

Impacto da cogeração na minimização dos custos de energia elétrica

FLÁVIO MANUEL OLIVEIRA DOS SANTOS SILVA

Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Dissertação realizada no âmbito do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica –
Sistemas Elétricos de Energia

2014

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Flávio Manuel Oliveira dos Santos Silva, N° 1060351,

E-Mail: 1060351@isep.ipp.pt

Orientação Científica: Teresa Alexandra Nogueira, tan@isep.ipp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2014

"A perfeição é feita de pequenos detalhes,

não é apenas um detalhe."

(Michelangelo)

Agradecimentos

Venho agradecer às seguintes pessoas pelo apoio concedido, pois sem eles não seria possível a realização desta dissertação.

Professora Doutora Teresa Nogueira do Instituto Superior de Engenharia do Porto.

À minha namorada Mariana Castro.

Filomena Lascasas.

Aos meus pais.

Aos meus amigos.

À EDP Gás Distribuição empresa onde trabalho, em especial ao meu colega Alcides Gomes.

Resumo

A promoção da cogeração foi um claro sinal de reconhecimento das vantagens deste sistema por parte da União Europeia.

Face às preocupações de aprovisionamento energético e escassez de energia primária na Europa, foi promovida a cogeração, mediante a concessão de benefícios a nível do preço de venda da energia elétrica e de vários prémios.

Contudo, estes incentivos não deixam de ter um impacto negativo no sistema, se se tiver em linha de conta que estes provocam um aumento do preço da energia elétrica para os clientes finais. Este foi o problema escolhido como objeto de estudo desta dissertação e que veio permitir concluir que, apesar de agora se pagar na fatura mensal (cliente em BTN) um valor adicional em cerca de 1€ devido à existência da cogeração, isto será benéfico futuramente, caso a política do estado Português mantenha estes apoios aos agentes da cogeração.

No âmbito do regime remuneratório para a produção em cogeração, foi criada a ferramenta em Excel para simular o comportamento dos sistemas, tendo em conta as necessidades energéticas e muitas outras características. A principal função da ferramenta é a possibilidade de estimar a remuneração de uma unidade de cogeração em função da tecnologia utilizada e para diferentes condições de funcionamento.

Abstract

The promotion of CHP was an evident sign of recognition of the advantages of this system from the European Union.

Due to concerns in energy supply and primary energy shortage in Europe, CHP was promoted, by granting benefits in the selling price of electric energy and several rewards.

Nevertheless, these incentives still have a negative impact on the system, given the fact they cause an increasing in the price of electric energy for the final clients. This was the problem selected as study subject of this dissertation that allowed concluding that, despite paying an additional value of 1€ (BTN clients) for the existence of cogeneration, this will be beneficial in the future, assuming Portuguese politics maintain this support to cogeneration agents.

Within the remuneration regime for CHP production, an Excel tool was created in order to simulate study cases, taking into account energy necessities and many other characteristics. The main purpose of this tool is to enable to estimate the remuneration of a CHP unit taking into account the technology in use and different operating conditions.

Índice

AGRADECIMENTOS	III
RESUMO	V
ABSTRACT	VII
ÍNDICE	IX
ÍNDICE DE FIGURAS	XII
ÍNDICE DE TABELAS	XV
ACRÓNIMOS	XVI
DEFINIÇÕES	XVII
CAPÍTULO 1	1
INTRODUÇÃO	1
1.1 ENQUADRAMENTO	1
1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO	2
1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	3
CAPÍTULO 2	5
COGERAÇÃO EM PORTUGAL	5
2.1 EVOLUÇÃO DA COGERAÇÃO	6
2.2 RENDIMENTO E APLICAÇÕES	8
2.3 TECNOLOGIAS DE COGERAÇÃO	9
2.3.1 Turbinas de gás	10
2.3.2 Turbinas de vapor	12
2.3.3 Motores alternativos	13
2.3.4 Microturbinas	15
2.3.5 Pilhas de combustível	17
2.3.6 Motores Stirling	19
2.3.7 Ciclo orgânico de Rankine	21
2.3.8 Ciclo combinado	22
2.4 TRIGERAÇÃO	24
2.5 LEGISLAÇÃO DA COGERAÇÃO	25
2.5.1 Legislação em Portugal	25

2.5.2 Legislação Europeia.....	27
2.5.2.1 Apresentação da Diretiva 2004/8/CE.....	27
2.5.2.2 Processo de cálculo segundo a Diretiva 2004/8/CE.....	30
CAPÍTULO 3.....	33
ANÁLISE ECONÓMICA DA COGERAÇÃO	33
3.1 SOBRECUSTO DA COGERAÇÃO.....	33
3.1.1 Cálculo do diferencial de custo.....	34
3.1.2 Cálculo do verdadeiro diferencial de custo das instalações de cogeração	37
3.1.3 Determinação do aumento do custo da energia elétrica para o consumidor final	45
3.1.4 Conclusão do estudo	46
3.2 REMUNERAÇÃO DA PRODUÇÃO EM COGERAÇÃO.....	48
3.2.1 Produção em cogeração	48
3.2.2 Modalidades de remuneração	49
3.2.3 Critérios remuneratórios	51
3.2.3.1 Tarifa de referência.....	51
3.2.3.2 Prémio de eficiência	58
3.2.3.3 Prémio de energia renovável.....	59
3.2.3.4 Prémio de participação no mercado	60
3.2.4 Relações de mercado	60
CAPÍTULO 4.....	63
SIMULADOR DE REMUNERAÇÃO EM INSTALAÇÕES DE COGERAÇÃO NA MODALIDADE ESPECIAL.....	63
4.1 EXPLICAÇÃO POR FOLHA.....	63
4.1.1 Dados.....	64
4.1.2 Resultados.....	66
4.1.3 Tarifa de referência.....	67
4.1.4 Cálculos	70
4.1.5 Prémio de eficiência.....	75
4.1.6 Prémio de energia renovável.....	76
4.1.7 IPCm.....	77
4.1.8 BRENTm.....	79
4.1.9 TCUSDm.....	80
4.1.10 Fórmulas	81
4.1.11 Despachos.....	82
4.2 ESTUDO DE EXEMPLOS.....	82
4.2.1 Caso de estudo 1	82
4.2.1.1 Análise dos resultados	85

4.2.1.2 Estudo da remuneração anual	92
4.2.2 Caso de estudo 2	94
4.2.3 Caso de estudo 3	96
4.2.4 Caso de estudo 4	98
4.2.5 Caso de estudo 5	100
4.2.6 Caso de estudo 6	101
4.3 ANÁLISE INTERPRETATIVA.....	103
CAPÍTULO 5.....	105
CONCLUSÕES	105
REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS.....	107
ANEXOS	112

Índice de Figuras

FIGURA 2.1 - - PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA POR COGERAÇÃO EM PORTUGAL	7
FIGURA 2.2 - PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM PORTUGAL	7
FIGURA 2.3 - COMPARAÇÃO DOS RENDIMENTOS DE UM SISTEMA DE COGERAÇÃO E DE UM SISTEMA CONVENCIONAL	8
FIGURA 2.4 - DIAGRAMA DOS TIPOS DE TECNOLOGIAS	9
FIGURA 2.5 - PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DE UMA TURBINA A GÁS EM CICLO ABERTO.....	10
FIGURA 2.6 - TURBINA A GÁS COM RECUPERAÇÃO DE CALOR.....	11
FIGURA 2.7 - PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DE UMA TURBINA A VAPOR	12
FIGURA 2.8 - PRINCÍPIO DO FUNCIONAMENTO DE UM MOTOR DE 4 TEMPOS.....	14
FIGURA 2.9 - PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DE UMA MICROTURBINA.....	16
FIGURA 2.10 - PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DE UMA PILHA DE COMBUSTÍVEL	18
FIGURA 2.11 - ESQUEMA DE FUNCIONAMENTO DE UM MOTOR STIRLING.	20
FIGURA 2.12 - ESQUEMA DE UM CICLO ORGÂNICO DE RANKINE NUM PROJETO HÍBRIDO: SOLAR + BIOMASSA + ORC COM ARMAZENAGEM DO TERMO FLUIDO	21
FIGURA 2.13 - COGERAÇÃO EM CICLO COMBINADO	23
FIGURA 2.14 - CHILLER DE ABSORÇÃO.....	24
FIGURA 2.15 - POTÊNCIA INSTALADA DE COGERAÇÃO EM PORTUGAL E DECRETOS- LEI CORRESPONDENTES	25
FIGURA 2.16 - VALORES DE DEPENDÊNCIA ENERGÉTICA DOS ESTADOS-MEMBROS DA UNIÃO EUROPEIA	28
FIGURA 2.17 - VALORES DAS EMISSÕES DE CO ₂ NO MUNDO POR CADA REGIÃO.....	29
FIGURA 3.1 - SOBRECUSTO PRÉ POR UNIDADE PRODUZIDA	35
FIGURA 3.2 – REPARTIÇÃO HORÁRIA POR PERÍODO TARIFÁRIO	40
FIGURA 3.3 - PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE	42
FIGURA 3.4 - PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT A APLICAR ÀS ENTREGAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE AO OPERADOR DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT E AT.....	43
FIGURA 3.5 - PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT A APLICAR ÀS ENTREGAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE AO OPERADOR DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT E AT.....	43
FIGURA 3.6 – DIAGRAMA DAS MODALIDADES DE COGERAÇÃO E DAS OPÇÕES DE REMUNERAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA.....	50
FIGURA 3.7 - DIAGRAMA DA TARIFA DE REFERÊNCIA.....	52
FIGURA 4.1 - FOLHA DE DADOS	64
FIGURA 4.2 - TIPO DE TECNOLOGIA DA FOLHA DE “DADOS”	65
FIGURA 4.3 - APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS PARA UMA TARIFA DE REFERÊNCIA NORMAL.....	66
FIGURA 4.4 - APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS PARA UMA TARIFA DE REFERÊNCIA POR MODULAÇÃO TARIFÁRIA	67
FIGURA 4.5 – VALOR DA TARIFA DE REFERÊNCIA NORMAL	68

FIGURA 4.6 – CÁLCULO DA TARIFA DE REFERÊNCIA NO MÊS “M” ATRAVÉS DAS VÁRIAS PARCELAS	69
FIGURA 4.7 - VALOR DA TARIFA DE REFERÊNCIA POR MODULAÇÃO TARIFÁRIA	69
FIGURA 4.8 – PARCELA FIXA DA TARIFA DE REFERÊNCIA POR MODULAÇÃO TARIFÁRIA	70
FIGURA 4.9 - PARCELA VARIÁVEL DA TARIFA DE REFERÊNCIA POR MODULAÇÃO TARIFÁRIA	71
FIGURA 4.10 - DESPESAS COM COMBUSTÍVEL, REFERENTE À PARCELA VARIÁVEL	72
FIGURA 4.11 - CUSTOS EVITADOS NAS REDES A MONTANTE, REFERENTE À PARCELA VARIÁVEL	73
FIGURA 4.12 - OUTRAS DESPESAS, REFERENTE À PARCELA VARIÁVEL	74
FIGURA 4.13 - PARCELA AMBIENTAL DA TARIFA DE REFERÊNCIA POR MODULAÇÃO TARIFÁRIA	74
FIGURA 4.14 – PRÊMIO DE EFICIÊNCIA	75
FIGURA 4.15 – TIPO DE COMBUSTÍVEL NA FOLHA DE “DADOS”	76
FIGURA 4.16 – PRÊMIO DE ENERGIA RENOVÁVEL	77
FIGURA 4.17 - ÍNDICE DE PREÇOS NO CONSUMIDOR “IPCM”	78
FIGURA 4.18 - MÊS M DA REMUNERAÇÃO DE 2014 NA FOLHA DE “DADOS”	78
FIGURA 4.19 - CRUDE OIL BRENT “BRENTM”	79
FIGURA 4.20 – TAXAS DE CÂMBIO ENTRE O DÓLAR E EURO	80
FIGURA 4.21 – EXPRESSÕES DE CÁLCULO DA COGERAÇÃO	81
FIGURA 4.22 - VALORES OPERACIONAIS DO MOTOR A GÁS NA FOLHA DE “DADOS”	83
FIGURA 4.23 – REPARTIÇÃO HORÁRIA POR PERÍODO TARIFÁRIO	84
FIGURA 4.24 – COMPARAÇÃO DOS DOIS TIPOS DE TARIFA DE REFERÊNCIA	85
FIGURA 4.25 – CÁLCULO DA PARCELA FIXA NA FOLHA “CÁLCULO” DA FERRAMENTA	86
FIGURA 4.26 – CÁLCULO AUXILIAR DA DESPESA COM COMBUSTÍVEL IPVCM NA FOLHA “CÁLCULOS” DA FERRAMENTA	86
FIGURA 4.27 - CÁLCULO DA DESPESA COM COMBUSTÍVEL NA FOLHA “CÁLCULOS” DA FERRAMENTA	87
FIGURA 4.28 – CÁLCULO DOS CUSTOS EVITADOS NAS REDES A MONTANTE NA FOLHA “CÁLCULOS” DA FERRAMENTA	88
FIGURA 4.29 – CÁLCULO DE OUTRAS DESPESAS NA FOLHA “CÁLCULOS” DA FERRAMENTA	88
FIGURA 4.30 – CÁLCULO DA PARCELA VARIÁVEL NA FOLHA “CÁLCULOS” DA FERRAMENTA	88
FIGURA 4.31 – CÁLCULO DA PARCELA AMBIENTAL NA FOLHA “CÁLCULOS” DA FERRAMENTA	89
FIGURA 4.32 - CÁLCULO TARIFA DE REFERÊNCIA POR MODULAÇÃO TARIFÁRIA NA FERRAMENTA	90
FIGURA 4.33 – CÁLCULO DO PRÊMIO DE EFICIÊNCIA NA FERRAMENTA	90
FIGURA 4.34 – REMUNERAÇÃO EM COGERAÇÃO DE UM MOTOR A GÁS EM TARIFA DE REFERÊNCIA NORMAL	91
FIGURA 4.35 - REMUNERAÇÃO EM COGERAÇÃO DE UM MOTOR A GÁS EM TARIFA DE REFERÊNCIA POR MODULAÇÃO TARIFÁRIA	92
FIGURA 4.36 – GRÁFICO DE COMPARAÇÃO DE REMUNERAÇÕES PARA O MOTOR A GÁS	93
FIGURA 4.37 – COMPARAÇÃO DE RESULTADOS PARA O MÊS DE JUNHO ENTRE OS TIPOS DE TARIFA PARA O CASO 2	94
FIGURA 4.38 - COMPARAÇÃO DE RESULTADOS PARA O MÊS DE JULHO ENTRE OS TIPOS DE TARIFA PARA O CASO 2	95
FIGURA 4.39 – COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS PARA O CASO 2	95
FIGURA 4.40 - COMPARAÇÃO DE RESULTADOS PARA O MÊS DE JUNHO ENTRE OS TIPOS DE TARIFA PARA O CASO 3	96
FIGURA 4.41 - COMPARAÇÃO DE RESULTADOS PARA O MÊS DE JULHO ENTRE OS TIPOS DE TARIFA PARA O CASO 3	97
FIGURA 4.42 - COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS PARA O CASO 3	97

FIGURA 4.43 - COMPARAÇÃO DE RESULTADOS PARA O MÊS DE JUNHO ENTRE OS TIPOS DE TARIFA PARA O CASO 4.....	98
FIGURA 4.44 - COMPARAÇÃO DE RESULTADOS PARA O MÊS DE JULHO ENTRE OS TIPOS DE TARIFA PARA O CASO 4	99
FIGURA 4.45 - COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS PARA O CASO 4	99
FIGURA 4.46 - COMPARAÇÃO DE RESULTADOS PARA O MÊS DE JUNHO ENTRE OS TIPOS DE TARIFA PARA O CASO 5.....	100
FIGURA 4.47 - COMPARAÇÃO DE RESULTADOS PARA O MÊS DE JULHO ENTRE OS TIPOS DE TARIFA PARA O CASO 5	100
FIGURA 4.48 - COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS PARA O CASO 5	101
FIGURA 4.49 - COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS PARA O CASO 6	102
FIGURA 4.50 - GRÁFICO DE COMPARAÇÃO DE REMUNERAÇÕES POR TIPO DE TECNOLOGIA	102

Índice de Tabelas

TABELA 2.1 – PRINCIPAIS APLICAÇÕES DA COGERAÇÃO	9
TABELA 3.1 - APURAMENTO DE CUSTOS RELATIVO À POLÍTICA ENERGÉTICA, DE ESTABILIDADE, DE SUSTENTABILIDADE	34
TABELA 3.2 - COMPARAÇÃO DE SOBRECUSTOS DA PRÉ E DA COGERAÇÃO	35
TABELA 3.3 - CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DO CUR PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES PARA 2014	36
TABELA 3.4 - DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A INSTALAÇÕES DE COGERAÇÃO	37
TABELA 3.5 - TOTAL DAS MEDIDAS MITIGADORAS INTEGRADAS NO CÁLCULO DO DIFERENCIAL DE CUSTOS DAS AQUISIÇÕES DA PRE	39
TABELA 3.6 - FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DE PORTUGAL CONTINENTAL	39
TABELA 3.7 – PARCELAS DA TARIFA GLOBAL DO SISTEMA NA RNT.....	42
TABELA 3.8 - DIFERENCIAL DE CUSTOS REAL COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A INSTALAÇÕES DE COGERAÇÃO.....	45
TABELA 3.9 - RESUMO DAS QUANTIDADES CONSIDERADAS PARA O CÁLCULO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	46
TABELA 3.10 - IMPACTO NA FACTURA DE ENERGIA ELÉCTRICA DO CONSUMIDOR	46
TABELA 3.11 - PRESSUPOSTOS PARA COGERAÇÃO DE ELEVADA EFICIÊNCIA.....	48
TABELA 3.12 - VALORES DA TARIFA DE REFERÊNCIA.....	51
TABELA 3.13 – ESCALÕES PREVISTOS NO ART-º 2 DA PORTARIA Nº 325-A/2012	53
TABELA 3.14 - VALORES DA POTÊNCIA DA INSTALAÇÃO DE COGERAÇÃO DE REFERÊNCIA (P)	54
TABELA 3.15 - VALORES DE CEA.....	58
TABELA 3.16 - VALORES MÁXIMOS DO PRÉMIO DE EFICIÊNCIA POR TIPO DE INSTALAÇÃO DE COGERAÇÃO	59
TABELA 3.17 - POSSÍVEIS RELAÇÕES DE MERCADO PARA CADA REGIME DE COGERAÇÃO.....	61
TABELA 4.1 – VALORES DO TCUSDM DE CADA MÊS	81
TABELA 4.2 – VALORES TRIMESTRAIS DA TARIFA DE REFERÊNCIA PUBLICADOS PELA DGEG	82
TABELA 4.3 – ESTUDO DA REMUNERAÇÃO EM VÁRIOS MESES PARA O MOTOR A GÁS	92

Acrónimos

SOFC	-	Pilhas de combustível de óxido sólido
MCFC	-	Pilhas de combustível de carbonato fundido
COR	-	Ciclo orgânico de <i>Rankine</i>
ORC	-	Organic <i>Rankine</i> Cycle
EEGO	-	Entidade emissora de garantias de origem
CUR	-	Comercializador de último recurso
DGEG	-	Direção Geral de Energia e Geologia
SEN	-	Sistema Elétrico Nacional
ERSE	-	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
PRE	-	Produção/Produtores em Regime Especial
REN	-	Redes Energéticas Nacionais
GPL	-	Gás de Petróleo Liquefeito
CAE	-	Contratos de Aquisição de Energia
INE	-	Instituto Nacional de Estatística
EIA	-	Independent Statistics Analysis
BTN	-	Baixa tensão normal
RNT	-	Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica
RND	-	Rede Nacional de Distribuição da Energia Elétrica
CHP	-	Cogeração (Combined Heat and Power)

Definições

Cogeração	A produção simultânea, num processo único, de energia térmica e de energia elétrica e/ou mecânica
Calor útil	O calor produzido num processo de cogeração a fim de satisfazer uma procura economicamente justificável de calor ou de frio
Procura economicamente justificável	A procura que não excede as necessidades de calor ou frio e que, se não fosse utilizada a cogeração, seria satisfeita nas condições do mercado mediante outros processos de produção de energia
Eletricidade de reserva	A eletricidade que deve ser fornecida pela rede elétrica sempre que haja perturbação, incluindo em períodos de manutenção ou de avaria do processo de cogeração
Eletricidade de reforço	A eletricidade fornecida pela rede elétrica caso a procura de eletricidade seja superior à produção pelo processo de cogeração
Eficiência global	O total anual da produção de energia elétrica e mecânica e da produção de calor útil dividido pelo consumo de combustível utilizado na produção de calor num processo de cogeração e na produção bruta de energia elétrica e mecânica
Eficiência	A eficiência calculada com base no poder calorífico líquido dos combustíveis (também denominado «poder calorífico inferior»)
Rácio eletricidade/calor	O rácio entre a eletricidade produzida em cogeração e o calor útil produzido exclusivamente em modo de

cogeração e utilizando dados operacionais da unidade em causa

Unidade de cogeração

Uma unidade capaz de operar em modo de cogeração

Unidade de micro-cogeração

Uma unidade de cogeração cuja capacidade máxima seja inferior a 50 kW

Cogeração de pequena dimensão

As unidades de cogeração com uma capacidade instalada inferior a 1 MW

Produção de cogeração

A energia elétrica e mecânica e de calor útil produzida em cogeração

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento

O interesse pela cogeração com carácter comercial foi determinado, originalmente, por condições de mercado indesejadas provindas de convulsões sociais extremas em determinadas áreas do globo e que tiveram reflexos a nível mundial, constituindo um alerta geral para a fragilidade da dependência da produção e abastecimento do petróleo.

Neste sentido, importa recordar a guerra do *Yom Kippur*, ocorrida em Outubro de 1973, um conflito entre a união de estados árabes liderados pelo Egipto, Iraque e Síria contra Israel.

Apesar de Israel ter saído vencedor desta guerra. Isso não impediu que uma das consequências deste conflito fosse a chamada “crise do petróleo”, tendo o respetivo preço aumentado cerca de 300%, dado que os estados árabes boicotaram o seu abastecimento aos Estados Unidos e aos países Europeus como represália pelo seu apoio a Israel (Historiazine, 2013). Esta subida exponencial dos preços de petróleo no mercado internacional foi um sério alerta para a economia mundial, atenta a sua dependência desta fonte de energia para se desenvolver. Portugal não foi exceção, e, como tal, ficou e mantém-se vulnerável às situações de crise que ocorram no mercado petrolífero.

Na verdade, foi a partir daquela data que as preocupações com o consumo de energia e com a dependência do petróleo, determinaram a que fossem implementadas políticas energéticas para apoiar o uso de fontes alternativas de energia, de modo a diminuir a fragilidade existente.

As energias renováveis e a cogeração foram as principais estratégias adotadas, por não necessitarem de combustíveis fósseis para tal também contribuiu o fator adicional de serem mais benéficas para o ambiente, baixando as emissões de gases com efeito de estufa.

Para incentivar a atividade de cogeração, em 11 de Fevereiro de 2004 a União Europeia aprovou a Diretiva 2004/8/CE com o objetivo de estimular os Estados-Membros a estabelecer regimes de apoio público aos promotores de novas instalações de cogeração.

Atualmente, a nível energético na Europa, o Luxemburgo é o país mais eficiente com 64% da produção de eletricidade por cogeração. Seguem-se outros países como a Dinamarca, com 50%, assim como a Letónia, Lituânia, Holanda e Finlândia atingindo valores superiores a 30%, todos bem encaminhados no sentido de uma independência do petróleo.

Em Portugal a percentagem de eletricidade produzida em unidades de cogeração corresponde a cerca de 14%, encontrando-se próxima da média Europeia (Eurosat, 2014).

O estado Português apenas em 25 de Março de 2010 transpôs a Diretiva 2004/8/CE para o regime jurídico nacional, dando origem ao Decreto-Lei n.º 23/2010, onde o método de remuneração que lhe está associado suscitou um grande interesse, principalmente devido à elevada eficiência da cogeração e aos expressivos incentivos económicos.

A análise económica e o estudo da nova remuneração da cogeração constituem as principais motivações para a realização deste trabalho, sendo intenção principal demonstrar que estes incentivos não só se justificam no contexto exclusivo do setor elétrico como assumem relevância num contexto de contributo social positivo.

Outro fator de estudo foi o sobrecusto gerado com os apoios atribuídos à cogeração e o seu impacto nos custos da energia elétrica.

1.2 Objetivos do Trabalho

Esta dissertação assenta na origem do interesse pela cogeração e no estudo dos apoios concedidos pela União Europeia, corporizados na Diretiva 2004/8/CE do

Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de fevereiro de 2004 e das possíveis implicações nos *stakeholders* da cogeração.

Sintetizam-se, agora, os objetivos da dissertação:

- Identificação do estado da cogeração em Portugal e das tecnologias aplicadas;
- Dar a conhecer o novo regime remuneratório aplicável às instalações de cogeração;
- Criação de uma ferramenta automática para simular o regime remuneratório da cogeração na modalidade especial, aplicada a casos de estudo;
- Determinar o impacto que os apoios à cogeração produzem sobre o tarifário elétrico;
- Analisar o contributo social e ambiental alcançado com a cogeração;
- Perspetivar o futuro da cogeração.

1.3 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação é composta por cinco capítulos.

O primeiro capítulo contempla uma breve introdução à cogeração e uma referência à Diretiva 2004/8/CE. Aí é descrito o interesse pelo estudo do problema, sendo referidos os objetivos e exposta a estrutura do documento.

No segundo capítulo é demonstrada a evolução da cogeração em Portugal, o seu rendimento e aplicabilidade. São explicadas as tecnologias de cogeração e ainda apresentadas referências à legislação em Portugal e na Europa.

No terceiro capítulo é realizada uma análise económica da cogeração do ponto de vista do sobrecusto gerado pelos apoios cedidos através da imposição da Diretiva 2004/8/CE e ainda exposto o cálculo da remuneração da cogeração segundo a Portaria nº 140/2012.

O quarto capítulo é dedicado ao desenvolvimento da ferramenta automática de cálculo da remuneração em cogeração e à demonstração da aplicabilidade desta ferramenta reportando para casos práticos.

Finalmente, no quinto e último capítulo é sintetizado o estudo elaborado e são expostas as principais conclusões da dissertação.

Capítulo 2

Cogeração em Portugal

A nossa sociedade está dependente da energia elétrica, um bem essencial mas escasso.

O empenho da investigação no campo da energia torna-se óbvio nos dias de hoje. Algo como a preocupação com o impacto ambiental que antes era apenas uma ideia, hoje é uma realidade e podemos ver já alguns resultados práticos. Entre os muitos resultados surpreendentes desta evolução na produção elétrica, temos a cogeração e as tecnologias nela aplicadas.

A relevância da cogeração assenta no facto de ser uma forma eficiente de produção simultânea de energia elétrica e térmica. Mais de 4/5 da energia do combustível é convertida em energia utilizável, para além de que, o calor libertado neste processo de geração de eletricidade é aproveitado para consumo próprio ou de terceiros. No entanto, devido às grandes dificuldades no transporte da energia térmica, o calor só pode ser utilizado perto do centro produtor. A distância limite para o transporte de calor ser economicamente viável é apenas de cerca de 5km (Nogueira, 2011), (Castro, 2011).

