propano, entre outros possíveis). Estes custos deverão ser introduzidos no campo da esquerda.

Os custos em energia do sistema de Cogeração proposto dividem-se, também, em custos de electricidade e custos de calor. Os custos de electricidade do sistema proposto resultam do balanço entre os custos de electricidade do sistema actual, do valor que pode ser atribuído à energia produzida pela Cogeração que é consumida na própria instalação (como já se referiu, metade da energia produzida é consumida na instalação) e do proveito resultante da venda de energia eléctrica à rede (os restantes 50% da energia produzida pelo sistema). Os custos de calor estão associados ao combustível consumido pelo sistema de Cogeração (geralmente, gás natural).

Estes custos deverão ser introduzidos no campo da direita.

Note-se que a primeira ferramenta exposta simplificou extraordinariamente a obtenção do valor da remuneração pela electricidade vendida à rede e do custo em gás natural consumido pelo sistema de Cogeração.

2. Custos de investimento

Estes são compostos pelos custos em equipamento, os custos de instalação e outros associados à fase de arranque do projecto. Há, ainda, que contabilizar o re-investimento em equipamento que ocorre ao sexto ano, no caso de micro-turbinas, devido à necessidade de mudança das pás.

São, então, estes os dados que devem ser introduzidos neste ponto.

3. Custos de operação

Estes dividem-se em *driving costs* (associados à operação do sistema, a afinações e outros), custos de manutenção, custos de consultoria da ESCO e o custo do Diagnóstico Energético, que é realizado inicialmente.

Nesta fase, devem introduzir-se estes dados.

4. Custos de *leasing* e seguros

Deve introduzir-se a percentagem de entrada inicial, relativamente aos custos de investimento, bem como os valores associados ao *leasing* (prestação anual e seguro).

5. Determinação da Poupança Líquida

A Poupança Líquida é dada pela diferença entre a Poupança Bruta e os custos de operação, *leasing* e seguros, de acordo com a expressão 6.1:

$$\textit{Poupança Líquida} = \textit{Poupança Bruta - (Custos de operação + Custos de leasing + Custos de seguros)} \quad (6.1)$$

Assim, este é um campo de preenchimento automático, pois resulta de valores obtidos em campos anteriores, não devendo o utilizador introduzir quaisquer dados.

6. Parâmetros dos contratos ESCO

Nesta última fase, seleccionam-se os parâmetros a considerar para cada um dos tipos de contrato ESCO. No caso da formulação *Shared Savings*, introduz-se a percentagem de investimento inicial atribuível à ESCO, bem como a percentagem de partilha da poupança líquida. No caso da formulação *Guaranteed Savings*, introduz-se a percentagem de investimento inicial realizada pela ESCO e a percentagem de poupança garantida ao cliente.

Alterando estes parâmetros, consegue-se rapidamente delinear uma infinidade de formulações de contratos ESCO, algo que é extremamente útil numa fase de negociações entre a empresa de serviços energéticos e o cliente, na discussão dos termos do contrato a efectuar.

Para não tornar demasiado exaustiva esta exposição, optou-se por não incluir um exemplo da aplicação desta ferramenta, com o respectivo *output*, nesta secção. Contudo, no capítulo seguinte, haverá oportunidade de a ver materializada em diversas ocasiões.

CAPÍTULO 7

ANÁLISE DO CASO PRÁTICO: COMPLEXO DE PISCINAS

7. Análise do caso prático: Complexo de Piscinas

Os trabalhos inerentes à análise do caso de estudo apresentado decorreram durante o semestre em que se realizou esta Dissertação, com a coordenação da ESCO *Self Energy*. A apresentação do mesmo será efectuada sem especificar concretamente as designações e a localização das instalações, devido ao sigilo obviamente exigível e solicitado pela empresa.

O caso prático a ser abordado neste documento é um Complexo de Piscinas, inserido num estabelecimento de ensino para o qual será analisada a viabilidade da aplicação de uma solução de Cogeração.

Neste capítulo, apresentam-se os resultados do Diagnóstico Energético efectuado, sendo este trabalho o ponto de partida para a análise económica do projecto, segundo o modelo ESCO.

7.1 Diagnóstico Energético

7.1.1 Introdução

Este Diagnóstico Energético visou caracterizar os consumos de energia da instalação e apresentar eventuais medidas de racionalização dos mesmos. A versão que aqui se apresenta constitui uma versão resumida da que foi elaborada para o projecto em causa. Consideraram-se apenas os aspectos mais importantes, que contribuíram para a selecção do sistema de Cogeração a implementar, para que tal escolha se torne clara.

Esta análise foi efectuada com base na facturação de electricidade, referente ao período de Agosto de 2007 a Julho de 2009 e de gás natural, referente ao período de Agosto de 2007 a Maio de 2009, e ainda numa auditoria energética efectuada à instalação, recorrendo a equipamento de M&V.

Esta instalação é constituída por uma nave central de piscinas, uma cave e por duas torres, Torre Norte e Torre Sul.

A estrutura do edifício encontra-se em bom estado. A cobertura da zona da nave das piscinas é constituída por chapa dupla com isolamento enquanto que, na zona das torres, o telhado é predominantemente plano.

Na zona da nave central, existem cerca de 520 m^2 de envidraçados, orientados a Sudoeste.

O horário de funcionamento das instalações é o seguinte:

- Segunda-feira a Sexta-feira: 9h00 às 22h00;
- Sábado: 9h00 às 13h00 e das 14h30 às 20h00.



Figura 7.1: Imagem do exterior do Complexo de Piscinas em estudo

O edifício em causa entrou em funcionamento em Maio de 2002, sendo composto por 3 pisos. A cave é fundamentalmente constituída pela área técnica e pela garagem, o rés-do-chão contém a nave das piscinas e a maior parte dos balneários e, no 1.º andar, encontram-se as bancadas, as salas dos professores e outras salas com diversas funções como, por exemplo, ginásio, entre outros. A área útil total deste edifício é de 10.671 m^2.

Recolheram-se, também, dados relativos à distribuição diária dos utilizadores, a partir dos quais se obteve a seguinte representação gráfica:

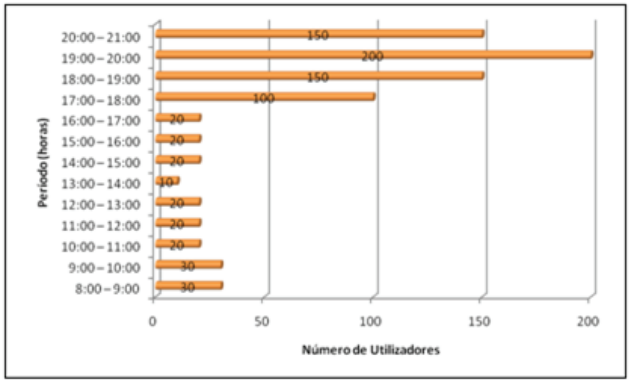


Figura 7.2: Distribuição diária dos utilizadores

Pela análise dos dados, conclui-se que existe uma elevada taxa de ocupação das instalações em causa, no período entre as 17:00 h e as 21:00 h.

Considerou-se então uma taxa de ocupação do edifício constante ao longo do período analisado e com a seguinte distribuição:

Tabela 7.1: Taxa de ocupação mensal

Período de Agosto 07 a Julho 09	
Taxa de ocupação da piscina	790 utilizadores/dia 22.000 utilizadores/mês

7.1.2 Formas de energia

Nesta instalação, existem consumos de energia eléctrica e de energia térmica que se manifestam nas facturas de electricidade e de gás natural, respectivamente.

Na Tabela 7.2, pode observar-se a contribuição de cada uma destas formas de energia para o consumo total.

Tabela 7.2: Consumos de electricidade e gás natural, em 2008 e 2009

Ano	Consumo Gás Natural (kWh)	Consumo Electricidade (kWh)	Consumo Total (kWh)	% de Gás Natural	% de Electricidade
2008	1.455.643	1.138.009	2.593.652	56,12%	43,88%
2009	3.338.683	1.333.997	4.672.680	71,45%	28,55%

Deve salientar-se que as facturas de electricidade se referem a todo o complexo do estabelecimento de ensino e não apenas ao edifício das Piscinas. Posteriormente, pela análise dos dados obtidos pelo analisador de energia montado no edifício das Piscinas, serão desagregados os consumos desta instalação.

De qualquer forma, os valores emitidos nas facturas permitem concluir que se tem vindo a verificar um aumento considerável do consumo global e que existe uma predominância do consumo de gás natural relativamente ao de electricidade, acentuado de forma substancial em 2009.

7.1.3 Utilização de energia

7.1.3.1 Electricidade

O complexo do estabelecimento de ensino onde se insere o edifício das Piscinas possui um Posto de Transformação privado, estando o edifício das Piscinas alimentado em média tensão (MT).

Serão apresentados gráficos de consumos e custos em electricidade, relativos aos anos de 2008 e 2009 (até ao mês de Maio), elaborados a partir dos valores obtidos nas facturas correspondentes aos períodos em causa.

Refira-se, ainda, que o edifício das Piscinas encerra no mês de Agosto, o que explica os valores ocorridos nesse mês.

A Figura 7.3 contém um gráfico dos valores de energia activa consumida nas horas de Ponta, Cheia e Vazio, em 2008.

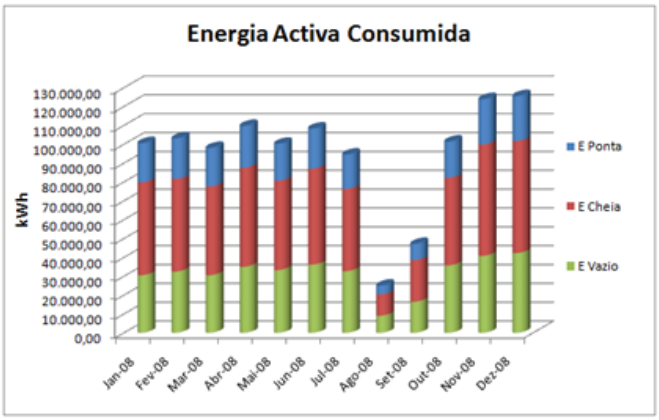


Figura 7.3: Desagregação do consumo de energia activa, por período tarifário, em 2008.

Verifica-se que uma parte significativa do consumo de electricidade acontece em horas de Cheia e que existe também um consumo em horas de Ponta que não pode ser desprezado.

Apresenta-se também um gráfico relativo às potências contratada e de Ponta.

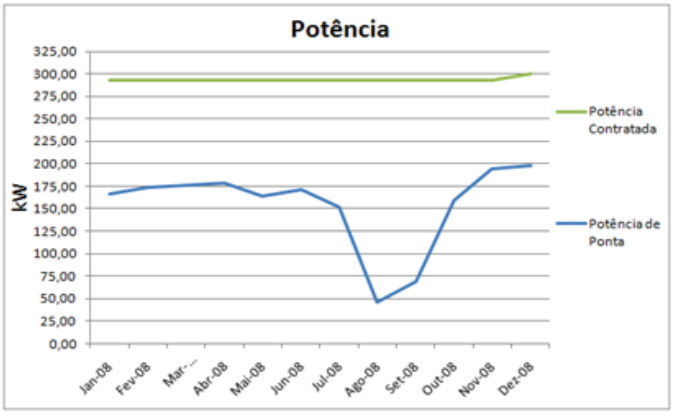


Figura 7.4: Valores de potências contratadas e de ponta, em 2008

Apresentam-se então os custos associados ao consumo de energia activa e às potências contratada e de Ponta, representados no gráfico da Figura 7.5.

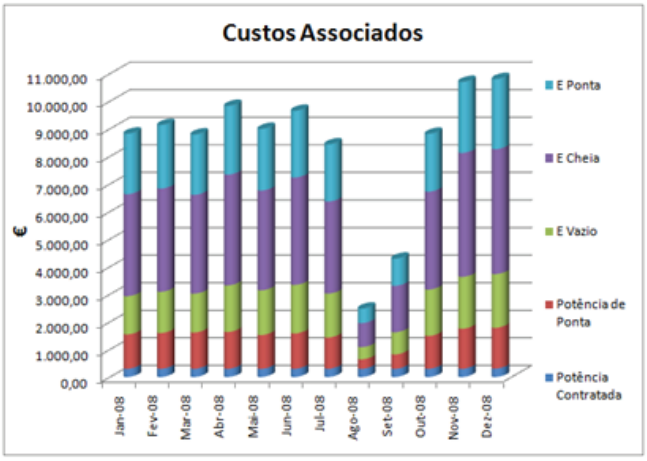


Figura 7.5: Custos associados ao consumo de energia activa e potência, em 2008

Calculou-se também o peso que o custo de energia eléctrica, em cada um dos períodos tarifários, tem no custo total. De acordo com os dados, verifica-se que uma parte muito substancial destes corresponde às horas de Cheia e Ponta.

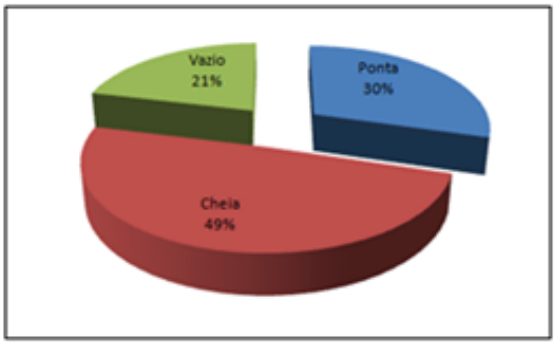


Figura 7.6: Desagregação dos custos de energia activa, por período tarifário, em 2008

De seguida, apresentam-se os mesmos dados para o ano de 2009. Neste caso, deve recordar-se que apenas foram cedidos dados até ao mês de Julho.

A Figura 7.7 refere-se aos valores de energia activa consumida nas horas de Ponta, Cheia e Vazio, em 2009.

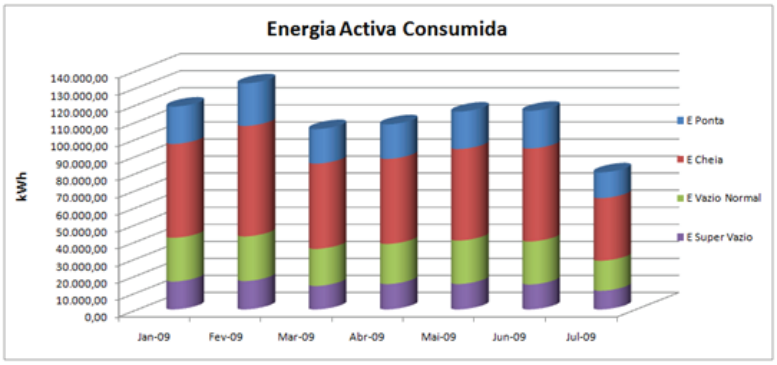


Figura 7.7: Desagregação do consumo de energia activa, por período tarifário, em 2009

Apresentam-se, também, os valores de potência contratada, em 2009.

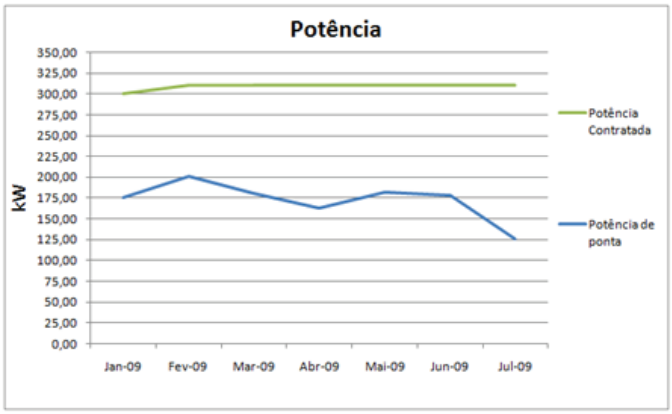


Figura 7.8: Valores de potências contratadas e de Ponta, em 2009

Os custos associados ao consumo de energia activa e às potências contratada e de Ponta, neste ano, assumiram os seguintes valores:

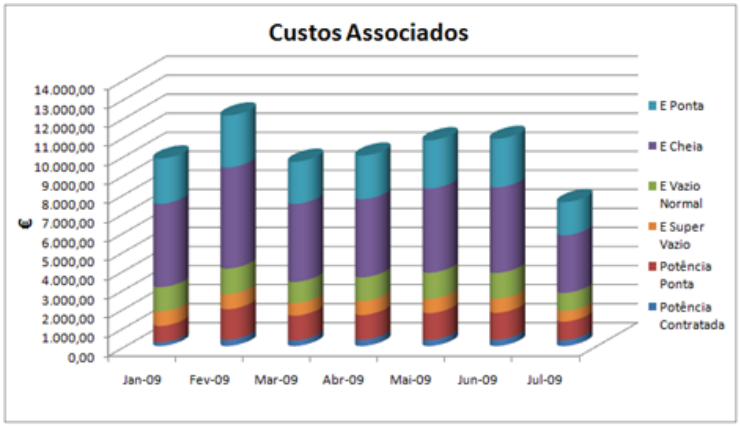


Figura 7.9: Custos associados ao consumo de energia activa e potência, em 2009

O peso que o custo de energia eléctrica, em cada um dos quatro períodos tarifários, tem no custo total está representado no gráfico da figura seguinte. Mantém-se a tendência do ano de 2008, isto é, uma grande parcela dos custos está associada aos consumos em horas de Cheia e Ponta.

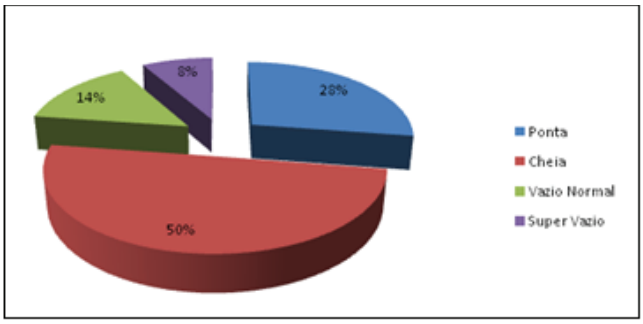


Figura 7.10: Desagregação dos custos de energia activa, por período tarifário, em 2009

Uma comparação directa entre os mesmos meses dos anos de 2008 e 2009 permite uma vez mais concluir que o consumo de electricidade na instalação tem vindo a aumentar.

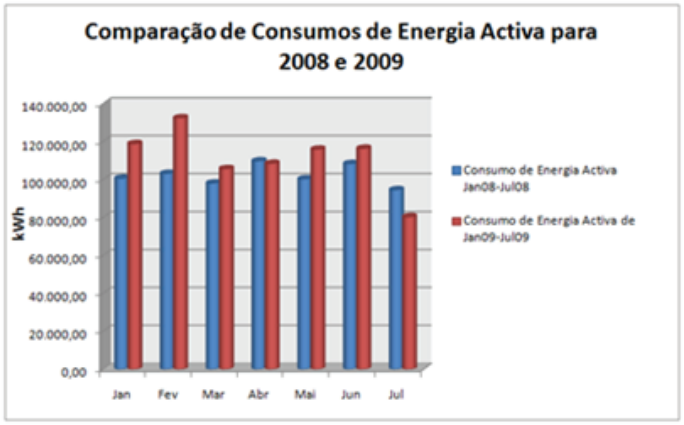


Figura 7.11: Comparação dos consumos de energia activa mensais de 2008 com os de 2009

Finalmente, nas Tabelas 7.3 e 7.4, reúnem-se os dados mais importantes recolhidos da facturação de electricidade de 2008 e 2009.

Tabela 7.3: Desagregação dos consumos (2008)

Resumo 2008																
	Potência				**Energia Activa**						**Energia Reactiva**					
Mês	**H Ponta**		**Contratada**		**Ponta**		**Cheia**		**Vazio**		**Consumo fora vazio**		**Total Energia Activa**		**Factura total**	
	kW	**€**	**kW**	**€**	**kWh**	**€**	**kWh**	**€**	**kWh**	**€**	**kVAr**	**€**	**kWh**	**€**	**€ Sem IVA**	**€**
Jan-08	167	1.248	293	299	20.668	2.196	49.371	3.701	30.564	1.383	0	0	100.603	7.279	8.874	**9.318**
Fev-08	173	1.298	293	299	21.483	2.303	49.188	3.743	32.500	1.495	0	0	103.171	7.541	9.186	**9.645**
Mar-08	176	1.318	293	299	20.410	2.188	47.086	3.583	30.573	1.406	0	0	98.069	7.178	8.842	**9.284**
Abr-08	178	1.336	293	299	22.116	2.492	52.574	4.018	35.082	1.687	0	0	109.772	8.197	9.880	**10.374**
Mai-08	163	1.224	293	299	19.606	2.235	47.307	3.619	33.346	1.621	0	0	100.259	7.475	9.045	**9.497**
Jun-08	171	1.281	293	299	21.206	2.417	50.945	3.897	36.189	1.759	0	0	108.340	8.074	9.701	**10.186**
Jul-08	152	1.135	293	299	18.187	2.073	43.648	3.339	32.734	1.591	0	0	94.569	7.003	8.485	**8.909**
Ago-08	46	345	293	299	4.603	525	11.362	869	9.098	442	0	0	25.063	1.836	2.529	**2.655**
Set-08	70	521	293	299	8.628	984	22.010	1.684	16.552	804	0	0	47.190	3.472	4.342	**4.560**
Out-08	159	1.193	293	299	19.108	2.096	46.566	3.551	35.784	1.680	0	0	101.458	7.327	8.866	**9.309**
Nov-08	194	1.451	293	299	24.028	2.576	59.071	4.495	40.855	1.879	0	0	123.954	8.950	10.748	**11.286**
Dez-08	198	1.480	300	306	23.713	2.542	59.540	4.531	42.308	1.946	0	0	125.561	9.019	10.853	**11.396**

Tabela 7.4: Desagregação dos consumos (2009)

Resumo 2009																		
	Potência				**Energia Activa**								**Energia Reactiva**					
Mês	**H Ponta**		**Contratada**		**Ponta**		**Cheia**		**Vazio Normal**		**Super Vazio**		**Consumo fora vazio**		**Total Energia Activa**		**Factura total**	
	kW	**€**	**kW**	**€**	**kWh**	**€**	**kWh**	**€**	**kWh**	**€**	**kWh**	**€**	**kVAr**	**€**	**kWh**	**€**	**€ (s/ IVA)**	**€**
Jan-09	176	860	300	196	21.837	2.372	55.010	4.389	25.611	1.268	16.405	762	0	0	118.863	8.791	9.874	**10.367**
Fev-09	201	1.603	311	332	24.941	2.731	64.727	5.314	26.141	1.333	16.677	797	0	0	132.486	10.175	12.154	**12.762**
Mar-09	180	1.298	311	300	20.193	2.211	49.973	4.103	21.717	1.108	13.796	659	0	0	105.679	8.081	9.718	**10.204**
Abr-09	163	1.300	311	332	20.222	2.289	49.848	4.105	23.518	1.241	14.899	733	0	0	108.487	8.368	10.043	**10.545**
Mai-09	182	1.407	311	321	21.894	2.529	53.663	4.427	25.458	1.372	14.918	747	0	0	115.933	9.076	10.846	**11.388**
Jun-09	178	1.417	311	332	22.040	2.546	54.487	4.495	25.208	1.359	14.645	734	0	0	116.380	9.133	10.925	**11.471**
Jul-09	126	968	311	321	15.066	1.740	36.698	3.028	17.625	950	10.948	548	0	0	80.337	6.266	7.598	**7.978**
Ago-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
Set-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
Out-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
Nov-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
Dez-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**

7.1.3.2 Gás Natural

A análise dos consumos de gás natural foi realizada com base nas facturas referentes aos anos de 2008 e 2009 (até ao mês de Maio). Nas Figuras 7.12 e 7.13, encontram-se os dados de 2008, relativos ao consumo e a custos de gás natural.

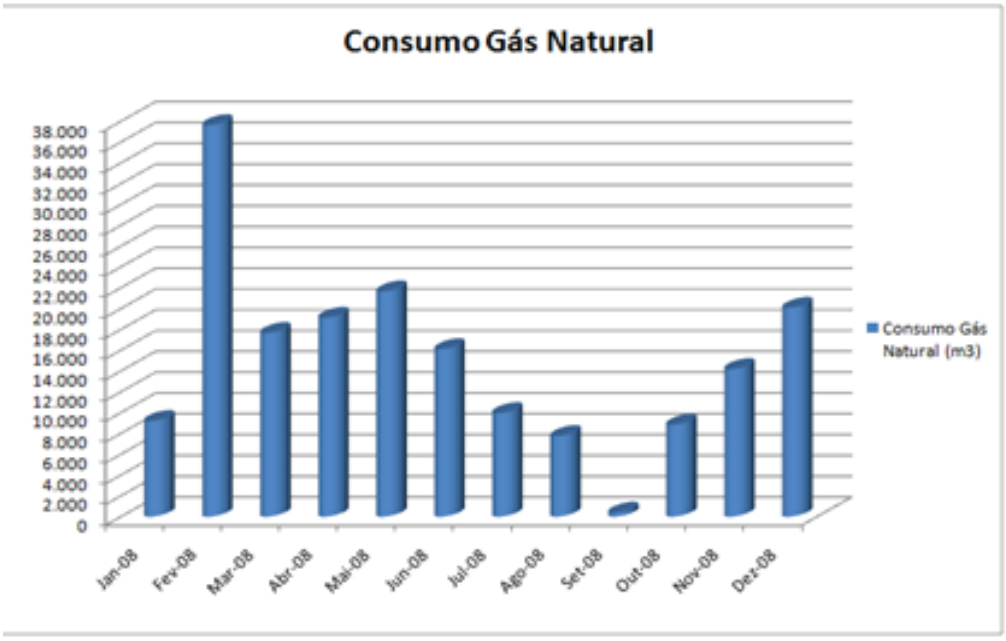


Figura 7.12: Consumo de Gás Natural, em 2008

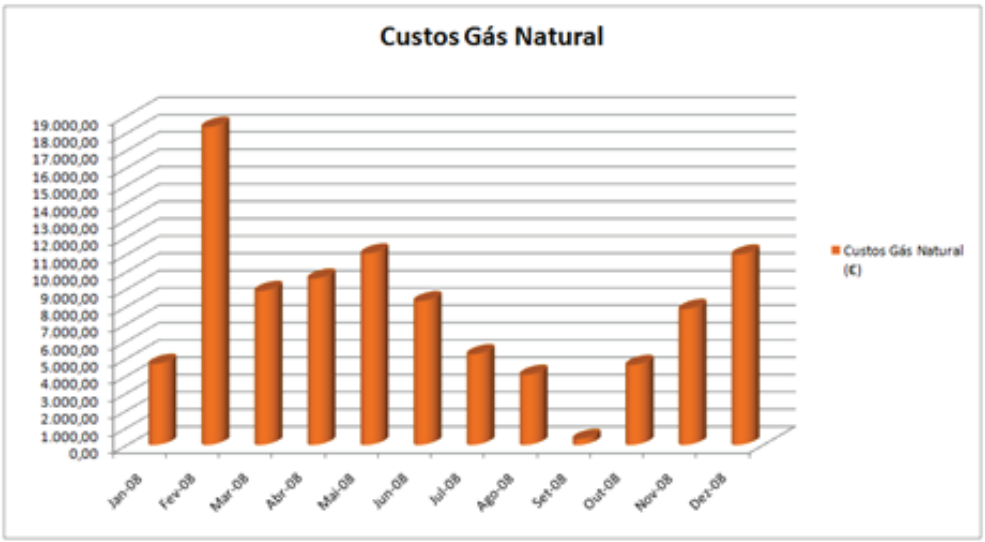


Figura 7.13: Custo de Gás Natural, em 2008

O valor extraordinário verificado em Fevereiro deve-se, por um lado, às necessidades térmicas acrescidas associadas à estação do ano mas, também, a um acerto de factura proveniente do mês anterior. Por outro lado, o mês de Setembro de 2008 apresenta um consumo reduzido visto ser o mês de arranque do ano lectivo, o que implica uma taxa de ocupação das instalações e um funcionamento geral menos significativo, em comparação com outros meses.

Nas Figuras 7.14 e 7.15, apresentam-se os dados de 2009, também no que diz respeito ao consumo e a custos de gás natural.

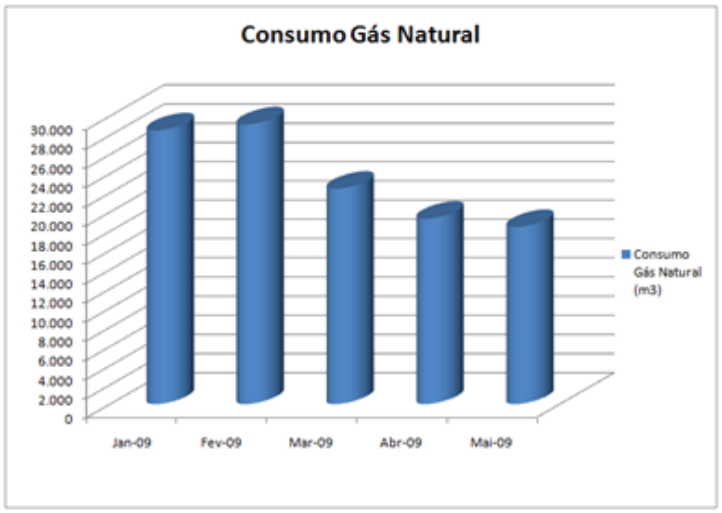


Figura 7.14: Consumo de Gás Natural, em 2009

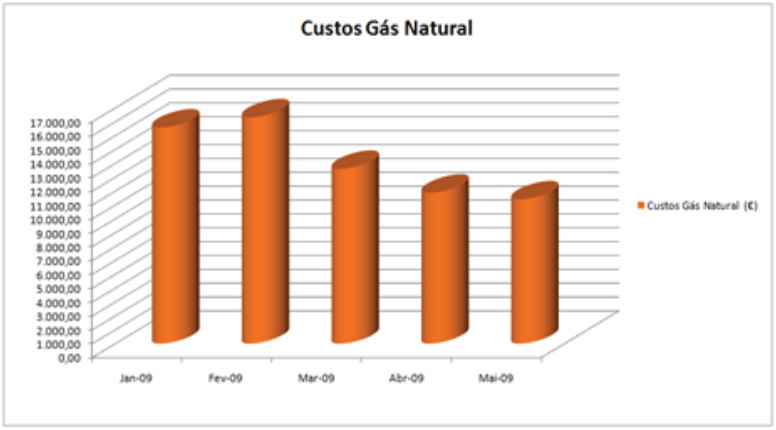


Figura 7.15: Custo de Gás Natural, em 2009

À semelhança do que acontece com o consumo de electricidade, é notório o aumento do consumo de gás natural nos primeiros meses de 2009, em comparação com os mesmos meses de 2008, com reflexo natural nos custos de combustível.

7.1.3.3 Comparação de custos globais

Os custos de electricidade adicionados aos custos de gás natural constituem os custos globais em energia desta instalação. De seguida, apresenta-se uma comparação dos custos globais, de 2008 e 2009, em termos mensais e anuais.

Mais uma vez, refira-se que os valores dos consumos de electricidade e gás natural, para os meses a partir de Julho de 2009, foram estimados a partir da média mensal.

Tabela 7.5: Comparação dos custos de electricidade e gás natural de 2008 com os de 2009

Ano	Custos (€)	Electricidade	Gás Natural	Total (Electricidade + Gás Natural)
2008	**Custo Médio Mensal (€)**	8.868,32	7.820,73	16.689,05
	Custo Anual (€)	106.419,89	93.848,72	200.268,61
2009	**Custo Médio Mensal (ESTIMADO) (€)**	10.673,67	13.152,47	23.826,14
	Custo Anual (ESTIMADO) (€)	128.084,06	157.829,59	285.913,64

Tabela 7.6: Diferenças de custos, mensal e anual, entre 2008 e 2009

Diferenças entre 2008 e 2009 (€)	Electricidade	Gás Natural	Total (Electricidade + Gás Natural)
Valor MENSAL (€)	1.805,35	5.331,74	7.137,09
Valor ANUAL (€)	21.664,16	63.980,87	85.645,04

O gráfico da Figura 7.16 ilustra de forma vincada o aumento previsto na facturação energética do estabelecimento de ensino, no ano de 2009.

