



# COGERAÇÃO EM REGIME DE AUTOCONSUMO ? ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÓMICA

**PAULA CRISTINA DA SILVA CASTRO**

novembro de 2020

# **COGERAÇÃO EM REGIME DE AUTOCONSUMO – ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÓMICA**

Paula Cristina da Silva Castro  
1181277

**2020**

Instituto Superior de Engenharia do Porto  
Departamento de Engenharia Mecânica





## **COGERAÇÃO EM AUTOCONSUMO – ANÁLISE TÉCNICO- ECONÓMICA**

Paula Cristina da Silva Castro  
1181277

Dissertação apresentada ao Instituto Superior de Engenharia do Porto para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Energias Sustentáveis, realizada sob a orientação do Prof. Doutor Tiago Branco Andrade e sob a supervisão do Eng.º Marcos Dias.

**2020**

Instituto Superior de Engenharia do Porto  
Departamento de Engenharia Mecânica





# JÚRI

## **Presidente**

Doutor Manuel Carlos Malheiro de Carvalho Felgueiras  
Professor Adjunto, Instituto Superior de Engenharia do Porto

## **Orientador**

Doutor Tiago Branco Andrade  
Professor Adjunto, Instituto Superior de Engenharia do Porto

## **Co-orientador**

Engenheiro Marcos Dias  
Gestor de Serviços B2B, EDP Comercial

## **Arguente**

Doutora Maria Isabel Rebelo Teixeira Soares  
Professora Catedrática, Faculdade de Economia da Universidade do Porto



## AGRADECIMENTOS

Este documento simboliza não só o término do meu percurso nestes dois anos de mestrado, mas também o findar da minha vida académica e a superação de metas pessoais e, como não poderia deixar de ser, faço questão de agradecer a todos aqueles que, de alguma forma, contribuíram para que a realização deste trabalho fosse possível.

Começo por agradecer a toda a equipa do DN-Norte da EDP Comercial, por me terem recebido de uma forma tão afável, exemplar e acolhedora, que rapidamente me fez sentir confortável, por se terem mostrado sempre disponíveis em ajudar no que quer que fosse em prol da realização deste trabalho e, por isso, o meu obrigado aos Eng.<sup>os</sup> Carlos Valente, Elisa Gonçalves, Helena Rocha, Márcio Ribeiro e Rui Cardoso. Ainda ao Eng.<sup>o</sup> Jorge Leal pela oportunidade de realizar um estágio na sua equipa, numa empresa multinacional, de renome no sector energético em Portugal, que me permitiu crescer a nível pessoal e profissional e desenvolver as minhas capacidades ao aplicar os meus conhecimentos e ao adquirir novas ferramentas, fundamentais para os desafios futuros.

Em particular, o meu sincero obrigado ao Eng.<sup>o</sup> Marcos Dias pela sua colaboração e orientação ao longo deste trabalho, por toda a paciência e disponibilidade durante o processo de aprendizagem e assimilação de informação, pela perseverança e preocupação em transmitir todos os seus conhecimentos e experiência profissional em torno deste tema, melhorando a minha perceção acerca do conceito de cogeração, ao me proporcionar novas perspetivas sobre o mesmo.

Quero agradecer ao Doutor Tiago Andrade por todo o auxílio prestado durante a elaboração do presente estudo, pela orientação e empenho na resolução de questões relacionadas, pelos conhecimentos transmitidos ao longo das aulas, permitindo-me

aplicá-los em contexto real e ter uma melhor compreensão dos mesmos, e por sempre se mostrar disponível e interessado em acompanhar o progresso dos seus alunos.

À minha família, em especial aos meus pais, António e Laurinda, que tornaram isto possível, pelo seu esforço e apoio, ao me permitir ter uma formação completa e enriquecedora, ao meu irmão, Filipe, por ser a minha voz da razão e por sempre estar lá para me apoiar e motivar e a ir mais longe. Obrigado por contribuírem em muito para a pessoa que sou hoje. Sem vocês isto não seria possível.

Aos meus amigos, por me acompanharem nesta jornada, por todas as experiências e aventuras partilhadas, por crescermos uns com os outros e por estarem lá para mim quando preciso, nos bons e nos maus momentos; pelo carinho, pelas palavras de incentivo e toda a força que me dão para ser sempre melhor. Obrigado por tornarem o meu percurso académico memorável. Sem vocês não era a mesma coisa.

Por fim, quero agradecer a todos aqueles que, mesmo não estando aqui mencionados, contribuíram, de algum modo, direta ou indiretamente, para a concretização desta etapa final do meu mestrado.