Uma outra grande vantagem deste sistema é a possibilidade de serem utilizados combustíveis alternativos aos fósseis, o que proporciona benefícios financeiros (redução da fatura energética) e ambientais (diminuição das emissões de CO₂) (Cogeneration, 2014).

Atendendo àquelas mais-valias, foram concedidos benefícios para os investimentos na produção distribuída nos sectores industrial e comercial. Também por isso a cogeração é frequente na área da indústria, uma vez que a grande maioria dos processos utilizam energia elétrica e calor. Como exemplos do uso de calor podemos referir o aquecimento em altas temperaturas, produção de vapor, ventilação e ar condicionado, aquecimento de água, entre outros.

2.1 Evolução da Cogeração

Historicamente, foi a partir de 1930 que se iniciou a produção combinada de calor e eletricidade em unidades industriais, através de caldeiras e máquinas de vapor. Mais tarde, a máquina a vapor viria a ser substituída por turbinas de vapor de contrapressão, que permitiam a redução da pressão do vapor para valores adequados ao processo industrial, enquanto se produzia energia mecânica ou elétrica. Contudo, até 1990 a potência instalada não ultrapassava os 200 MW.

Porém, a partir de 1990 foi reconhecida a importância da cogeração, face às dificuldades que o setor industrial sentia, nomeadamente devido aos custos elevados da eletricidade, à inexistência de alternativas de abastecimento e à falta de competitividade face a outras indústrias internacionais com custos energéticos mais baixos. Esta situação motivou a criação de incentivos financeiros para a implementação da cogeração e, em resultado dessa medida, foram instaladas 64 novas centrais de cogeração com motores Diesel, totalizando uma potência adicional de 350 MW.

A partir de 1997, com a introdução da rede de gás natural, foram criadas novas condições para impulsionar a cogeração e diversos projetos foram lançados, utilizando-se os motores ciclo Otto e as turbinas a gás natural. Também, foi operada a substituição de alguns motores Diesel para outros de gás natural (COGEN, 2014).

Na Figura 2.1 é apresentada a evolução da energia elétrica produzida pelas centrais de cogeração ao longo dos anos (Eurosat, 2014).

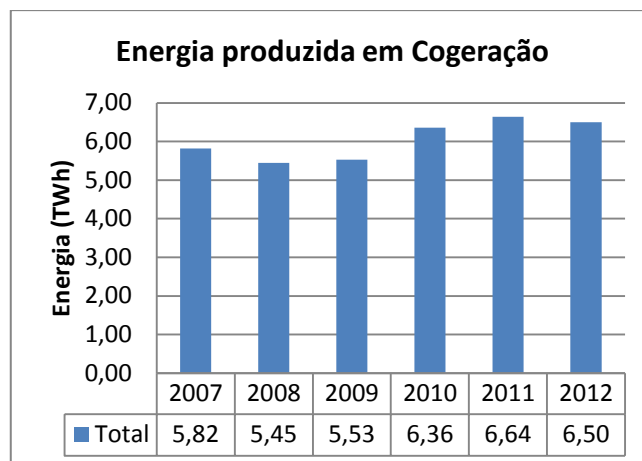


Figura 2.1 - - Produção de energia eléctrica por cogeração em Portugal

O gás natural é o melhor combustível fóssil sendo mais económico, com custo reduzido comparado a outros combustíveis, a sua queima gera uma grande quantidade de energia e é mais limpa que todos os outros combustíveis fósseis (EDP Gás, 2014).

Atualmente as instalações de cogeração existentes em Portugal utilizam o gás natural como principal combustível. A potência eléctrica total instalada em cogeração atingiu, no início de 2013, cerca de 1.300 MW, o correspondente a 14% da produção de energia eléctrica, como é possível observar na Figura 2.2 (COGEN, 2014).

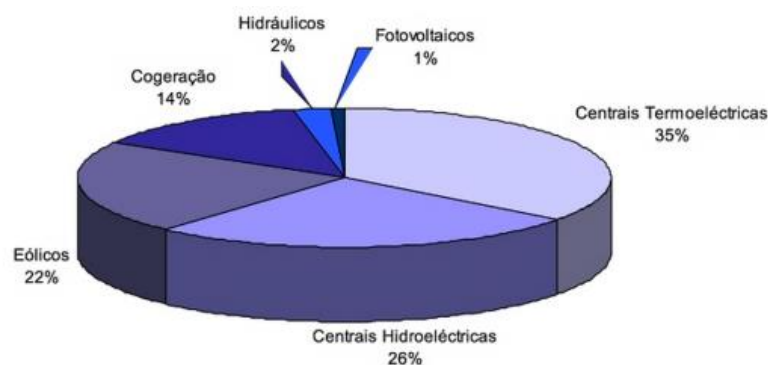


Figura 2.2 - Produção de energia eléctrica em Portugal

2.2 Rendimento e aplicações

O rendimento de um sistema de cogeração é mais eficiente comparativamente com um sistema convencional de obtenção do mesmo serviço de eletricidade e calor.

O sistema de cogeração proporciona o aproveitamento de cerca de 90% da energia primária (combustível).

Distingue-se da produção convencional de energia elétrica com combustíveis fósseis, sobretudo porque nesta se desperdiça uma parte muito significativa do calor resultante da combustão, normalmente mais de 60%, como é possível observar na Figura 2.3 (Cogen, 2014).



Figura 2.3 - Comparação dos rendimentos de um sistema de cogeração e de um sistema convencional

Este ganho de eficiência permite ainda significativos benefícios ambientais, decorrentes da diminuição das emissões poluentes por unidade de energia útil produzida (Castro, 2011).

A nível de aplicabilidade, a cogeração constitui uma boa oportunidade para empresas que necessitem de calor para os seus processos laborais.

Algumas das principais aplicações são expostas na Tabela 2.1 (Cogen BR, 2014):

Tabela 2.1 – Principais aplicações da cogeração

Setor Industrial	Processos de calor - Produção de vapor	Indústria Química, Petroquímica e Farmacêutica Indústria de Alimentos e Bebidas Indústria de Papel e Celulose Indústria Têxtil
	Aquecimento direto - Forno a alta temperatura	Indústria de Vidro Indústria de Cimento Siderúrgica
Setor Comercial e Serviços	Ar condicionado - Aquecimento de água	Centros Comerciais Supermercados Hotéis Hospitais Lavandarias e tinturarias Complexos desportivos Piscinas Prédios e casas

2.3 Tecnologias de Cogeração

As suas tecnologias podem ser divididas em dois grupos, consoante o grau de maturidade, desenvolvimento tecnológico e divulgação comercial (Castro, 2011):

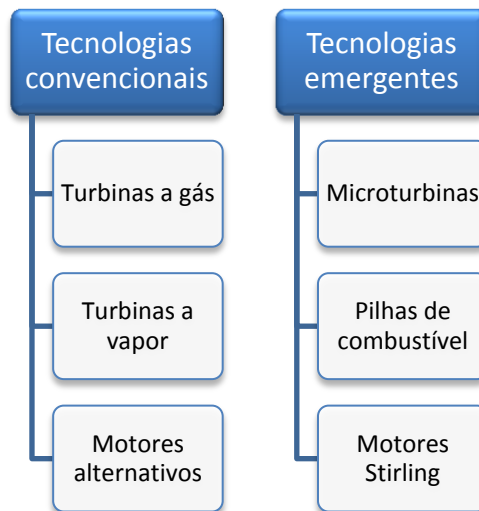


Figura 2.4 - Diagrama dos Tipos de Tecnologias

Tecnologias Convencionais

2.3.1 Turbinas de gás

A turbina a gás é uma máquina de combustão interna de construção compacta e é composta por um compressor de ar, câmara de combustão e turbina. O princípio de funcionamento das turbinas a gás baseia-se no Ciclo de *Brayton*, como é exemplificado na Figura 2.5.

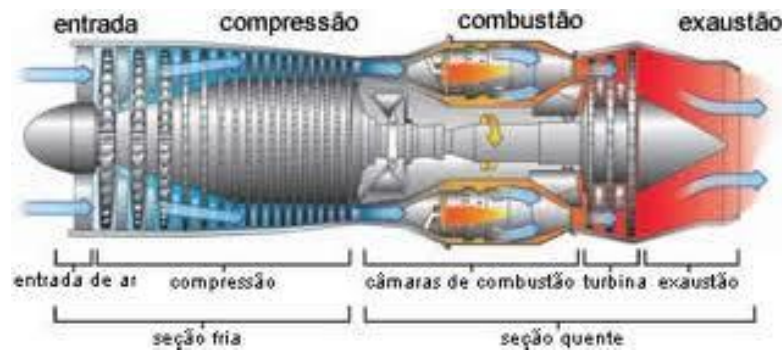


Figura 2.5 - Princípio de funcionamento de uma turbina a gás em ciclo aberto

O seu funcionamento é realizado através de um sistema de admissão, que comporta uma entrada de ar que conduz para um compressor onde a temperatura e pressão são aumentadas. Posteriormente, o ar é encaminhado para a câmara de combustão onde é adicionado o combustível (gás natural). A mistura do ar com o combustível provoca o fenómeno da ignição, dando origem à formação de gases.

Estes gases, a alta temperatura, são direcionados para as pás da turbina onde se expandem, fazendo com que esta se movimente (energia mecânica). Segue-se o escape dos gases (Spakovszky, 2014), (Cengel, 2001).

No caso da aplicação desta tecnologia à produção de energia elétrica verifica-se que estas turbinas normalmente estão montadas num eixo comum acoplado ao gerador elétrico, como se verifica na Figura 2.6 (Cogen, 2014).

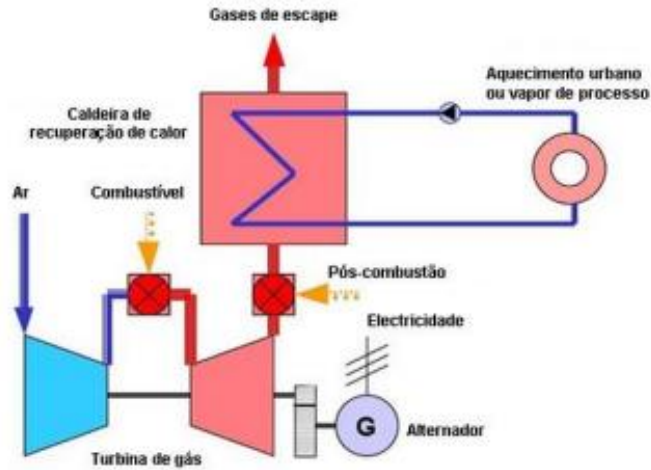


Figura 2.6 - Turbina a gás com recuperação de calor

Por sua vez, o calor produzido pelos gases de escape é passível de ser aproveitado mediante a utilização de um recuperador que permite produzir vapor ou água quente e/ou fria, através da utilização de um Chiller de absorção, matéria que irá ser abordada mais à frente no tema da trigerção (EDP Gás, 2014).

Tabela 2.2 - Vantagens e desvantagens das turbinas de gás

Vantagens	Desvantagens
Fiabilidade elevada	Limitação do tipo de combustível, operação com gás a alta pressão
Emissões poluentes baixas	Rendimento reduzido a carga parcial
Calor a temperaturas elevadas (500-600°C)	Potência de saída diminui com o aumento da temperatura ambiente
Não necessita de refrigeração	Utilizações menos atrativas em processos com poucas necessidades térmicas
Fácil manutenção implicando menores tempos de paragem	Tempo de vida útil relativamente curta
Arranque relativamente rápido	
Não necessita de vigilância constante	

2.3.2 Turbinas de vapor

A turbina a vapor foi construída pelo engenheiro Sueco *Carl Gustav de Laval* em 1883. Estas turbinas são normalmente utilizadas nas centrais térmicas convencionais e de ciclo combinado para a produção de eletricidade.

A Figura 2.7 (MSPC, 2014) ilustra o princípio do seu funcionamento:

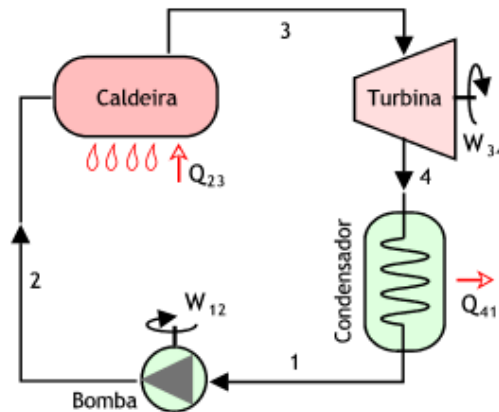


Figura 2.7 - Princípio de funcionamento de uma turbina a vapor

O seu funcionamento é descrito segundo o ciclo de *Rankine*, que difere do ciclo de *Brayton* pelo facto da combustão ser externa ao fluido de trabalho.

A queima do combustível é realizada numa caldeira, onde é aquecido o fluido de trabalho (água) de modo a produzir-se vapor (alta pressão e em sobreaquecimento). Este vapor é conduzido para uma turbina de vários patamares, onde se expande, gerando assim movimento mecânico, o que faz com que o gerador produza a energia elétrica.

O vapor sobrante do processo vai ser encaminhado para um condensador a vácuo a baixa pressão, onde é condensado, retornando depois à caldeira através da bombagem, dando início a um novo ciclo (MSPC, 2014) (Gramoll, 2014).

Turbinas a vapor de contrapressão

As turbinas a vapor, para serem aplicadas à cogeração, tiveram que sofrer uma alteração no ciclo, mais concretamente na fase em que é realizada a rejeição do vapor após passagem pela turbina. Aqui, o vapor é enviado diretamente para os processos laborais que a indústria necessita, mas isso implica que a pressão deste vapor seja aproximada à pressão atmosférica. Esta circunstância, embora prejudicando o rendimento elétrico do sistema, melhora o rendimento térmico. Este tipo de turbina é designado por turbina a vapor de contrapressão (Castro, 2011).

Turbinas de condensação com extração de vapor

Ainda a ser aplicada em cogeração, temos uma outra configuração da turbina a vapor, na qual uma parte do vapor é enviado para o processo laboral da indústria a uma pressão intermédia e o remanescente é condensado no condensador. (Castro, 2011)

Tabela 2.3 - Vantagens e desvantagens das turbinas de vapor

Vantagens	Desvantagens
Rendimento global elevado	Arranque lento
Operação com diversos tipos de combustível	Rendimento eléctrico baixo
Grandes quantidades de calor disponíveis	Contêm um número reduzido de aplicações
Vida útil e fiabilidade elevadas	Problemas de controlo de emissões de poluentes
Vapor a alta pressão	
Não necessita de vigilância constante	

2.3.3 Motores alternativos

Na cogeração são usados dois tipos de motores, um com o ciclo de Otto (motor de explosão) e outro com o ciclo Diesel (motor de ignição).

A principal diferença entre eles está no processo de queima do combustível.

De seguida vamos demonstrar essa diferença, explicando o modo de funcionamento de cada ciclo num motor de 4 tempos, como ilustrado na Figura 2.8 (UFRPE, 2014):

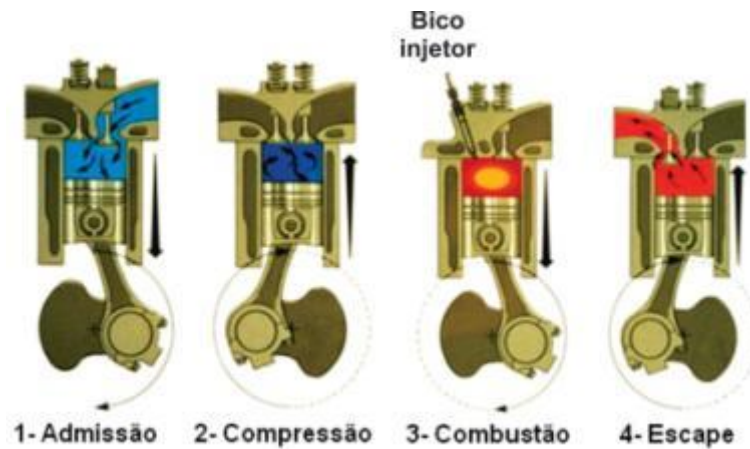


Figura 2.8 - Princípio do funcionamento de um motor de 4 tempos

Ciclo Otto

1º Tempo: É injetado no cilindro a mistura de combustível e ar, através válvula de admissão.

2º Tempo: O pistão sobe e comprime a mistura dentro do cilindro, com uma taxa de compressão elevada (10:1) e antes que este chegue à parte superior, a vela provoca uma faísca.

3º Tempo: A mistura incendeia-se e explode originando que os gases quentes se expandam, produzindo uma força que faz com que o pistão desça, movimentando a cambota através da biela.

4º Tempo: a válvula de escape abre-se e

Ciclo Diesel

1º Tempo: É injetado no cilindro o ar, através da válvula de admissão.

2º Tempo: O pistão sobe e comprime o ar dentro do cilindro, com uma taxa de compressão muito elevada (entre 14:1 a 25:1) e em consequência a temperatura do ar comprimido eleva-se.

3º Tempo: É injetado a alta pressão o combustível no ar comprimido a alta temperatura, entrando em combustão espontânea e forçando o movimento do pistão para baixo.

4º Tempo: a válvula de escape abre-se e

os gases são expulsos pelo movimento ascendente do pistão.

os gases são expulsos pelo movimento ascendente do pistão.

Pela explicação do modo de funcionamento de cada ciclo, verificamos que a diferença relevante encontra-se no terceiro tempo (Spakovszky, 2014).

Tabela 2.4 - Vantagens e desvantagens dos motores alternativos

Vantagens	Desvantagens
Rendimento eléctrico elevado	Custos de manutenção elevados
Bom desempenho com carga parcial	Calor de baixa temperatura
Arranque rápido	Emissões poluentes relativamente elevadas
Energia térmica a dois níveis de temperatura - gases de escape e arrefecimento do motor	Necessita de refrigeração
Variedade de tipos de combustível, como gasolina, gás natural, diesel.	Ruído de baixa frequência
Operação com gás a baixa pressão	

Tecnologias Emergentes

As tecnologias emergentes embora sejam ainda recentes e pouco utilizadas elas são aplicadas na cogeração em escalas de menor potência. Atualmente existem as Microturbinas, as Pilhas de Combustível e os Motores *Stirling*.

2.3.4 Microturbinas

Em termos de funcionamento, as microturbinas são semelhantes às turbinas a gás. As microturbinas são de dimensões reduzidas e com potência de 30 - 300 kW. Estas são compostas por compressor, câmara de combustão, caldeira, turbina e gerador eléctrico, como ilustrado na Figura 2.9 (Barney, 2014).

O modo de funcionamento das microturbinas pode utilizar duas variantes do ciclo de *Brayton*.

Uma delas utiliza, geralmente, o gás natural como combustível. O seu funcionamento consiste em comprimir o ar e o combustível na câmara de combustão, elevando assim a sua temperatura. À medida que acontece a queima do combustível, a pressão e a temperatura elevam-se ainda mais. A mistura gasosa expande-se através das pás da turbina, provocando a sua rotação. Assim é produzida a energia elétrica (Nogueira, 2011), (Castro, 2011).



Figura 2.9 - Princípio de funcionamento de uma microturbina

Após a expansão dos gases na turbina (apesar da baixa pressão), estes continuam ainda com uma temperatura substancialmente elevada. O calor é aproveitado através de um permutador de calor, utilizando-o para outros fins.

Na outra variante do ciclo utiliza-se como combustível o gás natural, ou a junção deste com resíduos florestais ou outros resíduos endógenos. Dado que estes combustíveis não têm uma queima tão limpa, utilizamos um processo semelhante, apenas diferindo na utilização de uma caldeira com água que irá produzir vapor, o qual irá diretamente para a turbina (Nogueira, 2011), (Castro, 2011).

Tabela 2.5 - Vantagens e desvantagens das microturbinas

Vantagens	Desvantagens
<p>Dimensões reduzidas</p> <p>Peso reduzido</p> <p>Emissões poluentes baixas</p> <p>Não requer refrigeração</p> <p>Rendimentos na ordem dos 85%</p>	<p>Custos elevados</p> <p>Calor de baixa temperatura</p> <p>Tecnologia em maturação</p>

2.3.5 Pilhas de combustível

Embora o princípio de funcionamento das pilhas de combustível tenha sido descoberto antes dos motores de combustão interna, estas apenas começaram a ser utilizadas durante o programa espacial *Apollo*.

Aqui, a energia é produzida por um processo eletroquímico obtido pela reação entre dois gases: o hidrogénio e o ar (oxigénio). Como podemos ver na Figura 2.10 (AEM, 2014), ambos estão separados por uma célula (ou membrana) constituída por um polímero prensado entre dois elétrodos (ânodo e cátodo). Ao introduzir o hidrogénio (ou até mesmo o gás natural) de um lado e o ar no outro, a sua combinação vai gerar uma corrente contínua.

A formação de água e calor é o resultado deste processo (numa relação 2 moléculas de hidrogénio para 1 de oxigénio; $H_2 + O = H_2O + \text{Energia} + \text{Calor}$).

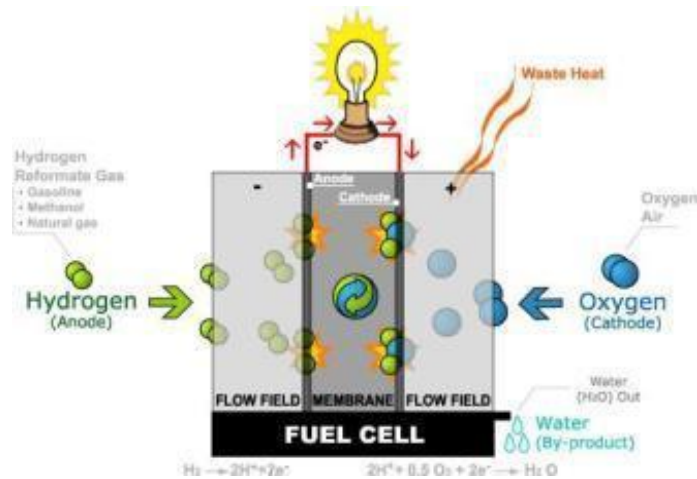


Figura 2.10 - Princípio de funcionamento de uma pilha de combustível

Embora sendo um processo semelhante ao de uma bateria tradicional, no sentido em que não recorre à combustão nem a elementos mecânicos, difere por não necessitar de tempo de carregamento e por poder funcionar indefinidamente desde que lhe seja fornecido combustível.

Existem diversas variantes desta tecnologia, mas na cogeração o tipo de pilhas de combustíveis utilizadas são, necessariamente, as que geram maior quantidade de calor (SOFC e MCFC). Estas permitem, também, obter vapor até uma pressão média de 10 bar.

(SOFC) Pilhas de combustível de óxido sólido - Podem ser alimentadas por gás natural ou propano, funcionam a temperaturas muito elevadas e têm um grande rendimento, que pode ainda ser aumentado com o aproveitamento do calor libertado. Podem ser utilizadas em edifícios e o seu tamanho pode ser muito reduzido.

(MCFC) Pilhas de combustível de carbonato fundido - Semelhante às SOFC, com a vantagem adicional de poder também ser alimentada por Diesel (Nogueira, 2011), (Castro, 2011), (Koppel, 2001).

Tabela 2.6 - Vantagens e desvantagens das pilhas de combustível

Vantagens	Desvantagens
Emissões poluentes baixas	Custos elevados
Ruído baixo	Fiabilidade incerta
Não possui peças rotativas	Tecnologia em maturação
Pode ser modular	Combustível com necessidades de pré-processamento
Não requer dimensões ou peso reduzidos	

2.3.6 Motores Stirling

Este motor foi inventado por *Robert Stirling* em 1816 e hoje é composto por materiais mais evoluídos e apresenta novos designs.

Ao contrário do que se passa na combustão interna, no motor *Stirling*, a combustão acontece numa câmara separada. Estes motores podem utilizar qualquer combustível como fonte de calor. A possibilidade do uso de combustíveis alternativos aos fósseis é algo vantajoso (Beale, 2014).

No entanto, existe a possibilidade de poder aproveitar a energia térmica de uma outra fonte. O ciclo de *Rankine* é um exemplo de onde se pode aproveitar parte do calor emitido (Hoffmann, 2014).

Estes motores são constituídos por duas partes, como se pode observar na Figura 2.11 (Fette, 2014) um cilindro a alta temperatura e outro a muito baixa temperatura. Dentro destes cilindros está um gás ou fluido de trabalho (hélio ou nitrogénio) que é pressionado através dos cilindros por um pistão.

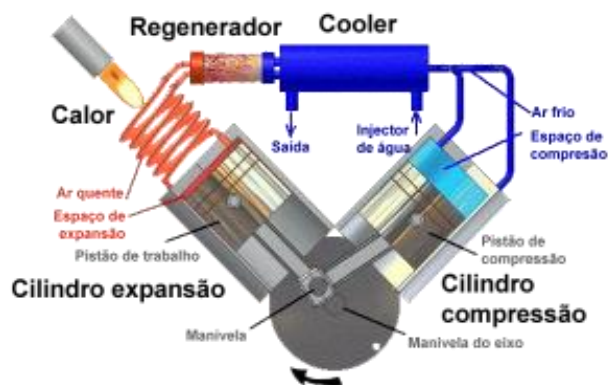


Figura 2.11 - Esquema de funcionamento de um motor Stirling.

O cilindro esquerdo está continuamente a ser aquecido por uma fonte de calor, enquanto o cilindro direito está a ser arrefecido por um congelador (cooler). O trabalho do motor é realizado a partir da energia proveniente da expansão e compressão do gás ou fluido. Assim, este trabalho mecânico pode ser convertido em energia elétrica.

O rendimento do motor depende das temperaturas a que os cilindros funcionam. Na cogeração as temperaturas da fonte de calor provêm do tipo de aplicação.

O tempo de retorno do investimento depende da variação do rendimento, do valor do kWh, do custo da fonte de calor e dos custos de instalação e manutenção (Beale, 2014), (Hoffmann, 2014), (Beale; Chen, 1992).

Tabela 2.7 - Vantagens e desvantagens das Motores Stirling

Vantagens	Desvantagens
É possível usar vários combustíveis	Custo elevado
Ruído baixo	O rendimento é maior com altas pressões, o que dificulta a vedação
Pode aproveitar o combustível de uma outra fonte de calor	Vedação das câmaras que contém o gás de trabalho para evitar a contaminação do lubrificante
Diferentes arranjos físicos	
Baixo desgaste	

Outras Configurações

2.3.7 Ciclo orgânico de Rankine

O processo de ciclo orgânico de *Rankine* (COR) (“Organic *Rankine* cycle” – ORC) é idêntico ao ciclo de *Rankine* que descrevemos nas turbinas a vapor. A diferença reside no fluido de trabalho que em vez da água, é um fluido orgânico.

O fluido orgânico tem a vantagem de atingir o ponto de ebulição (sobreaquecimento) em temperaturas mais baixas que a água e é aquecido de modo indireto, pelo que pode ser aquecido a partir da transferência de calor solar e/ou geotérmico, bem como da recuperação de calor residual da biomassa ou de outros processos industriais (Cogen BR 2, 2014).