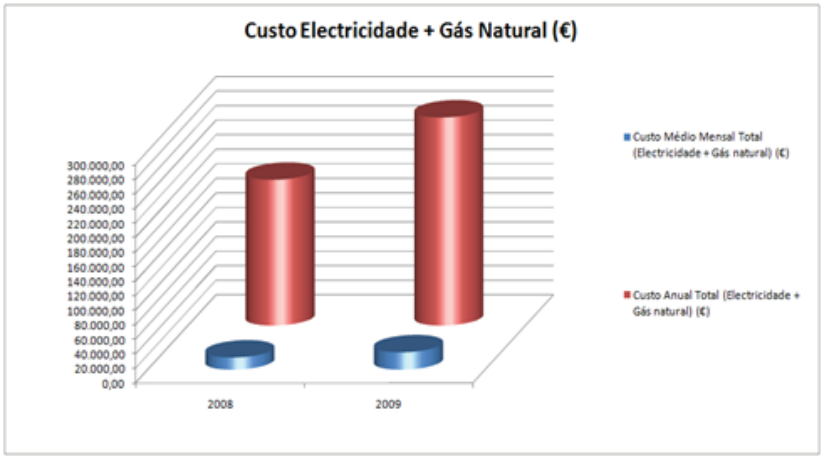


Figura 7.16: Comparação de custos globais, em 2008 e 2009

7.1.3.4 Desagregação dos consumos de electricidade do edifício das Piscinas

Neste Diagnóstico Energético, o objectivo é contabilizar o consumo total de electricidade apenas do edifício das Piscinas. Como se referiu anteriormente, os valores de consumo de electricidade considerados até ao momento correspondem ao consumo total do estabelecimento de ensino.

Assim, efectuou-se a montagem de um analisador de energia, no Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT) do edifício das Piscinas. Deste modo, foi possível recolher dados relativos aos consumos de electricidade, por fase, apenas para este edifício, conseguindo a desagregação pretendida.

O raciocínio utilizado para determinar o valor do consumo de electricidade, no edifício das Piscinas, durante um ano, foi o seguinte:

1. Determinar o consumo total de electricidade do estabelecimento de ensino, no último ano lectivo (últimos doze meses), pela análise das respectivas facturas;
2. Através dos dados recolhidos com o analisador de energia, definir a energia activa consumida apenas pelo edifício das Piscinas, durante o período de medição – soma da energia activa nas três fases;
3. A partir do valor de energia activa consumida durante o período de medição, estimar o consumo total anual do edifício das Piscinas;
4. Verificar qual o peso deste valor no consumo global do estabelecimento de ensino, determinado no ponto 1.

Nas tabelas seguintes, encontram-se os valores que resultaram do raciocínio exposto.

Tabela 7.7: Valor total de energia eléctrica consumida, no último ano, no estabelecimento de ensino

Ponto 1	**Valor**
Valor Total de Electricidade (kWh)	1.201.391,00

Tabela 7.8: Valor medido, por fase e total, de energia eléctrica consumida no edifício das Piscinas

Ponto 2	**Valor**			
Período de Medição (anos)	**0,03 anos (16-09-2009 a 27-09-2009)**			
	Fase R	**Fase S**	**Fase T**	**Total (3 Fases)**
Energia Activa (Electricidade) Consumida durante o período de medição (kWh)	8.024,52	8.062,28	8.390,00	24.476,80

Tabela 7.9: Valor total estimado de energia eléctrica consumida, no último ano, no edifício das Piscinas

Ponto 3	**Valor (kWh)**	**Período (anos)**
Energia Activa (Electricidade) Consumida	24.476,80	0,03
	791.205,63	1

Tabela 7.10: Peso absoluto e relativo da energia eléctrica consumida, no último ano, no edifício das Piscinas

Ponto 4	**Valor (kWh)**	**Percentagem (%)**
Valor Total de Electricidade para o Complexo do Colégio Liceal	1.201.391,00	100
Valor Total de Electricidade para o Edifício das Piscinas	791.205,63	65,86

Conclui-se que o edifício das Piscinas, no que diz respeito ao consumo de energia eléctrica, possui um peso muito significativo, representando aproximadamente 2/3 do consumo de todo o complexo.

7.1.4 Caracterização da energia

7.1.4.1 Electricidade

Para realizar este Diagnóstico Energético, efectuou-se a montagem de um analisador de energia e foram registados os diagramas de carga globais da instalação do edifício das Piscinas (Figura 7.17).

Os dados obtidos permitiram comparar o consumo parcial do edifício das Piscinas com o consumo total do estabelecimento de ensino.



Figura 7.17: Montagem do analisador de energia no Quadro Geral do edifício das Piscinas

De seguida, apresentam-se os diagramas obtidos através do analisador de energia. Salienta-se que o factor de potência máximo variou entre 0,76 e 0,9.

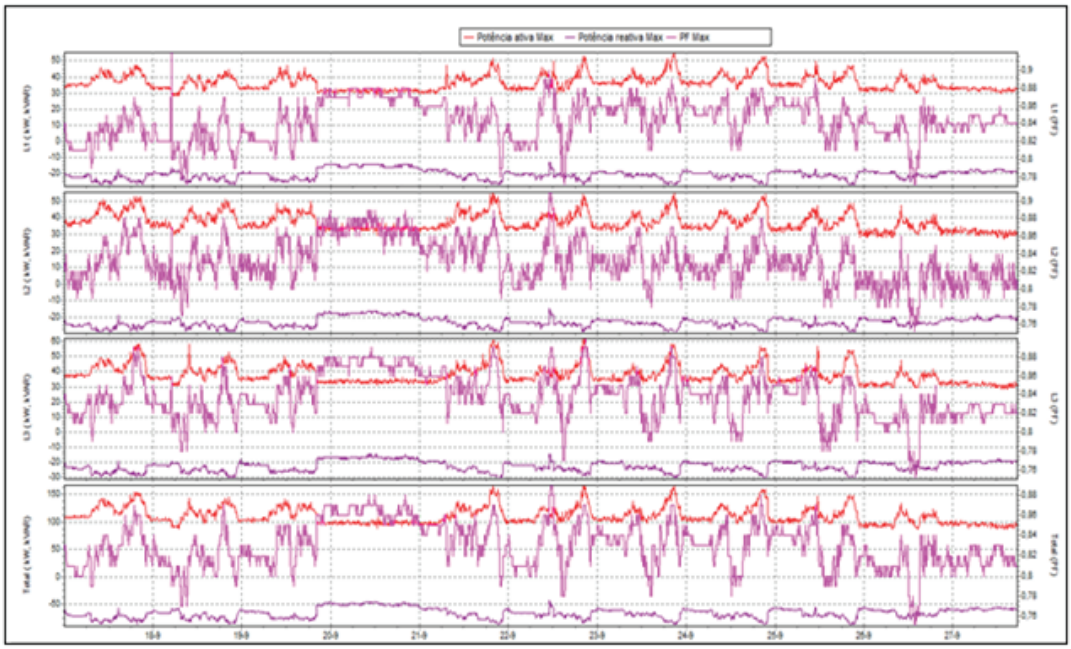


Figura 7.18: Diagramas de Potência Activa Máxima, Potência Reactiva Máxima e Factor de Potência Máximo (por fase e total) - edifício das Piscinas

Num sistema eléctrico perfeitamente equilibrado, a corrente que circula no neutro é nula. No entanto, esta situação pode considerar-se impossível na prática pois as diferenças de cargas entre as fases provocam o aparecimento ou retorno de corrente eléctrica pelo cabo de neutro.

Pelos dados obtidos, durante as medições, observou-se que o sistema não está de facto completamente equilibrado, isto é, as cargas monofásicas não estão perfeitamente distribuídas pelas respectivas fases. Este facto origina então uma corrente de neutro elevada, o que é prejudicial para a instalação em causa.

A má distribuição das cargas monofásicas num sistema trifásico não é o único factor responsável pelo aparecimento de uma corrente de neutro elevada. Para tal, também contribui a circulação de termos harmónicos.

Com o desenvolvimento da electrónica de potência, os equipamentos ligados aos sistemas eléctricos evoluíram em rendimento, controlabilidade e custo, permitindo ainda a execução de tarefas que não eram possíveis anteriormente. Contudo, estes equipamentos têm a desvantagem de não funcionarem como cargas lineares, consumindo correntes não sinusoidais. Assim, quando existem cargas não lineares ligadas à rede eléctrica, a corrente que circula nas linhas contém harmónicos e as quedas de tensão provocadas pelos harmónicos nas impedâncias das linhas fazem com que as tensões de alimentação sejam também distorcidas.

Este fenómeno denomina-se por Distorção Harmónica. A distorção harmónica total (THD) da tensão está a crescer a uma taxa de 1%, a cada 10 anos. O termo harmónico mais significativo é a quinto, sendo os terceiro e múltiplos deste também importantes. Quando se está na presença de regimes TN, tal como sucede com o edifício das Piscinas, o problema pode ter outras implicações pela circulação, em regime permanente, de correntes elevadas nos condutores de protecção, destruindo as equipotencialidades e provocando aquecimentos não esperados.

No geral, a presença de harmónicos nos sistemas de potência resulta num aumento das perdas relacionadas com o transporte e distribuição de energia eléctrica, em problemas de interferências com sistemas de comunicação e na degradação do funcionamento da maior parte dos equipamentos ligados à rede, sobretudo daqueles que são mais sensíveis por incluírem sistemas de controlo microelectrónicos, que operam com níveis de energia muito baixos, cada vez em maior número.

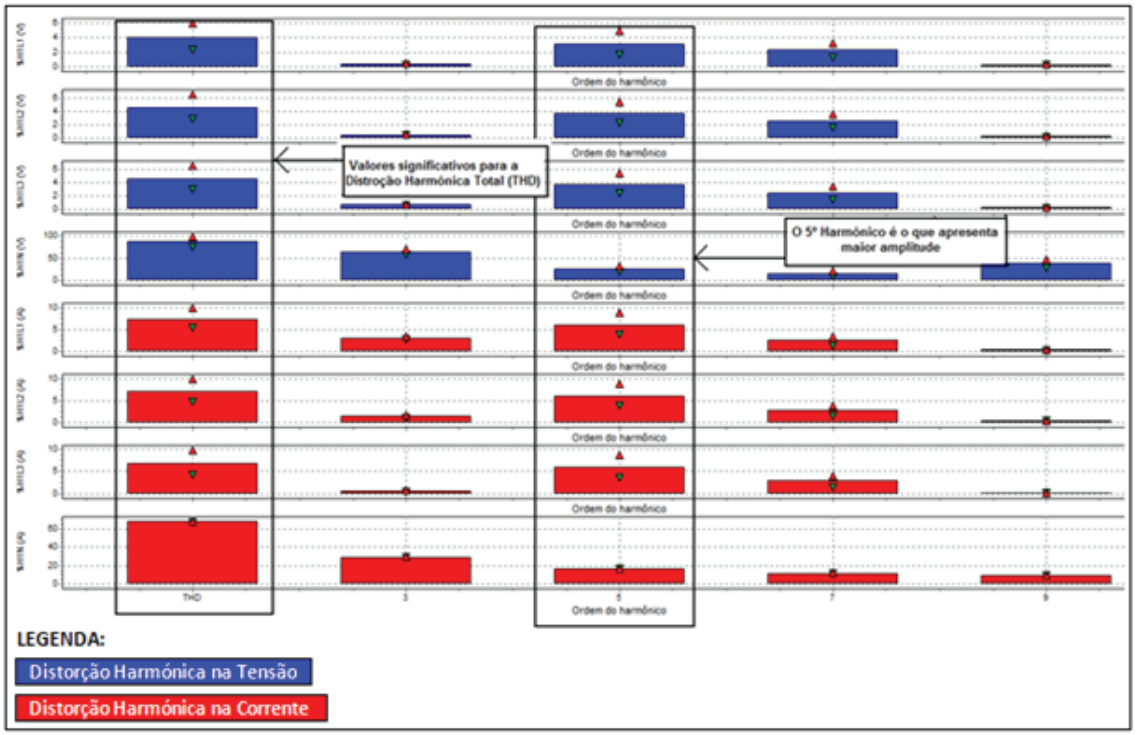


Figura 7.19: Diagramas de distorção harmónica na Corrente e na Tensão para as três fases e Neutro - edifício das Piscinas

Estes fenómenos são responsáveis pelo aquecimento excessivo do condutor do neutro devido ao aparecimento de correntes elevadas neste condutor. A figura seguinte ilustra estas evidências.

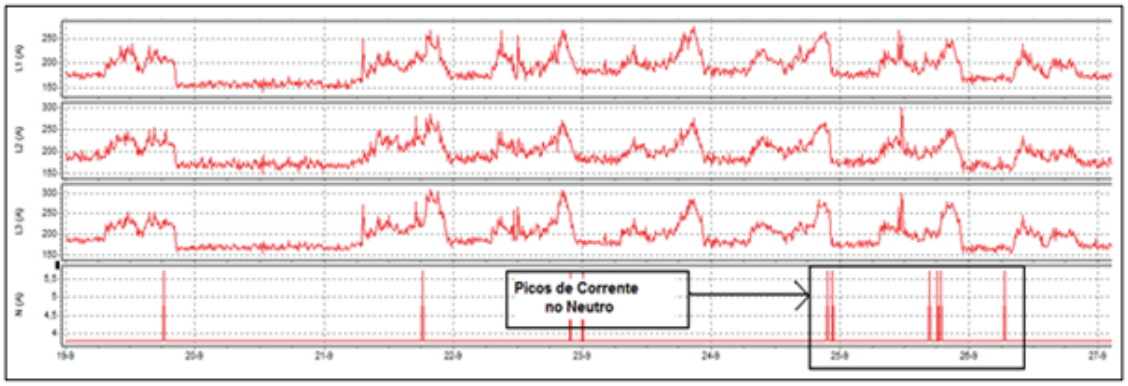


Figura 7.20: Diagramas da Intensidade de Corrente no Neutro - edifício das Piscinas

Contudo, existem outros problemas de qualidade de energia que preocupam. Nesta instalação, verificou-se também a existência de fenómenos de flutuação da tensão, vulgarmente designados por *Flicker*. Estes acontecem devido a variações intermitentes de certas cargas, causando flutuações nas tensões de alimentação, que se traduzem, por exemplo, em oscilações na intensidade da iluminação eléctrica.

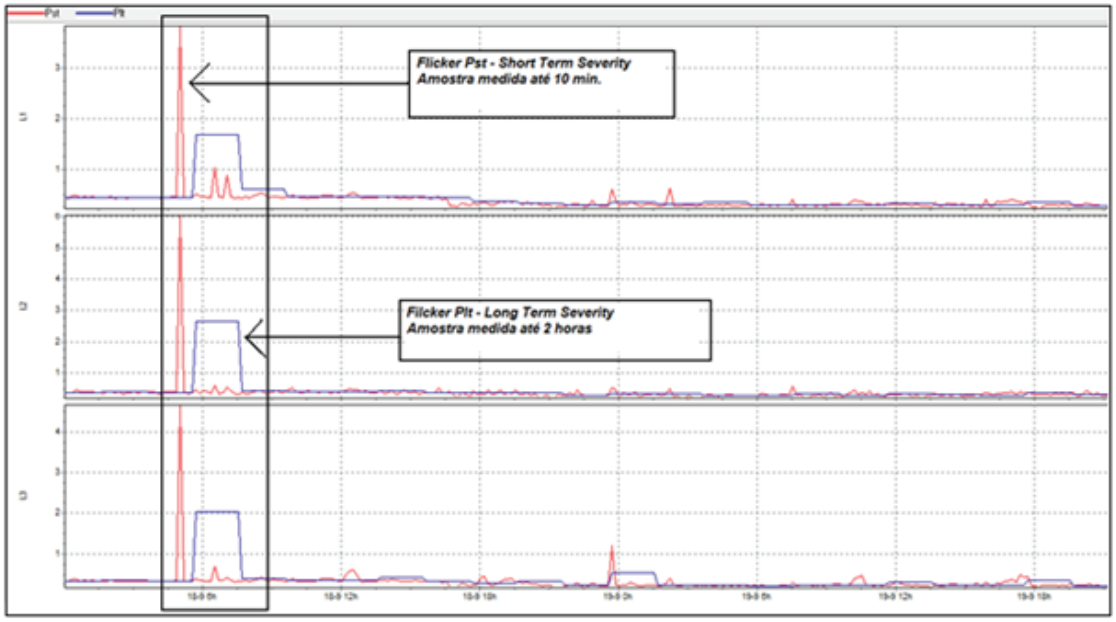


Figura 7.21: Diagramas do *Flicker* para as três fases - edifício das Piscinas

Identificaram-se, ainda, cavas de tensão (Figuras 7.22 e 7.23). Estas ocorrem quando se verifica uma diminuição brusca da tensão para valores entre 90% e 1% do valor nominal. A maior parte das cavas de tensão dura menos de 1 minuto e tem uma amplitude inferior a 60%.

As causas mais frequentes para este fenómeno são os defeitos e as manobras na rede, as anomalias nas instalações dos consumidores e a conexão/desconexão de cargas importantes.

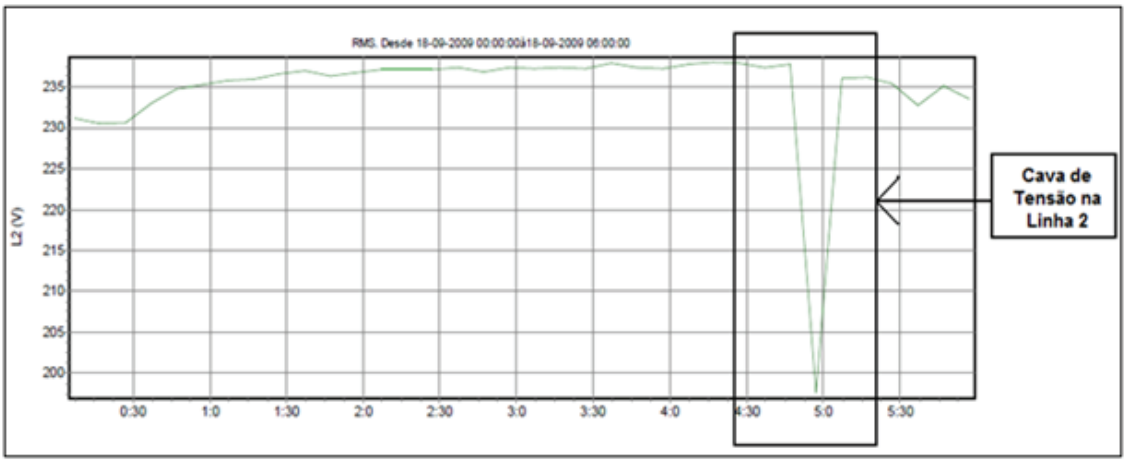


Figura 7.22: Diagramas da Tensão na fase S - edifício das Piscinas

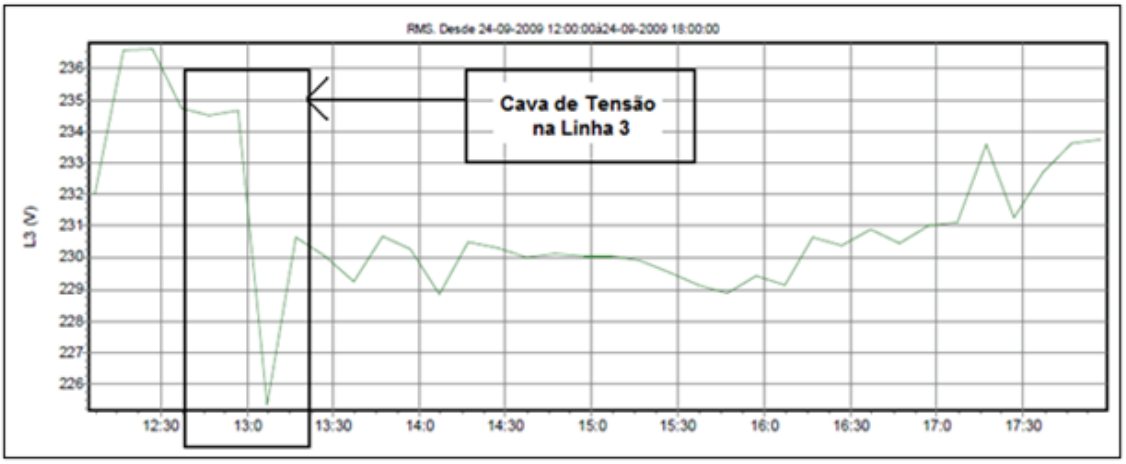


Figura 7.23: Diagramas da Tensão na fase T - edifício das Piscinas

Os prejuízos económicos resultantes destes e de outros problemas dos sistemas eléctricos são muito elevados e, assim, a questão da qualidade da energia eléctrica é hoje, mais do que nunca, objecto de grande preocupação.

De entre os problemas de qualidade de energia, a interrupção do fornecimento é, incontestavelmente, o mais grave pois afecta todos os equipamentos ligados à rede eléctrica, à excepção daqueles que são alimentados por UPS´s (*Uninterruptable Power Supplies* – sistemas de alimentação ininterrupta) ou por geradores de emergência.

7.1.4.2 Calor

7.1.4.2.1 Permutadores de calor

Nesta instalação, existem dois permutadores de calor - um para o circuito do tanque maior (piscina grande) e outro para o circuito do tanque mais pequeno (piscina pequena). São permutadores fechados, também designados por recuperadores. Neste tipo de permutadores, o fluído quente e o fluído frio não entram em contacto um com o outro, estando separados por uma superfície separadora (parede).

Assim, a transferência de energia dá-se por convecção de um dos fluidos para a parede, por condução através da parede e, finalmente, por convecção, da parede para o segundo fluído.

Colocaram-se sondas térmicas, em cada um dos permutadores, de acordo com os esquemas apresentados de seguida.

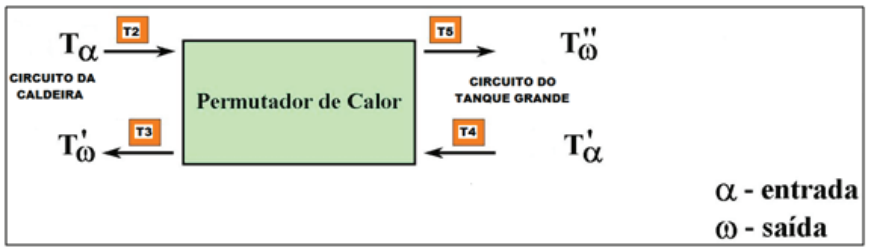


Figura 7.24: Esquema do permutador de calor do tanque grande (as caixas laranja representam as sondas térmicas colocadas no permutador)

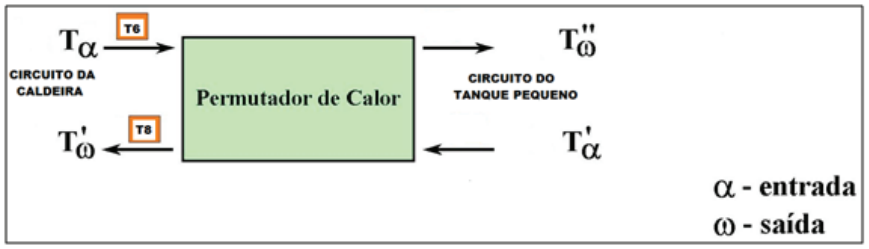


Figura 7.25: Esquema do permutador de calor do tanque pequeno (as caixas laranja representam as sondas térmicas colocadas no permutador)

De seguida, apresenta-se o gráfico da sonda térmica T2, que contém o registo de diferentes temperaturas, ao longo do período de medição.

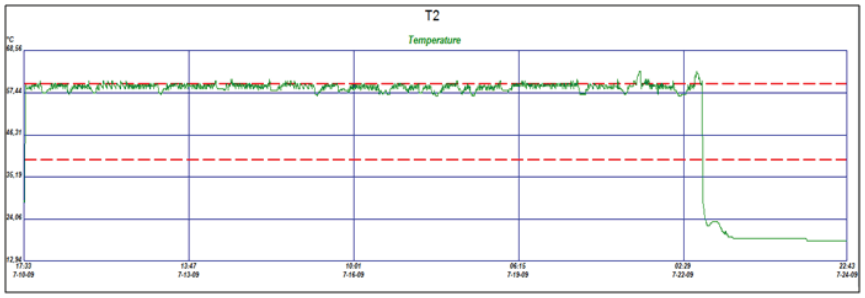


Figura 7.26: Representação gráfica da sonda térmica T2

Na Tabela 7.11, encontram-se os dados mais relevantes relativos à sonda térmica T2, que permitem caracterizar as necessidades térmicas impostas pelo circuito da caldeira para o tanque grande.

Tabela 7.11: Dados estatísticos da sonda térmica T2

Descrição	Temperatura (°C)
Mínima	18,50
Média	51,95
Máxima	63,00
Diferença entre Máxima e Mínima	44,50

Considerando as necessidades de aquecimento do tanque grande, foram estabelecidos alarmes baseados em dois valores de temperatura, um máximo e um mínimo, para averiguar a fiabilidade do fornecimento de energia térmica por parte do actual sistema. Os valores definidos foram: $T_{MÁX}$ = 60 °C e T_{MIN} = 40 °C.

Tabela 7.12: Ocorrências da sonda térmica T2

Descrição	Nº de ocorrências
Temperatura Elevada	12
Temperatura Reduzida	3

Na Figura 7.27, apresenta-se o gráfico da sonda térmica T3, ao longo do período de medição.

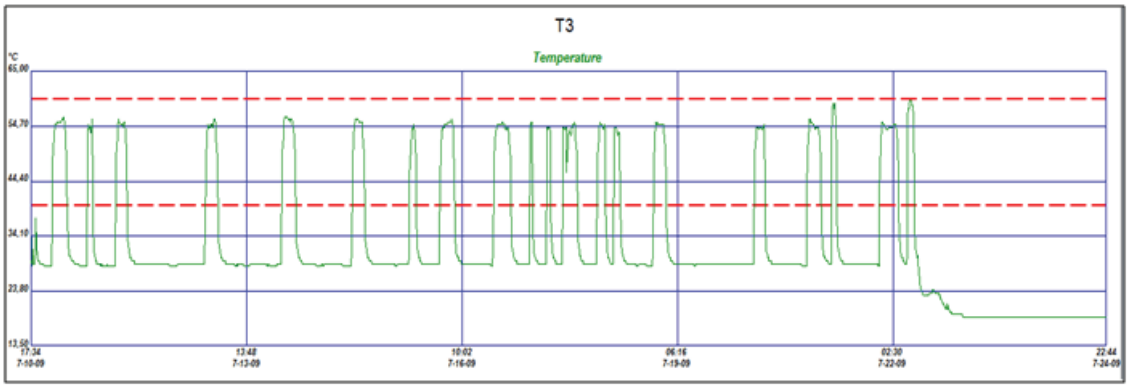


Figura 7.27: Representação gráfica da sonda térmica T3

A Tabela 7.13 contém os dados que se referem à sonda térmica T3, que caracterizam as temperaturas do circuito da caldeira para o tanque grande, após a permuta de calor.

Tabela 7.13: Dados estatísticos da sonda térmica T3

Descrição	Temperatura (°C)
Mínima	19,00
Média	32,58
Máxima	59,50
Diferença entre Máxima e Mínima	40,50

Para o registo das ocorrências, procedeu-se de forma similar, sendo definidos os mesmos valores para os alarmes ($T_{MÁX}$ = 60 °C e T_{MIN} = 40 °C).

Tabela 7.14: Ocorrências da sonda térmica T3

Descrição	Nº de ocorrências
Temperatura Elevada	0
Temperatura Reduzida	12

Existe uma efectiva permuta de calor entre o circuito da caldeira e o circuito do tanque grande, traduzida numa redução significativa da temperatura do primeiro à passagem pelo permutador.

Na Figura 7.28, pode observar-se o gráfico da sonda térmica T4, ao longo do período de medição.

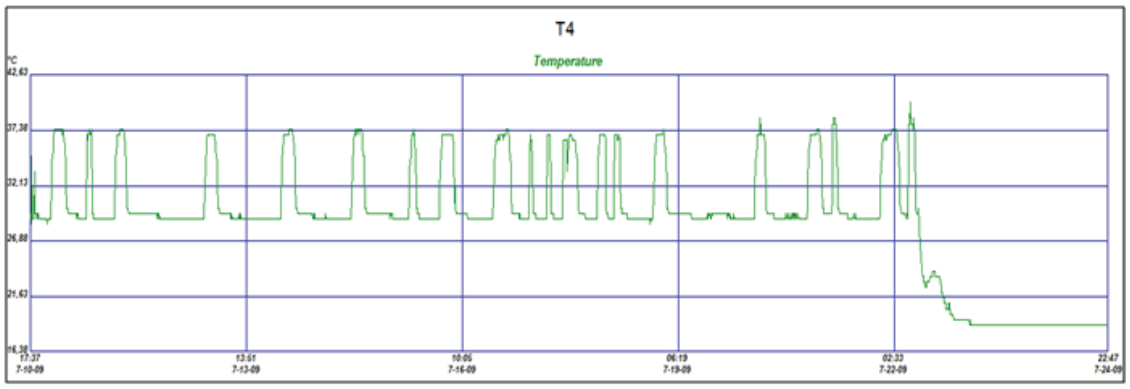


Figura 7.28: Representação gráfica da sonda térmica T4

Na Tabela 7.15, encontram-se os dados mais significativos relativos à sonda térmica T4, que permitem caracterizar as temperaturas que ocorrem no circuito do tanque grande.

Tabela 7.15: Dados estatísticos da sonda térmica T4

Descrição	Temperatura (°C)
Mínima	19,00
Média	29,02
Máxima	40,00
Diferença entre Máxima e Mínima	21,00

Para o registo das ocorrências, desta feita os valores definidos foram: $T_{MÁX}$ = 38 °C e T_{MIN} = 20 °C. O objectivo, neste caso, era caracterizar a temperatura da água do tanque grande, que chega ao permutador para ser aquecida.

Tabela 7.16: Ocorrências da sonda térmica T4

Descrição	Nº de ocorrências
Temperatura Elevada	3
Temperatura Reduzida	12

A Figura 7.29 mostra a evolução dos valores medidos pela sonda térmica T5.

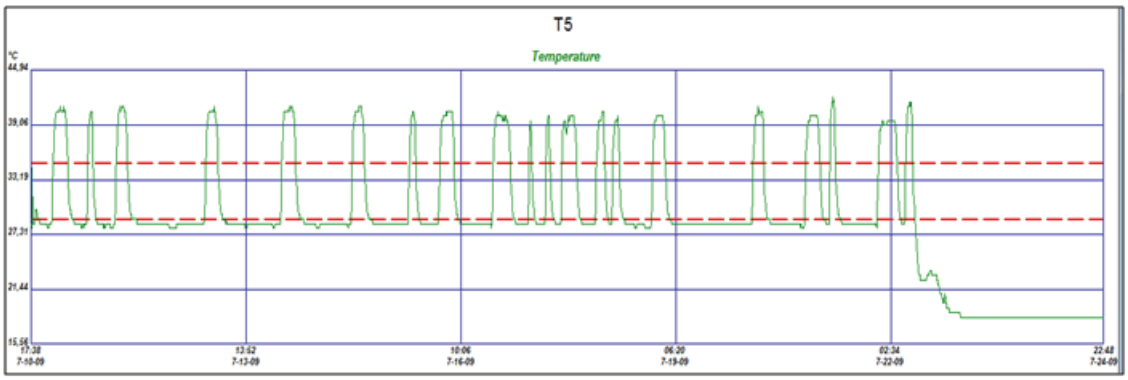


Figura 7.29: Representação gráfica da sonda térmica T5

Na Tabela 7.17, estão os dados relevantes da sonda térmica T5, que caracterizam as temperaturas no circuito do tanque grande, após a permuta de calor.