## **PALAVRAS CHAVE**

Cogeração, Eficiência Energética, Autoconsumo, Viabilidade Técnico-Económica

## **RESUMO**

O aumento das necessidades de consumo cada vez mais exigentes, que acompanha a evolução da atividade humana, requer indústrias mais responsivas e energeticamente eficientes, sem que isso signifique uma sobrecarga de custos para as mesmas e para o país. Desta forma, o conceito de produção combinada e descentralizada de energia elétrica e calor útil apresenta-se como uma alternativa às tradicionais formas de aproveitamento da energia primária, pois quando as necessidades térmicas e elétricas se justificam, a sua aplicação resulta em benefícios energéticos, socioeconómicos e ambientais. Começando a reconhecer o potencial da cogeração, o regime jurídico e remuneratório que regulamenta a sua atividade foi atualizado com a publicação do Decreto-Lei n.º 23/2010, tendo constituído um marco importante para o sector em Portugal. Contudo, os frutos da sua aplicação só começaram a ser notórios dois anos depois, quando o cálculo dos prémios e as tarifas de referência foram afixadas na Portaria n.º 140/2012, levando a uma suspensão dos investimentos e de decisões por parte dos promotores, que conduziu à diminuição da potência instalada em centrais de cogeração nesse período. Tendo em conta a desvalorização a que o sector da cogeração veio a assistir nos últimos anos, agravada com a crise económica que o país atravessou, a alternativa de gerar energia elétrica e térmica para autoconsumo nas próprias instalações passou a ganhar uma nova importância, principalmente após a introdução do Decreto-Lei n.º 68-A/2015. Posto isto, e tomando uma entidade industrial como caso de estudo, alimentada em alta tensão, que pretende maximizar a sua produção através de um maior aproveitamento da energia térmica no processo e, por sua vez, elevar a sua eficiência energética, surge esta avaliação técnico-económico de uma unidade de cogeração projetada em conformidade com as necessidades energéticas apresentadas pela mesma. O procedimento utilizado consistiu na simulação de dois cenários possíveis de aplicação. Calculadas as energias úteis recuperadas resultantes do balanço energético, seguiu-se a determinação dos proveitos e custos inerentes ao sistema de cogeração, permitindo efetuar a análise de investimento do projeto e, assim, determinar a sua viabilidade económica. Por fim, os resultados obtidos comprovam a importância e o interesse de mercado que deve ser conferido ao sistema de cogeração, através de indicadores de viabilidade do projeto bastante atrativos, na ótica do investidor.



**KEYWORDS**

*Cogeneration, Energy Efficiency, Self-consumption, Technical-Economic Viability*

**ABSTRACT**

*The increase in progressively more demanding consumption needs, which accompanies the evolution of human activity, requires more responsive and energy efficient industries, without this meaning an overload of costs for them and for the country. In this way, the concept of combined and decentralized production of electric energy and useful heat is presented as an alternative to traditional ways of using primary energy, because when thermal and electrical needs are justified, their application results in energy, socioeconomic and environmental benefits. Starting to recognize the potential for cogeneration, the legal and remuneration system that regulates its activity was updated with the publication of Decree-Law No. 23/2010, having constituted an important milestone for the sector in Portugal. However, the results of its application only became notorious two years later, when the calculation of premiums and reference rates were posted in Ordinance No. 140/2012, leading to a suspension of investments and decisions by promoters, which led to a decrease in power installed in cogeneration plants in that period. Taking into account the depreciation that the cogeneration sector has witnessed in recent years, aggravated by the economic crisis that the country has gone through, the alternative of generating electric and thermal energy for self-consumption in the own installations started to gain new importance, mainly after the introduction of Decree-Law No. 68-A/2015. That said, and taking an industrial entity as a case study, powered by high voltage, which plans to maximize its production through a greater use of thermal energy in the process and, in turn, increase its energy efficiency, comes this technical-economic study of a cogeneration unit designed in accordance with its energy needs. The procedure consisted in the simulation of two possible scenarios of application. After calculating the recovered useful energies resulting from the energy balance, the determination of the profits and costs inherent to the cogeneration system was followed, allowing the investment analysis of the project to be carried out and, thus, determining its economic viability. Finally, the results obtained prove the importance and market interest that should be given to the cogeneration system, through very attractive project viability indicators, from the investor's perspective.*



## LISTA DE ABREVIATURAS E UNIDADES

### Lista de Abreviaturas

APA	Agência Portuguesa do Ambiente
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
AQS	Águas Quentes Sanitárias
AT	Alta Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
B2B	<i>Business to Business</i>
B2C	<i>Business to Costumer</i>
CELE	Comércio Europeu de Licenças de Emissão
CHP	<i>Combined Heat and Power</i>
CMPC/WACC	Custo Médio Ponderado do Capital/ <i>Weighted Average Cost of Capital</i>
COV	Compostos Orgânicos Voláteis
COVNM	Compostos Orgânicos Voláteis Não Metano
CUR	Comercializador de Último Recurso
DGEG	Direção-Geral da Energia e Geologia
DHC	<i>District Heating and Cooling</i>
DL	Decreto-Lei
EDP	Energias de Portugal
EEGO	Entidade Emissora de Garantias de Origem
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FE	Fator de Emissão
FO	Fator de Oxidação
GEE	Gases de Efeito de Estufa
GN	Gás Natural
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IPC	Índice de Preços no Consumidor
IR	Índice de Rentabilidade
MAT	Muito Alta Tensão
MIC	Médias Instalações de Combustão
MT	Média Tensão
OMIE	Operador de Mercado Elétrico