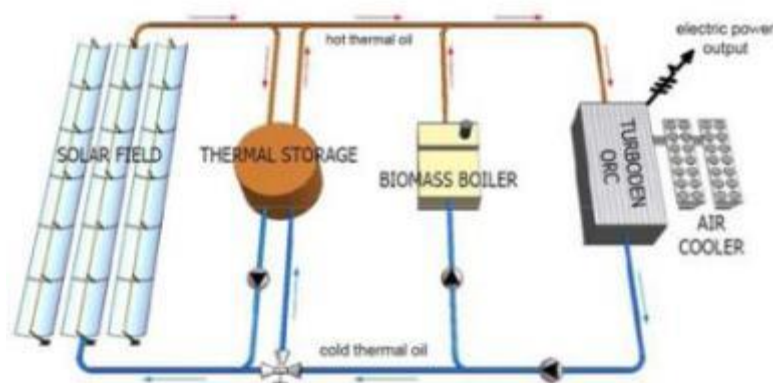


Figura 2.12 - Esquema de um ciclo orgânico de Rankine num projeto híbrido: solar + biomassa + ORC com armazenagem do termo fluido

Este ciclo é aplicado em instalações com potência elétrica pequena (200 kW a 3 MW), nas quais o ciclo convencional de *Rankine* com o vapor em alta pressão não seria interessante, face ao elevado investimento. Já utilizando o vapor em baixa pressão é possível ter rendimentos idênticos ao COR, no entanto o custo de operação e manutenção são mais elevados e o seu desempenho é inferior. Isto deve-se ao facto dos

fluidos orgânicos não necessitem de tanto calor para chegarem ao seu ponto de ebulição, como a água, permitindo a circulação de um maior caudal de fluido no circuito, o que beneficia o aproveitamento do calor e minimiza os riscos de paragem do funcionamento (Cogen BR 2, 2014), (Costa, 2014), (Schoenmaker, 2011).

Tabela 2.8 - Vantagens e desvantagens do ciclo orgânico de Rankine

Vantagens	Desvantagens
Calor residual com baixo valor pode ser reaproveitado imediatamente pelo ORC sem o uso de combustíveis fósseis	Menor rendimento eléctrico, comparativamente com outras tecnologias
Tecnologia resistente necessitando de pouca manutenção	Tecnologia em maturação
Elevado rendimento do ciclo termodinâmico	Arranque lento
Baixa solicitação mecânica da turbina devido a uma baixa velocidade periférica do rotor	
Baixa rotação da turbina permitindo o accionamento directo do alternador sem recurso a caixas de redução de velocidade	

2.3.8 Ciclo combinado

O ciclo combinado apresenta-se como sendo uma conjugação de dois ou mais ciclos. Baseia-se na junção de dois sistemas isolados num só, possibilitando o aumento do rendimento e da eficácia da cogeração.

Normalmente, a combinação mais utilizada é a do ciclo de *Brayton* com o ciclo de *Rankine*, utilizando-se motor(es) alternativo(s) ou turbina(s) a gás conjugados com uma (ou mais) turbina(s) a vapor onde se utiliza o vapor gerado pelo aproveitamento térmico dos gases de escape da(s) turbina(s) a gás ou motor(es) para produção de energia mecânica ou eléctrica (Cogen, 2014).

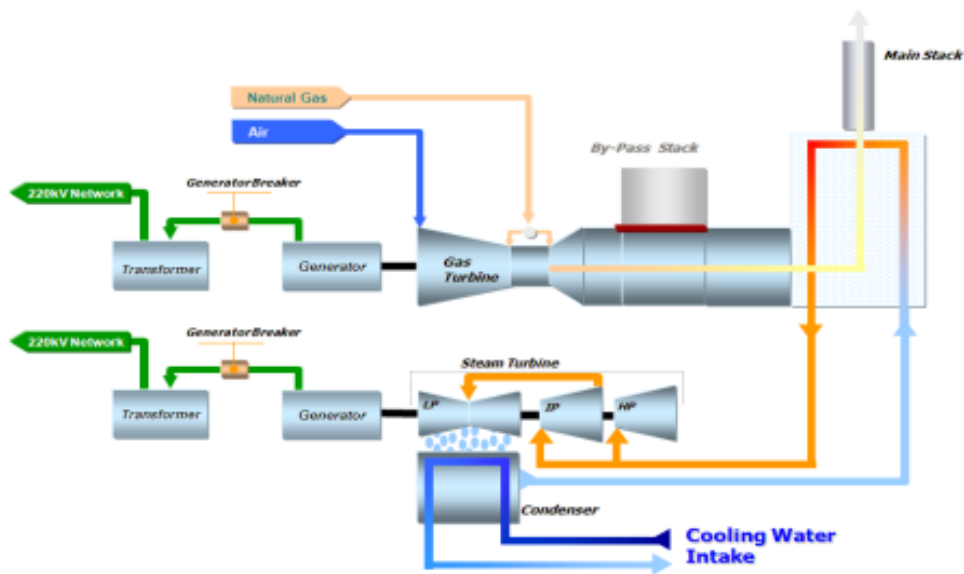


Figura 2.13 - Cogeração em ciclo combinado

Como é possível observar na Figura 2.13 (Endesa, 2014), a energia resultante da combustão do gás natural é utilizada para mover a turbina a gás (ciclo de *Brayton*) sendo transformada em energia mecânica de rotação. Esta energia é transmitida pelo veio ao alternador onde é transformada em energia elétrica. Os gases resultantes da combustão do gás atingem temperaturas superiores a 500°C e são aproveitados numa caldeira de recuperação de calor onde se produz vapor em três diferentes níveis de pressão (alta, média e baixa) que serão enviados para três diferentes turbinas a vapor (ciclo de *Rankine*), encontrando-se também ligadas ao veio de um alternador, produzindo, assim, energia elétrica.

O calor resultante do processo de trabalho nas turbinas a vapor pode ainda ser aproveitado para aquecimento ou então voltar a ser encaminhado para a caldeira.

Esta tecnologia permite um maior rendimento e maior eficiência do que um ciclo simples de apenas uma tecnologia (Brenhas; Rosário, 2008).

2.4 Trigeração

A trigeração é um sistema que possibilita a criação de energia elétrica, calor e frio, a partir de um único combustível.

No sistema de cogeração o calor gerado é essencialmente utilizado para a climatização dos edifícios. No entanto, as necessidades de aquecimento apenas são necessárias em alguns meses de Inverno, tornando-se dispensáveis nos meses de Verão quando existe a necessidade de arrefecimento.

Foi a pensar nesta última necessidade que foi alargado o sistema de cogeração para trigeração, o que implica que o calor proveniente de uma instalação de cogeração possa ser utilizado para produzir frio, através de um ciclo de absorção.

O ciclo de absorção é possível através da utilização de uma máquina chamada Chiller de absorção, que tem como função arrefecer água ou outro líquido, através de um ciclo termodinâmico. (Castro, 2011), (Silva; Costa, 2012).



Figura 2.14 - Chiller de absorção

No que diz respeito aos tipos de tecnologias utilizadas (convencionais ou emergentes) na trigeração, são principalmente usados os motores de combustão interna, os quais podem ser aplicados com mais do que um grupo, de modo a suprir a variação

de carga. Também são usadas as turbinas de gás, sobretudo em grandes complexos de edifícios, tais como hospitais ou redes urbanas de calor e frio. Ainda, são utilizadas as pilhas de combustível, maioritariamente no sector terciário, devido ao seu funcionamento silencioso.

Atualmente, a trigeração já é utilizada em vários tipos de edifício, nomeadamente em centros comerciais, hospitais, universidades, hotéis entre outros do sector terciário (Silva; Costa, 2012).

2.5 Legislação da Cogeração

2.5.1 Legislação em Portugal

A legislação em Portugal tem impulsionado a implementação da cogeração, o que se reflete no seu crescimento em termos de potência instalada, como é possível observar na Figura 2.15.

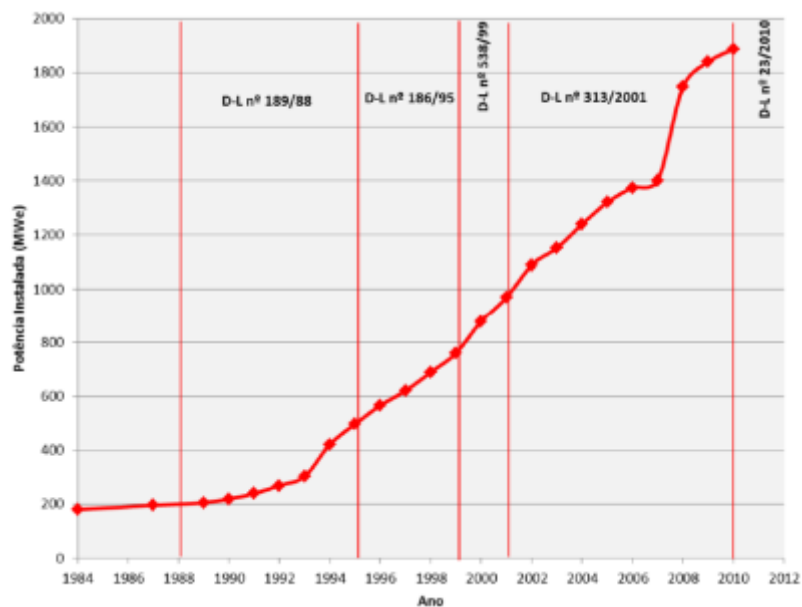


Figura 2.15 - Potência instalada de cogeração em Portugal e Decretos- Lei correspondentes

Pode dizer-se que a abertura do setor elétrico em Portugal, iniciou-se com o Decreto-lei nº 189/88, de 27 de Maio, que visando a diminuição da dependência energética em energia primária, veio permitir a produção independente, promovendo a cogeração e energias renováveis.

Em 27 de Julho de 1995, foi publicado o Decreto-Lei n.º 186/95, que estabeleceu uma nova organização do setor elétrico, com a divisão dos tipos e formas de produção de energia elétrica, alterando o Decreto-lei nº 189/88 (Paiva, 2007). Foi este o diploma que regulamentou especificamente, de acordo com o seu artigo 1º a *“atividade de produção e consumo combinados de energia eléctrica e de energia térmica, mediante o processo de cogeração, sem limite máximo de potência eléctrica instalada”*.

Quatro anos depois, entrou em vigor o Decreto-lei nº 538/99, de 13 de dezembro, que veio estabelecer as regras da atividade de cogeração. Este decreto foi revisto pelo Decreto-lei nº 313/2001, de 10 de dezembro, que veio alterar as normas para as instalações de cogeração existentes (licenciadas pelo Decreto-lei 186/95), tendo em vista uma maior exigência relativamente à eficiência energética, por exemplo com a imposição de um rendimento elétrico equivalente (REE) nunca inferior a 0,45 para uma instalação de cogeração (Manual Cogen, 2009).

Em 11 de Fevereiro de 2004 é apresentada aos Estados Membros da União Europeia a Diretiva 2004/8/CE, relativa à promoção da cogeração de elevada eficiência, tendo como objetivo o aumento da eficiência energética e a segurança do abastecimento. Aí foi criado um quadro para a sua promoção, com o estabelecimento de remunerações aos promotores por um período suficiente e capaz de possibilitar a recuperação dos investimentos e um retorno económico (Diretiva 2004/8/CE).

Só após um longo período, a Diretiva 2004/8/CE, foi transposta para o quadro legal português, mais concretamente, pelo Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de Março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de Agosto. No entanto, este quadro apenas ficou completo em 14 de Maio de 2012, com a publicação da Portaria n.º 140/2012, que veio estabelecer as tarifas para o regime remuneratório aplicável às instalações de cogeração (Cogen, 2014).

Atualmente, a tarifa de referência do regime remuneratório aplicável às instalações de cogeração sofreu alterações, encontrando-se em vigor a Portaria nº 325-A/2012 de 16 de Outubro.

2.5.2 Legislação Europeia

2.5.2.1 Apresentação da Diretiva 2004/8/CE

O Parlamento Europeu e o Conselho da União Europeia, em 11 de Fevereiro de 2004, aprovaram a Diretiva 2004/8/CE alterando a Diretiva 92/42/CEE relativa à promoção da cogeração com base na procura de calor útil no mercado interno de energia, procurando impulsionar esta forma de produção de energia.

A nível energético, os Estados-Membros da União Europeia possuem uma dependência elevada de importações em cerca de 50% das suas necessidades e Portugal com quase 80%, o que é preocupante, uma vez que implica o aumento do risco de interrupções de energia e dificuldades de aprovisionamento. Na Figura 2.16 (EU, 2014) podemos observar esses dados.

%	1995	2000	2005	2010	2011	2012
Imports From Extra-EU						
EU-28	43.0	46.7	52.2	52.7	53.9	53.4
Index 1995	100.0	108.5	121.4	122.5	125.4	124.0
Intra and Extra-EU Imports						
BE	80.9	78.1	80.0	78.2	73.9	74.0
BG	55.9	46.0	46.7	39.6	36.0	36.1
CZ	20.6	22.8	28.0	25.5	27.7	25.2
DK	33.4	-35.1	-49.9	-16.1	-6.1	-3.4
DE	56.8	59.4	60.4	60.0	61.5	61.1
EE	32.4	32.2	26.1	13.7	12.1	17.1
IE	69.4	84.7	89.3	86.5	89.6	84.8
EL	66.7	69.5	68.6	69.1	65.0	66.6
ES	71.7	76.6	81.4	76.8	76.4	73.3
FR	48.0	51.5	51.7	49.1	48.7	48.1
HR	40.6	53.0	58.5	52.1	54.4	53.6
IT	81.9	86.5	84.5	84.3	81.8	80.8
CY	100.4	98.6	100.3	100.9	92.5	97.0
LV	70.4	61.0	63.9	44.3	59.9	56.4
LT	63.1	59.4	56.8	81.8	81.6	80.3
LU	97.7	99.6	97.3	97.0	97.2	97.4
HU	47.9	55.2	63.1	58.1	51.8	52.3
MT	104.7	100.2	99.9	99.1	100.7	100.5
NL	17.7	38.0	37.7	30.4	29.7	30.7
AT	66.4	65.4	71.3	62.2	70.1	63.6
PL	-1.2	9.8	17.2	31.2	33.4	30.7
PT	85.3	85.1	88.6	75.1	77.6	79.5
RO	30.3	21.8	27.6	21.9	21.6	22.7
SI	50.9	52.8	52.5	49.4	48.1	51.6
SK	68.5	65.5	65.3	62.9	64.1	60.0
FI	53.5	55.1	54.2	48.0	53.4	45.4
SE	38.9	40.7	36.8	36.6	36.2	28.7
UK	-16.4	-16.9	13.4	28.3	36.2	42.2

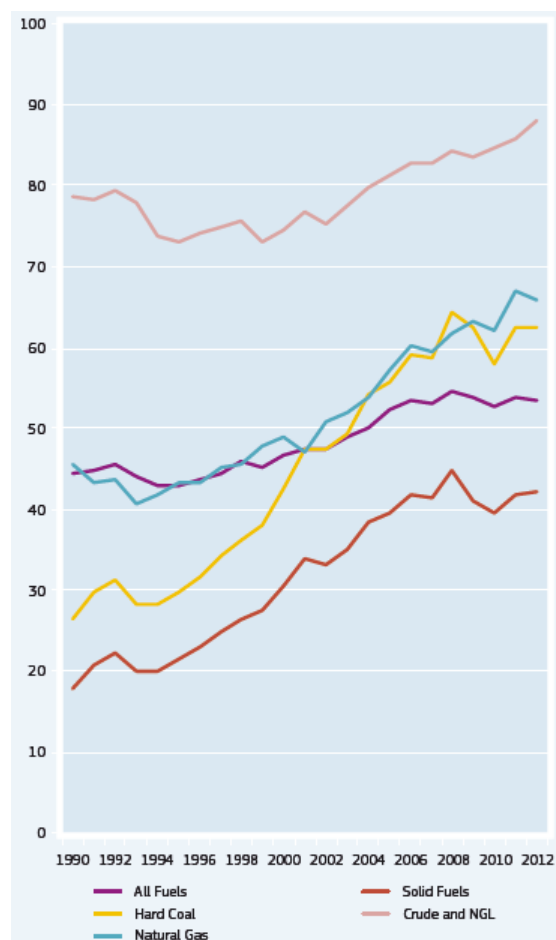


Figura 2.16 - Valores de dependência energética dos Estados-Membros da União Europeia

Face a esta situação, que tem tendência a aumentar percentualmente, o Parlamento Europeu e o Conselho da União Europeia, pretendem, através de iniciativas políticas, diversificar fontes energéticas e tecnologias, adotando novas medidas para a redução da procura de energia, baixando a dependência das importações, aumentando a produção interna e, ao mesmo tempo, diminuir as emissões de gases com efeito de estufa.

As alterações climáticas devidas às emissões de gases com efeito de estufa é um grande entrave para o desenvolvimento sustentável, pelo que é necessário promover o aumento da utilização de energias limpas e também tomar medidas para cumprir com

estabelecido no Protocolo de Quioto da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as alterações climáticas.

Na Figura 2.17 (EU, 2014) é possível observar que a União Europeia representa 11,90% das emissões de CO₂ no mundo.

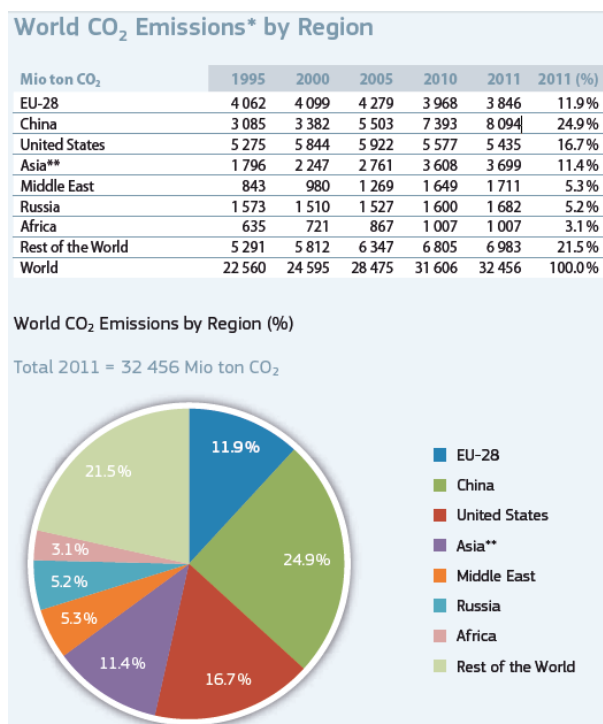


Figura 2.17 - Valores das emissões de CO₂ no mundo por cada região

O Parlamento Europeu e o Conselho da União Europeia reconhecem a importância da cogeração como estratégia para atingir os objetivos da União Europeia, esta é a razão pela qual foi criada a Diretiva 2004/8/CE (Diretiva 2004/8/CE).

O objetivo foi encorajar os Estados-Membros a estabelecer regimes de apoio público aos promotores para que estes possam investir em novas instalações de cogeração, beneficiando os promotores de acordo com um quadro para a promoção e desenvolvimento da cogeração de elevada eficiência de calor e eletricidade, sempre que o potencial seja identificado e economicamente justificado.

A Comissão estabeleceu valores de referência para a produção separada de eletricidade e de calor e com base nestes valores os Estados-Membros devem confirmar que pode ser garantida a origem da eletricidade produzida em cogeração de elevada eficiência, permitindo aos produtores demonstrar que a eletricidade por eles produzida é de elevada eficiência, cumprindo com os critérios definidos no anexo III da presente Diretiva.

Com o objetivo de tornarem sólidos estes mecanismos de apoio, para manter a confiança dos promotores, os Estados-Membros passaram a dispor de mecanismos de apoio, nomeadamente ao nível do investimento, isenções ou reduções fiscais, certificados verdes e regimes de apoio direto aos preços.

2.5.2.2 Processo de cálculo segundo a Diretiva 2004/8/CE

A Diretiva, no seu Anexo II, estabelece o processo de cálculo da eletricidade produzida em cogeração e, no Anexo III o cálculo da eficiência da cogeração e da poupança de energia primária.

Neste ponto, apenas será realizada uma apresentação do anexo II referente ao cálculo da eletricidade produzida em cogeração. O anexo III relativo à eficiência da cogeração será apresentado mais à frente aquando da referência à classificação da produção em cogeração de acordo com o Decreto-lei 23/2010, de 25 de Março, que transpôs a presente Diretiva 2004/8/CE para o direito nacional.

Cálculo da eletricidade produzida em cogeração

No anexo II é referido que os valores usados para o cálculo da eletricidade produzida são estabelecidos de acordo com o funcionamento esperado ou atual da unidade de cogeração nas condições normais de utilização.

Refere que a eletricidade produzida em cogeração será considerada igual à produção de eletricidade anual total medida à saída dos geradores se a eficiência anual global for de, pelo menos, 75% ou 80% nos seguintes casos:

Tabela 2.9 - Eficiência anual global por tipo de unidade de cogeração

Tipo de unidade de cogeração	Eficiência anual global
Turbinas a vapor de contrapressão Turbinas de gás com recuperação de calor Motores de combustão interna Microturbinas Motores Stirling Células de combustível	≥ 75 %
Turbinas de gás em ciclo combinado com recuperação de calor Turbinas de condensação com extracção de vapor	≥ 80 %

Para a micro-geração (inferior a 50 kW) o cálculo pode basear-se em valores certificados.

Caso a eficiência global anual seja inferior aos valores da Tabela 2.9, a eletricidade produzida em cogeração é calculada pela expressão nº 1:

$$E_{CHP} = H_{chp} \times C \quad (1)$$

Na expressão, (E_{CHP}) é a quantidade de eletricidade produzida em cogeração em kWh, que é obtida através da multiplicação do (H_{chp}) que representa a quantidade de calor útil produzida em cogeração em kWh e o (C) que é o rácio eletricidade/calor.

O rácio eletricidade/calor é calculado dividindo a eletricidade produzida em cogeração pelo calor útil produzido exclusivamente em modo de cogeração e utilizando dados operacionais da unidade em causa.

Contudo, se este rácio não for conhecido, poderão ser utilizados valores implícitos de acordo com o tipo de unidade de cogeração, desde que a eletricidade produzida em cogeração, assim calculada, seja igual ou inferior à produção total de eletricidade da unidade (Diretiva 2004/8/CE).

Tabela 2.10 - Rácio implícito electricidade por calor para cada tipo de unidade de cogeração

Tipo de unidade de cogeração	Rácio implícito electricidade / calor, C
Turbinas de gás em ciclo combinado com recuperação de calor	0,95
Turbinas a vapor de contrapressão	0,45
Turbinas de condensação com extracção de vapor	0,45
Turbinas de gás com recuperação de calor	0,55
Motores de combustão interna	0,75

Capítulo 3

Análise económica da cogeração

3.1 Sobrecusto da cogeração

O sobrecusto é um valor adicional ao custo da energia elétrica que se reflete no consumidor final. É determinado pela junção de parcelas correspondentes a cada tecnologia da PRE (produção em regime especial), onde se engloba a cogeração.

A PRE pode ser separada em dois grupos:

- Produção com base em fontes de energia renováveis – onde existe prioridade de escoamento de toda a produção e tarifa de compra garantida.
- Produção em regime de cogeração - compra garantida, sendo a sua aquisição imposta ao comercializador de último recurso (CUR).

Com o sobrecusto é gerado um acréscimo na fatura da eletricidade, que vai servir para que a cogeração se desenvolva e cresça em Portugal, bem como nos outros tipos de tecnologias de PRE.

Uma vez que a venda de energia elétrica pelos promotores de cogeração é garantida e estes beneficiam de uma tarifa de venda especial, cujo valor é superior ao valor de aquisição de energia elétrica no mercado liberalizado, isso origina um diferencial de custo, que se traduz num aumento do custo da energia elétrica. Este aumento cria um sobrecusto no sistema elétrico que vai ter efeitos diretos em todos os clientes finais, de forma proporcional ao seu consumo.

3.1.1 Cálculo do diferencial de custo

Os custos de política energética, de estabilidade, de sustentabilidade e de interesse económico geral que foram estimados para 2014 atingem os 2,6 mil milhões de euros. No entanto, para os consumidores de energia elétrica, o valor aplicado às tarifas de 2014 é cerca de 1,7 mil milhões de euros (Tarifas ERSE, 2014).

A Tabela 3.1 (Tarifas ERSE, 2014) apresenta as várias parcelas de custos que compõem os custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas de energia elétrica.

Tabela 3.1 - Apuramento de custos relativo à política energética, de estabilidade, de sustentabilidade

Apuramento de custos	Milhões de euros
Custos de política energética e de interesse económico geral	2637
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	-137
Alisamento do sobrecusto da PRE	-799
Custo para os clientes de energia elétrica	1701

No valor de 2,6 mil milhões de euros, referentes aos custos de política energética e de interesse económico geral, destaca-se uma das parcelas que o compõem. Trata-se do sobrecusto com as PRE, que atingem o valor de 1,7 mil milhões de euros e que representam mais que 65% daquele montante global.

Na Figura 3.1 são observados os valores dos sobrecustos unitários de cada tecnologia de PRE.

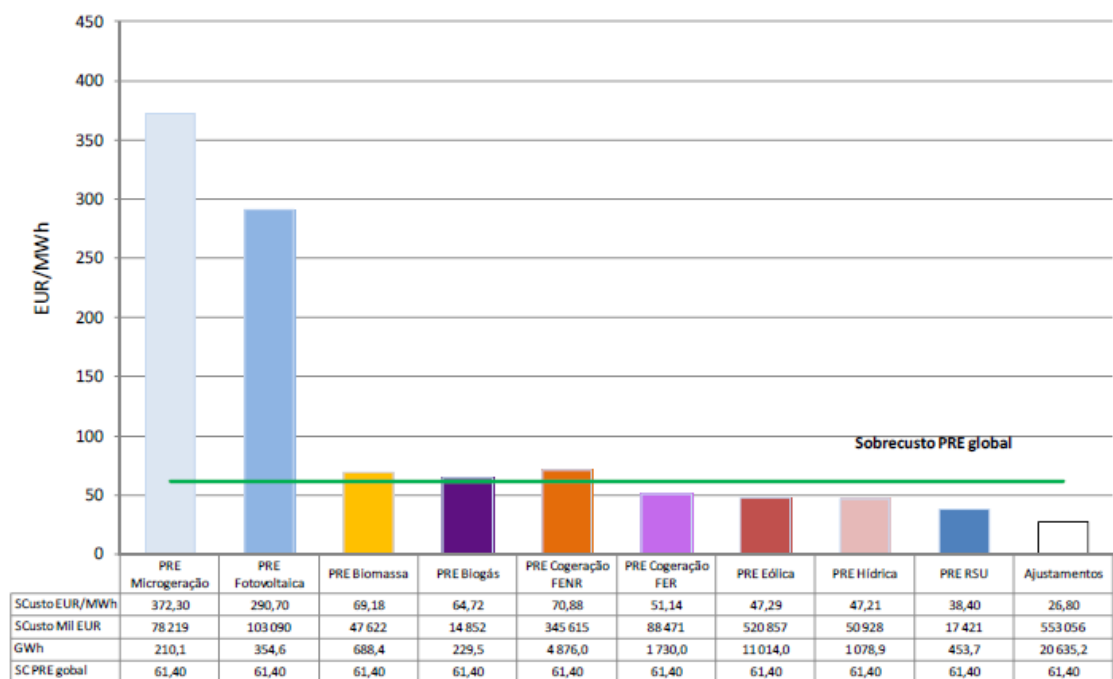


Figura 3.1 - Sobrecusto PRE por unidade produzida

Através da figura anterior verifica-se que a produção de energia elétrica em cogeração para 2014 atinge os 6,606 GWh. No que concerne ao sobrecusto da cogeração, este é de 434 086 mil euros.