Tabela 7.17: Dados estatísticos da sonda térmica T5

Descrição	Temperatura (°C)
Mínima	18,50
Média	29,26
Máxima	42,00
Diferença entre Máxima e Mínima	23,50

Para o registo das ocorrências, os valores definidos foram: $T_{MÁX}$ = 35 °C e T_{MIN} = 29 °C. Este é o intervalo de valores pretendido para a piscina grande e, assim, deverão ser desta ordem as temperaturas, no circuito do tanque grande, à saída do permutador de calor.

Tabela 7.18: Ocorrências da sonda térmica T5

Descrição	Nº de ocorrências
Temperatura Elevada	12
Temperatura Reduzida	12

Verificou-se, contudo, que em algumas ocasiões as temperaturas no circuito do tanque grande, à saída do permutador de calor, apresentaram valores fora do intervalo recomendável.

A Figura 7.30 ilustra os registos da sonda térmica T6, ao longo do período de medição.

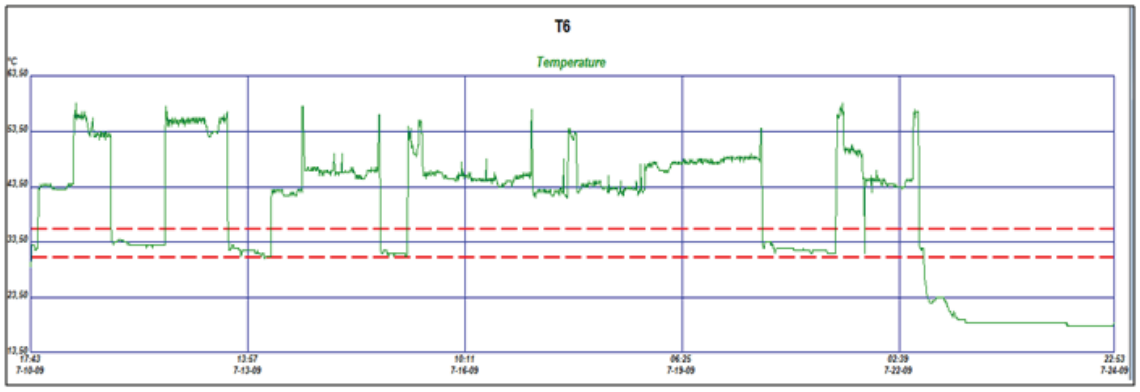


Figura 7.30: Representação gráfica da sonda térmica T6

A Tabela 7.19 contém os dados mais relevantes da sonda térmica T6, que permitem caracterizar as necessidades térmicas impostas pelo circuito da caldeira para o tanque pequeno.

Tabela 7.19: Dados estatísticos da sonda térmica T6

Descrição	Temperatura (°C)
Mínima	18,50
Média	39,45
Máxima	58,50
Diferença entre Máxima e Mínima	40,00

Considerando as necessidades de aquecimento do tanque pequeno, estabeleceram-se alarmes baseados em dois valores de temperatura, um máximo e um mínimo, para caracterizar o fornecimento de energia térmica por parte do sistema existente. Para o registo das ocorrências, definiu-se o seguinte intervalo de valores: $T_{MÁX}$ = 36 °C e T_{MIN} = 31 °C.

Tabela 7.20: Ocorrências da sonda térmica T6

Descrição	Nº de ocorrências
Temperatura Elevada	7
Temperatura Reduzida	8

Na Figura 7.31, pode observar-se o gráfico da sonda térmica T8, ao longo do período de medição.

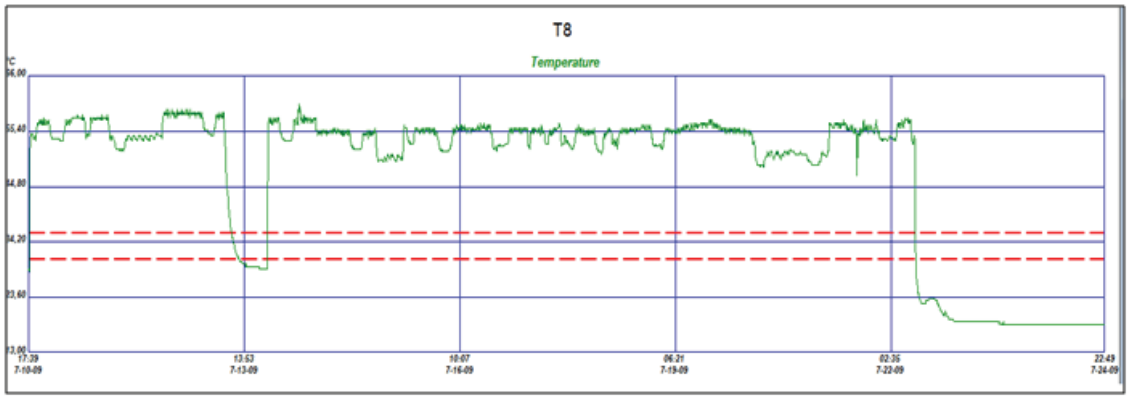


Figura 7.31: Representação gráfica da sonda térmica T8

Na Tabela 7.21, estão os dados mais relevantes da sonda térmica T8, que permitem caracterizar as temperaturas do circuito da caldeira para o tanque pequeno, após a permuta de calor.

Tabela 7.21: Dados estatísticos da sonda térmica T8

Descrição	Temperatura (°C)
Mínima	18,50
Média	47,64
Máxima	60,50
Diferença entre Máxima e Mínima	42,00

Para o registo das ocorrências, os valores definidos foram: $T_{MÁX}$ = 36 °C e T_{MIN} = 31 °C.

Tabela 7.22: Ocorrências da sonda térmica T8

Descrição	Nº de ocorrências
Temperatura Elevada	3
Temperatura Reduzida	4

7.1.4.2.2 Caudais

Um caudalímetro é um dispositivo de medição diferente de um contador de água. Pode dizer-se que um contador de água, além do elemento medidor, possui sempre um órgão totalizador, onde se apresenta todo o volume acumulado que o contador já contou, desde que foi colocado em serviço. O volume passado, num dado período, é sempre obtido pela diferença entre duas leituras: a leitura obtida no final do período e a que foi registada no início do período em questão.

Todavia, existem outros instrumentos de medição de escoamento de fluidos, baseados nos mais variados princípios físicos, que podem ser materializados em concepções mecânicas, eléctricas ou electrónicas e que se destinam a indicar o caudal instantâneo que passa numa conduta, medindo directamente a velocidade de passagem do fluido. Estes aparelhos são correntemente denominados por caudalímetros e apresentam um mostrador, analógico ou digital, onde é mostrado o valor instantâneo do caudal a medir. Se um caudalímetro for equipado com um dispositivo totalizador, capaz de integrar os diversos valores de caudal, ao longo de um período de tempo, e de os acumular, de forma a permitir leituras intervaladas, então transforma-se num contador.

Nesta instalação, recorreu-se a um caudalímetro digital para recolher dados de velocidade do fluído e caudal do fluído, em quatro pontos-chave:

- Circuito da caldeira: entrada do permutador da piscina grande;
- Circuito da caldeira: entrada do permutador da piscina pequena;
- Circuito da caldeira: entrada do sistema de AQS da Torre Sul;
- Circuito da caldeira: entrada do sistema de AQS da Torre Norte.

Os objectivos de tais medições relacionaram-se com a necessidade de confirmar os valores normais de velocidade de circulação, bem como a ocorrência de picos devido a fenómenos de arranque e paragem das bombas de circulação. Por outro lado, existia também a necessidade de estudar a inércia térmica de ambos os tanques, quer da piscina grande, quer da piscina pequena. A medição nos circuitos de AQS, deveu-se à necessidade de estudar a sazonalidade dos consumos de água quente para banhos.

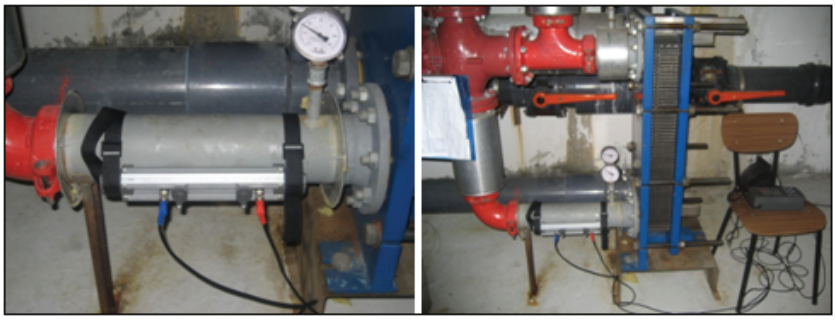


Figura 7.32: Montagem do caudalímetro no permutador da piscina grande



Figura 7.33: Montagem do caudalímetro no permutador da piscina pequena



Figura 7.34: Montagem do caudalímetro no sistema AQS (exemplo: Torre Sul)

7.1.5 Dados relativos à produção: cálculo dos consumos específicos

7.1.5.1 Índice de Eficiência Energética (IEE)

O Índice de Eficiência Energética (IEE) é um valor que reflecte, como um barómetro, o nível de eficiência no uso da energia que se verifica numa dada instalação, sector ou grupo de clientes.

Para a determinação deste índice foi utilizada uma ferramenta de cálculo em *Microsoft Excel*, disponível *online*.

Para o cálculo do IEE, os dados necessários são a área útil, o consumo anual de electricidade, o consumo anual de gás natural e o custo anual global em energia da instalação.

A Tabela 7.23 contém os valores introduzidos na ferramenta, enquanto que a Figura 7.35 ilustra a mesma e os resultados obtidos.

Tabela 7.23: Dados considerados para o cálculo do Índice de Eficiência Energética

Área Útil (m^2)	10.671
Consumo Total Anual de Electricidade (kWh)	1.201.391,00
Consumo Total Anual de Gás Natural (m^3)	195.043,00
Custo Total em Energia (€)	221.001,90

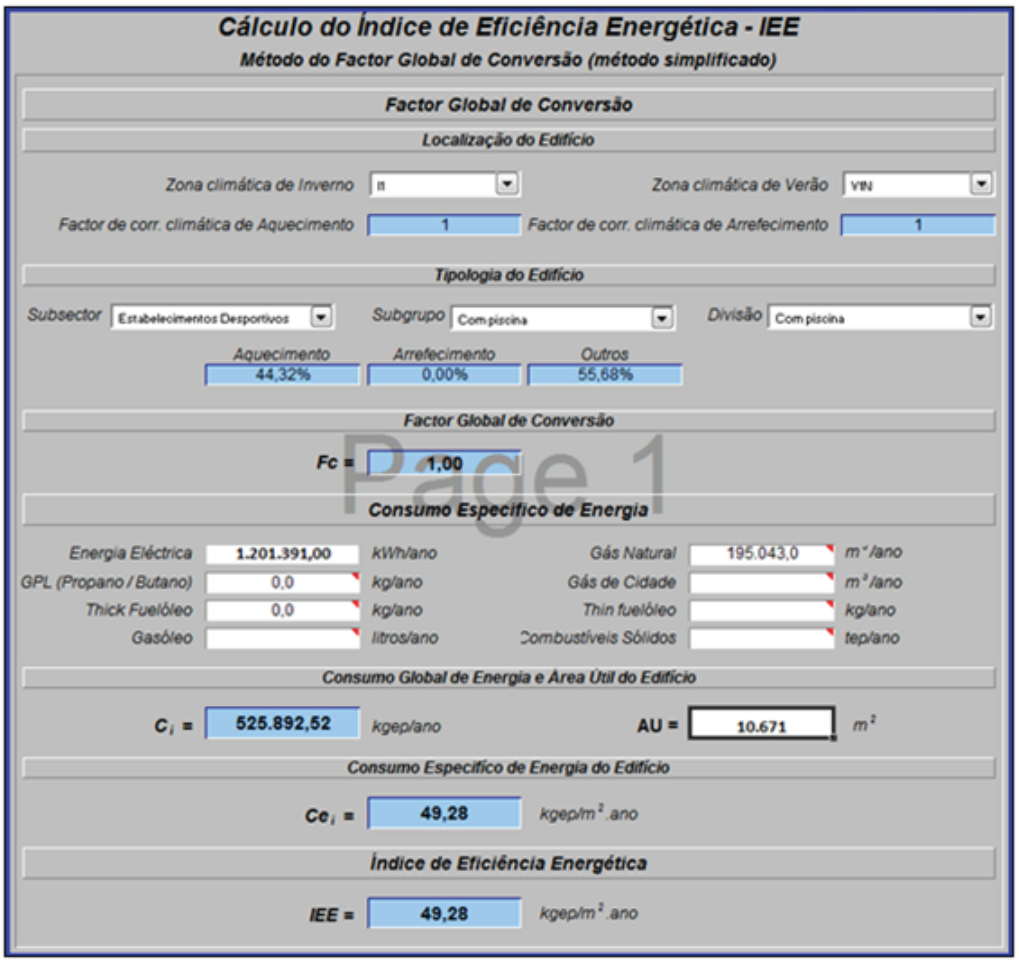


Figura 7.35: Ferramenta de cálculo do IEE

O IEE desta instalação situa-se nos 49,28 kgep/m², por ano. Relativamente ao consumo global específico, o valor limite para esta tipologia é de 35,0 kgep/m², por ano, segundo o Anexo X, do Decreto-Lei 79/2006, de 4 de Abril, pelo que os valores determinados estão muito acima dos permitidos.

7.1.5.2 Intensidade Carbónica

Este trata-se de um indicador ambiental/atmosférico que considera a emissão de CO_2. Para a instalação em causa, os cálculos conduziram aos seguintes resultados, expressos na Tabela 7.24.

Tabela 7.24:Intensidade Carbónica e dados considerados na sua determinação

Emissões GEE Total (kg CO2/ano)	1.039.739,51
Consumo Total de Energia (tep/ano)	525,89
Intensidade Carbónica (kg CO2/tep)	1.977,10

7.1.6 Balanço energético

7.1.6.1 Sistema de produção térmica

O sistema de produção térmica do edifício das Piscinas é composto por duas caldeiras a gás natural que funcionam alternadamente.



Figura 7.36: Caldeiras a gás natural e respectivos colectores - edifício das Piscinas

Até ao final de Julho de 2009, uma das caldeiras encontrava-se permanentemente em situação de *stand-by*, actuando apenas quando necessário, sendo a outra ligada em modo automático das 7h às 22h. Este facto não é vantajoso em termos de poupança energética uma vez que, quando era solicitado o funcionamento do sistema de produção térmica, arrancavam as duas caldeiras, quando apenas uma seria suficiente para garantir as necessidades térmicas em causa. Nesta situação, o arranque da segunda caldeira constituía claramente um desperdício energético.

Actualmente, encontra-se apenas uma caldeira a funcionar, sendo que o objectivo da Direcção Técnica, responsável pela gestão destes equipamentos, é alternar o funcionamento das caldeiras.

Saliente-se que, devido ao fecho das instalações, o sistema de produção térmica é completamente desligado durante o mês de Agosto.

A Tabela 7.25 apresenta os dados específicos das caldeiras.

Tabela 7.25: Dados técnicos do sistema térmico

Descrição	**Caldeira 1**	**Caldeira 2**
Combustível	gasóleo/gás natural	gasóleo/gás natural
Marca	LASIAN	LASIAN
Ano de fabrico	2000	2000
Nº de fábrica	217.TL.00	217.TL.00
Nº de Identificação CE	RC99AU44	RC99AU44
Modelo TL	900	900
Potência (kW)	1.070	1.070
Pressão Máx. de Serviço (bar)	110	110
Temperatura Máx. de Serviço (°C)	4	4

7.1.6.2 Iluminação

A iluminação, em todo edifício, é composta essencialmente por lâmpadas do tipo fluorescente tubular, fluorescente compacto e, em algumas zonas, por lâmpadas de vapor de mercúrio. Verificou-se, contudo, que em alguns pontos as lâmpadas não se encontram em funcionamento ou encontram-se em funcionamento parcial.

A Tabela 7.26 descreve resumidamente a composição da iluminação do edifício das Piscinas. Verifica-se que a potência global do sistema de iluminação implica um consumo considerável, de cerca de 10% do consumo total de electricidade, não devendo ser desprezado.

Tabela 7.26: Descrição da iluminação do edifício das Piscinas

Bloco	Tipo	Pontos de luz	Potência Total (W)
Cave	Fluorescente	44	2.290
Torre Sul	Fluorescente	153	12.959
Torre Norte	Fluorescente	165	7.339
	Vapor mercúrio	12	4.800
Zona da nave central	Fluorescente	62	2.508
	Vapor mercúrio	52	14.800

7.1.6.3 Climatização

O sistema de climatização serve principalmente o aquecimento ambiente da nave da piscina e das restantes áreas.

Existem oito Unidades de Tratamento de Ar (UTA). As UTA's 1 e 2 são unicamente para a zona da nave, sendo cada uma constituída por dois ventiladores de extracção e dois de insuflação. As restantes são responsáveis pelas outras áreas, possuindo uma constituição mais simples, apenas com um ventilador de extracção e um de insuflação cada. Há, ainda, um ventilador de insuflação para a área dos corredores, junto às bancadas.



Figura 7.37: Unidades de tratamento de Ar e respectivo quadro eléctrico - edifício das Piscinas

Na Tabela 7.27, encontra-se informação o equipamento de climatização. Verificou-se que os equipamentos associados ao sistema de climatização representam a maior parcela do consumo total de electricidade da instalação, com um valor de cerca de 70%.

Tabela 7.27: Descrição do Equipamento de Climatização do Edifício das Piscinas

Designação	Equipamento	Quantidade	Potência (kW)	Total (kW)	Zona Abrangente	Funcionamento (horas)	Funcionamento (dias)
UTA 1	Ventilador de Insuflação	2	11	22	Nave	24	7
	Ventilador de Extracção	2	7,5	15		24	7
UTA 2	Ventilador de Insuflação	2	11	22	Nave	24	7
	Ventilador de Extracção	2	7,5	15		24	7
UTA 3	Ventilador de Insuflação	1	4	4	Torre Norte Baln.	13	7
	Ventilador de Extracção	1	4	4		13	7
UTA 4	Ventilador de Insuflação	1	4	4	Torre Sul Baln.	13	7
	Ventilador de Extracção	1	4	4		13	7
UTA 5	Ventilador de Insuflação	1	4	4	Torre Norte Gin. Peq.	13	7
	Ventilador de Extracção	1	4	4		13	7
UTA 6	Ventilador de Insuflação	1	4	4	Torre Norte Squash	13	7
	Ventilador de Extracção	1	4	4		13	7
UTA 7	Ventilador de Insuflação	1	3,5	3,5	Torre Norte Gin. Grd.	13	7
	Ventilador de Extracção	1	1,1	1,1		13	7
UTA 8	Ventilador de Insuflação	1	4	4	?	13	7
	Ventilador de Extracção	1	4	4	?	13	7
Ventilador	Ventilador de insuflação	1	1,5	1,5	Corredor (Bancadas)	14	7
	Aquecimento eléctrico	3	1	3		14	7

7.1.7 Conclusões

O processo de M&V levado a cabo permitiu concluir a enorme potencialidade desta instalação para a aplicação de um sistema de Cogeração de pequena dimensão, composto por micro-turbinas a gás.

Trata-se de uma instalação com necessidades térmicas e eléctricas substanciais, o que se traduz em elevados custos em gás natural e electricidade. Os consumos de electricidade, nomeadamente, ocorrem esmagadoramente em períodos de ponta e cheia. Mais ainda, tais necessidades ocorrem de forma simultânea no decorrer da actividade das instalações.

Assim, tendo em conta as necessidades térmicas registadas por via dos dados obtidos a partir das sondas térmicas e dos caudalímetros, o sistema de Cogeração adequado para a instalação será um sistema composto por duas micro-turbinas a gás, cada uma com as seguintes características principais:

- Potência eléctrica: 65 kW;
- Rendimento eléctrico: 29% (correspondente a 65 kW);
- Consumo de gás natural: 888 MJ/h (PCS);
- Temperatura dos gases de exaustão: 309 °C;
- Potência térmica: 120 kWt;
- Rendimento global (produção eléctrica e térmica): 82%.

Considerando o rendimento típico da produção de electricidade, nas centrais convencionais, e o rendimento das caldeiras actualmente existentes na instalação, em comparação com o rendimento eléctrico e térmico das micro-turbinas, e de acordo com a expressão apresentada na Secção 2.1.3 deste documento, conclui-se que a introdução deste equipamento permitirá uma Poupança de Energia Primária (PEP) de aproximadamente 35%.

7.2 Análise económica do projecto

Nesta secção, será realizada uma análise económica detalhada deste projecto, segundo o modelo ESCO. O principal objectivo desta análise é validar e verificar a solução apresentada no âmbito deste documento, sob o ponto de vista económico.

Numa primeira fase, estuda-se a situação actual. Serão implementadas algumas modalidades de contratos ESCO, avaliando a sua viabilidade económica, contemplando dois cenários distintos: o fornecimento de gás natural no mercado regulado e o fornecimento de gás natural a partir do mercado livre. Pretende demonstrar-se a importância destes contratos perante investimentos iniciais que se assumem como um dos principais entraves ao avanço de novas solução de Cogeração.

Posteriormente, será efectuada uma análise de sensibilidade da viabilidade económica dos contratos ESCO relativamente a dois factores que se verificaram preponderantes: variações no preço do gás natural e um possível aumento da tarifa de electricidade vendida à rede. Nos dois casos, verificar-se-á a influência que estes dois parâmetros terão, num horizonte futuro, na rentabilidade do projecto.

Em todos os casos, a duração estipulada para os contratos foi de 10 anos, sendo os custos considerados constantes ao longo desse período.

Devido ao elevado valor do investimento inicial, a solução de financiamento encontrada é um *leasing*, também com duração de 10 anos, com uma entrada inicial de 30%. O referido financiamento é obtido através de uma entidade bancária, que não participa no projecto (TPF).

Os índices económicos utilizados nesta análise são a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e o Valor Actual Líquido (VAL), para um custo de capital de 10%. No decorrer da mesma, nos vários contratos ESCO efectuados, estes índices serão calculados de acordo com os *cash-flows* da ESCO, resultantes de uma parte das poupanças líquidas alcançadas, tendo em conta a percentagem das poupanças que cabe à empresa de serviços de energia.

7.2.1 Contratos ESCO

Antes de mais, era necessário estudar qual a situação de funcionamento do sistema de Cogeração, isto é, a forma de entrega da energia eléctrica à rede, o número de horas de funcionamento diário, bem como a hora de início e a hora de fim de funcionamento. Estudaram-se seis hipóteses distintas, ilustradas na Figura 7.38.

		Electricidade Vendida			Gás Natural Consumido			
						Mercado livre		Mercado regulado
		VRDanual (€)	Energia Eléctrica Entregue à Rede TOTAL ANUAL - EECanual (kWh)	€/kWh (valor médio anual)	Consumo de Gás Natural do Sistema de Cogeração TOTAL ANUAL (kWh)	Custos Relativos ao Termo Variável do Gás Natural TOTAL ANUAL (€)	Custos Efectivos Relativos ao Termo Variável do Gás Natural TOTAL ANUAL (€)	Custos Efectivos Relativos ao Termo Variável do Gás Natural TOTAL ANUAL (€)
ENTREGA CONSTANTE	HIPÓTESE 1 15h funcionamento diário (7h-22h) e entrega constante de 50%	45.888,54	338.081,25	0,13573229	2.703.160,80	63.025,72	74.912,91	75.404,67
	HIPÓTESE 2 18h funcionamento diário (5h-23h) e entrega constante de 50%	51.294,62	405.697,50	0,12643563	3.243.792,96	75.630,86	75.630,86	90.485,60
	HIPÓTESE 3 24h funcionamento diário e entrega constante de 50%	62.005,34	540.930,00	0,11462729	4.325.057,28	100.841,15	100.841,15	120.647,47
ENTREGA OPTIMIZADA	HIPÓTESE 4 15h funcionamento diário (7h-22h) e entrega optimizada	54.482,50	338.080,67	0,16115237	2.703.160,80	63.025,72	74.912,91	75.404,67
	HIPÓTESE 5 18h funcionamento diário (5h-23h) e entrega optimizada	62.241,69	405.697,50	0,15341896	3.243.792,96	75.630,86	75.630,86	90.485,60
	HIPÓTESE 6 24h funcionamento diário e entrega optimizada	77.759,93	540.930,00	0,14375229	4.325.057,28	100.841,15	100.841,15	120.647,47

Figura 7.38: Hipóteses de funcionamento do sistema de Cogeração

Refira-se que todos os valores foram obtidos a partir da ferramenta apresentada na secção 6.1 deste documento. Nos Anexos V a X podem consultar-se os *outputs* da ferramenta desenvolvida, para cada uma destas hipóteses.

As Hipóteses 1 a 3 contemplavam uma entrega constante de energia eléctrica à rede e as Hipóteses 4 a 6 baseavam-se numa entrega optimizada pela referida ferramenta.

Por outro lado, nas Hipóteses 1 e 4 (15h de funcionamento diário) existia a necessidade de as caldeiras actualmente existentes manterem o seu funcionamento em picos de consumo. Verificou-se, ainda, que um funcionamento contínuo, isto é, de 24 h por dia, conduzia a uma produção excessiva de calor, resultando em gastos extraordinários e desnecessários em gás natural.

Assim, a hipótese de funcionamento que se verificou ser mais vantajosa para este sistema foi a Hipótese 5: 18 h de funcionamento diário, entre as 5 h e as 23 h, com entrega optimizada da energia eléctrica.

Os valores a vermelho significam que tais valores de consumo se encontravam abaixo do patamar exigido pela cláusula Take-Or-Pay do fornecimento em mercado livre.

7.2.1.1 Fornecimento do gás natural a partir do Comercializador de Último Recurso (CUR) - mercado regulado

Este é um dos cenários possíveis para o arranque do projecto: o fornecimento do gás natural para as micro-turbinas efectuado a partir do mercado regulado. Convém, portanto, estudar a viabilidade económica dos contratos ESCO, neste caso.

O mercado regulado de gás natural tem a vantagem de ser mais estável, não existindo a flutuação de preços que se verifica no mercado livre. Os preços têm uma forte regulação, isto é, uma forte componente política, estando minimamente salvaguardados das oscilações do preço dos combustíveis fósseis. Todavia, as tarifas que se praticam são superiores às verificadas em ambiente livre de mercado.

Em primeiro lugar, efectua-se a análise dos diferentes custos que compõem o projecto, que constituem os inputs para a ferramenta de implementação automática dos contratos ESCO.

A Tabela 7.28 contém os custos em energia verificados actualmente no Complexo de Piscinas, compostos por custos de electricidade e custos de gás natural.

Tabela 7.28: Custos em energia do sistema actualmente existente no Complexo de Piscinas

CUSTOS EM ENERGIA – SISTEMA ACTUAL	
ELECTRICIDADE - CONSUMO ANUAL (kWh)	791.205,63
ELECTRICIDADE – CUSTO ANUAL (€)	71.453,13
GÁS NATURAL – CONSUMO ANUAL (kWh)	2.397.163,00
GÁS NATURAL – CUSTO ANUAL (€)	101.981,36
TOTAL (€)	**173.434,49**

É, também, necessário verificar os custos em energia do sistema de Cogeração proposto. Considera-se, então, neste caso, a tarifa de gás natural obtida em mercado regulado, com o valor de 0,02790 €/kWh. Assim, os custos em energia do sistema proposto são os que se expõem na Tabela 7.29.

Tabela 7.29: Custos em energia do sistema de Cogeração proposto (mercado regulado de GN)

CUSTOS EM ENERGIA – SISTEMA DE COGERAÇÃO PROPOSTO	
ELECTRICIDADE – CUSTO ANUAL (€)	-27.426,77
GÁS NATURAL – CONSUMO ANUAL (kWh)	3.243.792,96
GÁS NATURAL – CUSTO ANUAL (€)	90.485,60
TOTAL (€)	**63.058,84**

Note-se que o valor negativo, no que diz respeito à electricidade, resulta da ponderação entre o consumo anual de electricidade actual e os proveitos resultantes, quer da venda de 50% da energia eléctrica produzida à rede, quer do consumo dos restantes 50% na própria instalação.

Da comparação entre os custos pré-retrofitting e os custos pós-retrofitting, surge um valor de poupança bruta de 110.375,66 €/ano.

Relativamente aos custos de investimento no novo sistema, estes são elencados na tabela seguinte.

Tabela 7.30: Custos de investimento do sistema de Cogeração proposto

CUSTOS DE INVESTIMENTO – SISTEMA DE COGERAÇÃO PROPOSTO	
EQUIPAMENTO (€)	165.000,00
INSTALAÇÃO (€)	60.000,00
OUTROS CUSTOS (€)	70.000,00
REINVESTIMENTO (6.º ANO) (€)	36.000,00

Têm, ainda, de ser contabilizados os custos de operação do sistema de Cogeração a implementar (Tabela 7.31).

Tabela 7.31: Custos de operação do sistema de Cogeração proposto

CUSTOS OPERACIONAIS – SISTEMA DE COGERAÇÃO PROPOSTO	
***DRIVING COSTS* (€)**	6.000,00
MANUTENÇÃO (€)	9.000,00
CONSULTORIA ESCO (€)	2.500,00
DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO (€)	5.000,00

Por último, resta contabilizar os custos de leasing e seguro, que se encontram na Tabela 7.32.

Tabela 7.32: Custos de *leasing* e seguro do sistema de Cogeração proposto

CUSTOS DE *LEASING* E SEGURO – SISTEMA DE COGERAÇÃO PROPOSTO	
ENTRADA INICIAL (30%) (€)	88.500,00
***LEASING* (10 ANOS) (€)**	206.500,00
PRESTAÇÃO ANUAL DE *LEASING* (€)	21.602,04
PRESTAÇÃO ANUAL DE SEGURO (€)	2.592,24

Da ponderação destes custos relativamente à poupança bruta anual, obtém-se a poupança líquida anual, a partir da qual se negoceia um modelo de repartição dos proveitos (contrato ESCO). Na Figura 7.39, encontra-se a evolução da poupança líquida, para o horizonte temporal de 10 anos, extraída do *output* da ferramenta de implementação automática dos contratos ESCO.

		Anos										
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Poupança Líquida	(+) Poupança Bruta		110.375,66	110.375,66	110.375,66	110.375,66	110.375,66	110.375,66	110.375,66	110.375,66	110.375,66	110.375,66
	(-) Driving costs		6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00
	(-) Manutenção		9.000,00	9.000,00	9.000,00	9.000,00	9.000,00	9.000,00	9.000,00	9.000,00	9.000,00	9.000,00
	(-) Consultoria		2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00
	(-) Diagnóstico energético		5.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	(-) Prestação (leasing)		21.602,04	21.602,04	21.602,04	21.602,04	21.602,04	21.602,04	21.602,04	21.602,04	21.602,04	21.602,04
	(-) Prestação (seguro)		2.592,24	2.592,24	2.592,24	2.592,24	2.592,24	2.592,24	2.592,24	2.592,24	2.592,24	2.592,24
	(-) Re-investimento em equipamento		-	-	-	-	-	36.000,00	-	-	-	-
	(-) Investimento inicial (entrada)	-88.500,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Poupança Líquida	**-88.500,00**	**63.681,37**	**68.681,37**	**68.681,37**	**68.681,37**	**68.681,37**	**68.681,37**	**68.681,37**	**68.681,37**	**68.681,37**	**68.681,37**

Figura7.39: Evolução da poupança líquida (mercado regulado de GN)

A partir destes valores de poupança líquida, efectuaram-se diversos contratos ESCO, contemplando vários casos possíveis, em termos de investimento inicial e de distribuição de poupanças, tendo em conta possíveis dificuldades de investimento inicial, quer por parte do cliente, quer por parte da própria ESCO, de modo a perceber a viabilidade económica do projecto.