PB	<i>Payback</i> ou Período de Retorno do Investimento
PCI	Poder Calorífico Inferior
PEP	Poupança de Energia Primária
PHP	Preço em Horas de Ponta
PMI	Ponto Morto Inferior
PMS	Ponto Morto Superior
PNAEE	Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética
PNAER	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
PNALE	Planos Nacionais de Atribuição de Licenças de Emissão
PNEC	Plano Nacional Energia e Clima
PURPA	<i>Public Utility Regulatory Policy Act</i>
REN	Rede Elétrica Nacional
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RNC	Roteiro para a Neutralidade Carbónica
RNT	da Rede Nacional de Transporte
SEN	Sistema Elétrico Nacional
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
UE	União Europeia
VAL	Valor Atualizado Líquido

#### Lista de Unidades

°C	Grau Celsius
%	Porcentagem
barg	Pressão relativa ou manométrica
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt hora
kg	Quilograma
kJ	Quilojoule
ktep	Quilotoneladas equivalentes de petróleo
kVA	Quilovolt Ampere
kW	Quilowatt
kWA	Quilowatt Ampere
kWe	Quilowatts elétricos
kWh	Quilowatt hora
MW	Megawatt
MWe	Megawatts elétricos
MWh	Megawatt hora
MWth	Megawatts térmicos
Nm <sup>3</sup>	Normais metros cúbicos ou metros cúbicos normalizados
ton	Toneladas

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 - POTÊNCIA INSTALADA NAS CENTRAIS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, EM PORTUGAL, ENTRE 2007 E 2018 (FONTE: DGEG ET AL., 2020).	4
FIGURA 2 - COMPARAÇÃO EVOLUTIVA DA TAXA DE ELETRICIDADE PRODUZIDA A PARTIR DE COGERAÇÃO, EM PORTUGAL E NOS 28 ESTADOS-MEMBROS DA UE (FONTE: EUROSTAT, 2019).	5
FIGURA 3 - QUADRO-RESUMO DA ESTRUTURA ORGANIZACIONAL DO GRUPO EDP.	8
FIGURA 4 - ÁREAS DE NEGÓCIO DOS SERVIÇOS DE ENERGIA B2B, DA EDP COMERCIAL.	9
FIGURA 5 - TAXAS DE UTILIZAÇÃO DE COGERAÇÃO EM RELAÇÃO À PRODUÇÃO DE ENERGIA TOTAL EM 2007 (FONTE: IEA, 2007).	15
FIGURA 6 - EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA EM COGERAÇÃO EM PORTUGAL, ENTRE 2005-2017 (FONTE: COGEN PORTUGAL).	17
FIGURA 7 - ESQUEMATIZAÇÃO DO PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DE UMA UNIDADE DE COGERAÇÃO (FONTE: INTELLIGENT ENERGY EUROPE, 2006).	21
FIGURA 8 - BALANÇO ENERGÉTICO COMPARATIVO ENTRE A PRODUÇÃO CONVENCIONAL E A COGERAÇÃO (ADAPTADO DE COGEN PORTUGAL, 2011).	23
FIGURA 9 - ESTRUTURA DA CÂMARA DE COMBUSTÃO DE UM MOTOR ALTERNATIVO (ADAPTADO DE MORAN ET AL., 2000).	25
FIGURA 10 - REPRESENTAÇÃO DO FUNCIONAMENTO A QUATRO TEMPOS DE UM MOTOR ALTERNATIVO DE EXPLOSÃO (FONTE: RAMAGE, 2003).	26
FIGURA 11 - ESQUEMATIZAÇÃO DE UMA UNIDADE DE COGERAÇÃO BASEADA NA UTILIZAÇÃO DE UM MOTOR ALTERNATIVO (FONTE: COGEN PORTUGAL, 2009).	27
FIGURA 12 - CONSTITUIÇÃO DE UMA TURBINA A GÁS, MODELO V94.3A (STG5-4000F) DA SIEMENS (ADAPTADO DE ELNAGGAR ET AL., 2015).	28
FIGURA 13 - ESQUEMATIZAÇÃO DE UMA UNIDADE DE COGERAÇÃO BASEADA NA UTILIZAÇÃO DE UMA TURBINA A GÁS (FONTE: COGEN PORTUGAL, 2009).	29
FIGURA 14 - ESQUEMATIZAÇÃO DE UMA UNIDADE DE COGERAÇÃO BASEADA NA UTILIZAÇÃO DE UMA TURBINA A VAPOR DE CONTRAPRESSÃO3 (FONTE: COGEN PORTUGAL, 2009).	30
FIGURA 15 - ESQUEMATIZAÇÃO DE UMA UNIDADE DE COGERAÇÃO COM BASE NO PRINCÍPIO DE CICLO COMBINADO (FONTE: COGEN PORTUGAL, 2009).	31
FIGURA 16 - ESQUEMATIZAÇÃO DE UMA UNIDADE DE COGERAÇÃO COM PILHA DE COMBUSTÍVEL NO SETOR DOMÉSTICO (FONTE: COGEN PORTUGAL, 2009).	32
FIGURA 17 - DIAGRAMA DE SANKEY PARA UM SISTEMA DE TRIGERAÇÃO (FONTE: COGEN PORTUGAL, 2009).	33
FIGURA 18 - ESQUEMA DE APLICAÇÃO DE UM <i>CHILLER</i> DE ABSORÇÃO INTEGRADO NO MECANISMO DE UMA MICRO-TURBINA (FONTE: HWANG, 2004).	34
FIGURA 19 - TAXA DE UTILIZAÇÃO DAS PRINCIPAIS TECNOLOGIAS DE COGERAÇÃO EM 2016 (FONTE: COGEN PORTUGAL, 2020).	37
FIGURA 20 - QUADRO RESUMO DAS PRINCIPAIS PEÇAS LEGISLATIVAS ABORDADAS NO PRESENTE CAPÍTULO.	41