Tabela 3.2 - Comparação de sobrecustos da PRE e da cogeração

Unidade: 10³ EUR

	2013	2014	Varição 2013/2014
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	2 575 241	2 637 124	2,40%
Sobrecusto da PRE	1 312 123	1 749 062	33,30%
Sobrecusto da Cogeração FENR	337 000	345 615	2,55%
Sobrecusto da Cogeração FER	73 533	88 471	20,31%
Total sobrecusto Cogeração	410 533	434 086	5,73%

FER – fontes de energias renováveis

FENR – fontes de energias não renováveis

Pela análise da Tabela 3.2 (Tarifas ERSE, 2014) concluímos que os valores têm aumentado, principalmente em cogeração FER com aumento de 20,31% e que, relativamente à cogeração FENR se tem mantido mais ou menos constante. Contudo, o valor do sobrecusto total da cogeração de 2013 para 2014 teve um aumento de, apenas, 5,73%, bem inferior, ao total do sobrecusto da PRE que ascende aos 33,30%.

Em 2013 o peso do sobrecusto da cogeração representava 31,28% do total da PRE, agora, neste ano de 2014 o sobrecusto diminuiu para 24,81%, o que demonstra que o preço médio da produção de energia elétrica em instalações de cogeração tem baixado, significando que os apoios neste sistema têm diminuído.

Relativamente ao preço médio de aquisição de energia elétrica para fornecimento, em 2014, é de 59 €/MWh, o qual se obtém através da soma do preço médio diário no mercado spot de energia elétrica, que é de 53,50 €/MWh, mais o preço base do acerto devido ao perfil horário de compras de energia elétrica por parte do CUR (associado às horas de ponta e cheia, devido ao maior peso da BTN), que é de 2,30 €/MWh. A estes custos acrescem os dos serviços de sistema, que têm o valor de 3,20 €/MWh, como é exposto na Tabela 3.3 (Tarifas ERSE, 2014).

Tabela 3.3 - Custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes para 2014

	2014	€/MWh
Preço médio de energia elétrica em Portugal		53,50
Acerto ao preço de mercado diário devido ao perfil de compra do CUR		2,30
Custo unitário acerto de contas e serviços de sistema		3,20
Custos médio de aquisição de energia elétrica para fornecimento		59,00

Sabendo que a magnitude do diferencial de custo para o sistema elétrico, depende de 3 fatores:

- Quantidade de energia elétrica produzida em instalações de cogeração;
- Preço médio da produção de energia elétrica em instalações de cogeração;
- Preço médio da aquisição de energia elétrica para fornecimento.

Face aos dados recolhidos anteriormente, foi desenvolvida a seguinte tabela comparativa e apurado o valor do diferencial de custo de 200,29 milhões de euros, pela diferença entre o custo global¹ e o custo equivalente².

Tabela 3.4 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a instalações de cogeração

COGERAÇÃO		
Produção Cogeração FENR	4876	GWh
Produção Cogeração FER	1730	GWh
PRODUÇÃO TOTAL	6606	GWh
CUSTO MÉDIO	89,32	€/MWh
CUSTO GLOBAL	590,05	M €
AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA		
PREÇO MÉDIO	59,00	€/MWh
CUSTO EQUIVALENTE	389,75	M €
DIFERENCIAL	200,29	M €

3.1.2 Cálculo do verdadeiro diferencial de custo das instalações de cogeração

Dado que a produção de eletricidade através da cogeração cria um sobrecusto na energia elétrica, a questão que se coloca, é, a de saber porquê continuar com a cogeração.

Como foi mencionado no capítulo anterior, o sistema de cogeração tem um rendimento muito superior ao sistema convencional. Além disso permite a poupança de energia primária, dado que consegue tirar proveito em cerca de 90% desta energia (combustível), usando processos de reaproveitamento de recursos.

Hoje em dia deparamo-nos cada vez com maiores problemas na aquisição de combustíveis fósseis, tanto pela sua escassez, como pelo seu preço, o qual, nos últimos anos, tem subido exponencialmente.

De igual modo, a eficiência da cogeração permite benefícios ambientais, que se traduzem numa redução das emissões de poluentes de CO₂.

¹ O custo global é igual à produção total em MWh multiplicada pelo custo médio.

² O custo equivalente é igual à produção total em MWh multiplicada pelo preço médio.

Outra vantagem é possibilitar a utilização de combustíveis não fósseis (fontes de energias renováveis), o que dá uma expectativa de um novo e mais saudável futuro, dado não provocar emissões poluentes para a atmosfera. Ainda mais importante, é o aumento da cogeração contribuir de forma efetiva para a diminuição da dependência energética do país.

O próprio horário em que se processa a produção de cogeração, permite um benefício para o sistema elétrico, por ser em hora laboral (normalmente hora de ponta e cheia).

Também, a utilização da rede de transporte e da distribuição são reduzidas, uma vez que o sistema de cogeração permite a produção descentralizada de energia, junto aos locais de consumo ou para o próprio consumidor. Outra vantagem é, ainda, a redução das perdas de energia elétrica nas redes de transporte e de distribuição.

Relativamente ao impacto geográfico e ambiental, um problema que ocorre com frequência aquando da construção de barragens e centrais térmicas, tal não sucederá com a cogeração visto a sua produção ser descentralizada e as tecnologias não necessitarem de enormes áreas como é no caso daqueles sistemas convencionais.

Estes fatores positivos evitam custos no sistema elétrico, que deverão ajudar a atenuar o diferencial de custo gerado com a cogeração.

Assim realizou-se um estudo destes fatores tendo em vista calcular os valores representativos daquele benefício para estimar o diferencial real da cogeração (Tarifas ERSE, 2014), (Caracterização ERSE, 2014), (Cogen 2, 2009):

1. Emissões evitadas de CO₂ e impacto do comércio de licenças de emissão

As licenças de emissão (LE) são gratuitas apenas para o sistema de cogeração, ao contrário dos outros sistemas de produção de energia elétrica que terão que adquirir a totalidade das suas LE de CO₂. A ERSE definiu uma poupança de cerca de 70 M€ relativamente a todas as LE evitadas pela PRE como é visível na Tabela 3.5 (Tarifas ERSE, 2014). Uma vez que o peso do sobrecusto da cogeração representa cerca de

24,81% do total da PRE, aplicando esta percentagem ao valor daquela poupança, obtém-se o benefício real da cogeração por contraponto com a tecnologia tradicional de produção de energia.

Tabela 3.5 - Total das medidas mitigadoras integradas no cálculo do diferencial de custos das aquisições da PRE

	Unidade 10 ³ EUR
	Tarifas 2014
Receita dos leilões de licenças de emissão de CO ₂ que reverte para o SEN	50 593
Compensação dos PRE Eólicos para o SEN no âmbito do Decreto-Lei n.º 35/2013	19 500
Total das medidas mitigadoras integradas no cálculo do diferencial de custo das aquisições da PRE enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	70 093

2. Perdas evitadas nas redes de transporte e distribuição

As unidades de cogeração por se encontrarem em zonas muito próximas dos locais de consumo, normalmente grandes zonas industriais e de consumo elevado, têm poucas perdas nas redes de distribuição e quase nenhuma na de transporte. O cálculo desta parcela foi determinado tendo em conta os fatores de ajustamento para perdas nas redes de distribuição em AT e MT de Portugal continental, em vigor.

A Tabela 3.6 apresenta os fatores de ajustamento para perdas, expressos em percentagem, diferenciados por nível de tensão e por período horário (Caracterização ERSE, 2014).

Tabela 3.6 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental

(%)	Períodos horários (h)			
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
γ_{MAT}^h	1,25	1,21	1,26	1,25
$\gamma_{AT/RNT}^h$	1,67	1,61	1,69	1,66
γ_{AT}^h	1,62	1,46	1,21	1,01
γ_{MT}^h	4,72	4,15	3,36	2,68
γ_{BT}^h	9,68	8,69	7,46	4,56

Para este efeito apenas releva a energia produzida em horas de ponta e cheias, por ser este o período horário normal de funcionamento das unidades de cogeração, sendo necessário apurar a representatividade de cada período horário. Assim e de acordo com a Figura 3.2, fica-se a saber o total de horas de ponta e de cheia.

Repartição horária mensal por período tarifário
Ciclo Semanal com feriados

2014	Dias					Horas			
	Domingos Feriados	Sábados Inverno	Sábados Verão	Dias úteis Inverno	Dias úteis Verão	Vazio	Cheio	Fora Vazio	Ponta
Janeiro	5	4		22		342	292	402	110
Fevereiro	4	4		20		304	268	368	100
Março	6	5		20		369	275	375	100
Abril	5		4		21	335	322	385	63
Maio	5		4		22	342	336	402	66
Junho	6		5		19	362	301	358	57
Julho	4		4		23	325	350	419	69
Agosto	5		5		21	352	329	392	63
Setembro	5		4		21	335	322	385	63
Outubro	4		4	4	19	325	342	419	77
Novembro	4	5		21		328	287	392	105
Dezembro	6	4		21		359	280	385	105
total	59	22	30	108	146	4.078	3.704	4.682	978

Total de dias no ano: 365 Total horas no ano: 8760

Figura 3.2 – Repartição horária por período tarifário

De seguida procede-se à conversão percentual das horas destes dois períodos tarifários:

- Total de horas anuais (ponta + cheia) = 4682 h.
- Total de horas de ponta (%) = $978 / 4682 = 20\%$.
- Total de horas de cheia (%) = $3704 / 4682 = 80\%$.

Agora, é possível calcular o fator de ajustamento para as perdas nas redes distribuição em AT e MT:

$$Y_{AT/RTN} = 1,67 \times 20\% + 1,61 \times 80\% = 1,62\%;$$

$$Y_{MT} = 4,72 \times 20\% + 4,15 \times 80\% = 4,26\%;$$

$$Y_{BT} = 9,68 \times 20\% + 8,69 \times 80\% = 8,88\%;$$

$$Y_{TOTAL} = 14,77\%;$$

Após esta operação, é possível aferir as perdas evitadas nas redes de transporte e distribuição, mediante o seguinte cálculo:

$$\text{Perdas} = (\text{Produção CHP} \times Y_{TOTAL}) \times (\text{Preço médio de aquisição do CUR} / 1000)$$

$$\text{Perdas} = (6606 \text{ GWh} \times 14,77\%) \times (59,00 \text{ €/MWh} / 1000) = 57,56 \text{ M€}$$

3. Utilização reduzida da rede de transporte

À semelhança do que foi referido para o ponto anterior, a proximidade da unidade de cogeração dos locais de consumo leva a uma economia dos custos de transporte.

Para calcular o valor correspondente a essa economia tem que se ter como referência as tarifas da entidade concessionária da RNT. Assim, seguindo o princípio utilizado para o ponto 2., para cada tarifa da rede de transporte, será multiplicado o valor correspondente pelo total da produção de energia elétrica em cogeração. Deste modo, é simulado o encargo com o transporte que seria necessário pagar pela concessão da RNT para transportar essa energia.

- Tarifa de uso global do sistema da RNT (Tarifas ERSE, 2014):

Tabela 3.7 – Parcelas da tarifa global do sistema na RNT

Parcelas	Preços (€/kWh)
Uso global do sistema I	0,0017
Uso global do sistema II	0,0076
Uso global do sistema III	0,0001

A parcela II não será a utilizada para o cálculo por corresponder aos “*custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral*”. Por se tratar de uma parcela a compensar as PRE, nomeadamente a cogeração.

- Tarifas de uso da rede de transporte do operador da rede de transporte aplicáveis às entradas na RNT e na RND (Tarifas ERSE, 2014):

USO DA REDE DE TRANSPORTE		PREÇOS
Energia ativa (EUR/MWh)		
	Horas de fora de vazio	0,5457
	Horas de vazio	0,4259

Figura 3.3 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte

Será utilizado o valor 0,5457 das horas fora de vazio.

- Tarifas de uso da rede de transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT (Tarifas ERSE, 2014)

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	1,818
	Contratada	0,202
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0006
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0222
	Capacitiva	0,0166

Figura 3.4 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	3,452
	Contratada	0,384
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0006
	Horas de super vazio	0,0005
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0006
	Horas de super vazio	0,0006
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0222
	Capacitiva	0,0166

Figura 3.5 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT

Agora é possível calcular o valor a deduzir ao diferencial:

- Tarifa uso global do sistema = 6606 GWh x (0,0017 €/kWh + 0,0001 €/kWh) = 11,89 M€
- Tarifas de uso da rede de transporte do operador da rede de transporte aplicáveis às entradas na RNT e na RND = 6606 GWh x (0,5457 €/MWh / 1000) = 3,6 M€

- Tarifas de uso da rede de transporte MTA = 6606 GWh x 20% (horas ponta) x 0,007 €/kWh + 6606 GWh x 80% (horas cheia) x 0,006 €/kWh = 4,1 M€
- Tarifas de uso da rede de transporte AT = 6606 GWh x 20% (horas ponta) x 0,008 €/kWh + 6606 GWh x 80% (horas cheia) x 0,007 €/kWh = 4,7 M€

Total = 11,89 + 3,6 + 4,1 + 4,7 = 24,30 M€

4. Perfil horário conveniente da produção de energia elétrica

As instalações de cogeração, normalmente, possuem um programa de laboração não contínuo e sobretudo durante as horas de ponta e cheia (sem turno noturno), contribuindo, desta maneira, para compensar as necessidades de produção do sistema elétrico durante este período horário.

Este é um fator relevante, contudo não foi possível calculá-lo face à ausência de fontes de informação. Foi estimado o valor mediante um estudo realizado pela *Cogen* no ano de 2009 onde foi determinado que este benefício era de 13,54 M€, para uma energia produzida em cogeração de 4525 GWh. Uma vez que atualmente a energia produzida é superior em cerca de 45 % nomeadamente 6606 GWh, estima-se que o valor seja cerca de 19,75 M€ (*Cogen 2*, 2009).

Na sequência de todos os cálculos anteriormente efetuados, é agora possível obter uma demonstração conclusiva daquilo que é o verdadeiro diferencial da aquisição de energia elétrica às instalações de cogeração, tal como se pode ver da Tabela 3.8.

Tabela 3.8 - Diferencial de custos real com a aquisição de energia elétrica a instalações de cogeração

SISTEMA DE COGERAÇÃO vs SISTEMA CONVENCIONAL		
DIFERENCIAL	200,29	M €
Emissões de CO2 e comércio de licenças de emissão	17,36	M €
Perdas nas redes de transporte e distribuição	57,56	M €
Utilização da rede de transporte	24,30	M €
Perfil horário da produção de energia elétrica	19,75	M €
DIFERENCIAL REAL DA COGERAÇÃO	81,32	M €

5. Fatores não considerados

Não foram incluídos neste estudo outros fatores positivos que evitam custos no sistema elétrico, ajudando a atenuar o diferencial de custo gerado com a cogeração, nomeadamente:

- Impacto nos preços do mercado liberalizado;
- Valor da energia reactiva;

A principal razão pela qual não foram considerados deve-se essencialmente à grande complexidade dos elementos que impossibilitam a quantificação destes fatores, aliada à quase ausência de fontes de informação, o que torna impossível proceder à análise.

3.1.3 Determinação do aumento do custo da energia elétrica para o consumidor final

Após a obtenção de uma estimativa do valor real do diferencial de custo, é possível determinar o aumento do custo da energia elétrica para o consumidor final.

De acordo com os dados da ERSE, em Portugal é consumido cerca de 44 533 GWh de energia elétrica, dos quais 85,20 % são consumidos em BTN, de acordo com a Tabela 3.9 (Caracterização ERSE, 2014).

Tabela 3.9 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição

Tipo de fornecimento	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MAT	2 192	4,9%	69	0,0%
AT	6 395	14,4%	283	0,0%
MT	13 636	30,6%	23 575	0,4%
BT	22 310	50,1%	6 055 785	99,6%
BTE	3 304	14,8%	33 550	0,6%
BTN	19 006	85,2%	6 022 235	99,4%
Total	44 533	100,0%	6 079 711	100,0%

Uma vez que o valor do diferencial real da cogeração (81,32 M€) é proporcional ao consumo de energia elétrica, sendo o consumo em BTN de 85,20 % do total. O diferencial de custo gerado pela cogeração representa para os consumidores em BTN (são maioritariamente clientes domésticos), o valor de 69,28 M€.

Deste modo, é possível aferir o impacto anual e mensal na fatura da energia elétrica para o consumidor:

Tabela 3.10 - Impacto na factura de energia eléctrica do consumidor

DIFERENCIAL BTN	69,28	M €
Nº Total de clientes BTN	6022235	un
Valor médio do custo para o consumidor	11,50	€/ano
Impacto na fatura da energia eléctrica do consumidor	0,96	€/mês

3.1.4 Conclusão do estudo

Apesar de todos os benefícios, a cogeração tem custos, nomeadamente o custo de investimento, que são elevados. São significativos os custos com a aquisição dos equipamentos de energia térmica/frio e de produção de energia elétrica, mais as unidades de armazenamento de combustível, aquisição de tubagens, cablagens, sistemas de controlo e filtros para os gases de combustão. Outros custos a ter em conta são os de

operação e manutenção, sendo que o maior custo operacional é a aquisição do combustível e no capítulo da manutenção destaca-se a mão-de-obra e peças sobressalentes.

Além destes custos, temos que ver que os sistemas de cogeração possuem potências instaladas reduzidas o que é um obstáculo na produção de electricidade em grande escala e dificulta um possível cenário onde Portugal fosse maioritariamente abastecido por sistemas de cogeração. Daí que seja sempre necessária a utilização de alternativas convencionais para se poder satisfazer a procura. Portanto, apesar da crença Europeia de que o sistema de cogeração é a melhor medida de eficiência energética e necessária para a estratégia energética da Europa, tendo inclusive sido criada a Diretiva 2004/8/CE de 11 de fevereiro de 2004 para promoção deste sistema, em Portugal os apoios financeiros que foram atribuídos aos promotores estão aquém da média dos Estados Membros, a par de que, por razões económicas este contributo tem diminuído, através de cortes das tarifas pagas pela electricidade que vendem à rede.

A crise económica que Portugal tem atravessado, veio, também, reduzir o apoio da produção de electricidade em cogeração. Como é óbvio, este facto é mau para os cogeradores, contudo, por outro lado, é positivo porque ajudaria a baixar o sobrecurso da energia elétrica e quem beneficiaria era o consumidor final.

Os obstáculos à cogeração serão sempre económicos porque têm que existir sempre compensações. Se Portugal apoiar a cogeração receberá fundos da União Europeia. Contudo, ao existir mais cogeração será necessário compensar os *stakeholders* do negócio da electricidade, tais como EDP e a REN que têm um passado com investimentos em infraestruturas, em centrais térmicas ou hidroelétricas e que agora produzirão menos.

Ainda assim e no que concerne à União Europeia e ao Estado Português, apesar do investimento inicial, ao promover a cogeração, mais tarde obterão benefícios no que respeita à melhoria no aprovisionamento energético, diminuição da dependência da compra de matérias-primas como o petróleo, o cumprimento do protocolo de Quioto para redução das emissões de CO₂ e ainda a redução de novas infraestruturas para distribuição e transporte de energia elétrica.

3.2 Remuneração da produção em cogeração

Com a entrada em vigor do Decreto-lei n.º 23/2010, de 25 de Março, alterado pela Lei n.º 19/2010 de 23 de Agosto, foram estabelecidas as regras da atividade de cogeração de acordo com a Diretiva n.º 2004/8/CE, de 11 de Fevereiro de 2004, a qual prevê o regime remuneratório para a produção em cogeração, baseado em tarifas de referência e em prémios que estão expressos na Portaria n.º 140/2012 de 14 de Maio, a qual foi alterada pela Portaria n.º 325-A/2012 de 16 de Outubro.

3.2.1 Produção em cogeração

Cumprindo com os pressupostos da Diretiva 2004/8/CE, foi estabelecida pelo Decreto - Lei n.º 23/2010 a classificação da produção em cogeração, segundo o critério da poupança de energia primária comparativamente aos dados da produção separada de calor e eletricidade. A referida poupança de energia primária é calculada anualmente.

Foi classificada a produção em dois tipos, a cogeração de elevada eficiência e a cogeração eficiente.

Para um produtor obter o grau da cogeração de elevada eficiência é necessário encaixar-se em uma das três condições possíveis:

Tabela 3.11 - Pressupostos para cogeração de elevada eficiência

Potência elétrica instalada	Eficiência global	Poupança de energia primária
> 25 MW	> 70 %	≥ 10 %
1 MW a 25 MW	-	≥ 10 %
< 1 MW	-	Apenas valor positivo

Se a cogeração não cumprir estas condições, o promotor apenas pode obter o grau de cogeração eficiente, caso haja a poupança de energia primária.

Segundo este decreto, para obtenção de cogeração de elevada eficiência em instalações maiores que 25 MW, é necessário o cálculo da eficiência global. Este parâmetro é obtido através da soma anual da produção de energia elétrica e mecânica e da produção de calor, dividido pelo consumo de combustível utilizado.

Outro cálculo importante é a poupança de energia primária (PEP), que é obtida através da expressão nº 2:

$$PEP = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHP H\eta}{Ref H\eta} + \frac{CHP E\eta}{Ref E\eta}} \right) \times 100\% \quad (2)$$

CHP H η – É a eficiência térmica da unidade de Cogeração;

Ref H η – É o valor de referência da eficiência para a produção separada de calor;

CHP E η – É a eficiência elétrica do processo de produção em cogeração;

Ref E η – É o valor referência da eficiência para a produção separada de eletricidade;

Os valores de referência da eficiência na produção separada de eletricidade e de calor (*Ref E η*) e (*Ref H η*), encontram-se publicados na Decisão de Execução 2011/877/UE da Comissão, de 19 de Dezembro de 2011 em conformidade com a Diretiva 2004/8/CE do Parlamento Europeu e do Conselho.

3.2.2 Modalidades de remuneração (Decreto-lei n.º 23/2010)

A remuneração instituída encontra-se dividida em duas modalidades: a geral e a especial. Os promotores de cogeração podem escolher, independentemente do grau de classificação da sua produção (cogeração de elevada eficiência ou cogeração eficiente).

A modalidade geral não tem restrições quanto à potência instalada da unidade e a remuneração da energia térmica e elétrica processa-se de acordo com as regras do mercado, prevendo ainda um prémio de participação no mercado para as unidades com

capacidade instalada inferior ou igual a 100 MW em função da tarifa de referência (atualizada trimestralmente).

Caso um promotor esteja/opte pela modalidade geral, terá, obrigatoriamente, de permanecer neste regime durante 3 anos.

Quanto à modalidade especial, apenas é acessível a unidades de cogeração com potência instalada inferior ou igual a 100 MW. A remuneração de energia térmica é processada segundo as regras do mercado e a energia elétrica é entregue à rede para comercialização pelo CUR, sendo que o preço de venda é igual a uma tarifa de referência (atualizada trimestralmente). Ainda, está previsto o prémio de eficiência em função do (*PEP*) e o prémio de energia renovável.

A modalidade especial e os seus benefícios são válidos durante os primeiros 120 meses de exploração da instalação. Após este período, o promotor, deverá solicitar à DGEG um pedido de prorrogação do mesmo. Os prémios e as tarifas de referência citados, apenas serão pagos após a apresentação dos certificados de origem, emitidos pela EEGO (Cogen 3, 2012).

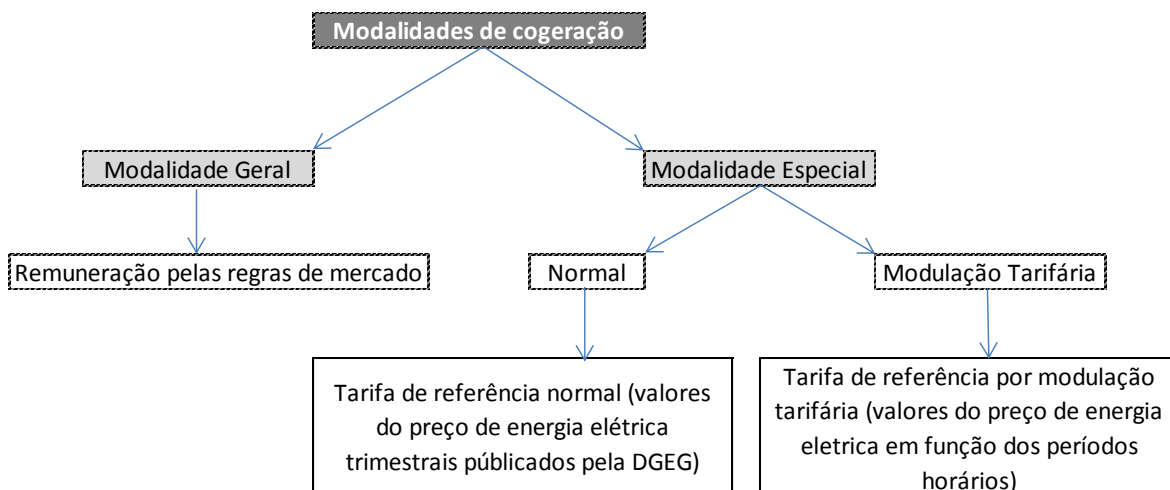


Figura 3.6 – Diagrama das modalidades de cogeração e das opções de remuneração da energia elétrica

3.2.3 Critérios remuneratórios (Portaria nº 140/2012), (Portaria n.º 325-A/2012)

3.2.3.1 Tarifa de referência

A tarifa de referência (*Tref.*) referida anteriormente é atribuída em função do combustível utilizado e se este é renovável ou não renovável. Outra condição é a potência elétrica instalada na unidade de cogeração.

Esta tarifa é atualizada trimestralmente em função da variação do indicador do preço do “*Crude Oil Brent*” na taxa de câmbio do euro face ao dólar e do índice de preços no consumidor.

Os valores atualizados da tarifa de referência são publicados no despacho da DGEG até ao final do 1º mês de cada trimestre.