7.2.1.1.1 *Shared Savings*

Efectuaram-se três simulações da formulação *Shared Savings*.

No primeiro caso, existe uma divisão em partes iguais do investimento inicial, sucedendo o mesmo em termos das poupanças líquidas.

No segundo, a ESCO assume 25% do investimento inicial e o cliente os restantes 75%. Relativamente às poupanças líquidas, a ESCO obtém 40% dos proveitos, enquanto que o cliente recebe 60%.

No terceiro e último caso, a ESCO assume 75% do investimento inicial e o cliente apenas 25%. Na partilha de poupanças líquidas, a ESCO recebe 60% dos proveitos e o cliente aufere os restantes 40%.

Ficam, assim salvaguardadas todas as hipóteses.

Na Tabela 7.33, encontram-se os dados relevantes destes três contratos *Shared Savings*. No Anexo XI, pode consultar-se o *output* da ferramenta desenvolvida relativamente a estes contratos, com os *cash-flows* detalhados ao longo do período do contrato.

Tabela 7.33: Dados relevantes das três modalidades *Shared Savings* (mercado regulado de GN)

TIPO DE *SHARED SAVINGS*	POUPANÇA LÍQUIDA TOTAL (€)	POUPANÇA LÍQUIDA TOTAL DA ESCO (€)	POUPANÇA LÍQUIDA TOTAL DO CLIENTE (€)	TIR (%)	VAL (€)
Inv. Inicial: 50% ESCO/ 50% Cliente Poupanças: 50% ESCO/50% Cliente	593.313,71	296.656,85	296.656,85	74,90	164.485,92
Inv. Inicial: 25% ESCO/ 75% Cliente Poupanças: 40% ESCO/60% Cliente	593.313,71	250.600,48	342.713,22	119,21	144.863,73
Inv. Inicial: 75% ESCO/ 25% Cliente Poupanças: 60% ESCO/40% Cliente	593.313,71	342.713,22	250.600,48	59,82	184.108,10

Conclui-se que, em qualquer das três modalidades, o projecto é extremamente proveitoso para ambas as partes.

Assim, o contrato *Shared Savings* mostra ser uma boa solução, possuindo a flexibilidade necessária, no que diz respeito à questão do investimento inicial.

Nas três situações, a TIR apresenta valores muito interessantes para a ESCO, mesmo na situação em que esta tem de realizar a maior parte do investimento inicial.

7.2.1.1.2 *Guaranteed Savings*

Ainda no âmbito do cenário de fornecimento do gás natural a partir do mercado regulado, efectuaram-se também três simulações da formulação *Guaranteed Savings*. Este tipo de contrato constitui uma alternativa ao *Shared Savings*, muitas vezes requerida pelo cliente, quando este não tem absoluta confiança no sucesso do negócio.

Na primeira simulação, existe uma partilha em partes iguais do investimento inicial, sendo garantida ao cliente uma poupança de 15% relativamente ao sistema actual.

Na segunda, a ESCO participa em 25% no investimento e o cliente com o restante. Nesta situação, a poupança garantida é de 20% relativamente ao sistema actual.

Por último, efectuou-se uma simulação em que a ESCO investe inicialmente 75% do montante necessário e o cliente os restantes 25%. Desta feita, a poupança garantida, face ao sistema actual, volta a ser de 15%.

Mais uma vez, acautelam-se todas as hipóteses, tendo em conta possíveis dificuldades no investimento inicial.

A Tabela 7.34 contém os dados mais importantes destes três contratos *Guaranteed Savings*. No Anexo XII, pode consultar-se o *output* da ferramenta desenvolvida, com os *cash-flows* detalhados ao longo de 10 anos, relativamente às referidas simulações.

Tabela 7.34: Dados relevantes das três modalidades *Guaranteed Savings* (mercado regulado de GN)

TIPO DE *GUARANTEED SAVINGS*	**POUPANÇA LÍQUIDA TOTAL (€)**	**POUPANÇA LÍQUIDA TOTAL DA ESCO (€)**	**POUPANÇA LÍQUIDA TOTAL DO CLIENTE (€)**	**TIR (%)**	**VAL (€)**
Inv. Inicial: 50% ESCO/ 50% Cliente Poupança Garantida: 15%	593.313,71	377.411,96	215.901,74	90,89	213.369,85
Inv. Inicial: 25% ESCO/ 75% Cliente Poupança Garantida: 20%	593.313,71	312.819,72	280.493,99	140,42	182.210,86
Inv. Inicial: 75% ESCO/ 25% Cliente Poupança Garantida: 15%	593.313,71	355.286,96	238.026,74	60,88	191.244,85

Neste tipo de contrato, a ESCO garante uma poupança *a priori*. Esta é definida como uma percentagem do consumo total anual do sistema actual, resultando de um processo negocial entre as duas partes, não possuindo um valor fixo estipulado.

Os valores apresentados permitem concluir que os contratos *Guaranteed Savings* também têm excelente viabilidade, neste caso. Contudo, estes proporcionam uma maior rentabilidade para a ESCO do que a formulação *Shared Savings*, como se pode concluir pela análise dos índices económicos calculados.

7.2.1.2 Fornecimento do gás natural a partir do mercado livre

O outro cenário possível na fase de arranque do projecto é o de contratar o fornecimento do gás natural para as micro-turbinas, a partir do mercado livre. Este cenário afigura-se mais plausível, visto que se consegue obter uma tarifa bastante mais vantajosa. Existe um inconveniente, no entanto. Esta opção acarreta algum risco, tendo em conta a grande volatilidade do mercado livre de gás natural em função dos preços do crude. Esta é uma das razões pelas quais se efectuará, no ponto seguinte, uma análise de sensibilidade da viabilidade económica do projecto, tendo em conta precisamente as variações no preço do gás natural.

Por ora, para a fase de arranque, tendo em conta o fornecimento do gás natural, a partir do mercado livre, proceder-se-á da mesma forma que no ponto anterior, isto é, estudar-se-á a viabilidade da formulação *Shared Savings* e *Guaranteed Savings*.

Relativamente à análise dos diferentes custos que compõem o projecto, que mais uma vez constituem os *inputs* para a ferramenta de implementação automática dos contratos ESCO, estes mantêm-se inalterados relativamente à situação anterior. A excepção, como é óbvio, encontra-se nos custos em energia pós-*retrofitting*. Uma vez que a tarifa do gás natural, em ambiente de mercado livre, é mais vantajosa, tal facto reflectir-se-á positivamente nestes custos e, consequentemente, no valor de poupanças líquidas.

Considerando, então, para este caso, a tarifa de gás natural conseguida, em mercado livre, com o valor de 0,02332 €/kWh, os custos em energia do sistema proposto são os que se apresentam na Tabela 7.35.

Tabela 7.35: Custos em energia do sistema de Cogeração proposto (mercado livre de GN)

CUSTOS EM ENERGIA – SISTEMA DE COGERAÇÃO PROPOSTO	
ELECTRICIDADE – CUSTO ANUAL (€)	-27.426,77
GÁS NATURAL – CONSUMO ANUAL (kWh)	3.243.792,96
GÁS NATURAL – CUSTO ANUAL (€)	75.630,86
TOTAL (€)	**48.204,09**

Mais uma vez, agora para este caso, a diferença entre os custos pré-*retrofitting* (Tabela 7.28) e os custos pós-*retrofitting*, representados na tabela acima, constitui o valor de poupança bruta. Desta feita, toma o valor de 125.230,40 €/ano, reflectindo o efeito positivo da diminuição dos custos em gás natural.

Este valor de poupança bruta dará origem a um valor de poupança líquida, assim que se contabilizem os custos de operação e os custos de *leasing* e seguro. A partir da poupança líquida alcançada, é negociado o contrato ESCO. A Figura 7.40 contém a evolução da poupança líquida, para um período de 10 anos. Esta Figura foi também extraída do *output* da ferramenta de implementação automática dos contratos ESCO.

		Anos										
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Poupança Líquida	(+) Poupança Bruta		125.230,40	125.230,40	125.230,40	125.230,40	125.230,40	125.230,40	125.230,40	125.230,40	125.230,40	125.230,40
	(-) Driving costs		6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00
	(-) Manutenção		9.000,00	9.000,00	9.000,00	9.000,00	9.000,00	9.000,00	9.000,00	9.000,00	9.000,00	9.000,00
	(-) Consultoria		2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00
	(-) Diagnóstico energético		5.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	(-) Prestação (leasing)		21.602,04	21.602,04	21.602,04	21.602,04	21.602,04	21.602,04	21.602,04	21.602,04	21.602,04	21.602,04
	(-) Prestação (seguro)		2.592,24	2.592,24	2.592,24	2.592,24	2.592,24	2.592,24	2.592,24	2.592,24	2.592,24	2.592,24
	(-) Re-investimento em equipamento		-	-	-	-	-	36.000,00	-	-	-	-
	(-) Investimento inicial (entrada)	-88.500,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Poupança Líquida	**-88.500,00**	**78.536,11**	**83.536,11**	**83.536,11**	**83.536,11**	**83.536,11**	**83.536,11**	**83.536,11**	**83.536,11**	**83.536,11**	**83.536,11**

Figura 7.40: Evolução da poupança líquida (mercado livre de GN)

Tendo como base estes valores de poupança líquida, efectuaram-se mais uma vez várias simulações de contratos ESCO, recorrendo à ferramenta desenvolvida, para averiguar a viabilidade económica do projecto nesta situação de fornecimento do gás natural em mercado livre.

Quer para as formulações *Shared Savings*, quer para as *Guaranteed Savings*, voltaram a considerar-se as mesmas hipóteses em termos de investimento inicial e de distribuição de poupanças, acautelando quaisquer dificuldades de investimento inicial que possam acontecer.

7.2.1.2.1 *Shared Savings*

Efectuaram-se, então, três simulações da formulação *Shared Savings*, similares às realizadas anteriormente.

Na Tabela 7.36, apresentam-se os dados fundamentais destes três contratos *Shared Savings*. No Anexo XIII, pode observar-se o output da ferramenta desenvolvida, contendo os *cash-flows* detalhados destes três contratos, ao longo do período considerado.

Tabela 7.36: Dados relevantes das três modalidades *Shared Savings* (mercado livre de GN)

TIPO DE *SHARED SAVINGS*	POUPANÇA LÍQUIDA TOTAL (€)	POUPANÇA LÍQUIDA TOTAL DA ESCO (€)	POUPANÇA LÍQUIDA TOTAL DO CLIENTE (€)	TIR (%)	VAL (€)
Inv. Inicial: 50% ESCO/ 50% Cliente Poupanças: 50% ESCO/50% Cliente	741.861,14	370.930,57	370.930,57	91,55	210.123,90
Inv. Inicial: 25% ESCO/ 75% Cliente Poupanças: 40% ESCO/60% Cliente	741.861,14	310.019,46	431.861,69	145,65	181.374,12
Inv. Inicial: 75% ESCO/ 25% Cliente Poupanças: 60% ESCO/40% Cliente	741.861,14	431.841,69	310.019,46	73,29	238.873,68

Em qualquer das três modalidades *Shared Savings* estudadas para o caso do fornecimento de gás natural a partir do mercado livre, a viabilidade económica do negócio é uma vez mais completamente demonstrada.

Verificam-se valores de TIR e VAL superiores, que resultam do benefício relativo aos menores custos em gás natural com o sistema proposto.

Novamente, o contrato *Shared Savings* revela-se uma excelente solução para suplantar as dificuldades de investimento inicial no projecto.

7.2.1.2.2 *Guaranteed Savings*

Por último, neste âmbito do possível fornecimento do gás natural a partir do mercado livre, efectuaram-se ainda três simulações da formulação *Guaranteed Savings*.

Na primeira simulação, existe uma partilha em partes iguais do investimento inicial, sendo garantida ao cliente uma poupança de 20% relativamente ao sistema actual.

Na segunda, a ESCO participa em 25% no investimento e o cliente com o restante. Nesta situação, a poupança garantida é de 25% relativamente ao sistema actual.

Por último, efectuou-se uma simulação em que a ESCO investe inicialmente 75% do montante necessário e o cliente os restantes 25%. Desta feita, a poupança garantida, face ao sistema actual, é de 20%.

Assim, novamente, são previstas todas as possibilidades, no que respeita a possíveis dificuldades no investimento inicial.

A Tabela 7.37 apresenta os dados relevantes destes três contratos *Guaranteed Savings*. No Anexo XIV, encontra-se o *output* da ferramenta desenvolvida, com os *cash-flows* em detalhe, para o período considerado, relativamente a estas simulações.

Tabela 7.37: Dados relevantes das três modalidades *Guaranteed Savings* (mercado livre de GN)

TIPO DE *GUARANTEED SAVINGS*	POUPANÇA LÍQUIDA TOTAL (€)	POUPANÇA LÍQUIDA TOTAL DA ESCO (€)	POUPANÇA LÍQUIDA TOTAL DO CLIENTE (€)	TIR (%)	VAL (€)
Inv. Inicial: 50% ESCO/ 50% Cliente Poupança Garantida: 20%	741.861,14	439.242,15	302.618,99	104,53	251.361,83
Inv. Inicial: 25% ESCO/ 75% Cliente Poupança Garantida: 25%	741.861,14	374.649,91	367.211,24	167,43	220.202,83
Inv. Inicial: 75% ESCO/ 25% Cliente Poupança Garantida: 20%	741.861,14	417.117,15	324.743,99	70,13	229.236,83

Desta feita, tiveram de ser aumentadas as percentagens de poupança garantida ao cliente. Tal sucede tendo em conta o aumento das poupanças líquidas verificado, devido à diminuição já referido dos custos em gás natural para o sistema de Cogeração proposto.

Uma vez mais, os índices económicos são superiores, pela mesma razão. Os valores apresentados mostram que os contratos *Guaranteed Savings*, também para uma situação de fornecimento de gás natural em mercado livre, traduzem-se em excelente viabilidade económica para o negócio. Na generalidade dos casos, proporcionam até uma maior rentabilidade para a ESCO quando comparados com os *Shared Savings*.

7.2.2 Análise de sensibilidade dos contratos ESCO à tarifa do gás natural e à tarifa de remuneração pela electricidade vendida

Para assegurar que o negócio terá viabilidade numa perspectiva futura, resistindo a possíveis variações em factores considerados de risco, efectuou-se uma análise de sensibilidade dos contratos ESCO.

Quer na possível situação de fornecimento do gás natural a partir do mercado regulado, quer na outra, com o fornecimento do mesmo a partir do mercado livre, é necessário estudar o comportamento económico do projecto perante alterações significativas da tarifa de gás natural ou da tarifa de venda de electricidade à rede.

Relativamente ao preço do gás natural, o receio relaciona-se com possíveis subidas no preço devido ao aumento da cotação do barril de petróleo.

Quanto à tarifa da electricidade vendida à rede, estuda-se a influência do aumento do seu valor, perspectivando alterações ao Decreto-Lei 68/2002, no seguimento da Directiva Europeia de Promoção da Cogeração.

Para simplificar, tendo em conta a infinidade de contratos ESCO, quer do tipo *Shared Savings*, quer do tipo *Guaranteed Savings*, que pode ser efectuada, por simples variação dos parâmetros de investimento inicial e de distribuição de poupanças, consideraram-se apenas estes dois contratos na análise de sensibilidade:

- *Shared Savings*, com 50/50 no investimento inicial e 50/50 na partilha de poupanças;
- *Guaranteed Savings*, com 50/50 no investimento inicial e 15% de poupança garantida ao cliente.

Dada a grande quantidade de cenários estudados nesta análise de sensibilidade, optou-se por não colocar, em anexo, o output da ferramenta, para cada um deles, de modo a não tornar este documento demasiado extenso. Referem-se, apenas, os valores de TIR e de VAL, para cada um.

7.2.2.1 Fornecimento do gás natural a partir do Comercializador de Último Recurso (CUR) - mercado regulado

Já se concluiu que este cenário de recorrer ao fornecimento do gás natural para o sistema de Cogeração proposto, a partir do mercado regulado, não é favorável. A tarifa regulada, de momento, é bastante superior aos valores que se conseguem no mercado livre.

Assim, o estudo de sensibilidade para este caso será mais sucinto.

Ainda assim, criaram-se dois cenários hipotéticos para além do cenário de referência (tarifas de gás natural e de electricidade vendida actuais), de acordo com a Figura 7.41.

	Cenários	% de aumento da tarifa de GN	% de aumento da tarifa de venda de electricidade	Objectivo
GN (mercado regulado)	Cenário 1 (base)	0%	0%	estudar a viabilidade da situação actual
	Cenário 2	10%	0%	estudar a influência do aumento da tarifa de GN, para a tarifa de electricidade vendida actual
	Cenário 3	10%	10%	estudar a influência do aumento da tarifa de GN, para uma tarifa de electricidade vendida 10% superior

Figura 7.41: Cenários propostos para a análise de sensibilidade - mercado regulado de GN

Recorrendo à ferramenta de implementação automática de contratos ESCO desenvolvida, estabeleceram-se novos contratos tendo em conta os novos valores de custos em gás natural do sistema proposto e de remuneração pela electricidade vendida.

Para cada cenário, recolheram-se os índices económicos da ESCO, resultantes quer do contrato do tipo *Shared Savings*, quer do contrato *Guaranteed Savings*.

Os índices económicos relevantes encontram-se na Figura 7.42, para o caso do *Shared Savings*. Esta foi extraída da ferramenta desenvolvida.

				Shared Savings: Inv. Inicial 50/50 e Poupanças 50/50	
		% de aumento da tarifa de GN	% de aumento da tarifa de venda de electricidade	TIR	VAL
GN (mercado regulado)	Cenário 1 (base)	0%	0%	74,90%	164.485,92 €
	Cenário 2	10%	0%	64,70%	136.686,17 €
	Cenário 3	10%	10%	71,72%	155.808,59 €

Figura 7.42: Índices económicos do *Shared Savings* para os vários cenários - mercado regulado de GN

Na Figura 7.43, encontra-se a representação gráfica dos índices económicos do contrato *Shared Savings*, para os três cenários estudados.

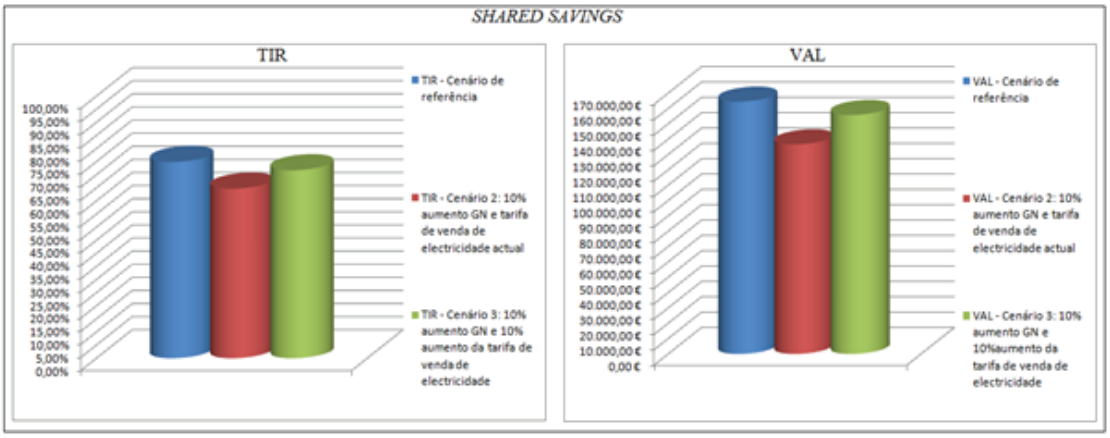


Figura 7.43: Representação gráfica dos índices económicos do *Shared Savings* para os vários cenários - mercado regulado de GN

Verifica-se que um aumento de 10% da tarifa de gás natural, em mercado regulado, se traduziria num decréscimo palpável dos índices económicos do negócio. Contudo, o projecto mantém a sua rentabilidade.

Por outro lado, conclui-se que um aumento também de 10% da tarifa de venda de electricidade à rede, mantendo o cenário de aumento do gás natural, permitiria praticamente repor os níveis económicos iniciais.

Tendo em conta que se trata do mercado regulado, não se julgou ser pertinente o estudo de aumentos do gás natural superiores aos 10% considerados.

Fica, assim, estudada a sensibilidade de um *Shared Savings*, num cenário de fornecimento do gás natural, a partir do mercado regulado.

Na Figura 7.44, encontram-se os índices económicos da ESCO, para o contrato *Guaranteed Savings*, tendo em conta os cenários propostos. Esta foi também extraída da ferramenta desenvolvida.

				Guaranteed Savings: Inv. Inicial 50/50 e Poupança Garantida de 15%	
		% de aumento da tarifa de GN	% de aumento da tarifa de venda de electricidade	TIR	VAL
GN (mercado regulado)	Cenário 1 (base)	0%	0%	90,89%	213.369,85 €
	Cenário 2	10%	0%	70,93%	157.770,36 €
	Cenário 3	10%	10%	84,66%	196.015,19 €

Figura 7.44: Índices económicos do *Guaranteed Savings* para os vários cenários - mercado regulado de GN

Na Figura 7.45, observam-se as representações gráficas da TIR e do VAL do contrato *Guaranteed Savings*, para os três cenários estudados.

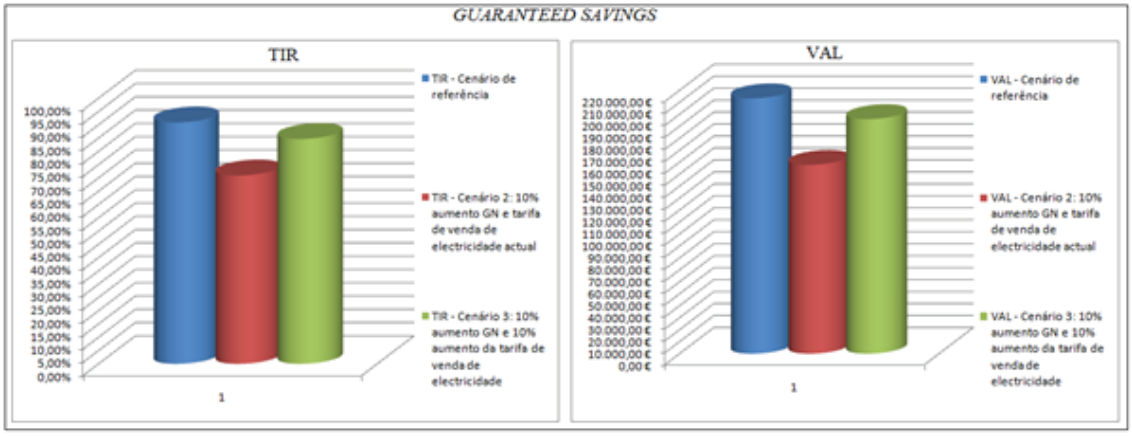


Figura 7.45: Representação gráfica dos índices económicos do *Guaranteed Savings* para os vários cenários - mercado regulado de GN

No geral, as conclusões efectuadas anteriormente para o contrato *Shared Savings* são válidas. Observa-se que um aumento de 10% da tarifa de gás natural, em mercado regulado, diminui até de forma mais substancial os índices económicos do negócio, ainda que este mantenha a sua rentabilidade.

Todavia, o aumento de 10% da tarifa de venda de electricidade à rede, possibilitaria trazer os índices económicos do contrato para níveis próximos dos originais.

Assim, está também estudada a sensibilidade de um *Guaranteed Savings*, num cenário de fornecimento do gás natural pelo CUR (mercado regulado).

7.2.2.2 Fornecimento do gás natural a partir do mercado livre

Desta feita, tomando em consideração a volatilidade de preços que geralmente se observa no mercado livre de gás natural, na perspectiva de um estudo da sensibilidade da viabilidade dos contratos ESCO, elaboraram-se mais cenários, para diversas possibilidades.

Na Figura 7.46, extraída da ferramenta desenvolvida, apresentam-se todos os cenários estudados, bem como a motivação do seu estudo.

		% de aumento da tarifa de GN	% de aumento da tarifa de venda de electricidade	Objectivo
GN (mercado livre)	Cenário 4 (base)	0%	0%	estudar a influência do aumento da tarifa de GN, para a tarifa de electricidade vendida actual
	Cenário 5	10%	0%	
	Cenário 6	20%	0%	
	Cenário 7	30%	0%	
	Cenário 4 (base)	0%	0%	estudar a influência do aumento da tarifa de electricidade vendida, para a tarifa de GN actual
	Cenário 8	0%	10%	
	Cenário 9	0%	20%	
	Cenário 10	0%	30%	
	Cenário 8	0%	10%	estudar a influência do aumento da tarifa de GN, para uma tarifa de electricidade vendida 10% superior
	Cenário 11	10%	10%	
	Cenário 12	20%	10%	
	Cenário 13	30%	10%	
	Cenário 9	0%	20%	estudar a influência do aumento da tarifa de GN, para uma tarifa de electricidade vendida 20% superior
	Cenário 14	10%	20%	
	Cenário 15	20%	20%	
	Cenário 16	30%	20%	

Figura 7.46: Cenários propostos para a análise de sensibilidade - mercado livre de GN

Através da ferramenta de implementação automática de contratos ESCO desenvolvida, estabeleceram-se novos contratos, considerando os novos valores de custos em gás natural do sistema proposto e de remuneração pela electricidade vendida, para cada um dos cenários propostos.

Uma vez mais, para cada cenário, recolheram-se os índices económicos da ESCO, para o *Shared Savings* e para o *Guaranteed Savings*.

7.2.2.2.1 *Shared Savings*

Extraíram-se, então, os índices económicos TIR e VAL, para o caso do *Shared Savings*, para cada um dos cenários. Esta informação encontra-se na Figura 7.47, obtida da ferramenta.

				Shared Savings: Inv. Inicial 50/50 e Poupanças 50/50	
		% de aumento da tarifa de GN	% de aumento da tarifa de venda de electricidade	TIR	VAL
GN (mercado livre)	Cenário 4 (base)	0%	0%	91,55%	210.123,90 €
	Cenário 5	10%	0%	83,08%	186.887,96 €
	Cenário 6	20%	0%	74,59%	163.652,01 €
	Cenário 7	30%	0%	66,07%	140.416,07 €
	Cenário 4 (base)	0%	0%	91,55%	210.123,90 €
	Cenário 8	0%	10%	98,51%	229.246,31 €
	Cenário 9	0%	20%	105,48%	248.368,73 €
	Cenário 10	0%	30%	112,44%	267.491,14 €
	Cenário 8	0%	10%	98,51%	229.246,31 €
	Cenário 11	10%	10%	90,05%	206.010,37 €
	Cenário 12	20%	10%	81,58%	182.774,42 €
	Cenário 13	30%	10%	73,09%	159.538,48 €
	Cenário 9	0%	20%	105,48%	248.368,73 €
	Cenário 14	10%	20%	97,02%	225.132,78 €
	Cenário 15	20%	20%	88,55%	201.896,84 €
	Cenário 16	30%	20%	80,08%	178.660,89 €

Figura 7.47: Índices económicos do *Shared Savings* para os vários cenários - mercado livre de GN

Considerando os cenários 4, 5, 6 e 7, observa-se como o aumento da tarifa de gás natural, em ambiente de mercado livre, mantendo-se a actual tarifa de venda de electricidade à rede, pode influenciar a viabilidade económica do *Shared Savings*.

A Figura 7.48 contém a representação gráfica da evolução dos índices económicos da ESCO, para os cenários referidos.

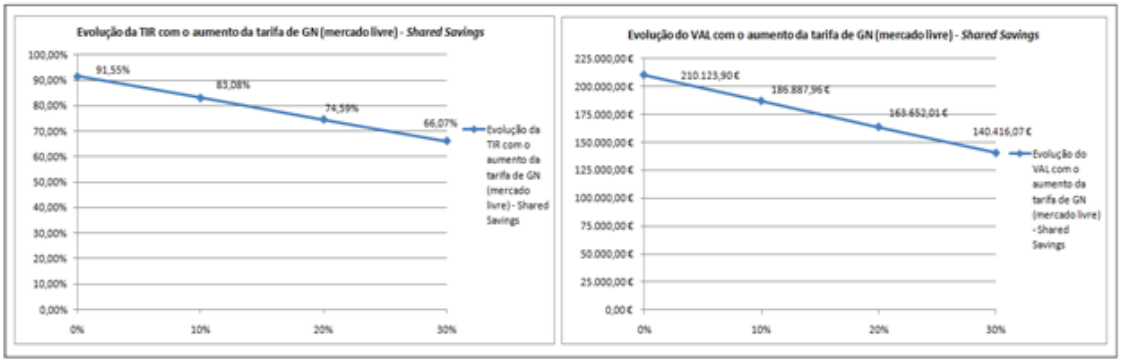


Figura 7.48: Representação gráfica da evolução dos índices económicos do *Shared Savings* para os cenários 4, 5, 6 e 7 - mercado livre de GN

Observa-se a influência significativa do aumento dos custos em gás natural, por via do aumento da tarifa, no enfraquecimento dos resultados económicos do projecto.

Ainda assim, mesmo no cenário mais pessimista (cenário 7), o negócio possui rentabilidade para avançar, comprovando a viabilidade da formulação *Shared Savings* para este caso do abastecimento do gás natural em mercado livre.

Considerando os cenários 4, 8, 9 e 10, invertem-se os papéis, com o intuito de observar como o aumento da tarifa de venda de electricidade à rede pode influenciar os resultados económicos do *Shared Savings*, mantendo-se a actual tarifa de gás natural, em ambiente livre de mercado.

A Figura 7.49 ilustra a evolução dos índices económicos da ESCO, para os cenários referidos.

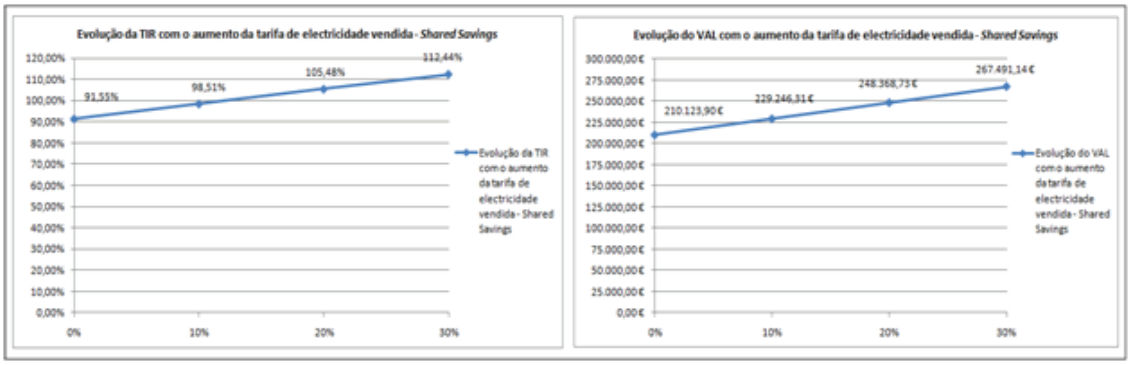


Figura 7.49: Representação gráfica da evolução dos índices económicos do *Shared Savings* para os cenários 4, 8, 9 e 10 - mercado livre de GN

É possível aferir a influência positiva que o aumento da tarifa de venda de electricidade à rede, para uma tarifa constante de gás natural, tem nos resultados económicos do *Shared Savings*. Todavia, observa-se que este efeito positivo tem menos peso do que o efeito negativo observado na situação anterior, relativamente ao aumento da tarifa de gás natural.

Considerando agora as três evoluções manifestadas nos cenários 4, 5, 6 e 7, nos cenários 8, 11, 12 e 13 e nos cenários 9, 14, 15, 16 pretende estudar-se como o aumento da tarifa de gás natural, em ambiente de mercado livre, pode influenciar a viabilidade económica do negócio, para várias tarifas de venda de electricidade à rede.