Tabela 3.12 - Valores da tarifa de referência

Combustíveis	Valores iniciais da portaria em 2012	Valores atuais publicados no Despacho nº 4/2014 no 2º trimestre de 2014
Combustíveis líquidos (com exceção do fuelóleo), gás natural, gases de petróleo liquefeitos (GPL)	$P \leq 10 \text{ MW} \rightarrow \text{€ } 89,89/\text{MWh}$	$P \leq 10 \text{ MW} \rightarrow \text{€ } 89,64/\text{MWh}$
	$10 \text{ MW} < P \leq 20 \text{ MW} \rightarrow \text{€ } 80,44/\text{MWh}$	$10 \text{ MW} < P \leq 20 \text{ MW} \rightarrow \text{€ } 80,12/\text{MWh}$
	$20 \text{ MW} < P \leq 50 \text{ MW} \rightarrow \text{€ } 70,33/\text{MWh}$	$20 \text{ MW} < P \leq 50 \text{ MW} \rightarrow \text{€ } 69,87/\text{MWh}$
	$50 \text{ MW} < P \leq 100 \text{ MW} \rightarrow \text{€ } 63,95/\text{MWh}$	$50 \text{ MW} < P \leq 100 \text{ MW} \rightarrow \text{€ } 63,39/\text{MWh}$
Fuelóleo	$P \leq 10 \text{ MW} \rightarrow \text{€ } 89,12/\text{MWh}$	$P \leq 10 \text{ MW} \rightarrow \text{€ } 88,87/\text{MWh}$
	$10 \text{ MW} < P \leq 100 \text{ MW} \rightarrow \text{€ } 79,96/\text{MWh}$	$10 \text{ MW} < P \leq 100 \text{ MW} \rightarrow \text{€ } 79,63/\text{MWh}$
Cogeração renovável (pelo menos 50 % da energia primária consumida ser renovável)	$P \leq 2 \text{ MW} \rightarrow \text{€ } 81,17/\text{MWh}$	$P \leq 2 \text{ MW} \rightarrow \text{€ } 82,37/\text{MWh}$
	$2 \text{ MW} < P \leq 100 \text{ MW} \rightarrow \text{€ } 65,92/\text{MWh}$	$2 \text{ MW} < P \leq 100 \text{ MW} \rightarrow \text{€ } 66,89/\text{MWh}$

Como é possível observar na Tabela 3.12, os valores atuais de remunerações diminuíram exceto nos combustíveis renováveis, onde o valor atual aumentou face ao inicial, uma vez que trazem benefícios ambientais e é uma forma de incentivar à utilização destes combustíveis.

Ainda, quanto aos valores da tarifa de referência, importa dizer que, as instalações enquadradas na modalidade especial podem optar pela modulação tarifária em função dos períodos horários, o que possibilita o ajustamento da tarifa de referência

mediante o tarifário geral do ciclo semanal, como se visualiza na Figura 3.7. Isto é compensatório para as instalações de cogeração que não funcionem em regime contínuo.

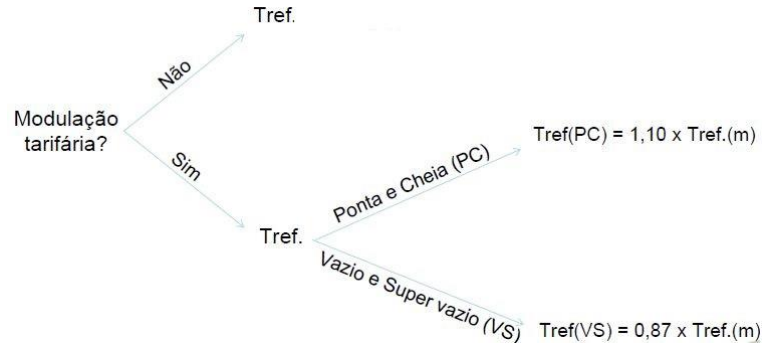


Figura 3.7 - Diagrama da tarifa de referência.

Esta tarifa de referência (modulação tarifária) será calculada para as horas de ponta e cheias pela expressão nº 3 e para as horas de vazio e super vazio pela expressão nº 4:

$$Tref_{mpc} = 1,10 \times Tref_m \quad (3)$$

$$Tref_{mvs} = 0,87 \times Tref_m \quad (4)$$

A ($Tref_m$) é a remuneração aplicável a instalações de cogeração no trimestre do mês “m”. Como é possível verificar, as duas expressões anteriores estão dependentes deste parâmetro, o qual é complexo de ser determinado, uma vez que depende de várias parcelas, como se pode verificar pela seguinte expressão nº 5:

$$Tref_m = \frac{PF_m + PV_m + PA_m}{\frac{1 - LEV}{EEC_m}} \quad (5)$$

PF_m - É a parcela fixa da remuneração do mês m, expressa em euros;

PV_m - É a parcela variável da remuneração do mês m (função da instalação ser renovável ou não renovável) é expressa em euros;

PA_m - É a parcela ambiental da remuneração do mês m , expressa em euros;

LEV - Representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela instalação de cogeração.

EEC $_m$ é a energia fornecida à rede do SEN pela instalação de cogeração de referência estabelecida para cada um dos escalões previstos no artigo 2.º da presente portaria, (traduzido na Tabela 3.13), no mês m , expressa em megawatt-hora, excluída a energia consumida nos serviços auxiliares.

Tabela 3.13 – Escalões previstos no Art-º 2 da Portaria nº 325-A/2012

Combustíveis	Escalões de potência
Combustíveis líquidos (com exceção do fuelóleo), gás natural, gases de petróleo liquefeitos (GPL)	$P \leq 10$ MW
	10 MW < $P \leq 20$ MW
	20 MW < $P \leq 50$ MW
	50 MW < $P \leq 100$ MW
Fuelóleo	$P \leq 10$ MW
	10 MW < $P \leq 100$ MW
Cogeração renovável (pelo menos 50 % da energia primária consumida ser renovável)	$P \leq 2$ MW
	2 MW < $P \leq 100$ MW

Cada uma das parcelas anteriores serão explicadas como são obtidas. A (PF_m) é determinada na expressão nº 6, a (PV_m) pela expressão nº 7 e a parcela ambiental (PA_m) na expressão nº 13.

Cálculo da Tarifa de Referência ($Tref_m$) – Parcela Fixa (PF_m)

A parcela (PF_m) que se encontra na equação nº 5 é calculada através da expressão nº 6.

$$PF_m = \frac{PF(U)_{ref} \times P \times IPC_m}{IPC_{ref}} \quad (6)$$

$PF(U)_{ref}$ - Corresponde à anualização do custo unitário de investimento nos novos meios de produção que são evitados por uma instalação de cogeração que assegure o mesmo nível de garantia de potência que seria proporcionado por esses novos meios. Assim, considera-se que os meios de produção evitados são o ciclo combinado a gás natural e a eólica na proporção de 50% para cada um dos meios, sendo o investimento no ciclo combinado a gás natural de 20.000 €/MW/ano e na eólica de 80.000 €/MW/ano;

P - É a potência elétrica instalada, expressa em megawatt, da instalação de cogeração, que na fórmula prevista no número anterior toma o valor da potência da instalação de cogeração de referência estabelecido para cada um dos escalões previstos nos termos da

Tabela 3.14:

Tabela 3.14 - Valores da potência da instalação de cogeração de referência (P)

Combustíveis	Escalões de potência	Potência da instalação de cogeração de referência (P)
Combustíveis líquidos (com exceção do fuelóleo), gás natural, gases de petróleo liquefeitos (GPL)	$P \leq 10$ MW	5 MW
	10 MW < $P \leq 20$ MW	15 MW
	20 MW < $P \leq 50$ MW	35 MW
	50 MW < $P \leq 100$ MW	75 MW
Fuelóleo	$P \leq 10$ MW	5 MW
	10 MW < $P \leq 100$ MW	15 MW
Cogeração renovável (pelo menos 50 % da energia primária consumida ser renovável)	$P \leq 2$ MW	1 MW
	2 MW < $P \leq 100$ MW	25 MW

IPC_m - É o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, no último mês imediatamente anterior ao trimestre do mês m;

IPC_{ref} - É o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de dezembro de 2011 (105,384);

Cálculo da Tarifa de Referência ($T_{ref,m}$) – Parcela Variável (PV_m)

$$PV_m = PVC_m + PVR_m + PVO_m \quad (7)$$

$$PVC_m = PVC(U)_{ref} \times IPVC_m \times EEC_m \quad (8)$$

$$PVC_m = PVC(U)_{ref} \times IPVC_m \times EEC \times \left(1 - \frac{CR}{C}\right) + PV(U)_{ref} \times \frac{IPC_m}{IPC_{ref}} \times EEC_m \times \frac{CR}{C} \quad (9)$$

$$IPVC_m = \frac{0,55 \times BRENT_m \times TCUSD_{ref}}{BRENT_{ref} \times TCUSD_m} + \frac{0,45 \times IPC_m}{IPC_{ref}} \quad (10)$$

$$PVR_m = PVR(U)_{ref} \times KPVR_m \times EEC_{pcm} \times \frac{IPC_m}{IPC_{ref}} \quad (11)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} KPVR_m = 1, P \leq 20MW \\ KPVR_m = 1 - 1/30 (P - 20), 20 < P \leq 50MW \\ KPVR_m = 0, P = 50MW \end{array} \right.$$

$$PVO_m = PVO(U)_{ref} \times EEC_m \times \frac{IPC_m}{IPC_{ref}} \quad (12)$$

A parcela variável da remuneração do mês m (PV_m) que se encontra na expressão nº 5 é obtida através da soma das despesas com combustível (PVC_m), com custos evitados nas redes a montante (PVR_m) e outras despesas (PVO_m) de acordo com a expressão nº 7.

No entanto, as despesas com combustível (PVC_m) são diferentes mediante a instalação de cogeração ser renovável (pelo menos 50 % da energia primária consumida ser renovável) ou não renovável.

Se a instalação não for renovável o cálculo é obtido através da expressão nº 8, que está relacionada com os seguintes parâmetros:

$PVC(U)_{ref}$ - É o valor unitário de referência para PVC_m , o qual deve corresponder aos custos com combustível que seriam necessários à operação dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela instalação de cogeração, expresso em euros por

megawatts por hora, que toma o valor de 33,30 €/MWh, tendo em consideração os meios de produção evitados;

$IPVC_m$ - É o indexante de $PVC(U)_{ref}$ relativo ao trimestre do mês m ;

Caso a instalação seja considerada renovável, o cálculo de (PVC_m) obtêm-se através de uma fórmula parecida como se pode observar na expressão nº 9, com os mesmos parâmetros anteriores, sendo adicionados os seguintes:

$PV(U)_{ref}$ - É o valor unitário de referência da parcela variável da remuneração aplicável a centrais que consomem exclusivamente energia primária renovável, cujo valor é de 24,90 €/MWh;

IPC_{ref} - É o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de dezembro de 2011, que é 105,384;

CR/C - É igual a 0,95;

Na expressão nº 10 é calculado o indexante de $PVC(U)_{ref}$, denominado por $(IPVC_m)$ que é relativo aos custos com combustível, com base nos valores do *Crude Oil Brent* e nas taxas de câmbio entre o euro e o dólar dos Estados Unidos da América.

$BRENT_m$ - É a média dos valores do Crude Oil Brent, publicados pela EIA — Energy Information Administration — Official Energy Statistics from US Government nos dois trimestres anteriores ao trimestre que inclui o mês “ m ”, expressos em dólares dos Estados Unidos da América por barril;

$BRENT_{ref}$ - É a média dos valores do Crude Oil, Brent, publicados pela EIA — Energy Information Administration — Official Energy Statistics from US Government no último semestre de 2011, expressos em dólares dos Estados Unidos da América e toma o valor de 111,40 por barril;

$TCUSD_m$ - é a média das taxas de câmbio entre o euro e o dólar dos Estados Unidos da América, verificadas durante o último mês imediatamente anterior ao início do trimestre do mês m , publicadas pelo Banco de Portugal, arredondada à quarta casa decimal;

$TCUSD_{ref}$ - é a média das taxas de câmbio entre o euro e o dólar dos Estados Unidos da América, publicadas pelo Banco de Portugal durante o mês de dezembro de 2011, que toma o valor de 1,3179;

Os custos evitados nas redes a montante (PVR_m) estão identificados pela expressão nº 11, a qual é constituída por vários parâmetros já utilizados em outras expressões anteriores, distinguindo-se os seguintes:

$PVR(U)_{ref}$ - É o valor unitário de referência que corresponde ao somatório entre o custo unitário de operação e de manutenção nas redes e o custo unitário de investimento em novos meios na rede que serão evitados pela operação de uma central de cogeração que substitua os meios da rede em causa e que toma o valor de 20,30 €/MWh;

$KPVR_m$ - É o coeficiente que exprime a existência ou inexistência de custos evitados na rede, mediante a potência instalada;

As outras despesas (PVO_m) estão dispostas pela expressão nº 12, que se baseia em outros custos, com exceção dos custos com combustível, que seriam necessários à operação dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela instalação de cogeração ($PVO(U)_{ref}$), e que toma o valor de 9,75 €/MWh;

Cálculo da Tref. – Parcela Ambiental (PA_m)

$$PA_m = PA(U)_{ref} \times CCR_{ref} \times CEA \times EEC_m \times \frac{IPC_m}{IPC_{ref}} \quad (13)$$

$PA(U)_{ref}$ - Corresponde a uma valorização unitária do dióxido de carbono, que seria emitido pelos novos meios de produção cuja construção é evitada pela instalação de cogeração e que toma o valor de 0,00644 €/kg;

CCR_{ref} - É o montante unitário das emissões de dióxido de carbono evitadas pela instalação de cogeração de referência e que toma o valor de 133g/kWh;

CEA - É um coeficiente que traduz a eficiência ambiental da instalação de cogeração.

Tabela 3.15 - Valores de CEA

CEA = 1,020	P ≤ 10MW, Combustível gás natural, GPL ou combustíveis líquidos, com exceção do fuelóleo;
CEA = 0,729	P > 10 MW, Combustível gás natural, GPL ou combustíveis líquidos, com exceção do fuelóleo;
CEA = 0,180	Combustível fuelóleo;
CEA = 0,765	Instalações de cogeração renováveis;

3.2.3.2 Prémio de eficiência

Este prémio é atribuído em função da poupança de energia primária (*PEP*) de cada instalação de cogeração.

O valor do prémio de eficiência é determinado mensalmente no mês *m* e expresso em euros (PE_m) e é calculado pela seguinte expressão nº 14:

$$PE_m = \left(\frac{PC \times PEP}{1 - PEP} \right) \times EEPL_m \times K \times \left(\frac{EP}{EE} \right) \quad (14)$$

PC - É o custo de referência para valorização da poupança de energia primária e assume o valor de 28,71€/MWh;

PEP - É a poupança de energia primária certificada na garantia;

EEPL_m - É a energia elétrica produzida pela instalação de cogeração no mês *m*, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção energética, expressa em megawatts por hora;

K - É o fator adimensional que distingue o PE_m de acordo com o grau de poupança de energia primária pela instalação de cogeração, e que toma o valor de 0,5 no caso de cogeração de elevada eficiência e de 0,3 para cogerações eficientes;

EP/EE - É a relação entre a energia primária consumida na instalação de cogeração no ano civil anterior ao mês m e a energia elétrica produzida na instalação de cogeração no mesmo período, certificada pela EEGO.

O presente prémio de eficiência é calculado com base nas medições dos contadores instalados nas unidades de cogeração. A não instalação ou o não funcionamento destes equipamentos de medição impossibilita o cálculo e a atribuição e pagamento do prémio.

Apesar do cálculo ser fundamental para a atribuição do prémio, existem valores limites máximos para o prémio de eficiência, os quais são indicados na Tabela 3.16:

Tabela 3.16 - Valores máximos do prémio de eficiência por tipo de instalação de cogeração

Instalações de cogeração	Elevada eficiência (€/MWh)	Eficientes (€/MWh)
Motor alternativo a gás natural	10,26	6,16
Turbina a gás natural com potência inferior a 20 MW	13,28	7,97
Turbina a gás natural com potência igual ou superior a 20 MW	11,2	6,72
Motor alternativo a fuelóleo	9,33	5,6
Turbina a vapor	17,94	10,77
Ciclo combinado	8,97	5,38
Cogeração renovável	17,94	10,77

3.2.3.3 Prémio de energia renovável

O prémio de energia renovável é atribuído em função da proporção de combustíveis de origem renovável consumidos.

Este prémio é determinado mensalmente em cada mês m e expresso em euros (PR_m), sendo calculado segundo a expressão nº 15:

$$PR_m = Tref_m \times R \times \frac{CR}{C} \times EEPL_m \quad (15)$$

$Tref_m$ - É a tarifa de referência aplicável no mês m ;

R - É igual a 10 %;

CR/C - É a fração de combustíveis renováveis consumidos na instalação de cogeração no ano civil anterior ao mês m , tal como certificada pela EEGO;

$EEPL_m$ - É a energia elétrica produzida pela instalação de cogeração no mês m , excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção energética, expressa em megawatts por hora.

3.2.3.4 Prémio de participação no mercado

O prémio de participação no mercado (PM_m) é aplicado apenas às unidades de cogeração enquadradas na modalidade geral onde a potência instalada seja inferior ou igual a 100 MW.

O valor do prémio é de 50% do valor da tarifa de referência ($Tref$).

3.2.4 Relações de mercado (PLMJ, 2014)

A remuneração da energia fornecida é efetuada através das seguintes relações de mercado, com base nas modalidades de cogeração referidas anteriormente:

Tabela 3.17 - Possíveis relações de mercado para cada regime de cogeração

Modalidade Especial	Modalidade Geral
Remuneração por fornecimento de energia térmica a cliente(s), sendo o preço estabelecido contratualmente	Remuneração por fornecimento de energia térmica a cliente(s), sendo o preço estabelecido contratualmente
Remuneração por fornecimento de energia elétrica ao comercializador de último recurso, com o preço de venda a ser igual a uma tarifa de referência	Remuneração por fornecimento de energia elétrica a cliente(s) directamente ligados à instalação, com o preço de venda a ser estabelecido entre as partes, sendo aplicável a tarifa de uso global do sistema e a tarifa de comercialização
Prémio de eficiência calculado em função da poupança de energia primária de cada instalação	Remuneração por fornecimentos estabelecidos em contratos bilaterais celebrados com clientes ou comercializadores, sendo o preço de venda livremente estabelecido entre as partes
Prémio de energia renovável, em função da proporção de combustíveis de origem renovável consumidos	Remuneração por fornecimentos em mercados organizados, cujo preço resulta das vendas em mercado
	Prémio de participação no mercado (percentagem da tarifa de referência) para instalações com potência instalada ≤ 100 MW

Capítulo 4

Simulador de remuneração em instalações de Cogeração na modalidade especial

Neste capítulo pretende-se exibir uma ferramenta capaz de simular a tarifa de venda de energia elétrica à rede em função do esquema de cogeração utilizado, assim como a obtenção dos prémios de eficiência e de energia renovável expressos na Portaria nº 140/2012 de 14 de Maio, posteriormente alterada pela Portaria n.º 325-A/2012 de 16 de outubro.

Aqui é explicada pormenorizadamente a aplicação desenvolvida.

4.1 Explicação por folha

Esta ferramenta foi desenvolvida em Excel e é constituída por 11 folhas de cálculo:

- Dados;
- Resultados;
- Tarifa de referência;
- Cálculos;
- Prémio de eficiência;
- Prémio de energia renovável;
- IPCm;
- BRENTm;
- TCUSDm;
- Fórmulas;

- Despachos;

4.1.1 Dados

Esta folha é dedicada à introdução dos dados da unidade de cogeração, prevendo-se que sejam preenchidas todas as células que se encontram a branco.

Nas outras folhas da ferramenta o preenchimento das células é executado automaticamente, com ligação aos valores inseridos na presente folha.

O primeiro passo consiste em escolher o tipo de tarifa de referência que se pretende estudar: tarifa normal ou tarifa por modulação tarifária³.

Simulador de remuneração em instalações de Cogeração na modalidade especial	
Tipo de tarifa de referência	
	<input checked="" type="radio"/> Normal <input type="radio"/> Modulação tarifária
1	Potência elétrica instalada (MW) <input type="text"/>
2	Potência elétrica (excluindo auxiliares) (MW) <input type="text"/>
3	Poupança de energia primária (PEP) (%) <input type="text"/>
4	Número de horas de funcionamento no mês m (horas) <input type="text"/>
5	Tipo de combustível <input type="text"/>
6	Tipo de tecnologia <input type="text"/>
7	Energia elétrica fornecida no mês m (MWh) <input type="text"/>
8	Energia elétrica horas de ponta no mês m (MWh) <input type="text"/>
9	Energia elétrica horas de cheia no mês m (MWh) <input type="text"/>
10	Energia elétrica horas de vazio no mês m (MWh) <input type="text"/>
11	Eficiência Global (%) <input type="text"/>
12	Mês m da remuneração de 2014 <input type="text"/>

Figura 4.1 - Folha de Dados

³ Descrição das tarifas de referência no capítulo 3, no ponto 3.2.3.1 da dissertação.

Nos pontos 1 e 2 são indicadas as potências elétricas, no ponto 3 o valor da poupança de energia elétrica e no ponto 4 o número de horas de funcionamento da central para o mês que se está a estudar.

No ponto 5 é possível escolher o tipo de combustível, de acordo com a Portaria nº 140/2012 de 14 de maio:

- Combustíveis líquidos (com exceção do fuelóleo), gás natural, gases de petróleo liquefeitos (GPL)⁴;
- Fuelóleo⁵;
- Cogeração renovável (pelo menos 50% da energia primária consumida ser renovável)⁶;

Foram incluídas todas as tecnologias presentes no Anexo I do Decreto-lei n.º 23/2010, de 25 de Março, conforme se pode verificar no ponto 6 e na Figura 4.2:

2	Potência elétrica (excluindo auxiliares) (MW)	<input type="text"/>
3	Poupança de energia primária (PEP) (%)	<input type="text"/>
4	Número de horas de funcionamento no mês m (horas)	<input type="text"/>
5	Tipo de combustível	<input type="text"/>
6	Tipo de tecnologia	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><ul style="list-style-type: none">Turbinas de gás em ciclo combinado com recuperação de calorTurbinas a vapor de contrapressãoTurbinas de condensação com extração de vaporTurbinas de gás com recuperação de calorMotores de combustão internaMicroturbinasMotores StirlingCélulas de combustível</div>
7		
8		
9	Energia elétrica horas de cheia no mês m (MWh)	<input type="text"/>
10	Energia elétrica horas de vazio no mês m (MWh)	<input type="text"/>
11	Eficiência Global (%)	<input type="text"/>
12	Mês m da remuneração de 2014	<input type="text"/>

Figura 4.2 - Tipo de tecnologia da folha de “Dados”

⁴ Estabelecido na alínea a) do Art. 2º da Portaria nº 140/2012, de 14 de maio

⁵ Estabelecido na alínea b) do Art. 2º da Portaria nº 140/2012, de 14 de maio.

⁶ Estabelecido na alínea c) do Art. 2º da Portaria nº 140/2012, de 14 de maio.

Os pontos 7, 8, 9 e 10 dizem respeito à energia produzida na unidade de cogeração.

O ponto 11 refere-se à eficiência global do sistema, que é igual à soma anual da produção de energia elétrica e da produção de calor, dividido pelo consumo de combustível utilizado, sendo calculado anualmente.

No ponto 12 pode ser escolhido o mês para o qual se pretende calcular a remuneração.

4.1.2 Resultados

Nesta folha são exibidos os resultados do total da remuneração da unidade de cogeração, consoante a opção de tarifa de referência escolhida na folha de “Dados”.

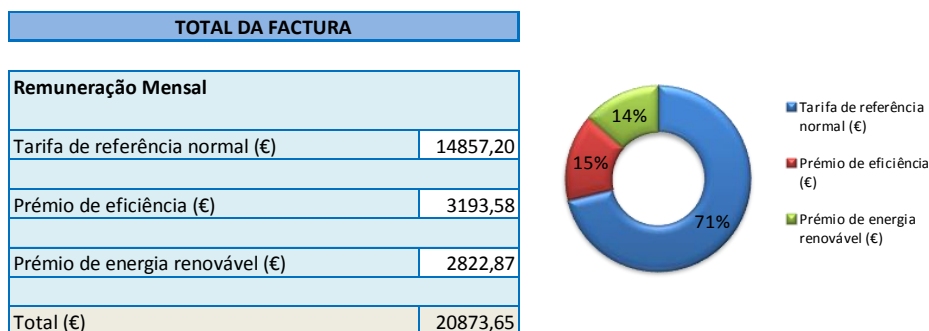


Figura 4.3 - Apresentação dos resultados para uma tarifa de referência normal

Os valores surgem automaticamente, por ligações a outras folhas da ferramenta.

- Tarifa de referência normal – na folha “Tarifa de referência”.
- Prémio de eficiência – obtido através da folha com o mesmo nome.
- Prémio de energia renovável – obtido através da folha com o mesmo nome.

TOTAL DA FACTURA

Remuneração Mensal	
Tarifa de referência por modulação tarifária	
Horas de ponta e cheias (€)	11074,99
Horas de vazio e super vazio (€)	7007,446
Prémio de eficiência (€)	3193,584
Prémio de energia renovável (€)	1717,83
Total (€)	22993,85

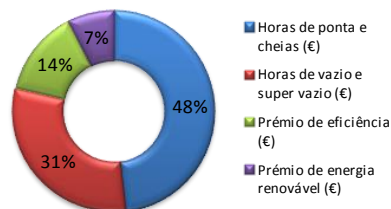


Figura 4.4 - Apresentação dos resultados para uma tarifa de referência por modulação tarifária

Os valores surgem automaticamente, por ligações a outras folhas da ferramenta.

- Tarifa de referência em horas de ponta e cheias – na folha “Tarifa de referência”.
- Tarifa de referência em horas de vazio e super vazio – na folha “Tarifa de referência”.
- Premio de eficiência – obtido através da folha com o mesmo nome.
- Prémio de energia renovável – obtido através da folha com o mesmo nome.

4.1.3 Tarifa de referência

Nesta folha são apresentados os valores da tarifa de referência, de acordo com a explicação apresentada no ponto 3.2.3.1 do Capítulo 3 da presente dissertação.

Foi elaborada uma tabela com os valores atualizados da tarifa de referência, que são publicados no despacho da DGEG até ao final do 1º mês de cada trimestre. As células com estes valores estão desprotegidas de modo a permitir a atualização trimestral.

Estes valores dependem do tipo de combustível escolhido e da potência da unidade de cogeração. Assim, ao definir os valores dos pontos 1 e 5 na folha de

“Dados”, é automaticamente apresentado, no final da tabela, o valor da tarifa de referência, como se pode visualizar na célula selecionada a amarelo, na Figura 4.5.

Tarifa de referência normal		
Combustíveis	Potência instalada (MW)	Valores atuais publicados na DGEG (€/MWh)
Combustíveis líquidos (com exceção do fuelóleo), gás natural, gases de petróleo liquefeitos (GPL)	$P \leq 10$ MW	90,13
	$10 \text{ MW} < P \leq 20$ MW	80,57
	$20 \text{ MW} < P \leq 50$ MW	70,30
	$50 \text{ MW} < P \leq 100$ MW	63,81
Fuelóleo	$P \leq 10$ MW	89,35
	$10 \text{ MW} < P \leq 100$ MW	80,08
Cogeração renovável (pelo menos 50 % da energia primária consumida ser renovável)	$P \leq 2$ MW	82,54
	$2 \text{ MW} < P \leq 100$ MW	67,03
Tarifa de referência normal	Tref	90,13

Figura 4.5 – Valor da tarifa de referência normal

Ainda na mesma folha do Excel, é apresentada a tarifa de referência por modulação tarifária. Esta tarifa depende dos valores das várias parcelas que constituem a expressão nº 5 do ponto 3.2.3.1 do capítulo 3 da dissertação. Os valores destas parcelas foram calculados na folha “Cálculos”, segundo a Portaria nº 140/2012, de 14 de maio, encontrando-se apresentados na presente folha da ferramenta, como se pode observar na Figura 4.6.

Trefm	101,6107
PFm	8399,65
PVm	9107,54
PAm	162,91
LEV	0,06
EEcm	185

Figura 4.6 – Cálculo da tarifa de referência no mês “m” através das várias parcelas

Deste modo, a tarifa de referência, por modulação tarifária, será calculada para as horas de ponta e cheias pela expressão nº 3 e, para as horas de vazio e super vazio, pela expressão nº 4 do ponto 3.2.3.1 do capítulo 3 da dissertação, sendo apresentados os valores no Excel, como mostra a Figura 4.7.

Tarifa de referência por modulação tarifária		
Horas de ponta e cheias	Tref_{mpc}	82,42
Horas de vazio e super vazio	Tref_{mvs}	65,19

Figura 4.7 - Valor da tarifa de referência por modulação tarifária

4.1.4 Cálculos

A folha “Cálculos” está automatizada, sendo realizadas as contas para a determinação de cada parcela, de acordo com a Portaria nº 140/2012, de 14 de maio e pela Portaria n.º 325-A/2012, de 16 de outubro, sendo de referir que esta última altera alguns parâmetros da Portaria nº 140/2012.

A explicação detalhada de como se calcula estas parcelas pode ser encontrada na dissertação no ponto 3.2.3.1 do capítulo 3.

Em cada célula desta folha de Excel, foram inseridos comentários com informação sobre a origem da obtenção destes valores.

PARCELA FIXA		
PF(U)ref	€/MW	4166,667
P	MW	5
IPcm		99,298
IPCref		98,514
PFm		€ 20999,13

Figura 4.8 – Parcela fixa da tarifa de referência por modulação tarifária

Os elementos do cálculo são obtidos da seguinte forma:

- PF(U)ref - Valor definido na alínea a) do nº 4 do anexo à Portaria nº 140/2012 de 14 de maio.
- P - Valor definido em uma das subalíneas i), ii) ou iii) (replicadas na Tabela 3.14) da alínea d) do ponto 4 do Art.º 4 da Portaria nº 325-A/2012.
- IPCm - Valor do último mês, anterior ao trimestre do mês m, que pode ser encontrado na folha "IPCm", retirado do INE.
- IPCref - Valor definido no despacho nº 6/2014 da DGEG.

PARCELA VARIÁVEL				
PVCm	€	4504,31		
PVRm	€	2046,16	PVm	€ 8319,43
PVOM	€	1768,97		

Figura 4.9 - Parcela variável da tarifa de referência por modulação tarifária

Para obtenção dos componentes que constituem a parcela variável é necessário efectuar os seguintes cálculos auxiliares:

- PVCm - Despesas com combustível.
- PVRm - Custos evitados nas redes a montante.
- PVOM - Outras despesas.

As despesas com combustível dependem do facto da cogeração ser ou não renovável, sendo que para ser considerada como tal, pelo menos 50% da energia primária consumida tem de ser renovável.

Despesa com combustível						
PVC(U)ref	€/MWh	<input type="text" value="33,30"/>	Não renovável			
IPVCm		<input type="text" value="0,9698"/>				
EECm	MWh	<input type="text" value="2250"/>				
<table border="1"> <tr> <td>PVCm</td> <td>€</td> <td>72662,08</td> </tr> </table>				PVCm	€	72662,08
PVCm	€	72662,08				
PVC(U)ref	€/MWh	<input type="text" value="33,30"/>	Renovável			
IPVCm		<input type="text" value="0,9698"/>				
EECm	MWh	<input type="text" value="2250"/>				
<table border="1"> <tr> <td>PVCm</td> <td>€</td> <td>57280,42</td> </tr> </table>				PVCm	€	57280,42
PVCm	€	57280,42				
CR/C		<input type="text" value="0,95"/>				
PV(U)ref	€/MWh	<input type="text" value="24,90"/>				
IPCm		<input type="text" value="99,298"/>				
IPCref		<input type="text" value="98,514"/>				
Cálculo auxiliar da despesa com combustível IPVCm						
BRENTm	USD/Barril	<input type="text" value="108,69"/>				
BRENTref	USD/Barril	<input type="text" value="111,4"/>				
TCUSDm		<input type="text" value="1,3700"/>				
<table border="1"> <tr> <td>IPVCm</td> <td>0,96980</td> </tr> </table>				IPVCm	0,96980	
IPVCm	0,96980					
TCUSDref		<input type="text" value="1,3179"/>				
IPCm		<input type="text" value="99,298"/>				
IPCref		<input type="text" value="98,514"/>				

Figura 4.10 - Despesas com combustível, referente à parcela variável

Os elementos do cálculo são obtidos da seguinte forma:

- PVC(U)ref - Valor definido na alínea a) do nº 8 do anexo à Portaria nº 140/2012, de 14 de maio.
- EECm – Valor definido de acordo com a alínea f) do ponto 2 do Art.º 4 da Portaria nº 325-A/2012.
- CR/C - Valor definido na alínea d) do nº 12 do anexo à Portaria nº 140/2012, de 14 de maio.

- PV(U)ref - Valor definido na alínea e) do nº 12 do anexo à Portaria nº 140/2012, de 14 de maio.
- BRENTm – O valor pode ser encontrado na folha "BRENTm" retirado do EIA.
- BRENTref - Valor definido na alínea b) do nº 10 do anexo à Portaria nº 325-A/2012, de 14 de outubro.
- TCUSDm - Valor obtido na folha "TCUSDm" retirado do Banco de Portugal.
- TCUSDref - Valor definido na alínea d) do nº 2 da Declaração de retificação n.º 66/2012.

Custos evitados nas redes a montante			
PVR(U)ref	€/MWh	<input type="text" value="20,30"/>	
KPVRm		<input type="text" value="1"/>	
EECpcm	MWh	<input type="text" value="1925"/>	PVRm € 39388,49
IPCm		<input type="text" value="99,298"/>	
IPCref		<input type="text" value="98,514"/>	

Figura 4.11 - Custos evitados nas redes a montante, referente à parcela variável

Os elementos do cálculo são obtidos da seguinte forma:

- PVR(U)ref - Valor definido na alínea a) do nº 14 do anexo à Portaria nº 140/2012, de 14 de maio.
- KPVRm - Valor definido na alínea b) do nº 14 do anexo à Portaria nº 140/2012, de 14 de maio.
- EECpcm - Valor calculado de acordo com a alínea c) do ponto 14 do Art.º 4 da Portaria nº 325-A/2012.

Outras despesas			
PVO(U)ref	€/MWh	<input type="text" value="9,75"/>	
EEcm	MWh	<input type="text" value="2250"/>	
IPcm		<input type="text" value="99,298"/>	
IPcref		<input type="text" value="98,514"/>	
		PVOm	€ 22112,08

Figura 4.12 - Outras despesas, referente à parcela variável

- PVO(U)ref - Valor definido no nº 16 do anexo à Portaria nº 140/2012 de 14 de maio.

PARCELA AMBIENTAL			
PA(U)ref	€/kg	<input type="text" value="0,00644"/>	
CCRref	g/kWh	<input type="text" value="133"/>	
CEA		<input type="text" value="1,02"/>	
EEcm	MWh	<input type="text" value="2250"/>	
IPcm		<input type="text" value="99,298"/>	
IPcref		<input type="text" value="98,514"/>	
		PAm	€ 1981,36

Figura 4.13 - Parcela ambiental da tarifa de referência por modulação tarifária

Os elementos do cálculo são obtidos da seguinte forma:

- PA(U)ref - Valor definido na alínea a) do nº 18 do anexo à Portaria nº 140/2012, de 14 de maio.
- CCRref - Valor definido na alínea b) do nº 18 do anexo à Portaria nº 140/2012, de 14 de maio.
- CEA - Valor definido na alínea c) do nº 18 do anexo à Portaria nº 140/2012, de 14 de maio.

4.1.5 Prémio de eficiência

Esta folha é de cálculo automático e refere-se ao prémio de eficiência que está previsto para as unidades de cogeração que obtenham o grau de cogeração eficiente ou de elevada eficiência. Esta avaliação de eficiência é realizada em função da poupança de energia primária (*PEP*).

A explicação detalhada de como se calcula o prémio de eficiência pode ser encontrada na dissertação no ponto 3.2.3.2 do capítulo 3.

Prémio de eficiência		
PC	€/MWh	28,71
PEP	%	11
EEPLm	MWh	360
K	Cogeração de elevada eficiência	0,5
EP/EE		3,7
Pem € 2363,252		

Cogeração de elevada eficiência		
Potência elétrica instalada	Eficiência global	Poupança de energia primária
> 25 MW	> 70 %	≥ 10 %
1 MW a 25 MW	-	≥ 10 %
< 1 MW	-	Apenas valor positivo

Figura 4.14 – Prémio de eficiência

Os elementos do cálculo são obtidos da seguinte forma:

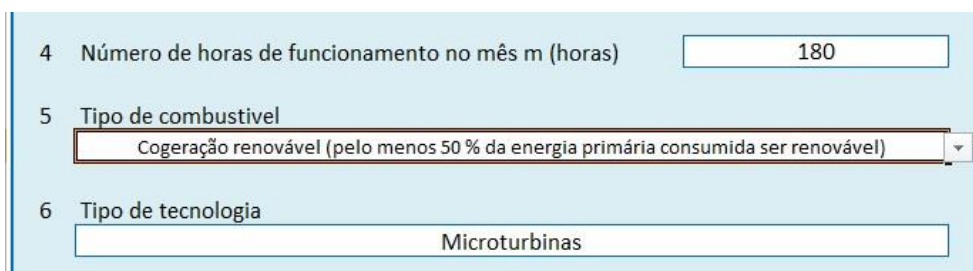
- PC - Valor definido na alínea b) do nº 2 do art. 5.º da Portaria nº 140/2012, de 14 de maio.
- PEP - Preencher o ponto nº 3 "Poupança de energia primária (PEP)" da folha "Dados".
- EEPLm - Preencher o ponto nº 2 "Potência elétrica (excluindo auxiliares) " e ponto 4 "Número de horas de funcionamento no mês m" da folha "Dados".
- K - Valor definido na alínea e) do nº 2 do art. 5.º da Portaria nº 140/2012, de 14 de maio. As condições de obtenção de cogeração de elevada eficiência são de acordo com a tabela assinalada com uma seta. Se a cogeração não cumprir estas

condições, o promotor apenas pode obter o grau de cogeração eficiente, caso haja a poupança de energia primária.

- EP/EE - Valor definido na alínea f) do nº 2 do art. 5.º da Portaria nº 140/2012, de 14 de maio.

4.1.6 Prémio de energia renovável

Esta folha é de cálculo automático e consiste na obtenção do prémio de energia renovável, o qual é aplicável apenas para unidades de cogeração renovável (onde pelo menos 50% da energia primária consumida é renovável), e por isso apenas é executado o cálculo quando na folha de “Dados” é escolhida a cogeração renovável como “Tipo de combustível”, como se observa na Figura 4.15.



The image shows a screenshot of a data entry form with three rows. Row 4: 'Número de horas de funcionamento no mês m (horas)' with a text box containing '180'. Row 5: 'Tipo de combustível' with a dropdown menu showing 'Cogeração renovável (pelo menos 50 % da energia primária consumida ser renovável)'. Row 6: 'Tipo de tecnologia' with a text box containing 'Microturbinas'.

Figura 4.15 – Tipo de combustível na folha de “Dados”

A explicação detalhada de como se calcula o prémio de eficiência pode ser encontrada na dissertação no ponto 3.2.3.3 do capítulo 3.

Prémio de energia renovável - Normal			
Trefm		82,54	
R	%	10,00	
CR/C		0,95	
EEPLm	MWh	360	
			PRm € 2822,868

Prémio de energia renovável - Modulação Tarifária			
Trefmpc		109,55	
Trefmvs		86,64	
R	%	10	
CR/C		0,95	
EECpcm	MWh	100	
EECvsm	MWh	80	
			PRmpc € 1040,717
			PRmvs € 658,490
			PRm Total € 1699,207

Figura 4.16 – Prémio de energia renovável

Como é possível observar na Figura 4.16, esta folha é composta por dois quadros, consoante o tipo de tarifa de referência escolhida na folha de “Dados”.

O primeiro quadro respeita à tarifa de referência normal e o segundo à de modulação tarifária.

Os elementos do cálculo são obtidos da seguinte forma:

- R - Valor definido na alínea c) do nº 2 do art. 6.º da Portaria nº 140/2012, de 14 de maio.
- CR/C - Valor definido na alínea d) do nº 12 do anexo à Portaria nº 140/2012, de 14 de maio.
- EECpcm – Energia elétrica em horas de ponta e cheias.
- EECvsm - Energia elétrica em horas de vazio e super vazio.

4.1.7 IPCm

Aqui, estão representados os índices de preços no consumidor (INE, 2014).

Índice de Preços no Consumidor

Base 100=2012

NACIONAL

Total e Agregados especiais	2013						2014							
	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago
Total	100,635	99,889	100,474	100,425	100,202	100,564	99,179	98,920	100,270	100,507	100,379	100,450	99,757	99,530
Total exceto Habitação	100,619	99,855	100,456	100,410	100,176	100,544	99,038	98,727	100,129	100,378	100,245	100,316	99,605	99,371
Total exceto produtos alimentares não transformados e energéticos	100,296	99,377	100,364	100,620	100,385	100,735	98,894	98,685	100,463	100,865	100,842	100,830	99,904	99,733
Total exceto produtos alimentares não transformados	100,107	99,289	100,199	100,300	100,058	100,433	98,845	98,629	100,219	100,601	100,576	100,566	99,736	99,503
Total exceto produtos energéticos	100,858	100,030	100,650	100,725	100,510	100,848	99,259	99,002	100,497	100,738	100,603	100,679	99,914	99,743
Prod. alimentares não transformados	105,347	105,245	102,934	101,557	101,503	101,747	102,023	101,406	100,807	99,855	98,891	99,620	100,044	99,872
Produtos energéticos	99,297	99,403	99,621	98,280	97,969	98,578	99,495	99,210	98,941	99,133	99,074	99,091	99,205	98,353

⁽¹⁾ Classificação do Consumo Individual por Objetivo

Mês m 2014	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Trimestres	4º Trimestre 2013			1º Trimestre 2014			2º Trimestre 2014			3º Trimestre 2014		
Média	100,377	100,377	100,377	99,298	99,298	99,298	100,313	100,313	100,313	99,488	99,488	99,488

Figura 4.17 - Índice de Preços no Consumidor “IPCm”

No quadro superior da Figura 4.17 são apresentados os valores dos índices de preços no consumidor para os vários meses do ano de 2013 a 2014.

No quadro inferior da Figura 4.17 foi realizada a média de cada trimestre, de modo a obter o valor do último mês imediatamente anterior ao trimestre do mês m, obtendo-se assim o IPCm⁷.

O IPCm é apresentado em vários cálculos na folha “Cálculos”. Para esse valor ser visível apenas é necessário escolher o mês m, no ponto 12 “Mês m da remuneração de 2014” da folha “Dados”, como se indica na Figura 4.18 e o valor é encontrado na folha “IPCm”.



Figura 4.18 - Mês m da remuneração de 2014 na folha de “Dados”

⁷ Valor definido na alínea e) do n.º 10 do anexo à Portaria n.º 325-A/2012, de 14 de outubro.

4.1.8 BRENTm

Nesta folha estão apresentados os valores do *Crude Oil Brent* por cada mês desde o ano de 2010 até 2014 (EIA, 2014).

FONTE: <http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pet&s=rbrte&f=m>

Europe Brent Spot Price FOB (Dollars per Barrel)

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2010	76,17	73,75	78,83	84,82	75,95	74,76	75,58	77,04	77,84	82,67	85,28	91,45
2011	96,52	103,72	114,64	123,26	114,99	113,83	116,97	110,22	112,83	109,55	110,77	107,87
2012	110,69	119,33	125,45	119,75	110,34	95,16	102,62	113,36	112,86	111,71	109,06	109,49
2013	112,96	116,05	108,47	102,25	102,56	102,92	107,93	111,28	111,60	109,08	107,79	110,76
2014	108,12	108,90	107,48	107,76	109,54	111,80	106,77	101,61				
Média 2014	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	109,74	109,77	109,38	108,69	108,47	108,76	108,93	108,71	107,49			

Europe Brent Spot Price FOB



Figura 4.19 - Crude Oil Brent “BRENTm”

No quadro da Figura 4.19 são apresentados os valores do *Crude Oil Brent*, tendo sido realizada a média dos 2 trimestres anteriores de cada mês m, obtendo assim o BRENTm⁸.

O BRENTm é apresentado no cálculo auxiliar da despesa com combustível, na folha “Cálculos”. Para esse valor ser visível apenas é necessário escolher o mês m, no

⁸ Valor definido na alínea a) do n° 10 do anexo à Portaria n° 325-A/2012, de 14 de outubro.

ponto 12 “Mês m da remuneração de 2014” da folha “Dados”, como se indica na Figura 4.18 e o valor é encontrado na folha “BRENTm”.

No gráfico da Figura 4.19 é possível observar a evolução do preço do petróleo na Europa, o qual tem aumentado anualmente.

4.1.9 TCUSDM

Nesta folha estão apresentados os valores da taxa de câmbio entre o dólar dos Estados Unidos da América e o euro, retirado do Banco de Portugal.

<http://www.bportugal.pt/>



Figura 4.20 – Taxas de câmbio entre o dólar e euro

Na Figura 4.20 é apresentado uma tabela das taxas de câmbio entre o dólar e euro, desde Outubro de 2013 até Setembro de 2014. Com base nestes valores, foi possível calcular a média das taxas de câmbio, durante o último mês imediatamente anterior ao início do trimestre do mês m, obtendo-se assim o TCUSDM⁹.

Na Tabela 4.1 é possível visualizar os valores do TCUSDM em cada mês m, na linha “Média Trimestre”.

⁹ Valor definido na alínea c) do n.º 10 do anexo à Portaria n.º 325-A/2012 de 14 de outubro.

Tabela 4.1 – Valores do TCUSDm de cada mês

Mês m 2014	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Trimestres	4º Trimestre 2013			1º Trimestre 2014			2º Trimestre 2014			3º Trimestre 2014		
Mês trimestres	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set
Média Mês	1,3635	1,3487	1,3106	1,3618	1,3659	1,3823	1,3816	1,3738	1,3592	1,3539	1,3316	
Média Trimestre	1,3409	1,3409	1,3409	1,3700	1,3700	1,3700	1,3715	1,3715	1,3715			

O TCUSDm é apresentado no cálculo auxiliar da despesa com combustível, na folha “Cálculos”. Para esse valor ser visível apenas é necessário escolher o mês m, no ponto 12 “Mês m da remuneração de 2014” da folha “Dados”, como indica na Figura 4.18 e o valor é encontrado na folha “TCUSDm”.

4.1.10 Fórmulas

Na Figura 4.21, temos a possibilidade de visualizar a maneira como foram realizados os cálculos para obter a tarifa de referência por modulação tarifária.

Estes cálculos foram a base para determinar as parcelas da folha “Cálculos”, segundo a Portaria nº 140/2012, de 14 de maio.

$$Tref_{mpc} = 1,10 \times Tref_m$$

$$Tref_{mvs} = 0,87 \times Tref_m$$

$$Tref_m = \frac{PF_m + PV_m + PA_m}{EEC_m - LEV}$$

$$PF_m = \frac{PF(U)_{ref} \times P \times IPC_m}{IPC_{ref}}$$

$$PV_m = PVC_m + PVR_m + PVO_m$$

$$PVC_m = PVC(U)_{ref} \times IPVC_m \times EEC_m \quad (8)$$

$$PVC_m = PVC(U)_{ref} \times IPVC_m \times EEC \times \left(1 - \frac{CR}{C}\right) + PV(U)_{ref} \times \frac{IPC_m}{IPC_{ref}} \times EEC_m \times \frac{CR}{C} \quad (9)$$

$$IPVC_m = \frac{0,55 \times BRENT_m \times TCUSD_{ref} + 0,45 \times IPC_m}{BRENT_{ref} \times TCUSD_m} \quad (10)$$

$$PVR_m = PVR(U)_{ref} \times KPVR_m \times EEC_{pem} \times \frac{IPC_m}{IPC_{ref}} \quad (11)$$

$$KPVR_m = \begin{cases} 1, & P_s \leq 20MW \\ 1 - 1/30(P - 20), & 20 < P \leq 50MW \\ 0, & P > 50MW \end{cases}$$

$$PVO_m = PVO(U)_{ref} \times EEC_m \times \frac{IPC_m}{IPC_{ref}} \quad (12)$$

$$PA_m = PA(U)_{ref} \times CCR_{ref} \times CEA \times EEC_m \times \frac{IPC_m}{IPC_{ref}} \quad (7)$$

Figura 4.21 – Expressões de cálculo da cogeração

4.1.11 Despachos

Nesta folha são disponibilizados os valores trimestrais da tarifa de referência por escalões de potência para o ano de 2014.

Tabela 4.2 – Valores trimestrais da tarifa de referência publicados pela DGEG

Combustíveis	Potência instalada (MW)	Valores atuais publicados na DGEG (€/MWh)			
		1º Trimestre (Jan, Feb, Mar)	2º Trimestre (Abr, Mai, Jun)	3º Trimestre (Jul, Ago, Set)	4º Trimestre (Out, Nov, Dez)
Combustíveis líquidos (com exceção do fuelóleo), gás natural, gases de petróleo liquefeitos (GPL)	$P \leq 10$ MW	90,25	89,64	90,13	
	$10 \text{ MW} < P \leq 20$ MW	80,68	80,12	80,57	
	$20 \text{ MW} < P \leq 50$ MW	70,39	69,87	70,30	
	$50 \text{ MW} < P \leq 100$ MW	63,88	63,39	63,81	
Fuelóleo	$P \leq 10$ MW	89,47	88,87	89,35	
	$10 \text{ MW} < P \leq 100$ MW	80,19	79,63	80,08	
Cogeração renovável (pelo menos 50 % da energia primária consumida ser renovável)	$P \leq 2$ MW	82,70	82,37	82,54	
	$2 \text{ MW} < P \leq 100$ MW	67,16	66,89	67,03	

4.2 Estudo de Exemplos

Neste ponto será realizada uma demonstração, dos vários casos de estudo de instalações de cogeração, utilizando a ferramenta criada.

De modo a provar a fiabilidade desta ferramenta, os resultados vão ser acompanhados dos respetivos cálculos. Contudo, por mera economia de meios, esta apresentação de cálculos apenas se verificará quanto ao primeiro caso, sendo que nos restantes casos serão apenas apresentados os valores obtidos pela ferramenta e uma comparação com outros casos.

4.2.1 Caso de estudo 1

Este caso tem por base a utilização de um motor a gás para produção de eletricidade e aproveitamento da energia térmica para aquecimento da água de quatro

piscinas e dos chuveiros dos balneários. O motor utilizado é o SEVA C2K Cogeneration System, e os dados da unidade de cogeração são os seguintes (Simons, 2014):

- Potência elétrica instalada: 142 kW;
- Energia produzida anualmente: 775320 kWh;
- Horas de funcionamento por dia: 15 h;
- Tipo de combustível: Gás natural;
- Eficiência Global: 85%;
- PEP: 16,2%;

A partir destes dados obtivemos os valores a inserir na folha de “Dados” da ferramenta, como se observa na Figura 4.22:

SIMULADOR DE VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA À REDE - MODALIDADE ESPECIAL		
Tipo de tarifa de referência		
	<input checked="" type="radio"/> Normal	<input type="radio"/> Modulação tarifária
1	Potência elétrica instalada (MW)	0,142
2	Potência elétrica (excluindo auxiliares) (MW)	0,142
3	Poupança de energia primária (PEP) (%)	16,2
4	Número de horas de funcionamento no mês m (horas)	455
5	Tipo de combustível	Combustíveis líquidos (com exceção do fuelóleo), gás natural, gases de petróleo liquefeitos (GPL)
6	Tipo de tecnologia	Motores de combustão interna
7	Energia elétrica fornecida no mês m (MWh)	64,61
8	Energia elétrica horas de ponta no mês m (MWh)	9,798
9	Energia elétrica horas de cheia no mês m (MWh)	49,7
10	Energia elétrica horas de vazio no mês m (MWh)	5,112
11	Eficiência Global (%)	85
12	Mês m da remuneração de 2014	Jul

Figura 4.22 - Valores operacionais do motor a gás na folha de “Dados”

O valor da energia elétrica no mês *m* (ponto 7 da folha “Dados”) foi obtido através da divisão da quantidade de energia elétrica pelos doze meses.

A partir deste ponto obtivemos o número de horas de funcionamento no mês *m* (ponto 4 da folha “Dados”), através da divisão da energia mensal (64,61 MWh) pela potência instalada (0,142 MW).

As quantidades de eletricidade entregues no mês *m*, nos diferentes horários, foram calculadas de acordo com a Figura 4.23, que se encontra na folha de “Dados” da ferramenta.

Repartição horária mensal por período tarifário
Ciclo Semanal com feriados

2014	Dias					Horas			
	Domingos Feriados	Sábados Inverno	Sábados Verão	Dias úteis Inverno	Dias úteis Verão	Vazio	Cheio	Fora Vazio	Ponta
Janeiro	5	4		22		342	292	402	110
Fevereiro	4	4		20		304	268	368	100
Março	6	5		20		369	275	375	100
Abril	5		4		21	335	322	385	63
Maio	5		4		22	342	336	402	66
Junho	6		5		19	362	301	358	57
Julho	4		4		23	325	350	419	69
Agosto	5		5		21	352	329	392	63
Setembro	5		4		21	335	322	385	63
Outubro	4		4	4	19	325	342	419	77
Novembro	4	5		21		328	287	392	105
Dezembro	6	4		21		359	280	385	105
total	59	22	30	108	146	4.078	3.704	4.682	978

Total de dias no ano: 365 Total horas no ano: 8760

Figura 4.23 – Repartição horária por período tarifário

Para este estudo foi escolhido o mês de julho, para o qual, conforme a Figura 4.23, obtivemos a seguinte repartição: 69 horas de ponta, 350 horas de cheia e 36 horas de vazio para completar as 455 horas de laboração mensal.

A partir destas horas obtivemos os valores da energia, como é visível nos pontos 8, 9 e 10 da folha de “Dados” da ferramenta.

Para finalizar, será necessário escolher o tipo de tarifa de referência, onde o seu valor será igual ao preço de venda da energia elétrica à rede.