O objectivo deste estudo, em particular, é o de avaliar qual seria o acréscimo aconselhável na tarifa de venda de electricidade à rede, de modo a manter a actual rentabilidade do projecto, numa formulação *Shared Savings*, ainda que a tarifa de gás natural em mercado livre sofresse aumentos.

A Figura 7.50 ilustra a evolução da TIR, para aumentos de 10%, 20% e 30% da tarifa de gás natural, para três possibilidades de tarifa de electricidade vendida à rede: o valor actual, um valor 10% superior e um valor 20% superior.

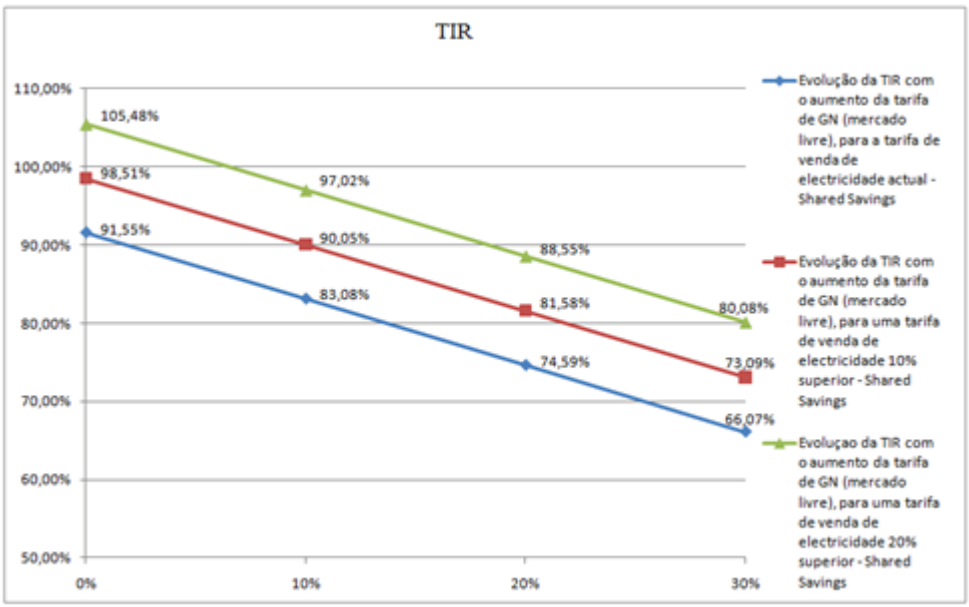


Figura 7.50: Representação gráfica da evolução da TIR do *Shared Savings* para vários cenários de tarifa de gás natural e de tarifa de electricidade vendida à rede - mercado livre de GN

Na Figura 7.51, pode observar-se a evolução do VAL, para as mesmas situações descritas anteriormente.

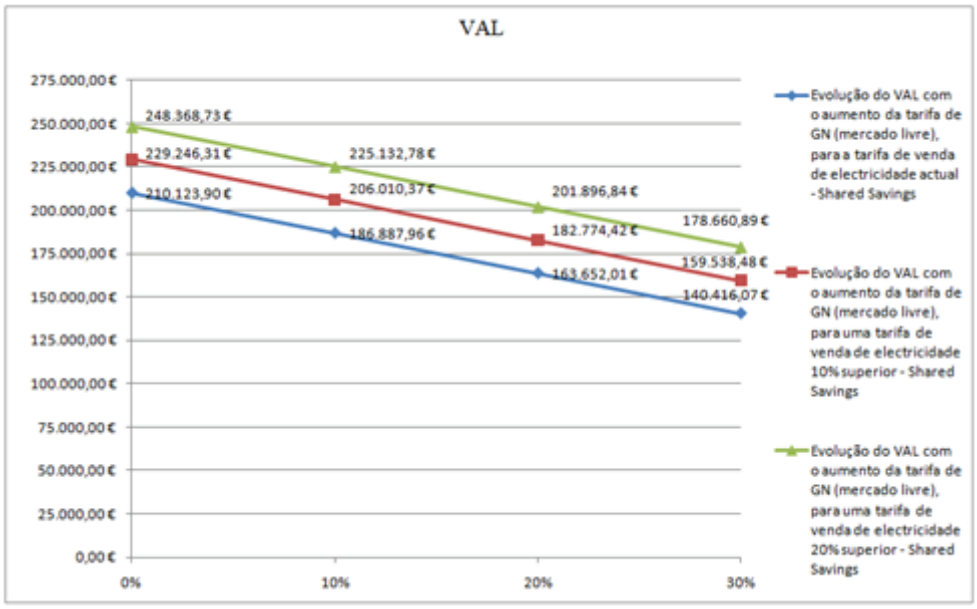


Figura 7.51: Representação gráfica da evolução do VAL do *Shared Savings* para vários cenários de tarifa de gás natural e de tarifa de electricidade vendida à rede - mercado livre de GN

Antes de mais, deve referir-se que, em qualquer dos cenários propostos, a viabilidade económica do projecto não é colocada em causa. Contudo, é interessante observar que aumentos de 10% na tarifa de electricidade vendida à rede permitem, aproximadamente, compensar aumentos da mesma ordem do gás natural e, desta forma, manter os resultados económicos do negócio quase intactos.

Tal facto pode ser concluído, de forma simples, visualmente, no gráfico da TIR, observando que, a cada aumento de 10% do gás natural, se se passar para a recta imediatamente acima (o que implica, na prática, um aumento de 10% na tarifa de electricidade vendida), repõe-se os valores de TIR anteriores, ainda que de forma aproximada.

7.2.2.2.2 *Guaranteed Savings*

Para a formulação *Guaranteed Savings*, neste estudo da sensibilidade deste tipo de contratos, em ambiente de mercado livre de fornecimento do gás natural, procedeu-se exactamente da mesma forma.

Para os mesmos cenários descritos anteriormente, também se extraíram os índices económicos TIR e VAL. Os dados referidos encontram-se na Figura 7.52.

				***Guaranteed Savings*: Inv. Inicial 50/50 e Poupança Garantida de 15%**	
		% de aumento da tarifa de GN	**% de aumento da tarifa de venda de electricidade**	**TIR**	**VAL**
GN (mercado livre)	**Cenário 4 (base)**	0%	0%	123,70%	304.645,82 €
	Cenário 5	10%	0%	106,98%	258.173,93 €
	Cenário 6	20%	0%	90,29%	211.702,04 €
	Cenário 7	30%	0%	73,61%	165.230,15 €
	Cenário 4 (base)	0%	0%	123,70%	304.645,82 €
	Cenário 8	0%	10%	137,49%	342.890,64 €
	Cenário 9	0%	20%	151,30%	381.135,47 €
	Cenário 10	0%	30%	165,14%	419.380,29 €
	Cenário 8	0%	10%	137,49%	342.890,64 €
	Cenário 11	10%	10%	120,74%	296.418,75 €
	Cenário 12	20%	10%	104,02%	249.946,86 €
	Cenário 13	30%	10%	87,34%	203.474,97 €
	Cenário 9	0%	20%	151,30%	381.135,47 €
	Cenário 14	10%	20%	134,52%	334.663,58 €
	Cenário 15	20%	20%	117,78%	288.191,69 €
	Cenário 16	30%	20%	101,07%	241.719,80 €

Figura 7.52: Índices económicos do *Guaranteed Savings* para os vários cenários - mercado livre de GN

A evolução manifestada nos cenários 4, 5, 6 e 7 permite estudar a influência do aumento da tarifa de gás natural, em ambiente de mercado livre, mantendo-se a actual tarifa de venda de electricidade à rede, na viabilidade económica do *Guaranteed Savings*.

A Figura 7.53 ilustra a evolução dos índices económicos da ESCO, para a evolução descrita.

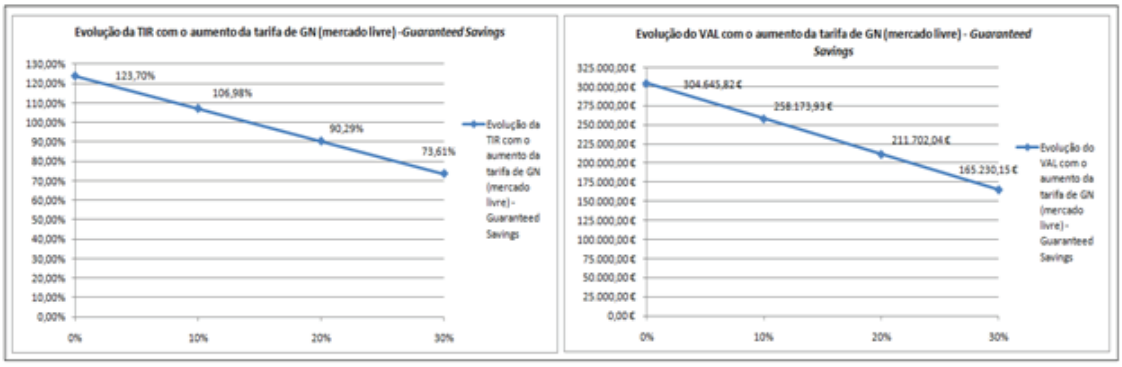


Figura 7.53: Representação gráfica da evolução dos índices económicos do *Guaranteed Savings* para os cenários 4, 5, 6 e 7 - mercado livre de GN

Novamente, é possível aferir a influência negativa do aumento da tarifa de gás natural, em mercado livre, nos resultados económicos do projecto. De qualquer forma, os resultados económicos da ESCO são sempre algo superiores, relativamente à situação anterior do contrato *Shared Savings*. Já se havia concluído que esta é uma propriedade típica dos contratos *Guaranteed Savings*.

Saliente-se, de qualquer forma, que mesmo para um aumento de 30% da tarifa de gás natural, o projecto mantém a sua viabilidade económica intacta, pois ainda apresenta valores apreciáveis de TIR e VAL.

Pela análise conjunta dos cenários 4, 8, 9 e 10, pode observar-se agora como o aumento da tarifa de venda de electricidade à rede pode influenciar os resultados económicos do *Guaranteed Savings*. A tarifa de gás natural, em ambiente livre de mercado, não sofre alterações, de modo a se conseguir estudar de forma independente a influência do primeiro factor.

A Figura 7.54 ilustra a evolução dos índices económicos da ESCO, para os cenários referidos.

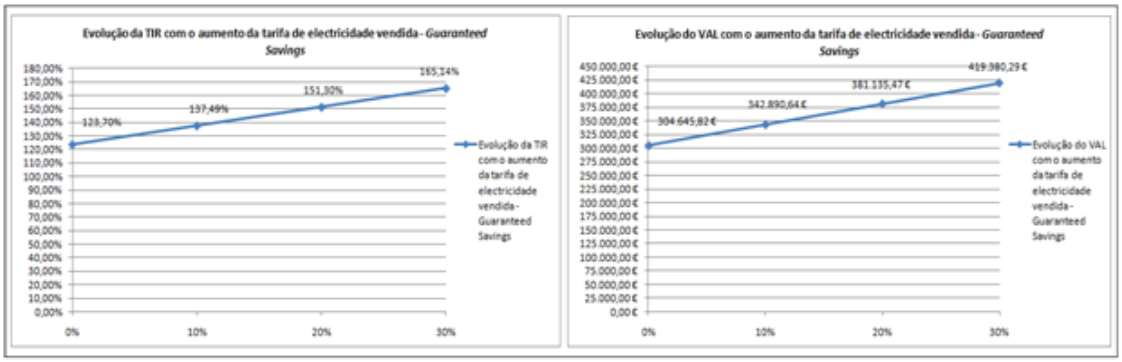


Figura 7.54: Representação gráfica da evolução dos índices económicos do *Guaranteed Savings* para vários cenários 4, 8, 9 e 10 - mercado livre de GN

Mais uma vez, note-se a influência positiva que o aumento da tarifa de venda de electricidade à rede poderia ter nos resultados económicos deste projecto de Cogeração. Devido ao benefício que os *Guaranteed Savings* evidenciam para os índices económicos da ESCO, verifica-se que este efeito positivo é mais marcante do que nos *Shared Savings*. A cada aumento de 10% da tarifa de venda de electricidade à rede, a TIR e o VAL sofrem incrementos percentualmente superiores, neste caso.

Finalmente, estudando as três evoluções manifestadas nos cenários 4, 5, 6 e 7, nos cenários 8, 11, 12 e 13 e nos cenários 9, 14, 15, 16 verificar-se-á como o aumento da tarifa de gás natural, em ambiente de mercado livre, influencia a viabilidade económica do negócio, tendo em conta também a interacção com aumentos da tarifa de venda de electricidade à rede.

Assim, tenta perceber-se qual seria o valor desejável da tarifa de venda de electricidade à rede para que, numa formulação *Guaranteed Savings*, a rentabilidade do negócio estivesse assegurada, independentemente de aumentos da tarifa de gás natural, em mercado livre.

Na Figura 7.55, pode observar-se a evolução da TIR, para aumentos de 10%, 20% e 30% da tarifa de gás natural, para as mesmas três possibilidades de tarifa de electricidade vendida à rede.

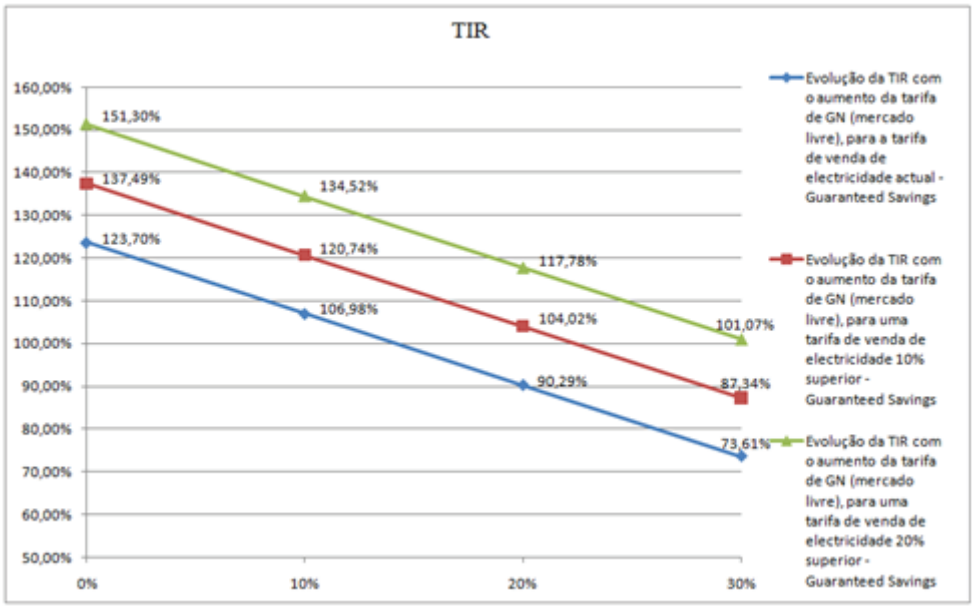


Figura 7.55: Representação gráfica da TIR do *Guaranteed Savings* para vários cenários de tarifa de gás natural e de tarifa de electricidade vendida à rede - mercado livre de GN

A Figura 7.56 contém a evolução correspondente do VAL.

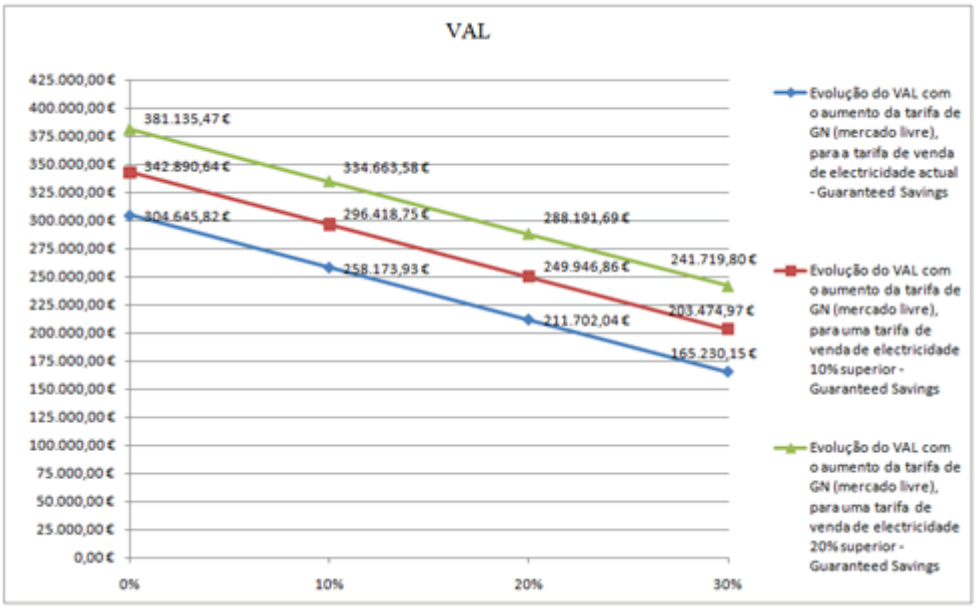


Figura 7.56: Representação gráfica do VAL do *Guaranteed Savings* para vários cenários de tarifa de gás natural e de tarifa de electricidade vendida à rede - mercado livre de GN

Em qualquer dos cenários propostos, a viabilidade económica do projecto continua a ser bastante positiva. Desta feita, possíveis aumentos de 10% na tarifa de electricidade vendida à rede, apesar de melhorarem bastante os resultados económicos do projecto, entretanto mitigados pela hipotética subida da tarifa de gás, não são suficientes para repor com rigor os valores de TIR e VAL anteriores à variação do preço do gás.

CAPÍTULO 8

CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS

8. Conclusões e perspectivas futuras

O objectivo central deste trabalho era o de atestar a solução de Cogeração como uma forte alavanca para a sustentabilidade do sector energético. Pretendia alcançar-se tal desígnio, por um lado, expondo claramente as virtudes das tecnologias de Cogeração, Micro-cogeração e Trigeração e, por outro, demonstrando que as tradicionais dificuldades de financiamento destes projectos, devido aos elevados investimentos necessários, podem ser ultrapassadas com a contribuição de um conceito inovador, no sector da energia: as *Energy Services Companies*. Este objectivo foi, na globalidade, concretizado.

A resolução da actual equação energética mundial constitui-se, talvez, como o grande problema do nosso tempo. Conciliar o aumento do consumo de energia que se tem verificado com a necessidade de reduzir as emissões de CO_2, para fazer face às alterações climáticas, é um desafio de grande dimensão.

Recorrer às energias renováveis, por si só, na sua actual situação de desenvolvimento, não garante uma resposta cabal às necessidades energéticas da humanidade. Assim, a forte promoção destas energias deve ser sustentada pela racionalização e eficiência do consumo dos combustíveis fósseis que ainda restam no planeta. Deve ser dada especial importância aos que produzem menores níveis de emissões poluentes, como é o caso do gás natural.

Neste sentido, as tecnologias de Cogeração assumem especial destaque, uma vez que a sua eficiência está por demais comprovada e a sua flexibilidade permite que se adequem a instalações de quaisquer dimensões. Mais ainda, sabe-se que o consumo de energia devido à produção de electricidade e à produção de calor constitui mais de metade do consumo energético mundial.

O trabalho desenvolvido permitiu contabilizar, no nosso país, um enorme potencial de Cogeração de pequena dimensão, em diversos sectores da indústria e dos serviços. O florescimento de algumas tecnologias de produção combinada de calor e electricidade, tais como as micro-turbinas a gás e os motores *Stirling*, poderia e deveria ser aproveitado para substanciar algum desse potencial.

As *Energy Services Companies* assumem um protagonismo crescente no mercado energético, devido à liberalização do sector. Este conceito inovador, que alia capacidades técnicas e financeiras, ainda pouco divulgado no nosso país, permite a realização de projectos na área da eficiência energética e das renováveis, sem que haja necessidade de investimento total, por parte dos promotores de tais projectos.

O estabelecimento de contratos de desempenho com o cliente é a característica distintiva deste tipo de empresas. Estes contratos permitem, através das poupanças alcançadas na factura energética, pela instalação de equipamentos mais eficientes, viabilizar economicamente os projectos. Por outro lado, os acordos efectuados possuem uma grande flexibilidade, adaptando-se a todas as situações, o que contribui para conquistar o interesse do cliente.

No âmbito da Cogeração de pequena dimensão, dado o elevado investimento inicial associado a este tipo de projectos, ficou demonstrado o mérito deste conceito.

Foram desenvolvidas algumas ferramentas com o intuito de auxiliar a ESCO nos processos de análise económica de projectos de Cogeração de pequena dimensão.

A possibilidade de optimização da tarifa de venda de energia eléctrica à rede, implementada numa dessas ferramentas, revelou-se um poderoso instrumento para incrementar os proveitos decorrentes da actividade do sistema.

Por via dessa optimização, verificou-se o aumento de até cerca de 40% da receita proveniente da energia eléctrica entregue à rede.

A simulação de diversos horários de funcionamento, em função das necessidades das instalações, sendo possível obter automaticamente os principais custos e proveitos associados a cada um deles, possibilita um estudo exaustivo da melhor configuração de funcionamento, caso a caso, que permita a máxima rentabilidade do projecto.

A ferramenta de implementação automática de contratos ESCO, numa fase posterior, aquando da negociação financeira do projecto, permite acelerar os procedimentos entre a ESCO e o cliente. A hipótese de poder ser efectuado um elevado número de formulações diferentes, quer do tipo *Shared Savings*, quer do tipo *Guaranteed Savings*, para um dado projecto, num curto intervalo de tempo, contribui para que se atinja mais facilmente uma solução de consenso entre as duas partes.

Numa perspectiva futura, seria interessante estudar a viabilidade da aplicação de contratos do tipo *Chauffage* a soluções de Cogeração. Estes contratos, frequentemente, mostram ser mais apelativos para os clientes, devido à maior simplicidade do seu conceito se traduzir numa maior confiança no seu sucesso. Seria útil melhorar a ferramenta desenvolvida, no sentido de também implementar automaticamente este tipo de contratos, possibilitando facilmente efectuar comparações com os outros dois tipos já estudados neste trabalho.

Para atestar a força da associação entre o conceito ESCO e a Cogeração analisou-se um caso prático da implementação de um sistema de micro-turbinas a gás, segundo este modelo financeiro.

Para o cenário de arranque do projecto, quer na hipótese de fornecimento do gás natural a partir do mercado regulado, quer a partir do mercado livre, verificou-se que os Valores Actuais Líquidos obtidos para a ESCO viabilizam o projecto, uma vez que proporcionam a integral recuperação do investimento e possibilitam, ainda, a criação de excedentes monetários. Os valores de Taxa Interna de Rentabilidade ultrapassam em muito o mínimo exigível para que se dê o avanço do projecto. Em complemento, os tempos de retorno do investimento, quer do cliente, quer da ESCO, não ultrapassaram os dois anos, para qualquer um dos contratos estabelecidos.

Obviamente, ficaram claras as vantagens de contratar o fornecimento do gás natural no mercado livre, apesar do risco acrescido.

O facto de existir viabilidade do negócio, na perspectiva do cliente e da ESCO, para todos os cenários de partilha de investimento inicial, mostra uma vez mais a validade deste conceito, no que diz respeito à superação das dificuldades de financiamento dos projectos.

O contrato *Guaranteed Savings* é mais rentável para a ESCO. Contudo, não é geralmente um objectivo prioritário realizar contratos deste tipo, uma vez que o cliente é um elemento ausente em todo o processo de melhoramento da instalação, sendo a sua poupança garantida e não dependendo do seu esforço o aumento das poupanças do sistema, ao longo do período do contrato.

Num contrato do tipo *Shared Savings*, apesar de o lucro ser repartido de forma mais equilibrada, o cliente desempenha um papel activo, ao longo do período de contrato, sendo uma parte interessada no objectivo de melhorar o desempenho do sistema.

A análise de sensibilidade efectuada, isto é, a análise do risco económico baseia-se no estudo dos resultados de exploração da instalação de Cogeração, tendo em conta cenários económicos

que possam diferir do inicialmente previsto.

A imprevisibilidade associada à evolução de diversos custos e proveitos é um factor de risco a ter em conta e que, portanto, mereceu ser estudado.

Nomeadamente, os custos em gás natural constituem um ponto de especial relevância para a sustentabilidade financeira do projecto. Apesar das já referidas vantagens económicas de contratar o fornecimento de gás natural em mercado livre, neste caso, a sua tarifa depende de parâmetros de elevada variabilidade, tais como a média semestral do *Arabian Light Breakeven* e da taxa de câmbio entro o Euro e o Dólar Americano, o que dificulta a sua ponderação no horizonte temporal de uma década. Por outro lado, a remuneração pela energia eléctrica vendida pode, também, sofrer alterações positivas num futuro próximo, tendo em conta a Directiva Europeia de Promoção da Cogeração e as implicações que se espera que esta produza na legislação nacional.

A viabilidade económica do projecto, associada ao estabelecimento de contratos ESCO, foi então estudada mediante diversos cenários de evolução combinada dos dois parâmetros atrás referidos.

No caso do fornecimento de gás natural a partir do mercado regulado, verificou-se que um aumento de 10% na tarifa de gás, apesar de fazer recuar os resultados económicos do projecto, não o inviabilizaria, mantendo-se valores de TIR e VAL bastante positivos. Contudo, observou-se que um possível aumento da tarifa de remuneração pela venda de electricidade à rede teria a capacidade de quase repor os resultados iniciais.

Não se consideraram aumentos do gás natural superiores a 10%, neste caso, pois parecem menos prováveis num ambiente regulado.

Para uma situação de fornecimento de gás natural a partir do mercado livre, que será a mais plausível, a multiplicidade de cenários estudados permitiu concluir que nem mesmo aumentos de 30% da tarifa de gás tornariam o projecto inviável. Contudo, para cenários deste tipo, verificou-se um decréscimo significativo dos índices económicos da ESCO. Esta situação poderia ser contrariada por uma revisão da tarifa de venda de electricidade à rede. Esta análise de sensibilidade permitiu aferir o seu efeito positivo no restabelecimento dos índices económicos do projecto, para situações de aumento do gás natural.

A formulação *Shared Savings* mostrou ser mais sensível a este efeito positivo de um possível aumento da tarifa de venda de electricidade. Todavia, este efeito foi também observado nas formulações *Guaranteed Savings*.

É importante perceber que o preço do gás natural poderá ter influência directa no número de horas de funcionamento da instalação de Cogeração. A redução do seu preço poderá traduzir-se num aumento de horas de funcionamento desta, durante as horas de vazio.

A afinação do modo de funcionamento de um sistema de Cogeração deverá então ter sempre em consideração os factores económicos, além dos de índole técnica. A escolha da configuração de funcionamento do equipamento de Cogeração para fazer face às necessidades energéticas da instalação, isto é, se é projectada para responder à energia eléctrica necessária ou à energia térmica ou a ambas, determina a viabilidade económica destes sistemas. Assim, existe a necessidade de elaborar critérios e realizar simulações com diferentes configurações de funcionamento de modo a escolher aquela que melhor se adapta a cada caso. Neste sentido, as ferramentas desenvolvidas no âmbito deste trabalho, nomeadamente, a de cálculo e optimização da tarifa de venda de electricidade à rede, revelaram-se de uma enorme utilidade.

Ao longo deste trabalho, que permitiu um acompanhamento exaustivo deste caso prático, sob todas as perspectivas, observou-se também uma grande morosidade em todos os processos administrativos relacionados com a implementação do sistema de Cogeração. Desde o Pedido de Informações Prévias (PIP), de acordo com o Decreto-Lei 312/2001, à atribuição do ponto de ligação à rede e à respectiva licença de ligação, entre outros, são vários os procedimentos exigidos e inúmeras as autoridades com quem é necessário interagir.

Estes entraves, de índole essencialmente burocrática, necessitam de ser eliminados, através da reunião de todos os procedimentos legais relacionados com a viabilização do projecto de Cogeração, numa só entidade, para que a penetração da solução de Cogeração se torne cada vez mais efectiva.

Os custos relacionados com a ligação à rede parecem, também, excessivos e um factor desmotivador. Uma possível solução seria a de tornar estes custos e taxas relacionadas mais proporcionais à dimensão do equipamento de Cogeração. Por outro lado, pensa-se que seria extraordinariamente benéfico, para a Micro-cogeração, dado o menor impacto que tem nas redes, a implementação de um sistema idêntico ao já existente em alguns países, tais como a Holanda, Alemanha e Reino Unido, denominado "*fit and inform*", em que não existe qualquer custo associado à ligação à rede de equipamentos desta dimensão.

A realização deste trabalho permitiu, ainda, perceber que o Decreto-Lei 68/2002, no qual se baseia o licenciamento da instalação estudada, tem sido absolutamente desaproveitado, verificando-se um profundo desconhecimento em relação ao mesmo. Em todo o país, existirão pouco mais de uma dezena de instalações licenciadas ao seu abrigo, o que contrasta estranhamente com o enorme potencial contabilizado no sector da Cogeração de pequenas dimensões.

Pensa-se que a reduzida aplicação prática deste Decreto-Lei se relaciona directamente com as suas limitações, as quais foram constatadas no decurso deste trabalho. São, fundamentalmente, as seguintes:

- o acesso à rede é limitado a Baixa Tensão;
- a potência eléctrica a entregar à rede não pode ser superior a 150 kW;
- apenas 50% da energia eléctrica produzida pelo sistema pode ser entregue à rede;
- o valor da tarifa de remuneração pela energia eléctrica vendida à rede não depende da eficiência do equipamento.

Urge efectuar algumas alterações, caso contrário existe o perigo de uma grande parte do potencial da Cogeração de pequena dimensão ser irremediavelmente desaproveitado.

Pensa-se ser vantajosa uma abertura da legislação à ligação à rede em Média Tensão. Uma grande parte das instalações com potência superior a 50 kW está ligada em Média Tensão, o que causa enorme transtorno quando se pondera a instalação de um sistema de Cogeração.

Por outro lado, a limitação da potência eléctrica de ligação à rede a 150 kW é um factor extremamente limitador, a dois níveis: em primeiro lugar, verifica-se que existe um sem número de instalações com potencial para a aplicação de sistemas de Cogeração de pequenas dimensões, cujas necessidades energéticas exigem sistemas com potências ligeiramente superiores a 150 kW; além deste facto, a limitação a 150 kW traduz-se numa redução do que poderiam ser os proveitos resultantes da venda de uma maior quantidade de energia eléctrica à rede. Assim, na sequência do que consta na Directiva Europeia de Promoção à Cogeração, pensa-se que um novo Decreto-Lei deveria englobar sistemas de Micro-cogeração e sistemas de Cogeração de pequena dimensão, isto é, teria de ser dirigido a instalações de Cogeração com uma potência eléctrica até 1 MWe.

Há, ainda, que referir o facto de a energia eléctrica entregue à rede ser restringida a 50% da energia eléctrica produzida. Embora se entenda a motivação desta restrição, no enquadramento da figura do produtor-consumidor, esta restrição muitas vezes implica que algum calor útil não seja aproveitado.

Uma revisão da legislação deverá, no entender do autor, contemplar ainda uma parcela indexada à eficiência do equipamento de Cogeração utilizado, relativamente à fórmula de cálculo da tarifa de remuneração pela electricidade vendida à rede pública.

A equiparação da Micro-cogeração à Cogeração, no que diz respeito ao acesso a melhores tarifas de gás natural, poderá criar condições para que esta se torne mais atractiva.

Assim, pensa-se que a revisão do quadro normativo para sistemas de Cogeração de dimensões reduzidas é, mais do que uma necessidade, uma oportunidade que não deve ser desperdiçada, no

sentido de promover a aplicação massiva deste tipo de soluções, cujas virtudes estão por demais demonstradas.