4.2.1.1 Análise dos resultados

Tarifa de referência normal		
Combustíveis	Potência instalada (MW)	Valores atuais publicados na DGE (€/MWh)
Combustíveis líquidos (com exceção do fuelóleo), gás natural, gases de petróleo liquefeitos (GPL)	P ≤ 10 MW	90,13
	10 MW < P ≤ 20 MW	80,57
	20 MW < P ≤ 50 MW	70,30
	50 MW < P ≤ 100 MW	63,81
Fuelóleo	P ≤ 10 MW	89,35
	10 MW < P ≤ 100 MW	80,08
Cogeração renovável (pelo menos 50 % da energia primária consumida ser renovável)	P ≤ 2MW	82,54
	2MW < P ≤ 100 MW	67,03
Tarifa de referência normal	Tref	90,13

Tarifa de referência por modulação tarifária		
Horas de ponta e cheias	Tref_{mpc}	83,84
Horas de vazio e super vazio	Tref_{mvs}	66,31

Tref_m	76,2184
PF _m	21213,78
PV _m	139755,37
PA _m	2023,85
LEV	0,06
EEC _m	2275

Figura 4.24 – Comparação dos dois tipos de tarifa de referência

Como é possível observar na Figura 4.24, a tarifa de referência normal é de 90,13 €/MWh, a qual é superior à tarifa de referência por modulação tarifária que atinge o valor de 83,84 €/MWh para as horas de ponta e cheias e de 66,31 €/MWh para as horas de vazio e super vazio.

De seguida será demonstrado como foram obtidos os valores da tarifa de referência por modulação tarifária, sendo realizada a comparação de valores obtidos manualmente, com a ferramenta implementada, com o intuito de provar a sua fiabilidade.

Parcela Fixa

A parcela fixa é calculada de acordo com a expressão nº 6 do ponto 3.2.3.1 “Tarifa de referência” do capítulo 3.

$$PF_m = \frac{4166,67 \times 5 \times 100,313}{98,514} = 21213,78 \text{ €}$$

PARCELA FIXA			
PF(U)ref	€/MW	4166,667	
P	MW	5	
IPCM		100,313	
IPCref		98,514	
			PFm
			€
			21213,78

Figura 4.25 – Cálculo da parcela fixa na folha “Cálculo” da ferramenta

Parcela variável

A parcela variável é calculada de acordo com a expressão nº 7 do ponto 3.2.3.1 “Tarifa de referência” do capítulo 3. Porém, para obter este valor, antes, é necessário calcular três parâmetros que constituem esta parcela.

Um desses parâmetros é a despesa com combustível, onde o cálculo é iniciado na expressão nº 10 da dissertação, que consiste na obtenção do $IPVC_m$, que é um indexante do valor de referência das despesas de combustível.

$$IPVC_m = \frac{0,55 \times 108,93 \times 1,3179}{111,4 \times 1,3715} + 0,45 \times \frac{100,313}{98,514} = 0,975$$

Cálculo auxiliar da despesa com combustível $IPVC_m$			
BRENT _m	USD/Barril	108,93	
BRENT _{ref}	USD/Barril	111,4	
TCUSD _m		1,3715	
TCUSD _{ref}		1,3179	
IPCM		100,313	
IPCref		98,514	
			IPVC _m
			0,97500

Figura 4.26 – Cálculo auxiliar da despesa com combustível $IPVC_m$ na folha “Cálculos” da ferramenta

Agora é possível calcular a despesa com combustível:

- Para combustíveis não renováveis através da expressão 8:

$$PVC_m = 33,30 \times 0,9750 \times 2275 = 73863,93 \text{ €}$$

- Para combustíveis renováveis através da expressão 9:

$$PVC_m = 33,30 \times 0,9750 \times 2275 \times (1 - 0,95) + 24,90 \times \frac{100,313}{98,514} \times 2275 \times 0,95$$

$$= 58491,06 \text{ €}$$

Despesa com combustível			
PVC(U)ref	€/MWh	<input type="text" value="33,30"/>	Não renovável
IPVCm		<input type="text" value="0,9750"/>	
EECm	MWh	<input type="text" value="2275"/>	
			PVCm € 73863,93
PVC(U)ref	€/MWh	<input type="text" value="33,30"/>	Renovável
IPVCm		<input type="text" value="0,9750"/>	
EECm	MWh	<input type="text" value="2275"/>	
CR/C		<input type="text" value="0,95"/>	
PV(U)ref	€/MWh	<input type="text" value="24,90"/>	
IPCm		<input type="text" value="100,313"/>	
IPCref		<input type="text" value="98,514"/>	

Figura 4.27 - Cálculo da despesa com combustível na folha “Cálculos” da ferramenta

O segundo parâmetro são os custos evitados nas redes a montante, de acordo com a expressão 11.

$$PVR_m = 20,30 \times 1 \times 2095 \times \frac{100,313}{98,514} = 43305,13 \text{ €}$$

Custos evitados nas redes a montante				
PVR(U)ref	€/MWh	<input type="text" value="20,30"/>		
KPVRm		<input type="text" value="1"/>		
EECpcm	MWh	<input type="text" value="2095"/>	PVRm	€ 43305,13
IPCm		<input type="text" value="100,313"/>		
IPCref		<input type="text" value="98,514"/>		

Figura 4.28 – Cálculo dos custos evitados nas redes a montante na folha “Cálculos” da ferramenta

O terceiro e último parâmetro são outras despesas e é calculado de acordo com a expressão 12.

$$PVO_m = 9,75 \times 2275 \times \frac{100,313}{98,514} = 22586,31 \text{ €}$$

Outras despesas				
PVO(U)ref	€/MWh	<input type="text" value="9,75"/>		
EECm	MWh	<input type="text" value="2275"/>		
IPCm		<input type="text" value="100,313"/>	PVOm	€ 22586,31
IPCref		<input type="text" value="98,514"/>		

Figura 4.29 – Cálculo de outras despesas na folha “Cálculos” da ferramenta

Deste modo, é possível calcular a parcela variável somando os três parâmetros:

$$PV_m = PVC_m + PVR_m + PVO_m = 139755,37 \text{ €}$$

PARCELA VARIÁVEL				
PVCm	€	73863,93		
PVRm	€	43305,13	PVm	€ 139755,37
PVOm	€	22586,31		

Figura 4.30 – Cálculo da parcela variável na folha “Cálculos” da ferramenta

Parcela ambiental

A parcela ambiental é calculada de acordo com a expressão nº 13 do ponto 3.2.3.1 “Tarifa de referência” do capítulo 3.

$$PA_m = 0,00644 \times 133 \times 1,02 \times 2275 \times \frac{100,313}{98,514} = 2023,85 \text{ €}$$

PARCELA AMBIENTAL		
PA(U)ref	€/kg	0,00644
CCRref	g/kWh	133
CEA		1,02
EEcm	MWh	2275
IPCm		100,313
IPCref		98,514
PAm		€ 2023,85

Figura 4.31 – Cálculo da parcela ambiental na folha “Cálculos” da ferramenta

Tarifa de referência por modulação tarifária

Após a determinação dos valores das parcelas pode ser determinado o “Trefm”, de acordo com a expressão nº 5 do ponto 3.2.3.1 “Tarifa de referência” do capítulo 3.

$$Tref_m = \frac{21213,78 + 139755,37 + 2023,85}{\frac{1 - 0,06}{2275}} = 76,2184 \text{ €/MWh}$$

- Para as horas de ponta e cheias através da expressão 3:

$$Tref_{mpc} = 1,10 \times 76,22 = 83,84 \text{ €/MWh}$$

- Para as horas de ponta e cheias através da expressão 4:

$$Tref_{mvs} = 0,87 \times 76,22 = 66,31 \text{ €/MWh}$$

Tarifa de referência por modulação tarifária		
Horas de ponta e cheias	Tref_{mpc}	83,84
Horas de vazio e super vazio	Tref_{mvs}	66,31

Tref_m	76,2184
PF _m	21213,78
PV _m	139755,37
PAm	2023,85
LEV	0,06
EEC _m	2275

Figura 4.32 - Cálculo tarifa de referência por modulação tarifária na ferramenta

Prémio de eficiência

Uma vez que se trata de uma unidade de cogeração com uma poupança de energia primária superior a 10%, e como tal, atingindo um grau de cogeração de elevada eficiência, está previsto um prémio de eficiência, calculado pela expressão nº 14 do ponto 3.2.3.2 “Prémio de eficiência” do capítulo 3.

$$PE_m = \left(\frac{28,71 \times 0,162}{1 - 0,162} \right) \times 64,61 \times 0,5 \times 2,86 = 512,790 \text{ €}$$

Prémio de eficiência		
PC	€/MWh	28,71
PEP	%	16,2
EEPL _m	MWh	64,61
K	Cogeração de elevada eficiência	0,5
EP/EE		2,86
Pem		€ 512,790

Cogeração de elevada eficiência		
Potência elétrica instalada	Eficiência global	Poupança de energia primária
> 25 MW	> 70 %	≥ 10 %
1 MW a 25 MW	-	≥ 10 %
< 1 MW	-	Apenas valor positivo

Figura 4.33 – Cálculo do prémio de eficiência na ferramenta

Prémio de energia renovável

Este prémio não é aplicável para este caso de estudo, uma vez que o combustível utilizado não possui pelo menos 50% da sua energia primária renovável.

Resultados

De seguida são apresentados os resultados da remuneração em cogeração para os dois tipos de tarifas de referência.

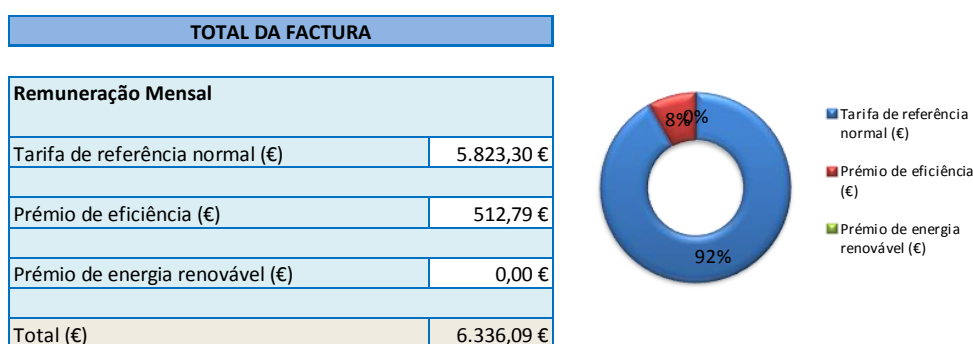


Figura 4.34 – Remuneração em cogeração de um motor a gás em tarifa de referência normal

Como é possível observar na Figura 4.34, a venda de energia elétrica tem um peso de 92 % na remuneração em cogeração no caso da tarifa de referência escolhida ser a normal.

O total da remuneração em cogeração para o mês de julho de 2014 será de 6.336,09 €.

Caso tivesse sido escolhida a tarifa de referência por modulação tarifária o valor da remuneração seria 5.840,09 €, como se observa na Figura 4.35. Este valor é inferior em cerca de 500 € comparativamente com o valor da remuneração da cogeração com tarifa de referência normal.

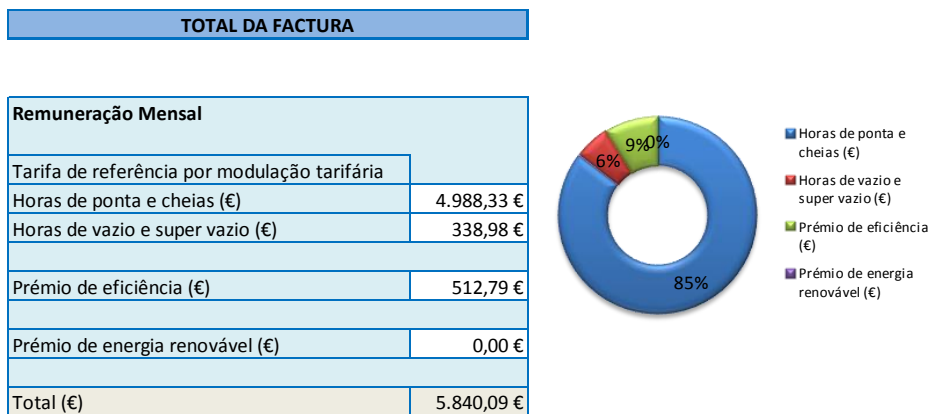


Figura 4.35 - Remuneração em cogeração de um motor a gás em tarifa de referência por modulação tarifária

De acordo com a Figura 4.35, verifica-se que o valor do prémio de eficiência é igual nas duas situações. A discrepância de remuneração deve-se ao valor do preço de venda da energia elétrica, como já era de esperar, uma vez que o valor para horas de ponta e cheias é de 83,84 €/MWh (Figura 4.32) que é muito baixo, comparativamente com os 90,13 €/MWh tabelados em despacho da DGEG para a tarifa de referência normal.

4.2.1.2 Estudo da remuneração anual

Não obstante aos resultados anteriormente obtidos para o mês de julho 2014, foi utilizada a ferramenta para simular os resultados dos outros meses, de modo a obter uma informação mais exata sobre qual o melhor tipo de tarifa, para este motor de combustão interna.

Tabela 4.3 – Estudo da remuneração em vários meses para o motor a gás

Remuneração em cogeração		
Meses 2014	Normal	Modulação tarifária
Janeiro	6.343,84 €	5.781,91 €
Fevereiro	6.343,84 €	5.585,71 €
Março	6.343,84 €	5.621,21 €
Abril	6.304,43 €	5.601,88 €
Maió	6.304,43 €	5.696,78 €
Junho	6.304,43 €	5.449,74 €
Julho	6.336,09 €	5.840,09 €
Agosto	6.336,09 €	5.680,22 €
Setembro	6.336,09 €	5.625,78 €
TOTAL	56.953,08 €	50.883,31 €
MÉDIA	6.328,12 €	5.653,70 €

Como se observa na Tabela 4.3 a remuneração da cogeração continua a ser mais vantajosa com uma tarifa de referência normal.

Acresce que, os valores da remuneração em normal, apenas sofrem alterações trimestrais, de acordo com os três despachos da DGEG até agora publicados no ano de 2014 (Em anexo), não existindo tantas oscilações como na remuneração pela via tarifária, onde as várias quantidades de energia entregues nos diferentes horários influenciam muito este valor.

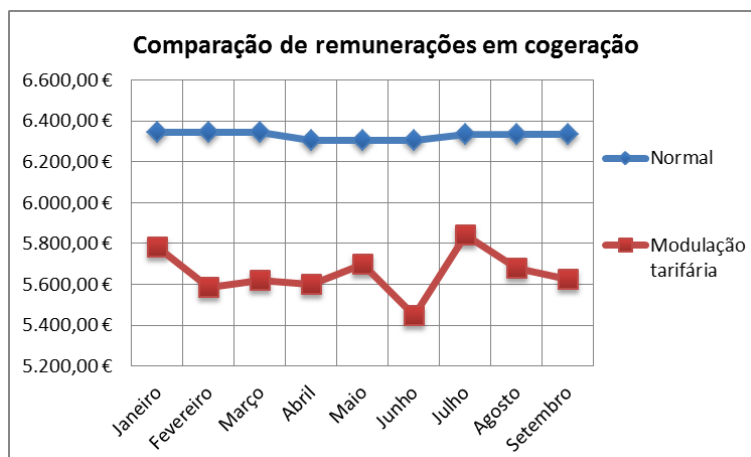


Figura 4.36 – Gráfico de comparação de remunerações para o motor a gás

Ao analisar a Figura 4.36 verificamos que as remunerações pelo tarifário no mês de junho foram as mais baixas e no mês de julho obteve-se a maior remuneração. Isto deve-se às horas de ponta e cheias serem superiores no mês de julho relativamente aos

outros meses, existindo em julho um total de 419 horas e em junho apenas 358 horas. Demonstra-se assim que o preço de venda de energia elétrica à rede é mais sensível a variações da quantidade de energia entregue em horas de ponta e cheias do que a entregue em horas de vazio. Do que se conclui que se deve evitar ao máximo vender energia à rede em horário de vazio, visto ser a que apresenta preços mais baixos.

4.2.2 Caso de estudo 2

Os próximos casos de estudo vão ser realizados apenas para os meses de junho e julho de 2014, por serem estes os meses que apresentam os valores mínimos e máximos de horas fora de vazio, nomeadamente 358 e 419 horas.

Neste caso vai ser considerado um valor muito superior a nível de potência, passando a unidade de cogeração a ter 17 MW. Os outros parâmetros mantêm-se iguais ao caso anterior.

Para o mês junho de 2014 (Folha da ferramenta “*Resultados*”):

TOTAL DA FACTURA		TOTAL DA FACTURA	
Remuneração Mensal		Remuneração Mensal	
Tarifa de referência normal (€)	619.728,20 €	Tarifa de referência por modulação tarifária	
Prémio de eficiência (€)	61.390,41 €	Horas de ponta e cheias (€)	465.154,22 €
Prémio de energia renovável (€)	0,00 €	Horas de vazio e super vazio (€)	99.680,97 €
Total (€)	681.118,61 €	Prémio de eficiência (€)	61.390,41 €
		Prémio de energia renovável (€)	0,00 €
		Total (€)	626.225,60 €

Figura 4.37 – Comparação de resultados para o mês de junho entre os tipos de tarifa para o caso 2

Para o mês de julho de 2014 (Folha da ferramenta “*Resultados*”):

TOTAL DA FACTURA		TOTAL DA FACTURA	
Remuneração Mensal		Remuneração Mensal	
Tarifa de referência normal (€)	623.208,95 €	Tarifa de referência por modulação tarifária	
Prémio de eficiência (€)	61.390,41 €	Horas de ponta e cheias (€)	570.789,41 €
Prémio de energia renovável (€)	0,00 €	Horas de vazio e super vazio (€)	38.787,43 €
Total (€)	684.599,36 €	Prémio de eficiência (€)	61.390,41 €
		Prémio de energia renovável (€)	0,00 €
		Total (€)	670.967,25 €

Figura 4.38 - Comparação de resultados para o mês de julho entre os tipos de tarifa para o caso 2

Comparação dos resultados dos dois meses:

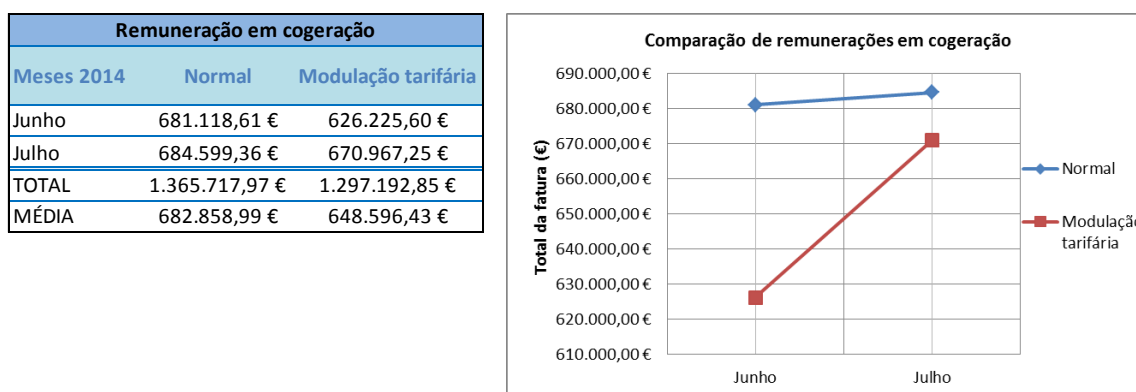


Figura 4.39 – Comparação dos resultados para o caso 2

Apesar deste aumento de potência significar que a instalação de cogeração será enquadrado num outro escalão ($10 \text{ MW} < P \leq 20 \text{ MW}$), correspondendo a um valor de tarifa de referência inferior ao do caso de estudo 1, onde o escalão de potência era ($P \leq 10 \text{ MW}$), verifica-se que continua a ser mais vantajosa a tarifa de referência normal.

Esse valor de tarifa de referência normal continua a ser superior ao valor da opção por modulação tarifária.

Porém, de acordo com a Figura 4.39 verifica-se para a modulação tarifária uma boa prestação da remuneração no mês de julho de 2014, face ao mês de junho de 2014, havendo uma aproximação à remuneração normal o que não se verificou no caso de estudo 1 com uma potência inferior.

Conclui-se, assim que, quanto maior for a potência instalada, menor será o valor da tarifa de referência normal. O mesmo acontece para a opção tarifária, por depender da potência instalada, embora o impacto seja menor.

4.2.3 Caso de estudo 3

Neste caso de estudo será analisado o comportamento da unidade de cogeração com menos horas de laboração, comparativamente com os dois casos anteriores.

Aqui parte-se de uma previsão de funcionamento da instalação assente num horário de 8 horas/dia multiplicado por 23 dias/mês, o que dá 184 horas de trabalho/mês. Os restantes parâmetros mantêm-se iguais aos do caso 1, nomeadamente a potência, que é de 142 kW.

Para o mês junho de 2014 (Folha da ferramenta “*Resultados*”):

TOTAL DA FACTURA		TOTAL DA FACTURA	
Remuneração Mensal		Remuneração Mensal	
Tarifa de referência normal (€)	2.342,11 €	Tarifa de referência por modulação tarifária	
Prémio de eficiência (€)	207,37 €	Horas de ponta e cheias (€)	2.638,66 €
Prémio de energia renovável (€)	0,00 €	Horas de vazio e super vazio (€)	0,00 €
Total (€)	2.549,48 €	Prémio de eficiência (€)	207,37 €
		Prémio de energia renovável (€)	0,00 €
		Total (€)	2.846,04 €

Figura 4.40 - Comparação de resultados para o mês de junho entre os tipos de tarifa para o caso 3

Para o mês de julho de 2014 (Folha da ferramenta “*Resultados*”):

TOTAL DA FACTURA		TOTAL DA FACTURA	
Remuneração Mensal		Remuneração Mensal	
Tarifa de referência normal (€)	2.354,92 €	Tarifa de referência por modulação tarifária	
Prémio de eficiência (€)	207,37 €	Horas de ponta e cheias (€)	2.660,50 €
Prémio de energia renovável (€)	0,00 €	Horas de vazio e super vazio (€)	0,00 €
Total (€)	2.562,29 €	Prémio de eficiência (€)	207,37 €
		Prémio de energia renovável (€)	0,00 €
		Total (€)	2.867,87 €

Figura 4.41 - Comparação de resultados para o mês de julho entre os tipos de tarifa para o caso 3

Comparação dos resultados dos dois meses:

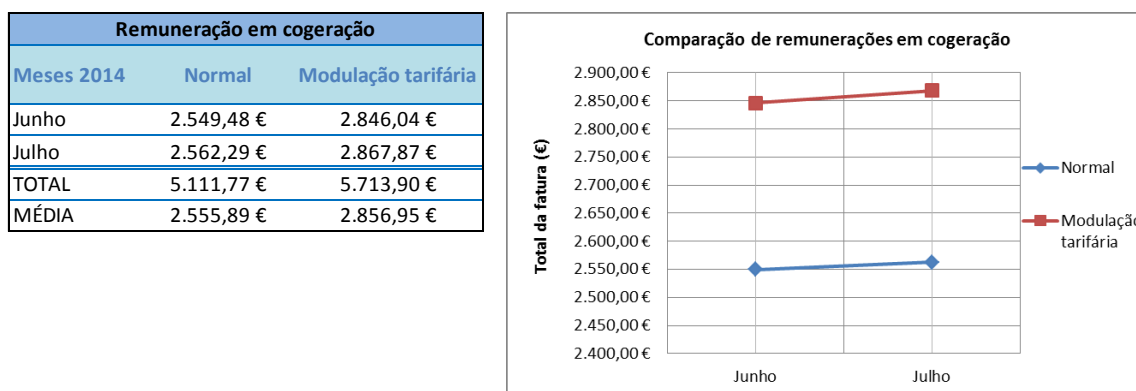


Figura 4.42 - Comparação dos resultados para o caso 3

Neste cenário, verifica-se pela Figura 4.42 que a remuneração em cogeração na modulação tarifária é a mais vantajosa.

Da análise das Figura 4.40 e Figura 4.41 resulta que o valor do preço da venda de energia (tarifa de referência) é superior na opção tarifária para horas de ponta e cheias. O valor é superior em cerca de 10 cêntimos comparativamente com a tarifa normal. No entanto, nas horas de vazio, ele é inferior em cerca de 10 cêntimos, uma vez que a unidade de cogeração trabalha apenas as 8 horas e não está previsto haver

laboração em nenhuma hora de vazio (22h00 às 8h00), daí que apenas importa o valor remuneratório das horas fora do vazio. Por essa razão torna-se rentável a opção pela modulação tarifária quando as instalações de cogeração não funcionem em regime contínuo.

4.2.4 Caso de estudo 4

O presente caso refere-se ao estudo do comportamento da instalação com um combustível diferente, sendo utilizado o fuelóleo (motor Diesel). Os restantes dados são os mesmos do caso de estudo 3. Deste modo, pretende-se continuar com um cenário de equilíbrio a nível da remuneração pelas duas opções de tarifa de referência. Foi escolhida esta opção de estudo, uma vez que no caso de estudo 1 está-se perante uma instalação em funcionamento contínuo (455 horas mensais) e a mudança do tipo de combustível não surtiria efeitos no resultado final da melhor opção de remuneração.

Para o mês junho de 2014 (Folha da ferramenta “*Resultados*”):

TOTAL DA FACTURA		TOTAL DA FACTURA	
Remuneração Mensal		Remuneração Mensal	
Tarifa de referência normal (€)	2.322,00 €	Tarifa de referência por modulação tarifária	
Prémio de eficiência (€)	188,52 €	Horas de ponta e cheias (€)	2.616,49 €
Prémio de energia renovável (€)	0,00 €	Horas de vazio e super vazio (€)	0,00 €
Total (€)	2.510,51 €	Prémio de eficiência (€)	188,52 €
		Prémio de energia renovável (€)	0,00 €
		Total (€)	2.805,01 €

Figura 4.43 - Comparação de resultados para o mês de junho entre os tipos de tarifa para o caso 4

Para o mês de julho de 2014 (Folha da ferramenta “*Resultados*”):

TOTAL DA FACTURA		TOTAL DA FACTURA	
Remuneração Mensal		Remuneração Mensal	
Tarifa de referência normal (€)	2.334,54 €	Tarifa de referência por modulação tarifária	
Prémio de eficiência (€)	188,52 €	Horas de ponta e cheias (€)	2.638,10 €
Prémio de energia renovável (€)	0,00 €	Horas de vazio e super vazio (€)	0,00 €
Total (€)	2.523,06 €	Prémio de eficiência (€)	188,52 €
		Prémio de energia renovável (€)	0,00 €
		Total (€)	2.826,61 €

Figura 4.44 - Comparação de resultados para o mês de julho entre os tipos de tarifa para o caso 4

Comparação dos resultados dos dois meses:

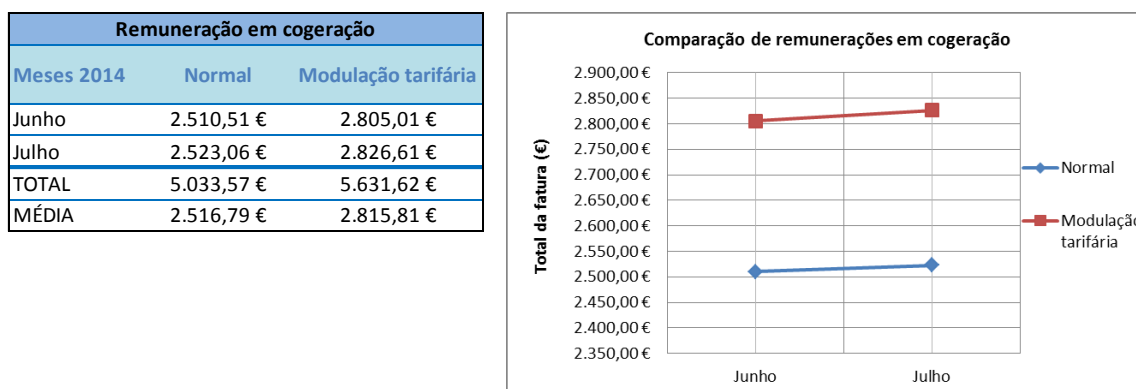


Figura 4.45 - Comparação dos resultados para o caso 4

Como é possível observar na Figura 4.45, a diferença do total de remuneração por cada tipo de tarifa é relativamente curta pois apenas 300 € mensais separam as duas tarifas. Continuando a tarifa de referência por modulação tarifária a ser a mais rentável, apesar da mudança de combustível.

4.2.5 Caso de estudo 5

Este caso de estudo, apenas difere do anterior a nível de combustível, sendo pressuposto que o motor possui combustível a biogás (renovável), como existe em várias Etar's em Portugal.

Para o mês junho de 2014 (Folha da ferramenta “Resultados”):

TOTAL DA FACTURA		TOTAL DA FACTURA	
Remuneração Mensal		Remuneração Mensal	
Tarifa de referência normal (€)	2.152,16 €	Tarifa de referência por modulação tarifária	
Prémio de eficiência (€)	362,54 €	Horas de ponta e cheias (€)	2.422,58 €
Prémio de energia renovável (€)	204,46 €	Horas de vazio e super vazio (€)	0,00 €
Total (€)	2.719,15 €	Prémio de eficiência (€)	362,54 €
		Prémio de energia renovável (€)	230,15 €
		Total (€)	3.015,26 €

Figura 4.46 - Comparação de resultados para o mês de junho entre os tipos de tarifa para o caso 5

Para o mês de julho de 2014 (Folha da ferramenta “Resultados”):

TOTAL DA FACTURA		TOTAL DA FACTURA	
Remuneração Mensal		Remuneração Mensal	
Tarifa de referência normal (€)	2.156,61 €	Tarifa de referência por modulação tarifária	
Prémio de eficiência (€)	362,54 €	Horas de ponta e cheias (€)	2.447,09 €
Prémio de energia renovável (€)	204,88 €	Horas de vazio e super vazio (€)	0,00 €
Total (€)	2.724,02 €	Prémio de eficiência (€)	362,54 €
		Prémio de energia renovável (€)	232,47 €
		Total (€)	3.042,10 €

Figura 4.47 - Comparação de resultados para o mês de julho entre os tipos de tarifa para o caso 5

Comparação dos resultados dos dois meses:

Remuneração em cogeração		
Meses 2014	Normal	Modulação tarifária
Junho	2.719,15 €	3.015,26 €
Julho	2.724,02 €	3.042,10 €
TOTAL	5.443,17 €	6.057,36 €
MÉDIA	2.721,59 €	3.028,68 €

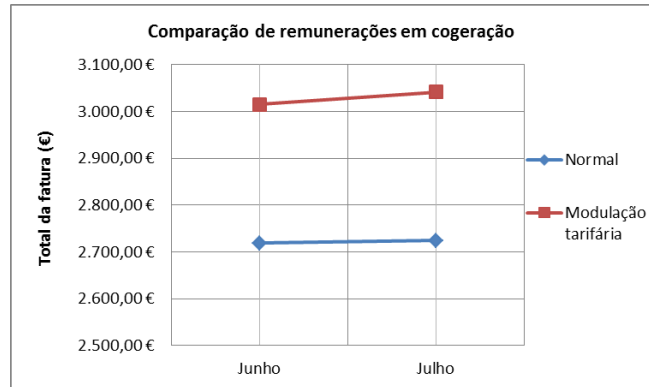


Figura 4.48 - Comparação dos resultados para o caso 5

Novamente a remuneração pela via tarifária prevalece como melhor opção quando as horas de laboração são reduzidas. Como se pode observar nas Figura 4.46 e Figura 4.47, existe um prémio de energia renovável, que não estava presente nos casos anteriores, devido ao tipo de combustível escolhido. Este valor é atribuído consoante a energia produzida, motivo pelo qual os valores apresentados nas figuras são diferentes.

4.2.6 Caso de estudo 6

Aqui pretende-se fazer um estudo comparativo de várias tecnologias por referência a um mesmo combustível, que será o gás natural. As tecnologias serão: motor de combustão, turbina a gás, microturbina e ciclo combinado.

A instalação de cogeração terá os valores dos parâmetros do caso de estudo anterior, a saber:

- Potência elétrica instalada: 0,142 MW;
- Horas de funcionamento: 184 h/mês;
- Tipo de combustível: Gás natural;
- Eficiência Global: 85%;
- PEP: 16,2%;

Remuneração em cogeração		
Meses 2014	Normal	Modulação tarifária
Motor de combustão	2.555,89 €	2.856,95 €
Turbina a gás	2.616,79 €	2.917,86 €
Microturbina	2.616,79 €	2.917,86 €
Ciclo combinado	2.529,78 €	2.830,85 €

Figura 4.49 - Comparação dos resultados para o caso 6

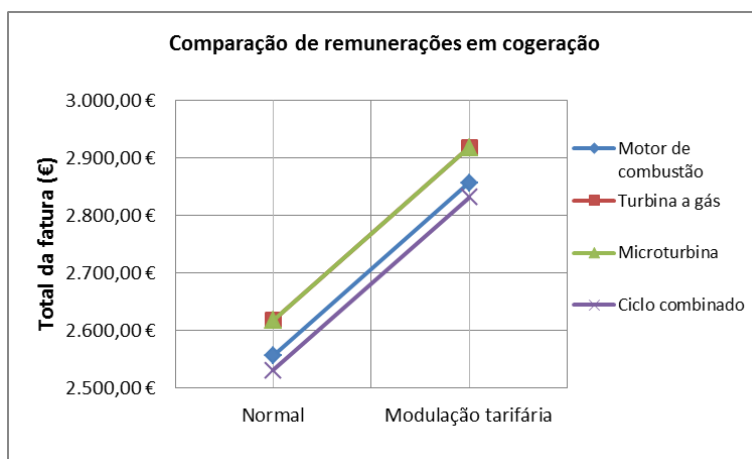


Figura 4.50 - Gráfico de comparação de remunerações por tipo de tecnologia

Da Figura 4.50 resulta que os sistemas da turbina a gás e da microturbina são os que obtêm o maior valor de remuneração da energia elétrica. Segue-se o sistema com o motor a gás e depois o do ciclo combinado.

Pela análise dos valores das tarifas de referência não houve qualquer alteração com a mudança do tipo de tecnologia, a variável que é alterada é o prémio de eficiência que influencia o valor da remuneração.

4.3 Análise interpretativa

Através dos casos de estudo descritos anteriormente, foi possível compreender o comportamento das variáveis que influenciam a remuneração em cogeração. Destas destacam-se a potência instalada e as horas de laboração. Como se constatou, quanto maior a potência instalada menor será o valor da tarifa de referência. Quanto ao número de horas de laboração, foi verificado que se a instalação funcionar menos de 8 ou 9 horas a melhor opção será a modulação tarifária.

Os casos de maior dificuldade a nível de escolha do tipo de tarifa foram para as instalações que trabalhem entre 7 e 9 horas por dia durante os dias úteis. Dado que os valores das duas opções são muito idênticos, nestas situações há que ter em conta todas as variáveis, assim como o facto da tarifa de referência normal estar sujeita a actualizações, designadamente, em função do preço do *Crude Oil Brent*, da taxa de câmbio do euro face ao dólar e do índice de preços no consumidor sem habitação no continente. Se compararmos os valores dos anos anteriores verificamos que têm diminuído, daí que essa variação deve ser ponderada pelos produtores.

Importa, pois, referir que estes fatores externos são muito importantes para a continuação da cogeração, sendo certo que as economias dos países Europeus estão todas interligadas e circunstâncias que contendam com a estabilidade, por, ex. a falência de bancos, podem originar um corte nos apoios à cogeração. Um outro aspeto da realidade é a dependência Europeia de matérias-primas estrangeiras, sendo este um outro factor que pode modificar o sistema remuneratório da cogeração caso existam problemas com o seu fornecimento.

Em conclusão, pode-se dizer que a cogeração, apesar dos cortes de que tem sido alvo, continua a garantir incentivos que mantêm o estímulo para o investimento neste sistema, nessa medida contribuindo para a redução da fatura energética nacional, situação que se traduz num benefício para o setor elétrico e para a economia.

Capítulo 5

Conclusões

A elaboração desta dissertação deu a conhecer a atividade de produção combinada de eletricidade e calor (cogeração), tendo sido constatado o reconhecimento deste sistema a nível nacional e comunitário, sendo, inclusive uma prioridade das políticas públicas, pois consegue atingir um elevado desempenho energético a par dos benefícios que proporciona em termos ambientais.

Este trabalho teve como principal objetivo o estudo do impacto da cogeração nos custos de eletricidade em Portugal, nomeadamente dar a conhecer que por via dos apoios concedidos à cogeração é gerado um sobrecusto que se traduz num acréscimo de preço na fatura da eletricidade.

O preço de venda de energia elétrica à rede, em cogeração, é superior ao valor de aquisição de energia elétrica no mercado liberalizado, gerando, assim, um diferencial que se traduz num aumento do custo da energia elétrica, que vai ter efeitos diretos em todos os clientes finais. Foi intenção estudar/calcular esse valor e os fatores que ajudam a atenuar esse diferencial de custo.

A criação de uma ferramenta informática foi outro objectivo da dissertação, com o intuito de apoiar os produtores de cogeração que venham a ser enquadrados na modalidade especial do novo regime remuneratório baseado em tarifas de referência e em prémios, tal como se encontram expressos na Portaria nº 140/2012, de 14 de Maio, esta última cumprindo com as orientações da Diretiva 2004/08/CE, de 11 de Fevereiro de 2004.

Pretendeu-se que a ferramenta fosse o mais actual possível de modo a potenciar a sua utilidade imediata e generalizada. Existiu, ainda, a preocupação de que a aplicação informática fosse o mais abrangente possível, ao ponto de servir para todos os tipos de

tecnologias de cogeração, apesar de em Portugal predominar as turbinas e motores a gás natural.

Pode parecer que na ferramenta estão envolvidos demasiados dados e expressões, mas foi com clareza que se conseguiu calcular o preço de venda de energia elétrica à rede em cogeração, sendo obtidos os valores mediante o tipo de tarifa de referência.

De tudo se pode concluir que, com esta ferramenta é possível simular a remuneração em instalações de cogeração que optem pela modalidade especial de acordo com a lei em vigor, cumprindo com os objetivos propostos.

Com os casos de estudo executados com o auxílio da ferramenta informática, foi demonstrada não só a sua potencialidade, como, ainda a diversidade por via das alterações dos valores de vários parâmetros operacionais, possibilitando assim o estudo do comportamento da remuneração em cogeração, para os vários meses do ano.

Em suma, esta ferramenta representa uma oportunidade fácil e rápida de cálculo de remunerações para de unidades de cogeração que optem pela modalidade especial.

Referências Documentais

- (Nogueira, 2011) Nogueira, Teresa Alexandra, “Tecnologias da Cogeração - Produção Distribuída”, Instituto Superior de Engenharia do Porto, edição 2011.
- (Castro, 2011) Castro, Rui M.G., “Uma introdução às energias renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica”, 2011, ISBN: 978-989-8481-01-6.
- (Cengel, 2001) Cengel, Yunus; Boles, Michael, “Thermodynamics: An Engineering Approach”, junho de 2001, ISBN: 978-007-2383-32-4.
- (Cogeneration, 2014) Cogeneration News & Technologies, Acedido em junho de 2014, <http://cogeneration.net/>
- (Gramoll, 2014) Gramoll, Kurt, “Rankine cycle - the Ideal Cycle for Vapor Power Cycle”, Acedido em junho de 2014, http://www.ecourses.ou.edu/cgi-bin/ebook.cgi?topic=th&chap_sec=10.1&page=theory
- (Diretiva 2004/8/CE) Diretiva 2004/8/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de Fevereiro de 2004.
- (Paiva, 2007) Paiva, José P. Sucena, “Redes de Energia Eléctrica uma análise sistémica”, dezembro de 2007, ISBN: 978-972-8469-66-5.
- (Schoenmaker, 2011) Schoenmaker, J.; Rey, J.F.Q.; Pirota, K.R., “Buoyancy organic Rankine cycle”, Renewable Energy, 2011, ISSN: 0960-1481.
- (Koppel, 2001) Koppel, Tom; Reynolds, Jay, “A Fuel Cell Primer: The Promise and the Pitfalls”, Maio de 2001.
- (Beale, 2014) Beale, William, “Understanding Stirling engines”, Acedido em

- Junho de 2014, http://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PNAAS739.pdf
- (Hoffmann, 2014) Hoffmann, Ronaldo, “O uso do ciclo Stirling no aproveitamento de fontes térmicas”, Acedido em Junho de 2014, <http://pt.scribd.com/doc/39103955/Stirling-Teoria>
- (Beale; Chen, 1992) Chen, Gong; Beale, William, “Small Stirling free-piston engines for cogeneration “, Acedido em Junho de 2014, <http://www.sunpowerinc.com/library/pdf/publications/Doc0045.pdf>
- (Cogen, 2014) COGEN Portugal, Acedido em Junho de 2014, <http://www.cogenportugal.com/>
- (Cogen BR, 2014) COGEN Brasil, Acedido em Junho de 2014, <http://www.cogen.com.br/>
- (EDP Gás, 2014) EDP Gás, Acedido em Junho de 2014, <http://www.edpgassu.pt/index.php?id=368>
- (MSPC, 2014) MSPC - Informações técnicas, “Termodinâmica V-40”, Acedido em Junho de 2014, <http://www.mspc.eng.br/termo/termod0540.shtml>
- (Spakovszky, 2014) Spakovszky, Z. S., “Thermodynamics and Propulsion”, Acedido em julho de 2014 <http://web.mit.edu/16.unified/www/SPRING/propulsion/notes/notes.html>
- (Costa, 2014) Costa, Jorge Mendonça, “Ciclo Orgânico de Rankine”, Cogen Portugal, Acedido em Julho de 2014.
- (Silva; Costa, 2012) Silva, Alfredo; Costa, Pedro, “Cogeração e Trigeriação. Um caso prático”, Neutro à Terra - Revista Técnico-Científica (Nº9) Junho de 2012.

- (Brenhas; Rosário, 2008) Brenhas, Maria; Machado, Rosário, “Vantagens do Ciclo Combinado a Gás Natural face a outras Tecnologias de Produção de Energia. Estudo de Caso: A Central da Tapada do Outeiro, Portugal”, Revista da Faculdade de Ciência e Tecnologia, 2008.
- (Historiazine, 2013) A Guerra do Yom Kipur, Acedido em Agosto de 2014, <http://www.historiazine.com/2013/05/a-guerra-do-yom-kipur.html>
- (Eurostat, 2014) Combined Heat and Power (CHP) data 2005-2012, http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/other_documents
- (Barney, 2014) Barney L. Capehart, National Institute of Building Sciences, “Microturbines”, Acedido em junho de 2014, http://www.wbdg.org/images/microturbines_2.jpg
- (AEM, 2014) AEM - Advanced Energy Materials Laboratory, Acedido em junho de 2014, http://energylab.snu.ac.kr/img/research/fuel_cell.jpg
- (Fette, 2014) Fette, Peter, “Stirling Engine Research and Computer Program Development”, Acedido em junho de 2014, <http://www.stirling-fette.de/efig16.jpg>
- (UFRPE, 2014) UFRPE - Universidade Federal Rural de Pernambuco, “Maquinas e Motores utilizados na Pesca”, Acedido em junho de 2014, http://maquinasemotoresnapesca.blogspot.pt/p/blog-page_21.html
- (Cogen BR 2, 2014) A tecnologia ORC mais lucro, usando calor residual, Acedido em julho de 2014, <http://www.nimby-projects.com/DOC1.pdf>

- (Endesa, 2014) Endesa Ireland, “Tarbert Power Project”, Acedido em julho de 2014,
http://www.tarbertpowerproject.com/images/project_description_img_2.png
- (EU, 2014) EU energy in figures – pocketbook 2014, Publications Office of the European Union, 2014, ISBN 978-92-79-29317-7.
- (Tarifas ERSE, 2014) ERSE, Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2014, Dezembro 2013.
- (Caracterização ERSE, 2014) ERSE, Caracterização da procura de energia elétrica em 2014, dezembro 2013.
- (Cogen 2, 2009) Cogen Portugal, O Regime Económico da Cogeração (PRE), Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica e impacto na Tarifa de Venda a Clientes Finais, julho de 2009
- (Decreto-lei n.º 23/2010) Decreto-Lei nº 23/2010 de 25 de março. “Diário da República nº 59/2010 - I Série”. Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento.
- (Cogen 3, 2012) Cogen Portugal, Novo enquadramento legal para a cogeração em Portugal, 06 de junho de 2012.
- (Portaria n.º 140/2012) Portaria nº 140/2012 de 14 de maio, “Diário da República, 1.ª série — N.º 93”. Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento.
- (Portaria n.º 325-A/2012) Portaria n.º 325-A/2012 de 16 de outubro. “Diário da República, 1.ª série — N.º 200”. Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento.
- (PLMJ, 2014) Fundação PLMJ - Cogeração: nova remuneração e regime legal, maio de 2010,

http://www.plmj.com/xms/files/newsletters/2010/Maio/COGE_RACAO_NOVA_REMUNERACAO_E_REGIME_LEGAL.pdf

- (Cogen 4, 2011) Cogen Portugal, Brochura Cogeração, novembro de 2011.
- (Manual Cogen, 2009) Manual de apoio ao cogrador, outubro de 2009.
- (Simons, 2014) Simons Green Energy, Case of study - Details of C2K Cogeneration System, Acedido em setembro de 2014
www.simongreenenergy.com.au
- (INE, 2014) Instituto Nacional de Estatística, Acedido em setembro de 2014,
http://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_main
- (EIA, 2014) U.S. Energy Information Administration, Acedido em Setembro de 2014,
<http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=p&s=rbrte&f=m>

Anexos

Anexo 1 – Despacho nº 1 / 2014 publicado pela DGEG

Pág. 1 - 2



Direção Geral
de Energia e Geologia



MINISTÉRIO DO AMBIENTE, ORDENAMENTO
DO TERRITÓRIO E ENERGIA

DESPACHO Nº 1 /2014

A Portaria nº 140/2012, de 14 de maio, retificada pela Declaração n.º 35/2012 e alterada pela Portaria n.º 325-A/2012, de 16 de outubro, retificada pela Declaração n.º 66/2012, prevê a atualização trimestral da tarifa de referência em função da variação ocorrida nos indicadores relativos ao preço do *Crude Oil Brent*, na taxa de câmbio do euro face ao dólar dos Estados Unidos da América e no índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, mediante despacho do diretor geral da Direção Geral de Energia e Geologia.

Atendendo que o Instituto Nacional de Estatística (INE) procedeu a uma reconversão do índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, considerando a base 100 para 2012, o IPC ref, sem habitação, no continente, referente ao mês de dezembro de 2011, passou de 105,384, conforme consta na alínea c) do nº 4 do Anexo à Portaria nº 140/2012, de 14 de maio, para 98,514, de acordo com a tabela de conversão para o novo índice de base 100 para 2012, que consta em www.ine.pt.

Assim, ao abrigo do disposto no art.º 3º da Portaria nº 140/2012, de 14 de maio, retificada pela Declaração n.º 35/2012, e alterada pela Portaria n.º 325-A/2012, de 16 de outubro, retificada pela Declaração n.º 66/2012, determino:

a) Para instalações que utilizem como combustível gás natural, gases de petróleo liquefeitos (GPL) ou combustíveis líquidos, com exceção do fuelóleo, o valor da tarifa de referência atualizada para o 1º trimestre de 2014, é o seguinte:

- i) $P \leq 10$ MW: € 90,25/MWh;
- ii) 10 MW < $P \leq 20$ MW: € 80,68/MWh;
- iii) 20 MW < $P \leq 50$ MW: € 70,39/MWh;
- iv) 50 MW < $P \leq 100$ MW: € 63,88/MWh;



MINISTÉRIO DO AMBIENTE, ORDENAMENTO
DO TERRITÓRIO E ENERGIA



**Direcção Geral
de Energia e Geologia**

b) Para instalações que utilizem como combustível o fuelóleo, o valor da tarifa de referência atualizada para o 1º trimestre de 2014, é o seguinte:

- i) $P \leq 10$ MW: € 89,47/MWh;
- ii) 10 MW < $P \leq 100$ MW: € 80,19/MWh;

c) Para instalações de cogeração renovável, o valor da tarifa de referência atualizada para o 1º trimestre de 2014, é o seguinte:

- i) $P \leq 2$ MW: € 82,70/MWh;
- ii) 2 MW < $P \leq 100$ MW: € 67,16/MWh

DGEG, aos 24 de janeiro de 2014

Publique-se.

Pedro Henriques Gomes Cabral

(Diretor-Geral) **Pedro Cabral**
Diretor Geral



Direção Geral
de Energia e Geologia



MINISTÉRIO DO AMBIENTE, ORDENAMENTO
DO TERRITÓRIO E ENERGIA

DESPACHO Nº 4/2014

A Portaria nº 140/2012, de 14 de maio, retificada pela Declaração nº 35/2012 e alterada pela Portaria nº 325-A/2012, de 16 de outubro, retificada pela Declaração nº 66/2012, prevê a atualização trimestral da tarifa de referência em função da variação ocorrida nos indicadores relativos ao preço do *Crude Oil Brent*, na taxa de câmbio do euro face ao dólar dos Estados Unidos da América e no índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, mediante despacho do diretor geral da Direção Geral de Energia e Geologia.

Atendendo que o Instituto Nacional de Estatística (INE) procedeu a uma reconversão do índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, considerando a base 100 para 2012, o IPC ref, sem habitação, no continente, referente ao mês de dezembro de 2011, passou de 105,384, conforme consta na alínea c) do nº 4 do Anexo à Portaria nº 140/2012, de 14 de maio, para 98,514, de acordo com a tabela de conversão para o novo índice de base 100 para 2012, que consta em www.ine.pt.

Assim, ao abrigo do disposto no art.º 3º da Portaria nº 140/2012, de 14 de maio, retificada pela Declaração nº 35/2012, e alterada pela Portaria nº 325-A/2012, de 16 de outubro, retificada pela Declaração nº 66/2012, determino:

- a) Para instalações que utilizem como combustível gás natural, gases de petróleo liquefeitos (GPL) ou combustíveis líquidos, com exceção do fuelóleo, o valor da tarifa de referência atualizada para o 2º trimestre de 2014, é o seguinte:
- i) $P \leq 10$ MW: € 89,64/MWh;
 - ii) 10 MW < $P \leq 20$ MW: € 80,12/MWh;
 - iii) 20 MW < $P \leq 50$ MW: € 69,87/MWh;
 - iv) 50 MW < $P \leq 100$ MW: € 63,39/MWh;



**Direção Geral
de Energia e Geologia**



**MINISTÉRIO DO AMBIENTE, ORDENAMENTO
DO TERRITÓRIO E ENERGIA**

b) Para instalações que utilizem como combustível o fuelóleo, o valor da tarifa de referência atualizada para o 2º trimestre de 2014, é o seguinte:

- i) $P \leq 10$ MW: € 88,87/MWh;
- ii) 10 MW $< P \leq 100$ MW: € 79,63/MWh;

c) Para instalações de cogeração renovável, o valor da tarifa de referência atualizada para o 2º trimestre de 2014, é o seguinte:

- i) $P \leq 2$ MW: € 82,37/MWh;
- ii) 2 MW $< P \leq 100$ MW: € 66,89/MWh

DGEG, aos 23 de abril de 2014

Publique-se.

Pedro Henriques Gomes Cabral

(Diretor-Geral)



Direção Geral
de Energia e Geologia



MINISTÉRIO DO AMBIENTE, ORDENAMENTO
DO TERRITÓRIO E ENERGIA

DESPACHO Nº 6/2014

A Portaria nº 140/2012, de 14 de maio, retificada pela Declaração n.º 35/2012 e alterada pela Portaria n.º 325-A/2012, de 16 de outubro, retificada pela Declaração n.º 66/2012, prevê a atualização trimestral da tarifa de referência em função da variação ocorrida nos indicadores relativos ao preço do *Crude Oil Brent*, na taxa de câmbio do euro face ao dólar dos Estados Unidos da América e no índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, mediante despacho do diretor geral da Direção Geral de Energia e Geologia.

Atendendo que o Instituto Nacional de Estatística (INE) procedeu a uma reconversão do índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, considerando a base 100 para 2012, o IPC ref. sem habitação, no continente, referente ao mês de dezembro de 2011, passou de 105,384, conforme consta na alínea c) do nº 4 do Anexo à Portaria nº 140/2012, de 14 de maio, para 98,514, de acordo com a tabela de conversão para o novo índice de base 100 para 2012, que consta em www.ine.pt.

Assim, ao abrigo do disposto no art.º 3º da Portaria nº 140/2012, de 14 de maio, retificada pela Declaração n.º 35/2012, e alterada pela Portaria n.º 325-A/2012, de 16 de outubro, retificada pela Declaração n.º 66/2012, determino:

a) Para instalações que utilizem como combustível gás natural, gases de petróleo liquefeitos (GPL) ou combustíveis líquidos, com exceção do fuelóleo, o valor da tarifa de referência atualizada para o 3º trimestre de 2014, é o seguinte:

- i) $P \leq 10$ MW: € 90,13/MWh;
- ii) 10 MW < $P \leq 20$ MW: € 80,57/MWh;
- iii) 20 MW < $P \leq 50$ MW: € 70,30/MWh;
- iv) 50 MW < $P \leq 100$ MW: € 63,81/MWh;



MINISTÉRIO DO AMBIENTE, ORDENAMENTO
DO TERRITÓRIO E ENERGIA



**Direcção Geral
de Energia e Geologia**

b) Para instalações que utilizem como combustível o fuelóleo, o valor da tarifa de referência atualizada para o 3º trimestre de 2014, é o seguinte:

i) $P \leq 10$ MW: € 89,35/MWh;

ii) 10 MW $< P \leq 100$ MW: € 80,08/MWh;

c) Para instalações de cogeração renovável, o valor da tarifa de referência atualizada para o 3º trimestre de 2014, é o seguinte:

i) $P \leq 2$ MW: € 82,54/MWh;

ii) 2 MW $< P \leq 100$ MW: € 67,03/MWh

DGEG, aos 25 de julho de 2014

Publique-se.

Pedro Henriques Gomes Cabral

(Diretor-Geral)

Pedro Cabral
Diretor-Geral