À data de conclusão deste trabalho, surgiram já notícias da aprovação de um novo Decreto-Lei que regula a actividade geral da Cogeração, por parte do Conselho de Ministros. Contudo, desconhece-se ainda a extensão das alterações introduzidas, esperando-se que sejam no sentido das conclusões deste trabalho, no que à Micro-cogeração diz respeito.

Em suma, as soluções de Cogeração e, em particular, as de Micro-cogeração, sustentadas pelo conceito ESCO, mostraram ser extremamente válidas e viáveis, sob todos os pontos de vista. Mais ainda, provaram poder ser um contributo efectivo para o novo paradigma de sustentabilidade energética.

Em Portugal, o mercado da Cogeração, em geral, e da Micro-cogeração, em particular, possui no essencial os *players* necessários para o seu desenvolvimento bem sucedido. A maior parte das tecnologias estão a atingir uma fase de amadurecimento, o nosso país já possui uma rede de gás natural considerável e a biomassa tem também tomado posição como um combustível viável, as *utilities* de electricidade e de gás natural já demonstraram interesse em incluírem a Cogeração no seu leque de serviços, as dificuldades de financiamento dos projectos diminuem à medida que o mercado ESCO dá os primeiros passos e, principalmente, existe uma grande quantidade e diversidade de clientes com necessidades térmicas e eléctricas simultâneas. A revisão do actual quadro legislativo, no sentido de um maior incentivo aos promotores de projectos de Cogeração, especialmente os de menor dimensão, é o ingrediente que falta para que a Cogeração assuma o protagonismo devido, no nosso país.

Referências

[1] Wikipédia. Consulta *online* em http://pt.wikipedia.org/wiki/Tigres_asiaticos. Último acesso em Setembro de 2009.

[2] International Energy Agency. World Energy Outlook 2008. Consulta *online* em http://www.worldenergyoutlook.org/2008.asp. Último acesso em Setembro de 2009.

[3] International Energy Agency. CO_2 Emissions from Fuel Combustion 2009 - Highlights. Consulta *online* em http://www.iea.org/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=2143. Último acesso em Dezembro de 2009.

[4] Direcção-Geral de Geologia e Energia. Consulta *online* em www.dgge.pt. Último acesso em Setembro de 2009

[5] Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Norte. Agenda Regional da Energia - Plano de Acção para a Promoção da Energia Sustentável no Norte de Portugal. Última consulta em Setembro de 2009.

[6] Direcção-Geral de Geologia e Energia. A factura energética portuguesa 2008. Consulta *online* em www.dgge.pt. Último acesso em Setembro de 2009.

[7] Ministério da Economia e da Inovação. Consulta *online* em http://www.min-economia.pt/innerPage.aspx?idCat=51&idMasterCat=13&idLang=1. Último acesso em Setembro de 2009.

[8] A Energia da Razão - Por uma sociedade com menos CO_2. Coordenação de Fernando Ramôa Ribeiro. Editora Gradiva. Última consulta em Dezembro de 2009.

[9] BCSD Portugal – Conselho Empresarial para o Desenvolvimento Sustentável. Adaptação - Um resumo temático para as empresas. Consulta *online* em http://www.bcsdportugal.org/content/index.php?action=detailFo&rec=117. Último acesso em Setembro de 2009.

[10] BCSD Portugal – Conselho Empresarial para o Desenvolvimento Sustentável. Manual de boas práticas de eficiência energética. Consulta *online* em http://www.bcsdportugal.org/content/index.php?action=articlesDetailFo&rec=272. Último acesso em Setembro de 2009.

[11] REN. REN em linha com o desenvolvimento sustentável. Consulta *online* em http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/PublicacoesGerais/REN%20em%20linha%20com%20o%20desenvolvimento%20sustentável.pdf. Último acesso em Setembro de 2009.

[12] Wikipédia. Consulta *online* em http://en.wikipedia.org/wiki/Brundtland_Commission#Brundtland_Report. Último acesso em Setembro de 2009.

[13] Wikipédia. Consulta *online* em http://en.wikipedia.org/wiki/Gro_Harlem_Brundtland. Último acesso em Setembro de 2009.

[14] Análise do comportamento térmico de construções não Convencionais através de simulação em VisualDOE. Pedro Correia Pereira da Silva. Universidade do Minho - Departamento de Engenharia Civil. Última consulta em Setembro de 2009.

[15] BCSD Portugal – Conselho Empresarial para o Desenvolvimento Sustentável. Energia para um futuro sustentável. Consulta *online* em http://www.bcsdportugal.org/content/index.php?action=detailFo&rec=117. Último acesso em Setembro de 2009.

[16] Intergovernmental Panel on Climate Change. Consulta *online* em http://www.ipcc.ch/. Último acesso em Dezembro de 2009.

[17] Nações Unidas. Protocolo de Kyoto. Consulta *online* em http://www.onu-brasil.org.br/doc_quioto.php. Último acesso em Setembro de 2009.

[18] Greenpeace Brasil. Consulta *online* em http://www.greenpeace.org.br. Último acesso em Dezembro de 2009.

[19] United Nations Framework Convention on Climate Change. Consulta *online* em http://unfccc.int/2860.php. Último acesso em Dezembro de 2009.

[20] Parlamento Europeu. Consulta *online* em http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+IM-PRESS+20081208BKG44004+0+DOC+XML+V0//PT. Último acesso em Setembro de 2009.

[21] Agência Portuguesa do Ambiente. Consulta *online* em http://www.apambiente.pt/Instrumentos/CELE/Paginas/default.aspx. Último acesso em Setembro de 2009.

[22] Análise da viabilidade de serviços ESCO com base em soluções de aquecimento a *pellets*. Jorge Miguel Coelho Salústio. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Última consulta em Outubro de 2009.

[23] Enerbuilding. Eficiência Energética nos Edifícios Residenciais. Consulta *online* em www.enerbuilding.eu. Último acesso em Outubro de 2009.

[24] COGEN Europe. Cogeneration in the European Union's Energy Supply Security. Consulta *online* em http://www.cogeneurope.eu/. Último acesso em Setembro de 2009.

[25] Centro de Informação, Mediação e Arbitragem de Consumo. Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro. Consulta *online* em http://www.ciab.pt/dc_pdf/interesse_geral/DL29-2006de15-02.pdf. Último acesso em Setembro de 2009.

[26] União Europeia. Consulta *online* em http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/07/1566&format=HTML&aged=0&language=PT&guiLanguage=en. Último acesso em Setembro de 2009.

[27] Associação Portuguesa de Certificação. Consulta *online* em www.apcer.pt. Último acesso em Setembro de 2009.

[28] ADENE – Agência para a energia. Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética - Análise 2008. Consulta *online* em http://www.adene.pt/NR/rdonlyres/1A510789-1032-4180-8A7B-798B0DDA2F92/994/PortugalEficincia2015Implementaoem2008.pdf. Último acesso em Outubro de 2009.

[29] ERSE. Nota informativa da explicação sobre Produção em Regime Especial. Consulta *online* em http://www.erse.pt/pt/electricidade/factosenumeros/Documents/NotaExplicativadainformacaosobrePRE.pdf. Último acesso em Setembro de 2009.

[30] Ministério do Ambiente, do Ordenamento do Território e do Desenvolvimento Regional. Consulta *online* em http://www.maotdr.gov.pt/CmsPage.aspx?PageIndex=1&ID=109. Último acesso em Setembro de 2009.

[31] COGEN Portugal. Consulta *online* em http://www.cogenportugal.com/. Último acesso em Janeiro de 2010.

[32] RENAE - Rede de Agências de Energia. Consulta *online* em http://www.renae.com.pt/. Último acesso em Outubro de 2009.

[33] ERSE. Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica. Consulta *online* em http://www.renae.com.pt/_fich/22/01_ERSE.pdf. Último acesso em Setembro de 2009.

[34] Wikipédia. Consulta *online* em http://pt.wikipedia.org/wiki/Jakobshavn_Isbr%C3%A6. Último acesso em Setembro de 2009.

[35] The Guardian. Consulta *online* em http://www.guardian.co.uk/books/2008/aug/09/scienceandnature.climatechange. Último acesso em Setembro de 2009.

[36] World Business Council for Sustainable Development. Energia para um futuro sustentável - Uma agenda para uma acção concertada. Consulta *online* em http://www.wbcsd.org/web/publications/powering-agenda-portuguese.pdf. Último acesso em Outubro de 2009.

[37] Environmental Policy and Sustainability - Torbay Council. A carbon reduction analysis for Devon, Plymouth and Torbay. Consulta *online* em http://www.torbay.gov.uk/climate-change-strategy.pdf. Último acesso em Setembro de 2009.

[38] Indústria e Ambiente – Revista de informação técnica e científica, n.º 57. A Cogeração em Portugal – Evolução e Constrangimentos. Ibrahim Gulyurtlu, Isabel Cabrita, António Baeta Neves, David Salema. Última consulta em Janeiro de 2010.

[39] International Energy Agency. Combined Heat and Power - Evaluating the benefits of greater global investment. Consulta *online* em http://www.iea.org/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=2010. Último acesso em Janeiro de 2010.

[40] Guia de Aplicações de Gestão de Energia e Eficiência Energética. André Fernando Ribeiro de Sá. Editora Publindústria. Última consulta em Janeiro de 2010.

[41] United Nations Environment Programme. Cogeneration - Energy Technology Fact Sheet. Consulta *online* em http://www.unep.fr/energy/information/publications/factsheets/pdf/cogeneration.pdf. Último acesso em Outubro de 2009.

[42] Intelligent Energy Europe. Cut your energy bills with cogeneration - A basic guide on the principles and profitability of small-scale cogeneration. Consulta *online* em http://www.cogeneurope.eu/wp-content/uploads//2009/02/basic_guide.pdf. Último acesso em Janeiro de 2010.

[43] Galp Energia. Consulta *online* em http://press.galpenergia.com/galpmedia/vpt/glossario/glossario_home.htm?letra=P. Último acesso em Outubro de 2009.

[44] Apontamentos sobre Cogeração. João Luís Toste Azevedo. Departamento de Engenharia Mecânica do Instituto Superior Técnico. Última consulta em Outubro de 2009.

[45] Uso Racional de Energia. José Luz Silveira, Paulo Eduardo Migoto de Gouvêa. Pós-Graduação em Engenharia Ambiental da Faculdade de Engenharia Química de Lorena. Última consulta em Outubro de 2009.

[46] Intelligent Energy Europe. Projecto Green Lodges: Micro-cogeração - Brochura para fornecedores. Última consulta em Dezembro de 2009.

[47] Viabilidade técnica e económica de implantação de Cogeração no sector de beneficiamento de madeira. Wilson Antunes Junior. Departamento de Engenharia Mecânica da Pontifícia Universidade Católica do Paraná. Consulta *online* em http://www.biblioteca.pucpr.br/tede//tde_busca/arquivo.php?codArquivo=986. Último acesso em Outubro de 2009.

[48] Turbomar. Consulta *online* em http://www.turbomar.pt/. Último acesso em Janeiro de 2010.

[49] Wikipédia. Consulta *online* em http://en.wikipedia.org/wiki/G8%2B5. Último acesso em Outubro de 2009.

[50] Danish Board of District Heating. Consulta *online* em http://www.dbdh.dk/. Último acesso em Dezembro de 2009.

[51] Brazbiz.dk - Business Promotion, Market Research and Development. Consulta *online* em http://www.brazbiz.dk/br/brazdan-cleanconf-09/o-que-e-o-caso-dinamarques/. Último acesso em Outubro de 2009.

[52] International Energy Agency Executive Committee for the Implementing Agreement on District Heating and Cooling. District Heating and Cooling: Environmental Technology for the 21st Century. Consulta *online* em http://www.iea-dhc.org/. Último acesso em Outubro de 2009.

[53] International Energy Agency Executive Committee for the Implementing Agreement on District Heating and Cooling. Comments on "Green Paper on Greenhouse Gas Emissions Trading Within the European Union". Consulta *online* em http://www.iea-dhc.org/. Último acesso em Outubro de 2009.

[54] Jornal Oficial da União Europeia, edição de 17-03-2004. Consulta *online* em http://eur-lex.europa.eu/JOIndex.do?ihmlang=pt. Último acesso em Outubro de 2009.

[55] COGEN Portugal. Consulta *online* em http://www.cogenportugal.com/general_content/showInformation.aspx?mt=1&ml=2&type=2. Último acesso em Outubro de 2009.

[56] COGEN Portugal. Consulta *online* em http://www.cogenportugal.com/content/projectos.aspx?mt=2&ml=10&mls=29&type=3. Último acesso em Outubro de 2009.

[57] Diário de Notícias. Consulta *online* em http://dn.sapo.pt/inicio/interior.aspx?content_id=662952. Último acesso em Outubro de 2009.

[58] Workshop COGEN Portugal: "Apresentação de resultados do Projecto DEEC". Presença em 5-11-2009. Exponor. Porto.

[59] COGEN Portugal. O Regime Económico da Cogeração - Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica e impacto na Tarifa de Venda a Clientes Finais. Consulta *online* em http://www.cogenportugal.com/eventos/ev22/Apresentação%20Resultados%20do%20Estudo.pdf. Último acesso em Outubro de 2009.

[60] Base de Dados Jurídica Almedina. Consulta *online* em http://bdjur.almedina.net/. Último acesso em Dezembro de 2009.

[61] Produção e Distribuição de Electricidade. Editora Almedina. Última consulta em Dezembro de 2009.

[62] COGEN Portugal. Manual de Apoio ao Cogerador. Consulta *online* em http://www.cogenportugal.com/ficheirosUpload/Manual_de_Apoio_ao_Cogerador.pdf. Último acesso em Dezembro de 2009.

[63] Seminário COGEN Portugal: Micro-cogeração em Portugal. Presença em 10-12-2009. Fundação Dr. António Cupertino Miranda. Porto.

[64] Wikipédia. Consulta *online* em http://pt.wikipedia.org/wiki/Ciclo_Rankine#Descri.C3.A7.C3.A3o. Último acesso em Novembro de 2009.

[65] Motores de Combustão Interna. Jorge Martins. Editora Publindústria. Última consulta em Dezembro de 2009.

[66] NaturalGas.org. Consulta *online* em http://www.naturalgas.org/overview/combinedheat_powersystems.asp. Último acesso em Novembro de 2009.

[67] Austrian Energy Agency. Energytech.at. Consulta *online* em http://www.energytech.at/kwk/portrait_kapitel-2_2.html. Último acesso em Novembro de 2009.

[68] MSPC Informações técnicas. Consulta *online* em http://www.mspc.eng.br/ndx_termo0.shtml. Último acesso em Novembro de 2009.

[69] The Fuel and Engine Bible. Consulta *online* em http://www.carbibles.com/fuel_engine_bible.html. Último acesso em Novembro de 2009.

[70] Oficina e C.ia. Consulta *online* em http://www.oficinaecia.com.br/bibliadocarro/biblia.asp?status=visualizar&cod=4. Último acesso em Novembro de 2009.

[71] Castrol. Consulta *online* em http://www.castrol.com/liveassets/bp_internet/castrol/castrol_brazil/STAGING/local_assets/images/ask_the_expert/curso_desempenho001_br_375x588.jpg. Último acesso em Novembro de 2009.

[72] Directiva 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de Fevereiro de 2004. Consulta *online* em http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2004:390:0038:0057:PT:PDF. Último acesso em Dezembro de 2009.

[73] ADENE – Agência para a energia. Relatório de resultados de contactos efectuados com entidades holandesas sobre micro-cogeração baseada na tecnologia de "motores *Stirling*". Consulta *online* em http://www.adene.pt/NR/rdonlyres/10119547-9131-4FC7-BD3D-BB2F73261481/907/RelatorioMicroCHP_MotStirlingv1.pdf. Último acesso em Dezembro de 2009.

[74] Centro de Estudos em Economia da Energia, dos Transportes e do Ambiente. Tecnologias de Micro-Geração e Sistemas Periféricos. Consulta *online* em http://www.ceeeta.pt/site/index.html. Último acesso em Dezembro de 2009.

[75] Austrian Energy Agency. Micro CHP systems: state-of-the-art. Última consulta em Dezembro de 2009.

[76] Turbec AB. Consulta *online* em http://www.turbec.com/products/process.htm. Último acesso em Dezembro de 2009.

[77] Wikipédia. Consulta *online* em http://en.wikipedia.org/wiki/Stirling_engine. Último acesso em Dezembro de 2009.

[78] The University of British Columbia. Consulta *online* em http://www.physics.ubc.ca/outreach/phys420/p420_08/Hiroko%20Nakahara/how.html. Último acesso em Dezembro de 2009.

[79] New Energy Direction. Consulta *online* em http://newenergydirection.com/blog/2008/11/reducing-greenhouse-heating-costs-and-generating-income/. Último acesso em Dezembro de 2009.

[80] Animated Engines. Consulta *online* em http://www.animatedengines.com/vstirling.shtml. Último acesso em Dezembro de 2009.

[81] Associação da Comunidade Educativa de Aveiro. Consulta *online* em http://www.aceav.pt/blogs/cristinabrinco/CFQ/ELECTRICIDADE/Forms/DispForm.aspx?ID=10. Último acesso em Dezembro de 2009.

[82] Cogeneration.net. Consulta *online* em http://www.cogeneration.net/RegenerativeFuelCells.htm. Último acesso em Dezembro de 2009.

[83] FCTec. Consulta *online* em http://www.fctec.com/fctec_types_rfc.asp. Último acesso em Dezembro de 2009.

[84] Shetland Power Tecnologies. Consulta *online* em http://www.shetlandpt.co.uk/refuel_technology.htm. Último acesso em Dezembro de 2009.

[85] Wikipédia. Consulta *online* em http://en.wikipedia.org/wiki/Organic_Rankine_Cycle. Último acesso em Dezembro de 2009.

[86] Cogeneration – Best Practice Manual. Consulta *online* em http://www.energymanagertraining.com/CodesandManualsCD-5Dec%2006/BEST%20PRACTICE%20MANUAL-COGENERATION.pdf. Último acesso em Dezembro de 2009.

[87] Southern California Gas Company. New Buildings Institute. Absorption Chillers. Consulta *online* em http://www.newbuildings.org/downloads/guidelines/AbsorptionChillerGuideline.pdf. Último acesso em Dezembro de 2009.

[88] DBDMART. Consulta *online* em http://www.dbdmart.com/absorptionchiller/product.detail.php?lang=th&id=468675. Último acesso em Dezembro de 2009.

[89] Treehugger. Consulta *online* em http://www.treehugger.com/files/2008/12/steinway-solar-air-conditioning.php. Último acesso em Dezembro de 2009.

[90] Weatherite Manufacturing Limited. Adsorption chiller technology. Consulta *online* em http://www.weatherite-manufacturing.com/edit/files/brochures/ADsorption%20chiller%20brochure.pdf. Último acesso em Dezembro de 2009.

[91] Solair Project. Consulta *online* em http://www.solair-project.eu/142.0.html. Último acesso em Dezembro de 2009.

[92] Produção Dispersa – 2008. Faculdade de Energia da Universidade do Porto. Última consulta em Dezembro de 2009.

[93] Unave. Projecto de Sistemas de Biomassa Sólida. Presença de 29-09-2009 a 10-11-2009.

[94] Galp Energia. Consulta *online* em http://gasnatural.galpenergia.com/vPT/Paginas/Homepage.aspx. Último acesso em Dezembro de 2009.

[95] Público. Consulta *online* em http://dossiers.publico.clix.pt/noticia.aspx?idCanal=621&id=132103. Último acesso em Dezembro de 2009.

[96] Associação Portuguesa do Veículo a Gás Natural. Consulta *online* em http://www.apvgn.pt/. Último acesso em Dezembro de 2009.

[97] Sunmachine. Consulta *online* em http://www.sunmachine.com/english/produkte.htm. Último acesso em Dezembro de 2009.

[98] Global Microturbine. Consulta *online* em http://www.globalmicroturbine.com/Site/Microturbine/Microturbine.html. Último acesso em Dezembro de 2009.

[99] Institute for Environment and Sustainability. Latest Development of Energy Service Companies across Europe - A European ESCO Update. Paolo Bertoldi, Benigna Boza-Kiss, Silvia Rezessy. Consulta *online* em http://www.energy.eu/publications/LBNA22927ENC_002.pdf. Último acesso em Dezembro de 2009.

[100] Motiva. International Review of ESCO-activities. Consulta *online* em http://www.esprojects.net/attachment/f884d384a217c98c4bfa49875a2f02d9/fe7f2590ded40d75fe90800909f5671a/International+Review+of+ESCO-activities+08_2005.pdf. Último acesso em Dezembro de 2009.

[101] London Energy Partnership. Consulta *online* em http://www.lep.org.uk/library.htm. Último acesso em Dezembro de 2009.

[102] COGEN Europe. Get your cogeneration project financed - A guidance document on cogeneration financing. Consulta *online* em http://www.iee-library.eu/images/all_ieelibrary_docs/get%20your%20cogeneration%20project%20financed.pdf. Último acesso em Janeiro de 2010.

[103] Energy Services Company Handbook. John M. Studebaker. Editora PennWell. Última consulta em Janeiro de 2010.

[104] Jesus Ferreira Consultores. Controlo dos investimentos em projectos de economia de energia. Consulta *online* em http://www.jesusferreira.com.pt/ficheiros_artigos/controlo_dos_Investimentos.pdf. Último acesso em Dezembro de 2009.

[105] EDP. Consulta *online* em http://www.edp.pt/pt/empresas/servicosenergia/eficienciaenergetica/Pages/DiagnósticoEnergético(vertenteeléctrica).aspx. Último acesso em Janeiro de 2010.

[106] Japan Association of Energy Service Companies. Consulta *online* em http://www.jaesco.gr.jp/. Último acesso em Janeiro de 2010.

[107] Guia de Procedimentos de Medição e Verificação para Projectos de Eficiência Energética em Edifícios. Filipe Andrade da Rocha. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Última consulta em Janeiro de 2010.

[108] Self Energy. The ESCO model. Miguel Matias. Consulta *online* em http://www.portugalglobal.pt/PT/geral/Documents/Self%20Energy%20London%20AICEP%20presentation%20-%20Miguel%20Matias.pdf. Último acesso em Janeiro de 2010.

[109] Energy Performance Contract - solution to reducing the energy invoice, and progress factor for the Romanian economy. Constantin Dârzan, Elena Istrate. Consulta *online* em http://www.cnr-cme.ro/foren2008/CD_ROM_1/s2_en/S2-5-en.pdf. Último acesso em Janeiro de 2010.

[110] Energy Saving Network. Consulta *online* em http://www.esprojects.net/en/energyefficiency/financing/esco/energy-performance-contracting-/model_esco_contracts/. Último acesso em Janeiro de 2010.

[111] Centro de Estudos em Economia da Energia, dos Transportes e do Ambiente. Estudo do Mercado Potencial para a Aplicação das Tecnologias de Micro-geração em Portugal. Consulta *online* em http://www.ceeeta.pt/What/Publications/publications.htm. Último acesso em Janeiro de 2010.

[112] Cogen Challenge. Best Practice Factsheets. Consulta *online* em http://www.cogen-challenge.org/. Último acesso em Janeiro de 2010.

[113] Painéis Solares. Consulta *online* em http://www.paineissolares.gov.pt/inst_faq.html. Último acesso em Janeiro de 2010.

[114] Capstone Turbine Corporation. Global Case Studies. Consulta *online* em http://www.capstoneturbine.com/prodsol/global/index.asp. Último acesso em Janeiro de 2010.

[115] UTC Power. Pure Comfort Solution - A&P Fresh Market. Consulta *online* em http://www.utcpower.com/fs/com/Attachments/project_profiles/PP0101_A&P.pdf. Último acesso em Janeiro de 2010.

[116] Carrier. Pure Comfort - Cooling, Heating, Power Solution. Consulta *online* em http://www.commercial.carrier.com/commercial/hvac/general/0,3055,CLI1_DIV12_ETI10810,00.html. Último acesso em Janeiro de 2010.

[117] Cotec PS. Consulta *online* em http://www.cotecps.com/casestudy/HotelsCaseStudy.pdf?PHPSESSID=170401376fa8b32ee5afc0e8cca92211. Último acesso em Janeiro de 2010.

[118] COGEN Europe. Small scale CHP fact sheet – United Kingdom. Consulta *online* em http://www.cogeneurope.eu/challenge/Downloadables/CC060131_FactSheet_UK_prelim2_withTemplate_b.pdf. Último acesso em Janeiro de 2010.

[119] World Alliance for Decentralized Energy. Consulta *online* em http://www.localpower.org/deb_casestudies.html. Último acesso em Janeiro de 2010.

[120] Association of European local authorities promoting local sustainable energy policies. Consulta *online* em http://www.energie-cites.org/. Último acesso em Janeiro de 2010.

[121] Centro para a Conservação da Energia. Departamento de recursos Renováveis. Valorização Energética de Lamas de ETAR's Municipais, Digestão Anaeróbia e Cogeração com Biogás. Última consulta em Janeiro de 2010.

[122] Getep Engenharia. Consulta *online* em http://www.getep.pt/index.php?Itemid=42&id=50&option=com_content&task=view. Último acesso em Janeiro de 2010.

[123] Getep Engenharia. Consulta *online* em http://www.getep.pt/index.php?Itemid=42&id=49&option=com_content&task=view. Último acesso em Janeiro de 2010.

[124] Wikipédia. Consulta *online* em http://pt.wikipedia.org/wiki/Leasing. Último acesso em Janeiro de 2010.

[125] EDP. Consulta *online* em http://www.edpsu.pt/pt/CUR/Pages/ComercializadordeUltimoRecurso.aspx. Último acesso em Janeiro de 2010.

[126] Wikipédia. Consulta *online* em http://pt.wikipedia.org/wiki/Payback_(finanças). Último acesso em Janeiro de 2010.

[127] A Revisão da Cláusula Take-or-pay nos contratos de fornecimento de gás sob a perspectiva da teoria geral dos contratos. Mariana Vannucci Vasconcellos. Último acesso em Janeiro de 2010.

Anexo I

Interface da ferramenta de cálculo de custos em gás natural e proveitos resultantes da remuneração pela electricidade vendida à rede

SISTEMAS DE COGERAÇÃO DE PEQUENA DIMENSÃO

Ferramenta de cálculo de custos em GN e proveitos resultantes da remuneração pela electricidade vendida à rede (figura do Produtor-Consumidor: Decreto-Lei 68/2002 e Portaria 764/2002)

$$VRD_m = VRD(BTE)_m + C_t \times EEC_m \times IPC_{dez} / IPC_{ref}$$

VRDm (€)	VRDm é a remuneração aplicável a instalações de produção em baixa tensão, no mês m, expressa em euros;
VRD(BTE)m (€)	É o valor da energia eléctrica entregue à rede do SEP, no mês m, pela instalação de produção, calculado com base no tarifário em vigor para a venda a clientes finais em baixa tensão especial (BTE), em ciclo diário ou semanal, sem consideração do termo tarifário fixo nem do termo da potência contratada, expresso em euros;
EECm (kWh)	É a energia fornecida à rede do SEP pela instalação de produção, no mês m, nas condições mencionadas no n.º 1, expressa em kilowatt-hora;

1. Seleccionar o tipo de tecnologia

Coeficiente Ct	
Micro-turbinas a Gás	
0,015	€/kWh

É um coeficiente correspondente ao tipo de tecnologia utilizada pela instalação de produção (€/kWh)

Equipamentos possíveis
Motores Ciclo *Otto*
Micro-turbinas a Gás
Motores Ciclo *Stirling*
Pilhas de Combustível
Painéis Solares Fotovoltaicos
Outros Equipamentos Autónomos

2. Seleccionar os índices IPCdez e IPCref (para a determinação do coeficiente IPCdez/IPCref a considerar)

IPCdez
Dez-08
116,10

É o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, no mês de Dezembro do ano imediatamente anterior ao do mês m (adimensional)

IPCref
Dez-01
98,10

É o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de Dezembro do ano anterior ao da publicação do despacho que estabeleceu o valor de Ct aplicável à instalação de produção (adimensional)

IPCdez/IPCref
1,18348624

IPC (mês de Dezembro)	
-	-
Dez-01	98,10
Dez-02	102,00
Dez-03	104,40
Dez-04	107,00
Dez-05	109,70
Dez-06	112,40
Dez-07	115,40
Dez-08	116,10

3. Indicar o horário de funcionamento diário do sistema de Cogeração

Início de Funcionamento	Fim de Funcionamento	Nº de Horas de Funcionamento
8:00	20:00	12:00

4. Indicar a potência eléctrica do sistema de Cogeração

Potência	
65,00	kWe

5. Indicar o factor de utilização considerado para o sistema de Cogeração

Factor de Utilização
95,00%

6. Indicar o consumo de gás natural do sistema de Cogeração (para as tecnologias aplicáveis)

Consumo			
888.000,00	kJ/hora	246,86	kWh/hora

888.000,00	kJ	246,86	kWh
1	kJ	0,000278	kWh

7. Indicar o valor a considerar para o Termo Variável do gás natural (para as tecnologias aplicáveis)

TV - Termo Variável	
0,023315564	€/kWh

Figura I.1 - *Interface* desenvolvido para a ferramenta de análise dos custos em gás natural e dos proveitos resultantes da remuneração pela venda de electricidade à rede do SEP (dados introduzidos relativos ao exemplo proposto)

Anexo II

Output da ferramenta de cálculo de custos em gás natural e proveitos resultantes da remuneração pela electricidade vendida à rede para o exemplo proposto – entrega constante

			ELECTRICIDADE VENDIDA										GÁS NATURAL ADQUIRIDO - TERMO VARIÁVEL						
			Tarifa VRD(BTE) aplicável no período (€/kWh)	Situação do Equipamento de Cogeração: LIGADO - 1/DESLIGADO - 0	Energia Eléctrica Produzida no período (kWh)	% de Entrega de Energia Eléctrica à Rede	Energia Eléctrica Entregue à Rede no Período - EEC (kWh)	Parcela de Remuneração VRD(BTE) Correspondente à Energia Eléctrica Entregue no Período (€)	Ct - Coeficiente Tecnológico	Ct*EEC (€)	IPCdez/IPCref	VRD TOTAL (por cada meia hora) (€)	Consumo Potencial de Gás Natural do Sistema de Cogeração no Período (kWh)	Consumo VERIFICADO de Gás Natural do Sistema de Cogeração no Período (kWh)	Valor do Termo Variável do Gás Natural (€/kWh)	Custos Relativos ao Termo Variável do Gás Natural no Período (€)	BALANÇO ELECTRICIDADE VENDIDA VS GÁS NATURAL ADQUIRIDO (por período) (€)			
24h	Vazio Normal	0:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	0:00	Vazio Normal	24h
		0:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	0:30		
		1:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	1:00		
		1:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	1:30		
	Super Vazio	2:00	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	2:00	Super Vazio	
		2:30	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	2:30		
		3:00	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	3:00		
		3:30	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	3:30		
		4:00	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	4:00		
		4:30	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	4:30		
		5:00	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	5:00		
		5:30	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	5:30		
	Vazio Normal	6:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	6:00	Vazio Normal	
		6:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	6:30		
		7:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	7:00		
		7:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	7:30		
	Cheia	8:00	0,0970	1	30,875000	50,00%	15,437500	1,497438	0,015	0,231563	1,18348624	1,771489	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,106398	8:00	Cheia	
		8:30	0,0970	1	30,875000	50,00%	15,437500	1,497438	0,015	0,231563	1,18348624	1,771489	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,106398	8:30		
		9:00	0,0970	1	30,875000	50,00%	15,437500	1,497438	0,015	0,231563	1,18348624	1,771489	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,106398	9:00		
	Ponta	9:30	0,1840	1	30,875000	50,00%	15,437500	2,840500	0,015	0,231563	1,18348624	3,114551	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	0,236664	9:30	Ponta	
		10:00	0,1840	1	30,875000	50,00%	15,437500	2,840500	0,015	0,231563	1,18348624	3,114551	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	0,236664	10:00		
		10:30	0,1840	1	30,875000	50,00%	15,437500	2,840500	0,015	0,231563	1,18348624	3,114551	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	0,236664	10:30		
		11:00	0,1840	1	30,875000	50,00%	15,437500	2,840500	0,015	0,231563	1,18348624	3,114551	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	0,236664	11:00		
	Cheia	11:30	0,0970	1	30,875000	50,00%	15,437500	1,497438	0,015	0,231563	1,18348624	1,771489	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,106398	11:30	Cheia	
		12:00	0,0970	1	30,875000	50,00%	15,437500	1,497438	0,015	0,231563	1,18348624	1,771489	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,106398	12:00		
		12:30	0,0970	1	30,875000	50,00%	15,437500	1,497438	0,015	0,231563	1,18348624	1,771489	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,106398	12:30		
		13:00	0,0970	1	30,875000	50,00%	15,437500	1,497438	0,015	0,231563	1,18348624	1,771489	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,106398	13:00		
		13:30	0,0970	1	30,875000	50,00%	15,437500	1,497438	0,015	0,231563	1,18348624	1,771489	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,106398	13:30		
		14:00	0,0970	1	30,875000	50,00%	15,437500	1,497438	0,015	0,231563	1,18348624	1,771489	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,106398	14:00		
		14:30	0,0970	1	30,875000	50,00%	15,437500	1,497438	0,015	0,231563	1,18348624	1,771489	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,106398	14:30		
		15:00	0,0970	1	30,875000	50,00%	15,437500	1,497438	0,015	0,231563	1,18348624	1,771489	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,106398	15:00		
		15:30	0,0970	1	30,875000	50,00%	15,437500	1,497438	0,015	0,231563	1,18348624	1,771489	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,106398	15:30		
		16:00	0,0970	1	30,875000	50,00%	15,437500	1,497438	0,015	0,231563	1,18348624	1,771489	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,106398	16:00		
		16:30	0,0970	1	30,875000	50,00%	15,437500	1,497438	0,015	0,231563	1,18348624	1,771489	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,106398	16:30		
		17:00	0,0970	1	30,875000	50,00%	15,437500	1,497438	0,015	0,231563	1,18348624	1,771489	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,106398	17:00		
		17:30	0,0970	1	30,875000	50,00%	15,437500	1,497438	0,015	0,231563	1,18348624	1,771489	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,106398	17:30		
		18:00	0,0970	1	30,875000	50,00%	15,437500	1,497438	0,015	0,231563	1,18348624	1,771489	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,106398	18:00		
		18:30	0,0970	1	30,875000	50,00%	15,437500	1,497438	0,015	0,231563	1,18348624	1,771489	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,106398	18:30		
	Ponta	19:00	0,1840	1	30,875000	50,00%	15,437500	2,840500	0,015	0,231563	1,18348624	3,114551	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	0,236664	19:00	Ponta	
		19:30	0,1840	1	30,875000	50,00%	15,437500	2,840500	0,015	0,231563	1,18348624	3,114551	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	0,236664	19:30		
		20:00	0,1840	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	20:00		
		20:30	0,1840	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	20:30		
	Cheia	21:00	0,0970	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	21:00	Cheia	
		21:30	0,0970	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	21:30		
	Vazio Normal	22:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	22:00	Vazio Normal	
		22:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	22:30		
		23:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	23:00		
		23:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	23:30		

Energia Eléctrica Produzida TOTAL (para 1 dia) (kWh)	Energia Eléctrica Entregue à Rede - EEC TOTAL (para 1 dia) (kWh)	VRD TOTAL (para 1 dia) (€)	Consumo VERIFICADO de Gás Natural do Sistema de Cogeração TOTAL (para 1 dia) (kWh)	Custos Relativos ao Termo Variável do Gás Natural TOTAL (para 1 dia) (€)
741,00	370,50	50,574100	2.962,37	69,069279

Figura II.1 - Tabela de resultados da ferramenta de cálculo de custos em gás natural e proveitos resultantes da remuneração pela electricidade vendida à rede para o exemplo proposto - entrega constante

Anexo III

Output da ferramenta de cálculo de custos em gás natural e proveitos resultantes da remuneração pela electricidade vendida à rede para o exemplo proposto – entrega optimizada

			ELECTRICIDADE VENDIDA										GÁS NATURAL ADQUIRIDO - TERMO VARIÁVEL						
			Tarifa VRD(BTE) aplicável no período (€/kWh)	Situação do Equipamento de Cogeração: LIGADO - 1/DESLIGADO - 0	Energia Eléctrica Produzida no período (kWh)	% de Entrega de Energia Eléctrica à Rede	Energia Eléctrica Entregue à Rede no Período - EEC (kWh)	Parcela de Remuneração VRD(BTE) Correspondente à Energia Eléctrica Entregue no Período (€)	Ct - Coeficiente Tecnológico	Ct*EEC (€)	IPCdez/IPCref	VRD TOTAL (por cada meia hora) (€)	Consumo Potencial de Gás Natural do Sistema de Cogeração no Período (kWh)	Consumo VERIFICADO de Gás Natural do Sistema de Cogeração no Período (kWh)	Valor do Termo Variável do Gás Natural (€/kWh)	Custos Relativos ao Termo Variável do Gás Natural no Período (€)	BALANÇO ELECTRICIDADE VENDIDA VS GÁS NATURAL ADQUIRIDO (por período) (€)			
24h	Vazio Normal	0:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	0:00	Vazio Normal	24h
		0:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	0:30		
		1:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	1:00		
		1:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	1:30		
	Super Vazio	2:00	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	2:00	Super Vazio	
		2:30	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	2:30		
		3:00	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	3:00		
		3:30	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	3:30		
		4:00	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	4:00		
		4:30	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	4:30		
		5:00	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	5:00		
		5:30	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	5:30		
	Vazio Normal	6:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	6:00	Vazio Normal	
		6:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	6:30		
		7:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	7:00		
		7:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	7:30		
	Cheia	8:00	0,0970	1	30,875000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-2,877887	8:00	Cheia	
		8:30	0,0970	1	30,875000	8,16%	2,520655	0,244503	0,015	0,037810	1,18348624	0,289251	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-2,588636	8:30		
		9:00	0,0970	1	30,875000	9,17%	2,830209	0,274530	0,015	0,042453	1,18348624	0,324773	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-2,553114	9:00		
	Ponta	9:30	0,1840	1	30,875000	100,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	3,351215	9:30	Ponta	
		10:00	0,1840	1	30,875000	100,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	3,351215	10:00		
		10:30	0,1840	1	30,875000	100,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	3,351215	10:30		
		11:00	0,1840	1	30,875000	100,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	3,351215	11:00		
	Cheia	11:30	0,0970	1	30,875000	9,17%	2,830209	0,274530	0,015	0,042453	1,18348624	0,324773	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-2,553114	11:30	Cheia	
		12:00	0,0970	1	30,875000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-2,877887	12:00		
		12:30	0,0970	1	30,875000	44,12%	13,620687	1,321207	0,015	0,204310	1,18348624	1,563005	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,314882	12:30		
		13:00	0,0970	1	30,875000	44,12%	13,620687	1,321207	0,015	0,204310	1,18348624	1,563005	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,314882	13:00		
		13:30	0,0970	1	30,875000	44,12%	13,620687	1,321207	0,015	0,204310	1,18348624	1,563005	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,314882	13:30		
		14:00	0,0970	1	30,875000	44,12%	13,620687	1,321207	0,015	0,204310	1,18348624	1,563005	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,314882	14:00		
		14:30	0,0970	1	30,875000	44,12%	13,620687	1,321207	0,015	0,204310	1,18348624	1,563005	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,314882	14:30		
		15:00	0,0970	1	30,875000	44,12%	13,620687	1,321207	0,015	0,204310	1,18348624	1,563005	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,314882	15:00		
		15:30	0,0970	1	30,875000	44,12%	13,620687	1,321207	0,015	0,204310	1,18348624	1,563005	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,314882	15:30		
		16:00	0,0970	1	30,875000	44,12%	13,620687	1,321207	0,015	0,204310	1,18348624	1,563005	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,314882	16:00		
		16:30	0,0970	1	30,875000	44,12%	13,620687	1,321207	0,015	0,204310	1,18348624	1,563005	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,314882	16:30		
		17:00	0,0970	1	30,875000	44,12%	13,620687	1,321207	0,015	0,204310	1,18348624	1,563005	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,314882	17:00		
		17:30	0,0970	1	30,875000	44,12%	13,620687	1,321207	0,015	0,204310	1,18348624	1,563005	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,314882	17:30		
		18:00	0,0970	1	30,875000	44,12%	13,620687	1,321207	0,015	0,204310	1,18348624	1,563005	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,314882	18:00		
		18:30	0,0970	1	30,875000	44,12%	13,620687	1,321207	0,015	0,204310	1,18348624	1,563005	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	-1,314882	18:30		
	Ponta	19:00	0,1840	1	30,875000	100,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	3,351215	19:00	Ponta	
		19:30	0,1840	1	30,875000	100,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	123,43	123,43	0,023315564	2,877887	3,351215	19:30		
		20:00	0,1840	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	20:00		
		20:30	0,1840	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	20:30		
	Cheia	21:00	0,0970	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	21:00	Cheia	
		21:30	0,0970	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	21:30		
	Vazio Normal	22:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	22:00	Vazio Normal	
		22:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	22:30		
		23:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	23:00		
		23:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	123,43	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	23:30		

Energia Eléctrica Produzida TOTAL (para 1 dia) (kWh)	Energia Eléctrica Entregue à Rede - EEC TOTAL (para 1 dia) (kWh)	VRD TOTAL (para 1 dia) (€)	Consumo VERIFICADO de Gás Natural do Sistema de Cogeração TOTAL (para 1 dia) (kWh)	Custos Relativos ao Termo Variável do Gás Natural TOTAL (para 1 dia) (€)
741,00	370,50	58,632475	2.962,37	69,069279

Figura III.1 - Tabela de resultados da ferramenta de cálculo de custos em gás natural e proveitos resultantes da remuneração pela electricidade vendida à rede para o exemplo proposto - entrega optimizada.

Anexo IV

Interface da ferramenta de implementação automática de contratos ESCO

SISTEMAS DE COGERAÇÃO DE PEQUENA DIMENSÃO

Ferramenta de implementação de contratos ESCO

1. Determinação da Poupança Bruta

Redução (bruta) dos custos em energia =
[Uso de energia pré – retrofitting (baseline)] – [Uso de energia pós – retrofitting]

Custo em energia - Sistema actual

Custos Electricidade		€/ano
Custos Calor		€/ano
TOTAL	0,00	€/ano

Custo em energia - Sistema de Cogeração proposto

Custos Electricidade	(+) Custos Electricidade (depois)	(+) Custos Electricidade (antes)	0,00	€/ano
		(-) 50% da produção Micro-turbinas		€/ano
	(-) Venda de 50% da produção eléctrica			€/ano
Custos Gás Natural (Micro-turbinas)				€/ano
TOTAL	0,00			€/ano

0,00 €/ano

Poupança Bruta 0,00 €/ano

2. Custos de investimento

Equipamento		€
Instalação		€
Outros custos		€
TOTAL	0,00	€
Re-investimento em equipamento (6º ano)		€

3. Custos de operação

Driving costs		€/ano
Manutenção		€/ano
Consultoria		€/ano
Diagnóstico energético		€ (1º ano)
TOTAL	0,00	€

4. Custos de *leasing* e seguros

Investimento inicial (entrada)	30%		0,00	€	
Montante em dívida *(Leasing)*	0,00	€	Prestação (leasing)		€/ano
			Prestação (seguro)		€/ano

5. Determinação da Poupança Líquida

Poupança Líquida 0,00 €/ano

6. Parâmetros dos contratos ESCO

	Shared Savings	
	Investimento Inicial (%)	Poupança Líquida (%)
ESCO	50%	50%
Cliente	50%	50%

	Guaranteed Savings	
	Investimento Inicial (%)	Poupança Garantida (% do custo em energia actual)
ESCO	50%	----------
Cliente	50%	15%

Figura IV. 1 - Interface desenvolvido para a ferramenta de implementação de contratos ESCO

Anexo V

Output da ferramenta de cálculo de custos em gás natural e proveitos resultantes da remuneração pela electricidade vendida à rede para a hipótese de funcionamento 1 do caso prático

			ELECTRICIDADE VENDIDA										GÁS NATURAL ADQUIRIDO - TERMO VARIÁVEL						
			Tarifa VRD(BTE) aplicável no período (€/kWh)	Situação do Equipamento de Cogeração: LIGADO - 1/DESLIGADO - 0	Energia Eléctrica Produzida no período (kWh)	% de Entrega de Energia Eléctrica à Rede	Energia Eléctrica Entregue à Rede no Período - EEC (kWh)	Parcela de Remuneração VRD(BTE) Correspondente à Energia Eléctrica Entregue no Período (€)	Ct - Coeficiente Tecnológico	Ct*EEC (€)	IPCdez/IPCref	VRD TOTAL (por cada meia hora) (€)	Consumo Potencial de Gás Natural do Sistema de Cogeração no Período (kWh)	Consumo VERIFICADO de Gás Natural do Sistema de Cogeração no Período (kWh)	Valor do Termo Variável do Gás Natural (€/kWh)	Custos Relativos ao Termo Variável do Gás Natural no Período (€)	BALANÇO ELECTRICIDADE VENDIDA VS GÁS NATURAL ADQUIRIDO (por período) (€)		
24h	Vazio Normal	0:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	0:00	Vazio Normal
		0:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	0:30	
		1:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	1:00	
		1:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	1:30	
	Super Vazio	2:00	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	2:00	Super Vazio
		2:30	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	2:30	
		3:00	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	3:00	
		3:30	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	3:30	
		4:00	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	4:00	
		4:30	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	4:30	
		5:00	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	5:00	
		5:30	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	5:30	
	Vazio Normal	6:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	6:00	Vazio Normal
		6:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	6:30	
		7:00	0,0637	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,966738	0,015	0,463125	1,18348624	2,514840	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,240934	7:00	
		7:30	0,0637	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,966738	0,015	0,463125	1,18348624	2,514840	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,240934	7:30	
	Cheia	8:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	8:00	Cheia
		8:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	8:30	
		9:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	9:00	
	Ponta	9:30	0,1840	1	61,750000	50,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,473329	9:30	Ponta
		10:00	0,1840	1	61,750000	50,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,473329	10:00	
		10:30	0,1840	1	61,750000	50,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,473329	10:30	
		11:00	0,1840	1	61,750000	50,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,473329	11:00	
	Cheia	11:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	11:30	Cheia
		12:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	12:00	
		12:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	12:30	
		13:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	13:00	
		13:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	13:30	
		14:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	14:00	
		14:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	14:30	
		15:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	15:00	
		15:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	15:30	
		16:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	16:00	
		16:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	16:30	
		17:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	17:00	
		17:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	17:30	
		18:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	18:00	
		18:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	18:30	
	Ponta	19:00	0,1840	1	61,750000	50,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,473329	19:00	Ponta
		19:30	0,1840	1	61,750000	50,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,473329	19:30	
		20:00	0,1840	1	61,750000	50,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,473329	20:00	
		20:30	0,1840	1	61,750000	50,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,473329	20:30	
	Cheia	21:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	21:00	Cheia
		21:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	21:30	
	Vazio Normal	22:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	22:00	Vazio Normal
		22:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	22:30	
		23:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	23:00	
		23:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	23:30	

Energia Eléctrica Produzida TOTAL (para 1 dia) (kWh)	Energia Eléctrica Entregue à Rede - EEC TOTAL (para 1 dia) (kWh)	VRD TOTAL (para 1 dia) (€)	Consumo VERIFICADO de Gás Natural do Sistema de Cogeração TOTAL (para 1 dia) (kWh)	Custos Relativos ao Termo Variável do Gás Natural TOTAL (para 1 dia) (€)
1852,50	926,25	125,722037	7.405,92	172,673198

Figura V.1 - Tabela de resultados da ferramenta de cálculo de custos em gás natural e proveitos resultantes da remuneração vendida às rede para a hipótese de funcionamento 1 do caso prático

Anexo VI

Output da ferramenta de cálculo de custos em gás natural e proveitos resultantes da remuneração pela electricidade vendida à rede para a hipótese de funcionamento 2 do caso prático

			ELECTRICIDADE VENDIDA										GÁS NATURAL ADQUIRIDO - TERMO VARIÁVEL							
			Tarifa VRD(BTE) aplicável no período (€/kWh)	Situação do Equipamento de Cogeração: LIGADO - 1/DESLIGADO - 0	Energia Eléctrica Produzida no período (kWh)	% de Entrega de Energia Eléctrica à Rede	Energia Eléctrica Entregue à Rede no Período - EEC (kWh)	Parcela de Remuneração VRD(BTE) Correspondente à Energia Eléctrica Entregue no Período (€)	CI - Coeficiente Tecnológico	CI*EEC (€)	IPCdez/IPCref	VRD TOTAL (por cada meia hora) (€)	Consumo Potencial de Gás Natural do Sistema de Cogeração no Período (kWh)	Consumo VERIFICADO de Gás Natural do Sistema de Cogeração no Período (kWh)	Valor do Termo Variável do Gás Natural (€/kWh)	Custos Relativos ao Termo Variável do Gás Natural no Período (€)	BALANÇO ELECTRICIDADE VENDIDA VS GÁS NATURAL ADQUIRIDO (por período) (€)			
24h	Vazio Normal	0:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	0:00	Vazio Normal	24h
		0:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	0:30		
		1:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	1:00		
		1:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	1:30		
	Super Vazio	2:00	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	2:00	Super Vazio	
		2:30	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	2:30		
		3:00	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	3:00		
		3:30	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	3:30		
		4:00	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	4:00		
		4:30	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	4:30		
		5:00	0,0592	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,827800	0,015	0,463125	1,18348624	2,375902	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,379871	5:00		
		5:30	0,0592	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,827800	0,015	0,463125	1,18348624	2,375902	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,379871	5:30		
	Vazio Normal	6:00	0,0637	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,966738	0,015	0,463125	1,18348624	2,514840	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,240934	6:00	Vazio Normal	
		6:30	0,0637	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,966738	0,015	0,463125	1,18348624	2,514840	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,240934	6:30		
		7:00	0,0637	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,966738	0,015	0,463125	1,18348624	2,514840	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,240934	7:00		
		7:30	0,0637	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,966738	0,015	0,463125	1,18348624	2,514840	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,240934	7:30		
	Cheia	8:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	8:00	Cheia	
		8:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	8:30		
		9:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	9:00		
	Ponta	9:30	0,1840	1	61,750000	50,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,473329	9:30	Ponta	
		10:00	0,1840	1	61,750000	50,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,473329	10:00		
		10:30	0,1840	1	61,750000	50,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,473329	10:30		
		11:00	0,1840	1	61,750000	50,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,473329	11:00		
	Cheia	11:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	11:30	Cheia	
		12:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	12:00		
		12:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	12:30		
		13:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	13:00		
		13:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	13:30		
		14:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	14:00		
		14:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	14:30		
		15:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	15:00		
		15:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	15:30		
		16:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	16:00		
		16:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	16:30		
		17:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	17:00		
		17:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	17:30		
		18:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	18:00		
		18:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	18:30		
	Ponta	19:00	0,1840	1	61,750000	50,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,473329	19:00	Ponta	
		19:30	0,1840	1	61,750000	50,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,473329	19:30		
		20:00	0,1840	1	61,750000	50,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,473329	20:00		
		20:30	0,1840	1	61,750000	50,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,473329	20:30		
	Cheia	21:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	21:00	Cheia	
		21:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	21:30		
	Vazio Normal	22:00	0,0637	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,966738	0,015	0,463125	1,18348624	2,514840	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,240934	22:00	Vazio Normal	
		22:30	0,0637	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,966738	0,015	0,463125	1,18348624	2,514840	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,240934	22:30		
		23:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	23:00		
		23:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	23:30		

Energia Eléctrica Produzida TOTAL (para 1 dia) (kWh)	Energia Eléctrica Entregue à Rede - EEC TOTAL (para 1 dia) (kWh)	VRD TOTAL (para 1 dia) (€)	Consumo VERIFICADO de Gás Natural do Sistema de Cogeração TOTAL (para 1 dia) (kWh)	Custos Relativos ao Termo Variável do Gás Natural TOTAL (para 1 dia) (€)
2223,00	1111,50	140,533199	8.887,10	207,207838

Figura VI.1 - Tabela de resultados da ferramenta de cálculo de custos em gás natural e proveitos resultantes da remuneração vendida às rede para a hipótese de funcionamento 2 do caso prático

Anexo VII

Output da ferramenta de cálculo de custos em gás natural e proveitos resultantes da remuneração pela electricidade vendida à rede para a hipótese de funcionamento 3 do caso prático

			ELECTRICIDADE VENDIDA										GÁS NATURAL ADQUIRIDO - TERMO VARIÁVEL						
			Tarifa VRD(BTE) aplicável no período (€/kWh)	Situação do Equipamento de Cogeração: LIGADO - 1/DESLIGADO - 0	Energia Eléctrica Produzida no período (kWh)	% de Entrega de Energia Eléctrica à Rede	Energia Eléctrica Entregue à Rede no Período - EEC (kWh)	Parcela de Remuneração VRD(BTE) Correspondente à Energia Eléctrica Entregue no Período (€)	Ct - Coeficiente Tecnológico	Ct*EEC (€)	IPCdez/IPCref	VRD TOTAL (por cada meia hora) (€)	Consumo Potencial de Gás Natural do Sistema de Cogeração no Período (kWh)	Consumo VERIFICADO de Gás Natural do Sistema de Cogeração no Período (kWh)	Valor do Termo Variável do Gás Natural (€/kWh)	Custos Relativos ao Termo Variável do Gás Natural no Período (€)	BALANÇO ELECTRICIDADE VENDIDA VS GÁS NATURAL ADQUIRIDO (por período) (€)			
24h	Vazio Normal	0:00	0,0637	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,966738	0,015	0,463125	1,18348624	2,514840	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,240934	0:00	Vazio Normal	24h
		0:30	0,0637	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,966738	0,015	0,463125	1,18348624	2,514840	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,240934	0:30		
		1:00	0,0637	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,966738	0,015	0,463125	1,18348624	2,514840	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,240934	1:00		
		1:30	0,0637	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,966738	0,015	0,463125	1,18348624	2,514840	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,240934	1:30		
	Super Vazio	2:00	0,0592	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,827800	0,015	0,463125	1,18348624	2,375902	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,379871	2:00	Super Vazio	
		2:30	0,0592	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,827800	0,015	0,463125	1,18348624	2,375902	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,379871	2:30		
		3:00	0,0592	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,827800	0,015	0,463125	1,18348624	2,375902	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,379871	3:00		
		3:30	0,0592	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,827800	0,015	0,463125	1,18348624	2,375902	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,379871	3:30		
		4:00	0,0592	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,827800	0,015	0,463125	1,18348624	2,375902	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,379871	4:00		
		4:30	0,0592	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,827800	0,015	0,463125	1,18348624	2,375902	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,379871	4:30		
		5:00	0,0592	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,827800	0,015	0,463125	1,18348624	2,375902	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,379871	5:00		
		5:30	0,0592	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,827800	0,015	0,463125	1,18348624	2,375902	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,379871	5:30		
	Vazio Normal	6:00	0,0637	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,966738	0,015	0,463125	1,18348624	2,514840	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,240934	6:00	Vazio Normal	
		6:30	0,0637	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,966738	0,015	0,463125	1,18348624	2,514840	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,240934	6:30		
		7:00	0,0637	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,966738	0,015	0,463125	1,18348624	2,514840	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,240934	7:00		
		7:30	0,0637	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,966738	0,015	0,463125	1,18348624	2,514840	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,240934	7:30		
	Cheia	8:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	8:00	Cheia	
		8:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	8:30		
		9:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	9:00		
	Ponta	9:30	0,1840	1	61,750000	50,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,473329	9:30	Ponta	
		10:00	0,1840	1	61,750000	50,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,473329	10:00		
		10:30	0,1840	1	61,750000	50,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,473329	10:30		
		11:00	0,1840	1	61,750000	50,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,473329	11:00		
	Cheia	11:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	11:30	Cheia	
		12:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	12:00		
		12:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	12:30		
		13:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	13:00		
		13:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	13:30		
		14:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	14:00		
		14:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	14:30		
		15:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	15:00		
		15:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	15:30		
		16:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	16:00		
		16:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	16:30		
		17:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	17:00		
		17:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	17:30		
		18:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	18:00		
		18:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	18:30		
	Ponta	19:00	0,1840	1	61,750000	50,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,473329	19:00	Ponta	
		19:30	0,1840	1	61,750000	50,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,473329	19:30		
		20:00	0,1840	1	61,750000	50,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,473329	20:00		
		20:30	0,1840	1	61,750000	50,00%	30,875000	5,681000	0,015	0,463125	1,18348624	6,229102	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,473329	20:30		
	Cheia	21:00	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	21:00	Cheia	
		21:30	0,0970	1	61,750000	50,00%	30,875000	2,994875	0,015	0,463125	1,18348624	3,542977	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,212796	21:30		
	Vazio Normal	22:00	0,0637	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,966738	0,015	0,463125	1,18348624	2,514840	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,240934	22:00	Vazio Normal	
		22:30	0,0637	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,966738	0,015	0,463125	1,18348624	2,514840	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,240934	22:30		
		23:00	0,0637	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,966738	0,015	0,463125	1,18348624	2,514840	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,240934	23:00		
		23:30	0,0637	1	61,750000	50,00%	30,875000	1,966738	0,015	0,463125	1,18348624	2,514840	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,240934	23:30		

Energia Eléctrica Produzida TOTAL (para 1 dia) (kWh)	Energia Eléctrica Entregue à Rede - EEC TOTAL (para 1 dia) (kWh)	VRD TOTAL (para 1 dia) (€)	Consumo VERIFICADO de Gás Natural do Sistema de Cogeração TOTAL (para 1 dia) (kWh)	Custos Relativos ao Termo Variável do Gás Natural TOTAL (para 1 dia) (€)
2964,00	1482,00	169,877649	11.849,47	276,277117

Figura VII.1 - Tabela de resultados da ferramenta de cálculo de custos em gás natural e proveitos resultantes da remuneração vendida às rede para a hipótese de funcionamento 3 do caso prático

Anexo VIII

Output da ferramenta de cálculo de custos em gás natural e proveitos resultantes da remuneração pela electricidade vendida à rede para a hipótese de funcionamento 4 do caso prático

			ELECTRICIDADE VENDIDA										GÁS NATURAL ADQUIRIDO - TERMO VARIÁVEL						
			Tarifa VRD(BTE) aplicável no período (€/kWh)	Situação do Equipamento de Cogeração: LIGADO - 1/DESLIGADO - 0	Energia Eléctrica Produzida no período (kWh)	% de Entrega de Energia Eléctrica à Rede	Energia Eléctrica Entregue à Rede no Período - EEC (kWh)	Parcela de Remuneração VRD(BTE) Correspondente à Energia Eléctrica Entregue no Período (€)	Ct - Coeficiente Tecnológico	Ct*EEC (€)	IPCdez/IPCref	VRD TOTAL (por cada meia hora) (€)	Consumo Potencial de Gás Natural do Sistema de Cogeração no Período (kWh)	Consumo VERIFICADO de Gás Natural do Sistema de Cogeração no Período (kWh)	Valor do Termo Variável do Gás Natural (€/kWh)	Custos Relativos ao Termo Variável do Gás Natural no Período (€)	BALANÇO ELECTRICIDADE VENDIDA VS GÁS NATURAL ADQUIRIDO (por período) (€)			
24h	Vazio Normal	0:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	0:00	Vazio Normal	24h
		0:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	0:30		
		1:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	1:00		
		1:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	1:30		
	Super Vazio	2:00	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	2:00	Super Vazio	
		2:30	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	2:30		
		3:00	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	3:00		
		3:30	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	3:30		
		4:00	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	4:00		
		4:30	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	4:30		
		5:00	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	5:00		
		5:30	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	5:30		
	Vazio Normal	6:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	6:00	Vazio Normal	
		6:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	6:30		
		7:00	0,0637	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	7:00		
		7:30	0,0637	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	7:30		
	Cheia	8:00	0,0970	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	8:00	Cheia	
		8:30	0,0970	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	8:30		
		9:00	0,0970	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	9:00		
	Ponta	9:30	0,1840	1	61,750000	100,00%	61,750000	11,362000	0,015	0,926250	1,18348624	12,458294	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	6,702431	9:30	Ponta	
		10:00	0,1840	1	61,750000	100,00%	61,750000	11,362000	0,015	0,926250	1,18348624	12,458294	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	6,702431	10:00		
		10:30	0,1840	1	61,750000	100,00%	61,750000	11,362000	0,015	0,926250	1,18348624	12,458294	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	6,702431	10:30		
		11:00	0,1840	1	61,750000	100,00%	61,750000	11,362000	0,015	0,926250	1,18348624	12,458294	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	6,702431	11:00		
	Cheia	11:30	0,0970	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	11:30	Cheia	
		12:00	0,0970	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	12:00		
		12:30	0,0970	1	61,750000	51,99%	32,105384	3,114222	0,015	0,481581	1,18348624	3,684166	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,071607	12:30		
		13:00	0,0970	1	61,750000	51,99%	32,105384	3,114222	0,015	0,481581	1,18348624	3,684166	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,071607	13:00		
		13:30	0,0970	1	61,750000	51,99%	32,105384	3,114222	0,015	0,481581	1,18348624	3,684166	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,071607	13:30		
		14:00	0,0970	1	61,750000	51,99%	32,105384	3,114222	0,015	0,481581	1,18348624	3,684166	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,071607	14:00		
		14:30	0,0970	1	61,750000	51,99%	32,105384	3,114222	0,015	0,481581	1,18348624	3,684166	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,071607	14:30		
		15:00	0,0970	1	61,750000	51,99%	32,105384	3,114222	0,015	0,481581	1,18348624	3,684166	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,071607	15:00		
		15:30	0,0970	1	61,750000	7,43%	4,586484	0,444889	0,015	0,068797	1,18348624	0,526310	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,229464	15:30		
		16:00	0,0970	1	61,750000	51,99%	32,105384	3,114222	0,015	0,481581	1,18348624	3,684166	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,071607	16:00		
		16:30	0,0970	1	61,750000	51,99%	32,105384	3,114222	0,015	0,481581	1,18348624	3,684166	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,071607	16:30		
		17:00	0,0970	1	61,750000	51,99%	32,105384	3,114222	0,015	0,481581	1,18348624	3,684166	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,071607	17:00		
		17:30	0,0970	1	61,750000	51,99%	32,105384	3,114222	0,015	0,481581	1,18348624	3,684166	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,071607	17:30		
		18:00	0,0970	1	61,750000	51,99%	32,105384	3,114222	0,015	0,481581	1,18348624	3,684166	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,071607	18:00		
		18:30	0,0970	1	61,750000	38,95%	24,052968	2,333138	0,015	0,360795	1,18348624	2,760133	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,995640	18:30		
	Ponta	19:00	0,1840	1	61,750000	100,00%	61,750000	11,362000	0,015	0,926250	1,18348624	12,458294	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	6,702431	19:00	Ponta	
		19:30	0,1840	1	61,750000	100,00%	61,750000	11,362000	0,015	0,926250	1,18348624	12,458294	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	6,702431	19:30		
		20:00	0,1840	1	61,750000	100,00%	61,750000	11,362000	0,015	0,926250	1,18348624	12,458294	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	6,702431	20:00		
		20:30	0,1840	1	61,750000	100,00%	61,750000	11,362000	0,015	0,926250	1,18348624	12,458294	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	6,702431	20:30		
	Cheia	21:00	0,0970	1	61,750000	40,85%	25,225662	2,446889	0,015	0,378385	1,18348624	2,894703	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,861071	21:00	Cheia	
		21:30	0,0970	1	61,750000	40,85%	25,225662	2,446889	0,015	0,378385	1,18348624	2,894703	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,861071	21:30		
	Vazio Normal	22:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	22:00	Vazio Normal	
		22:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	22:30		
		23:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	23:00		
		23:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	23:30		

Energia Eléctrica Produzida TOTAL (para 1 dia) (kWh)	Energia Eléctrica Entregue à Rede - EEC TOTAL (para 1 dia) (kWh)	VRD TOTAL (para 1 dia) (€)	Consumo VERIFICADO de Gás Natural do Sistema de Cogeração TOTAL (para 1 dia) (kWh)	Custos Relativos ao Termo Variável do Gás Natural TOTAL (para 1 dia) (€)
1852,50	926,25	149,267312	7.405,92	172,673198

Figura VIII.1 - Tabela de resultados da ferramenta de cálculo de custos em gás natural e proveitos resultantes da remuneração vendida às rede para a hipótese de funcionamento 4 do caso prático

Anexo IX

Output da ferramenta de cálculo de custos em gás natural e proveitos resultantes da remuneração pela electricidade vendida à rede para a hipótese de funcionamento 5 do caso prático

			ELECTRICIDADE VENDIDA										GÁS NATURAL ADQUIRIDO - TERMO VARIÁVEL							
			Tarifa VRD(BTE) aplicável no período (€/kWh)	Situação do Equipamento de Cogeração: LIGADO - 1/DESLIGADO - 0	Energia Eléctrica Produzida no período (kWh)	% de Entrega de Energia Eléctrica à Rede	Energia Eléctrica Entregue à Rede no Período - EEC (kWh)	Parcela de Remuneração VRD(BTE) Correspondente à Energia Eléctrica Entregue no Período (€)	Ct - Coeficiente Tecnológico	Ct*EEC (€)	IPCdez/IPCref	VRD TOTAL (por cada meia hora) (€)	Consumo Potencial de Gás Natural do Sistema de Cogeração no Período (kWh)	Consumo VERIFICADO de Gás Natural do Sistema de Cogeração no Período (kWh)	Valor do Termo Variável do Gás Natural (€/kWh)	Custos Relativos ao Termo Variável do Gás Natural no Período (€)	BALANÇO ELECTRICIDADE VENDIDA VS GÁS NATURAL ADQUIRIDO (por período) (€)			
24h	Vazio Normal	0:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	0:00	Vazio Normal	24h
		0:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	0:30		
		1:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	1:00		
		1:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	1:30		
	Super Vazio	2:00	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	2:00	Super Vazio	
		2:30	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	2:30		
		3:00	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	3:00		
		3:30	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	3:30		
		4:00	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	4:00		
		4:30	0,0592	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	4:30		
		5:00	0,0592	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	5:00		
		5:30	0,0592	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	5:30		
	Vazio Normal	6:00	0,0637	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	6:00	Vazio Normal	
		6:30	0,0637	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	6:30		
		7:00	0,0637	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	7:00		
		7:30	0,0637	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	7:30		
	Cheia	8:00	0,0970	1	61,750000	12,27%	7,578182	0,735084	0,015	0,113673	1,18348624	0,869614	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-4,886159	8:00	Cheia	
		8:30	0,0970	1	61,750000	12,27%	7,578182	0,735084	0,015	0,113673	1,18348624	0,869614	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-4,886159	8:30		
		9:00	0,0970	1	61,750000	12,27%	7,578182	0,735084	0,015	0,113673	1,18348624	0,869614	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-4,886159	9:00		
	Ponta	9:30	0,1840	1	61,750000	100,00%	61,750000	11,362000	0,015	0,926250	1,18348624	12,458204	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	6,702431	9:30	Ponta	
		10:00	0,1840	1	61,750000	100,00%	61,750000	11,362000	0,015	0,926250	1,18348624	12,458204	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	6,702431	10:00		
		10:30	0,1840	1	61,750000	100,00%	61,750000	11,362000	0,015	0,926250	1,18348624	12,458204	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	6,702431	10:30		
		11:00	0,1840	1	61,750000	100,00%	61,750000	11,362000	0,015	0,926250	1,18348624	12,458204	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	6,702431	11:00		
	Cheia	11:30	0,0970	1	61,750000	12,27%	7,578182	0,735084	0,015	0,113673	1,18348624	0,869614	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-4,886159	11:30	Cheia	
		12:00	0,0970	1	61,750000	12,27%	7,578182	0,735084	0,015	0,113673	1,18348624	0,869614	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-4,886159	12:00		
		12:30	0,0970	1	61,750000	100,00%	61,750000	5,989750	0,015	0,926250	1,18348624	7,085954	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	1,330181	12:30		
		13:00	0,0970	1	61,750000	83,08%	51,303478	4,976437	0,015	0,769552	1,18348624	5,887192	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,131418	13:00		
		13:30	0,0970	1	61,750000	64,26%	39,683567	3,849306	0,015	0,595254	1,18348624	4,553780	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-1,201993	13:30		
		14:00	0,0970	1	61,750000	64,26%	39,683567	3,849306	0,015	0,595254	1,18348624	4,553780	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-1,201993	14:00		
		14:30	0,0970	1	61,750000	64,26%	39,683567	3,849306	0,015	0,595254	1,18348624	4,553780	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-1,201993	14:30		
		15:00	0,0970	1	61,750000	64,26%	39,683567	3,849306	0,015	0,595254	1,18348624	4,553780	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-1,201993	15:00		
		15:30	0,0970	1	61,750000	19,70%	12,164666	1,179973	0,015	0,182470	1,18348624	1,395923	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-4,359850	15:30		
		16:00	0,0970	1	61,750000	64,26%	39,683567	3,849306	0,015	0,595254	1,18348624	4,553780	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-1,201993	16:00		
		16:30	0,0970	1	61,750000	64,26%	39,683567	3,849306	0,015	0,595254	1,18348624	4,553780	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-1,201993	16:30		
		17:00	0,0970	1	61,750000	64,26%	39,683567	3,849306	0,015	0,595254	1,18348624	4,553780	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-1,201993	17:00		
		17:30	0,0970	1	61,750000	64,26%	39,683567	3,849306	0,015	0,595254	1,18348624	4,553780	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-1,201993	17:30		
		18:00	0,0970	1	61,750000	64,26%	39,683567	3,849306	0,015	0,595254	1,18348624	4,553780	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-1,201993	18:00		
		18:30	0,0970	1	61,750000	51,22%	31,631151	3,068222	0,015	0,474467	1,18348624	3,629747	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-2,126026	18:30		
	Ponta	19:00	0,1840	1	61,750000	100,00%	61,750000	11,362000	0,015	0,926250	1,18348624	12,458204	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	6,702431	19:00	Ponta	
		19:30	0,1840	1	61,750000	100,00%	61,750000	11,362000	0,015	0,926250	1,18348624	12,458204	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	6,702431	19:30		
		20:00	0,1840	1	61,750000	100,00%	61,750000	11,362000	0,015	0,926250	1,18348624	12,458204	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	6,702431	20:00		
		20:30	0,1840	1	61,750000	100,00%	61,750000	11,362000	0,015	0,926250	1,18348624	12,458204	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	6,702431	20:30		
	Cheia	21:00	0,0970	1	61,750000	53,12%	32,803845	3,181973	0,015	0,492058	1,18348624	3,764316	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-1,991457	21:00	Cheia	
		21:30	0,0970	1	61,750000	53,12%	32,803845	3,181973	0,015	0,492058	1,18348624	3,764316	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-1,991457	21:30		
	Vazio Normal	22:00	0,0637	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	22:00	Vazio Normal	
		22:30	0,0637	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	22:30		
		23:00	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	23:00		
		23:30	0,0637	0	0,000000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	0,00	0,023315564	0,000000	0,000000	23:30		

Energia Eléctrica Produzida TOTAL (para 1 dia) (kWh)	Energia Eléctrica Entregue à Rede - EEC TOTAL (para 1 dia) (kWh)	VRD TOTAL (para 1 dia) (€)	Consumo VERIFICADO de Gás Natural do Sistema de Cogeração TOTAL (para 1 dia) (kWh)	Custos Relativos ao Termo Variável do Gás Natural TOTAL (para 1 dia) (€)
2223,00	1111,50	170,525174	8.887,10	207,207838

Figura IX.1 - Tabela de resultados da ferramenta de cálculo de custos em gás natural e proveitos resultantes da remuneração vendida às rede para a hipótese de funcionamento 5 do caso prático

Anexo X

Output da ferramenta de cálculo de custos em gás natural e proveitos resultantes da remuneração pela electricidade vendida à rede para a hipótese de funcionamento 6 do caso prático

			ELECTRICIDADE VENDIDA										GÁS NATURAL ADQUIRIDO - TERMO VARIÁVEL						
			Tarifa VRD(BTE) aplicável no período (€/kWh)	Situação do Equipamento de Cogeração: LIGADO - 1/DESLIGADO - 0	Energia Eléctrica Produzida no período (kWh)	% de Entrega de Energia Eléctrica à Rede	Energia Eléctrica Entregue à Rede no Período - EEC (kWh)	Parcela de Remuneração VRD(BTE) Correspondente à Energia Eléctrica Entregue no Período (€)	Ct - Coeficiente Tecnológico	Ct*EEC (€)	IPCdez/IPCref	VRD TOTAL (por cada meia hora) (€)	Consumo Potencial de Gás Natural do Sistema de Cogeração no Período (kWh)	Consumo VERIFICADO de Gás Natural do Sistema de Cogeração no Período (kWh)	Valor do Termo Variável do Gás Natural (€/kWh)	Custos Relativos ao Termo Variável do Gás Natural no Período (€)	BALANÇO ELECTRICIDADE VENDIDA VS GÁS NATURAL ADQUIRIDO (por período) (€)		
24h	Vazio Normal	0:00	0,0637	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	0:00	
		0:30	0,0637	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	0:30	Vazio Normal
		1:00	0,0637	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	1:00	
		1:30	0,0637	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	1:30	
	Super Vazio	2:00	0,0592	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	2:00	
		2:30	0,0592	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	2:30	
		3:00	0,0592	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	3:00	
		3:30	0,0592	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	3:30	
		4:00	0,0592	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	4:00	Super Vazio
		4:30	0,0592	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	4:30	
		5:00	0,0592	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	5:00	
		5:30	0,0592	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	5:30	
	Vazio Normal	6:00	0,0637	1	61,750000	0,00%	0,000002	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	6:00	
		6:30	0,0637	1	61,750000	0,00%	0,000002	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	6:30	Vazio Normal
		7:00	0,0637	1	61,750000	0,00%	0,000002	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	7:00	
		7:30	0,0637	1	61,750000	0,00%	0,000002	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	7:30	
	Cheia	8:00	0,0970	1	61,750000	100,00%	61,750000	5,989750	0,015	0,926250	1,18348624	7,085954	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	1,330181	8:00	
		8:30	0,0970	1	61,750000	100,00%	61,750000	5,989750	0,015	0,926250	1,18348624	7,085954	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	1,330181	8:30	Cheia
		9:00	0,0970	1	61,750000	68,01%	41,996260	4,073637	0,015	0,629944	1,18348624	4,819167	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-0,936606	9:00	
	Ponta	9:30	0,1840	1	61,750000	100,00%	61,750000	11,362000	0,015	0,926250	1,18348624	12,458204	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	6,702431	9:30	
		10:00	0,1840	1	61,750000	100,00%	61,750000	11,362000	0,015	0,926250	1,18348624	12,458204	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	6,702431	10:00	Ponta
		10:30	0,1840	1	61,750000	100,00%	61,750000	11,362000	0,015	0,926250	1,18348624	12,458204	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	6,702431	10:30	
		11:00	0,1840	1	61,750000	100,00%	61,750000	11,362000	0,015	0,926250	1,18348624	12,458204	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	6,702431	11:00	
	Cheia	11:30	0,0970	1	61,750000	30,41%	18,781258	1,821782	0,015	0,281719	1,18348624	2,155192	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,600581	11:30	
		12:00	0,0970	1	61,750000	30,41%	18,781258	1,821782	0,015	0,281719	1,18348624	2,155192	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-3,600581	12:00	
		12:30	0,0970	1	61,750000	100,00%	61,750000	5,989750	0,015	0,926250	1,18348624	7,085954	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	1,330181	12:30	
		13:00	0,0970	1	61,750000	100,00%	61,750000	5,989750	0,015	0,926250	1,18348624	7,085954	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	1,330181	13:00	
		13:30	0,0970	1	61,750000	100,00%	61,750000	5,989750	0,015	0,926250	1,18348624	7,085954	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	1,330181	13:30	
		14:00	0,0970	1	61,750000	82,41%	50,886642	4,936004	0,015	0,763300	1,18348624	5,839359	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,083586	14:00	
		14:30	0,0970	1	61,750000	82,41%	50,886642	4,936004	0,015	0,763300	1,18348624	5,839359	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,083586	14:30	
		15:00	0,0970	1	61,750000	82,41%	50,886642	4,936004	0,015	0,763300	1,18348624	5,839359	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,083586	15:00	Cheia
		15:30	0,0970	1	61,750000	100,00%	61,750000	5,989750	0,015	0,926250	1,18348624	7,085954	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	1,330181	15:30	
		16:00	0,0970	1	61,750000	82,41%	50,886642	4,936004	0,015	0,763300	1,18348624	5,839359	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,083586	16:00	
		16:30	0,0970	1	61,750000	82,41%	50,886642	4,936004	0,015	0,763300	1,18348624	5,839359	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,083586	16:30	
		17:00	0,0970	1	61,750000	82,41%	50,886642	4,936004	0,015	0,763300	1,18348624	5,839359	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,083586	17:00	
		17:30	0,0970	1	61,750000	82,41%	50,886642	4,936004	0,015	0,763300	1,18348624	5,839359	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,083586	17:30	
		18:00	0,0970	1	61,750000	82,41%	50,886642	4,936004	0,015	0,763300	1,18348624	5,839359	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	0,083586	18:00	
		18:30	0,0970	1	61,750000	69,37%	42,834226	4,154920	0,015	0,642513	1,18348624	4,915126	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-0,840448	18:30	
	Ponta	19:00	0,1840	1	61,750000	100,00%	61,750000	11,362000	0,015	0,926250	1,18348624	12,458204	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	6,702431	19:00	
		19:30	0,1840	1	61,750000	100,00%	61,750000	11,362000	0,015	0,926250	1,18348624	12,458204	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	6,702431	19:30	Ponta
		20:00	0,1840	1	61,750000	100,00%	61,750000	11,362000	0,015	0,926250	1,18348624	12,458204	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	6,702431	20:00	
		20:30	0,1840	1	61,750000	100,00%	61,750000	11,362000	0,015	0,926250	1,18348624	12,458204	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	6,702431	20:30	
	Cheia	21:00	0,0970	1	61,750000	71,27%	44,006920	4,268671	0,015	0,660104	1,18348624	5,049895	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-0,705878	21:00	
		21:30	0,0970	1	61,750000	71,27%	44,006920	4,268671	0,015	0,660104	1,18348624	5,049895	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-0,705878	21:30	Cheia
	Vazio Normal	22:00	0,0637	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	22:00	
		22:30	0,0637	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	22:30	Vazio Normal
		23:00	0,0637	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	23:00	
		23:30	0,0637	1	61,750000	0,00%	0,000000	0,000000	0,015	0,000000	1,18348624	0,000000	246,86	246,86	0,023315564	5,755773	-5,755773	23:30	

Energia Eléctrica Produzida TOTAL (para 1 dia) (kWh)	Energia Eléctrica Entregue à Rede - EEC TOTAL (para 1 dia) (kWh)	VRD TOTAL (para 1 dia) (€)	Consumo VERIFICADO de Gás Natural do Sistema de Cogeração TOTAL (para 1 dia) (kWh)	Custos Relativos ao Termo Variável do Gás Natural TOTAL (para 1 dia) (€)
2964,00	1482,00	213,040897	11.849,47	276,277117

Figura X.1 - Tabela de resultados da ferramenta de cálculo de custos em gás natural e proveitos resultantes da remuneração vendida às rede para a hipótese de funcionamento 6 do caso prático

Anexo XI

Fornecimento do gás natural a partir do mercado regulado – 3 modalidades *Shared Savings*

Shared Savings

INVESTIMENTO INICIAL:	ESCO	50%	Cliente	50%	POUPANÇA LÍQUIDA:	ESCO	50%	Cliente	50%

	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Proveitos ESCO (cash-flow)	-44.250,00	31.840,69	34.340,69	34.340,69	34.340,69	34.340,69	34.340,69	34.340,69	34.340,69	34.340,69	34.340,69
Proveitos CLIENTE (cash-flow)	-44.250,00	31.840,69	34.340,69	34.340,69	34.340,69	34.340,69	34.340,69	34.340,69	34.340,69	34.340,69	34.340,69
PROVEITOS ESCO (cash-flow acumulado)	-44.250,00	-12.409,31	21.931,37	56.272,06	90.612,74	124.953,43	159.294,11	193.634,80	227.975,48	262.316,17	296.656,85
PROVEITOS CLIENTE (cash-flow acumulado)	-44.250,00	-12.409,31	21.931,37	56.272,06	90.612,74	124.953,43	159.294,11	193.634,80	227.975,48	262.316,17	296.656,85

PROVEITOS (TOTAL)		
ESCO	296.656,85 €	593.313,71 €
Cliente	296.656,85 €	

Indicadores financeiros - ESCO					
TIR	74,90%	VAL	164.485,92 €	Custo de capital	10%

Shared Savings

INVESTIMENTO INICIAL:	ESCO	25%	Cliente	75%	POUPANÇA LÍQUIDA:	ESCO	40%	Cliente	60%

	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Proveitos ESCO (cash-flow)	-22.125,00	25.472,55	27.472,55	27.472,55	27.472,55	27.472,55	27.472,55	27.472,55	27.472,55	27.472,55	27.472,55
Proveitos CLIENTE (cash-flow)	-66.375,00	38.208,82	41.208,82	41.208,82	41.208,82	41.208,82	41.208,82	41.208,82	41.208,82	41.208,82	41.208,82
PROVEITOS ESCO (cash-flow acumulado)	-22.125,00	3.347,55	30.820,10	58.292,64	85.765,19	113.237,74	140.710,29	168.182,84	195.655,39	223.127,93	250.600,48
PROVEITOS CLIENTE (cash-flow acumulado)	-66.375,00	-28.166,18	13.042,64	54.251,47	95.460,29	136.669,11	177.877,93	219.086,76	260.295,58	301.504,40	342.713,22

PROVEITOS (TOTAL)		
ESCO	250.600,48 €	593.313,71 €
Cliente	342.713,22 €	

Indicadores financeiros - ESCO					
TIR	119,21%	VAL	144.863,73 €	Custo de capital	10%

Shared Savings

INVESTIMENTO INICIAL:	ESCO	75%	Cliente	25%	POUPANÇA LÍQUIDA:	ESCO	60%	Cliente	40%

	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Proveitos ESCO (cash-flow)	-66.375,00	38.208,82	41.208,82	41.208,82	41.208,82	41.208,82	41.208,82	41.208,82	41.208,82	41.208,82	41.208,82
Proveitos CLIENTE (cash-flow)	-22.125,00	25.472,55	27.472,55	27.472,55	27.472,55	27.472,55	27.472,55	27.472,55	27.472,55	27.472,55	27.472,55
PROVEITOS ESCO (cash-flow acumulado)	-66.375,00	-28.166,18	13.042,64	54.251,47	95.460,29	136.669,11	177.877,93	219.086,76	260.295,58	301.504,40	342.713,22
PROVEITOS CLIENTE (cash-flow acumulado)	-22.125,00	3.347,55	30.820,10	58.292,64	85.765,19	113.237,74	140.710,29	168.182,84	195.655,39	223.127,93	250.600,48

PROVEITOS (TOTAL)		
ESCO	342.713,22 €	593.313,71 €
Cliente	250.600,48 €	

Indicadores financeiros - ESCO					
TIR	59,82%	VAL	184.108,10 €	Custo de capital	10%

Figura XI.1 - 3 Modalidades *Shared Savings* para fornecimento do gás natural em mercado regulado

Anexo XII

Fornecimento do gás natural a partir do mercado regulado – 3 modalidades *Guaranteed Savings*

Guaranteed Savings

INVESTIMENTO INICIAL:	ESCO 50%	Cliente 50%							15% de Poupança Garantida		
	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Proveitos ESCO (cash-flow)	-44.250,00	37.666,20	42.666,20	42.666,20	42.666,20	42.666,20	42.666,20	42.666,20	42.666,20	42.666,20	42.666,20
Proveitos CLIENTE (cash-flow)	-44.250,00	26.015,17	26.015,17	26.015,17	26.015,17	26.015,17	26.015,17	26.015,17	26.015,17	26.015,17	26.015,17
PROVEITOS ESCO (cash-flow acumulado)	-44.250,00	-6.583,80	36.082,39	78.748,59	121.414,79	164.080,98	206.747,18	249.413,37	292.079,57	334.745,77	377.411,96
PROVEITOS CLIENTE (cash-flow acumulado)	-44.250,00	-18.234,83	7.780,35	33.795,52	59.810,70	85.825,87	111.841,05	137.856,22	163.871,39	189.886,57	215.901,74

PROVEITOS (TOTAL)		
ESCO	377.411,96 €	593.313,71 €
Cliente	215.901,74 €	

Indicadores financeiros - ESCO					
TIR	90,89%	VAL	213.369,85 €	Custo de capital	10%

Guaranteed Savings

INVESTIMENTO INICIAL:	ESCO 25%	Cliente 75%							20% de Poupança Garantida		
	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Proveitos ESCO (cash-flow)	-22.125,00	28.994,47	33.994,47	33.994,47	33.994,47	33.994,47	33.994,47	33.994,47	33.994,47	33.994,47	33.994,47
Proveitos CLIENTE (cash-flow)	-66.375,00	34.686,90	34.686,90	34.686,90	34.686,90	34.686,90	34.686,90	34.686,90	34.686,90	34.686,90	34.686,90
PROVEITOS ESCO (cash-flow acumulado)	-22.125,00	6.869,47	40.863,94	74.858,41	108.852,89	142.847,36	176.841,83	210.836,30	244.830,77	278.825,24	312.819,72
PROVEITOS CLIENTE (cash-flow acumulado)	-66.375,00	-31.688,10	2.998,80	37.685,70	72.372,60	107.059,49	141.746,39	176.433,29	211.120,19	245.807,09	280.493,99

PROVEITOS (TOTAL)		
ESCO	312.819,72 €	593.313,71 €
Cliente	280.493,99 €	

Indicadores financeiros - ESCO					
TIR	140,42%	VAL	182.210,86 €	Custo de capital	10%

Guaranteed Savings

INVESTIMENTO INICIAL:	ESCO 75%	Cliente 25%							15% de Poupança Garantida		
	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Proveitos ESCO (cash-flow)	-66.375,00	37.666,20	42.666,20	42.666,20	42.666,20	42.666,20	42.666,20	42.666,20	42.666,20	42.666,20	42.666,20
Proveitos CLIENTE (cash-flow)	-22.125,00	26.015,17	26.015,17	26.015,17	26.015,17	26.015,17	26.015,17	26.015,17	26.015,17	26.015,17	26.015,17
PROVEITOS ESCO (cash-flow acumulado)	-66.375,00	-28.708,80	13.957,39	56.623,59	99.289,79	141.955,98	184.622,18	227.288,37	269.954,57	312.620,77	355.286,96
PROVEITOS CLIENTE (cash-flow acumulado)	-22.125,00	3.890,17	29.905,35	55.920,52	81.935,70	107.950,87	133.966,05	159.981,22	185.996,39	212.011,57	238.026,74

PROVEITOS (TOTAL)		
ESCO	355.286,96 €	593.313,71 €
Cliente	238.026,74 €	

Indicadores financeiros - ESCO					
TIR	60,88%	VAL	191.244,85 €	Custo de capital	10%

Figura XII.1 - 3 Modalidades *Guaranteed Savings* para fornecimento do gás natural em mercado regulado

Anexo XIII

Fornecimento do gás natural a partir do mercado livre – 3 modalidades *Shared Savings*

Shared Savings

INVESTIMENTO INICIAL:	ESCO	50%	Cliente	50%			POUPANÇA LÍQUIDA:	ESCO	50%	Cliente	50%	
					Anos							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Proveitos ESCO (cash-flow)	-44.250,00	39.268,06	41.768,06	41.768,06	41.768,06	41.768,06	41.768,06	41.768,06	41.768,06	41.768,06	41.768,06	
Proveitos CLIENTE (cash-flow)	-44.250,00	39.268,06	41.768,06	41.768,06	41.768,06	41.768,06	41.768,06	41.768,06	41.768,06	41.768,06	41.768,06	
PROVEITOS ESCO (cash-flow acumulado)	-44.250,00	-4.981,94	36.786,11	78.554,17	120.322,23	162.090,29	203.858,34	245.626,40	287.394,46	329.162,51	370.930,57	
PROVEITOS CLIENTE (cash-flow acumulado	-44.250,00	-4.981,94	36.786,11	78.554,17	120.322,23	162.090,29	203.858,34	245.626,40	287.394,46	329.162,51	370.930,57	

PROVEITOS (TOTAL)		
ESCO	370.930,57 €	741.861,14 €
Cliente	370.930,57 €	

Indicadores financeiros - ESCO					
TIR	91,55%	VAL	210.123,90 €	Custo de capital	10%

Shared Savings

INVESTIMENTO INICIAL:	ESCO	25%	Cliente	75%			POUPANÇA LÍQUIDA:	ESCO	40%	Cliente	60%	
					Anos							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Proveitos ESCO (cash-flow)	-22.125,00	31.414,45	33.414,45	33.414,45	33.414,45	33.414,45	33.414,45	33.414,45	33.414,45	33.414,45	33.414,45	
Proveitos CLIENTE (cash-flow)	-66.375,00	47.121,67	50.121,67	50.121,67	50.121,67	50.121,67	50.121,67	50.121,67	50.121,67	50.121,67	50.121,67	
PROVEITOS ESCO (cash-flow acumulado)	-22.125,00	9.289,45	42.703,89	76.118,34	109.532,78	142.947,23	176.361,67	209.776,12	243.190,57	276.605,01	310.019,46	
PROVEITOS CLIENTE (cash-flow acumulado	-66.375,00	-19.253,33	30.868,34	80.990,01	131.111,67	181.233,34	231.355,01	281.476,68	331.598,35	381.720,02	431.841,69	

PROVEITOS (TOTAL)		
ESCO	310.019,46 €	741.861,14 €
Cliente	431.841,69 €	

Indicadores financeiros - ESCO					
TIR	145,65%	VAL	181.374,12 €	Custo de capital	10%

Shared Savings

INVESTIMENTO INICIAL:	ESCO	75%	Cliente	25%			POUPANÇA LÍQUIDA:	ESCO	60%	Cliente	40%	
					Anos							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Proveitos ESCO (cash-flow)	-66.375,00	47.121,67	50.121,67	50.121,67	50.121,67	50.121,67	50.121,67	50.121,67	50.121,67	50.121,67	50.121,67	
Proveitos CLIENTE (cash-flow)	-22.125,00	31.414,45	33.414,45	33.414,45	33.414,45	33.414,45	33.414,45	33.414,45	33.414,45	33.414,45	33.414,45	
PROVEITOS ESCO (cash-flow acumulado)	-66.375,00	-19.253,33	30.868,34	80.990,01	131.111,67	181.233,34	231.355,01	281.476,68	331.598,35	381.720,02	431.841,69	
PROVEITOS CLIENTE (cash-flow acumulado	-22.125,00	9.289,45	42.703,89	76.118,34	109.532,78	142.947,23	176.361,67	209.776,12	243.190,57	276.605,01	310.019,46	

PROVEITOS (TOTAL)		
ESCO	431.841,69 €	741.861,14 €
Cliente	310.019,46 €	

Indicadores financeiros - ESCO					
TIR	73,29%	VAL	238.873,68 €	Custo de capital	10%

Figura XIII.1 - 3 Modalidades *Shared Savings* para fornecimento do gás natural em mercado livre

Anexo XIV

Fornecimento do gás natural a partir do mercado livre – 3 modalidades *Guaranteed Savings*

Guaranteed Savings

INVESTIMENTO INICIAL:	ESCO 50%	Cliente 50%						20% de Poupança Garantida			
	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Proveitos ESCO (cash-flow)	-44.250,00	43.849,22	48.849,22	48.849,22	48.849,22	48.849,22	48.849,22	48.849,22	48.849,22	48.849,22	48.849,22
Proveitos CLIENTE (cash-flow)	-44.250,00	34.686,90	34.686,90	34.686,90	34.686,90	34.686,90	34.686,90	34.686,90	34.686,90	34.686,90	34.686,90
PROVEITOS ESCO (cash-flow acumulado)	-44.250,00	-400,78	48.448,43	97.297,65	146.146,86	194.996,08	243.845,29	292.694,51	341.543,72	390.392,94	439.242,15
PROVEITOS CLIENTE (cash-flow acumulado	-44.250,00	-9.563,10	25.123,80	59.810,70	94.497,60	129.184,49	163.871,39	198.558,29	233.245,19	267.932,09	302.618,99

PROVEITOS (TOTAL)		
ESCO	439.242,15 €	741.861,14 €
Cliente	302.618,99 €	

Indicadores financeiros - ESCO					
TIR	104,53%	VAL	251.361,83 €	Custo de capital	10%

Guaranteed Savings

INVESTIMENTO INICIAL:	ESCO 25%	Cliente 75%						25% de Poupança Garantida			
	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Proveitos ESCO (cash-flow)	-22.125,00	35.177,49	40.177,49	40.177,49	40.177,49	40.177,49	40.177,49	40.177,49	40.177,49	40.177,49	40.177,49
Proveitos CLIENTE (cash-flow)	-66.375,00	43.358,62	43.358,62	43.358,62	43.358,62	43.358,62	43.358,62	43.358,62	43.358,62	43.358,62	43.358,62
PROVEITOS ESCO (cash-flow acumulado)	-22.125,00	13.052,49	53.229,98	93.407,47	133.584,96	173.762,45	213.939,94	254.117,43	294.294,92	334.472,41	374.649,91
PROVEITOS CLIENTE (cash-flow acumulado	-66.375,00	-23.016,38	20.342,25	63.700,87	107.059,49	150.418,12	193.776,74	237.135,37	280.493,99	323.852,61	367.211,24

PROVEITOS (TOTAL)		
ESCO	374.649,91 €	741.861,14 €
Cliente	367.211,24 €	

Indicadores financeiros - ESCO					
TIR	167,43%	VAL	220.202,83 €	Custo de capital	10%

Guaranteed Savings

INVESTIMENTO INICIAL:	ESCO 75%	Cliente 25%						20% de Poupança Garantida			
	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Proveitos ESCO (cash-flow)	-66.375,00	43.849,22	48.849,22	48.849,22	48.849,22	48.849,22	48.849,22	48.849,22	48.849,22	48.849,22	48.849,22
Proveitos CLIENTE (cash-flow)	-22.125,00	34.686,90	34.686,90	34.686,90	34.686,90	34.686,90	34.686,90	34.686,90	34.686,90	34.686,90	34.686,90
PROVEITOS ESCO (cash-flow acumulado)	-66.375,00	-22.525,78	26.323,43	75.172,65	124.021,86	172.871,08	221.720,29	270.569,51	319.418,72	368.267,94	417.117,15
PROVEITOS CLIENTE (cash-flow acumulado	-22.125,00	12.561,90	47.248,80	81.935,70	116.622,60	151.309,49	185.996,39	220.683,29	255.370,19	290.057,09	324.743,99

PROVEITOS (TOTAL)		
ESCO	417.117,15 €	741.861,14 €
Cliente	324.743,99 €	

Indicadores financeiros - ESCO					
TIR	70,13%	VAL	229.236,83 €	Custo de capital	10%

Figura XIV.1 - 3 Modalidades *Guaranteed Savings* para fornecimento do gás natural em mercado livre