FIGURA 21 - COMPARAÇÃO DOS VALORES DEFINIDOS PARA A TARIFA DE REFERÊNCIA EM 2012 E EM 2019.	49
FIGURA 22 - PERÍODOS HORÁRIOS DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DA REDE, NO VERÃO E INVERNO (FONTE: ERSE).	69
FIGURA 23 - GRÁFICO REPRESENTATIVO DOS CONSUMOS ELÉTRICOS DA FÁBRICA REGISTRADOS NOS PRIMEIROS CINCO MESES DO ANO DE 2019.	70
FIGURA 24 - REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DOS CONSUMOS DE COMBUSTÍVEL REGISTRADOS AO LONGO DE UM ANO, ENTRE 2018 E 2019.	70
FIGURA 25 - GRÁFICO REPRESENTATIVO DA QUANTIDADE DE VAPOR PRODUZIDO AO LONGO DE UM ANO, ENTRE 2018 E 2019.	71
FIGURA 26 - TURBINA A GÁS, MODELO CX501-KB5, DA CENTRAX.	72
FIGURA 27 - VALORES LIMITE DE EMISSÃO DE POLUENTES ATMOSFÉRICOS (MG/NM <sup>3</sup> ) PARA MOTORES E TURBINA A GÁS NOVOS.	74
FIGURA 28 - DIAGRAMA DE FLUXO DO CENÁRIO NO QUAL É DADA PRIORIDADE AOS GASES DIRETOS PARA ALIMENTAÇÃO DOS QUEIMADORES DA MÁQUINA DE PAPEL.	78
FIGURA 29 - DIAGRAMA DE FLUXO DO CENÁRIO NO QUAL É DADA PRIORIDADE À ALIMENTAÇÃO DA CALDEIRA PARA PRODUÇÃO DE VAPOR.	81
FIGURA 30 – ESTIMATIVA DO NÚMERO DE HORAS DE FUNCIONAMENTO DA UNIDADE DE COGERAÇÃO.	84
FIGURA 31 – DADOS DE OPERAÇÃO CONSIDERADOS E POTÊNCIAS ÚTEIS RECUPERADAS NO SISTEMA DE COGERAÇÃO.	84
FIGURA 32 – APROVEITAMENTOS E POUPANÇAS ENERGÉTICAS ESTIMADAS PARA O SISTEMA DE COGERAÇÃO A GÁS NATURAL.	85
FIGURA 33 – PREÇO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES, EM CADA UM DOS PERÍODOS HORÁRIOS, E CUSTO E POUPANÇA DA PHP.	86
FIGURA 34 – PROVEITOS E CUSTOS OPERACIONAIS DO SISTEMA DE COGERAÇÃO OBTIDOS.	87
FIGURA 35 - ESTRUTURA E REPARTIÇÃO DO INVESTIMENTO PONDERADO COM BASE NO CUSTO ESPECÍFICO.	89
FIGURA 36 - ANÁLISE DE INVESTIMENTO NO PROJETO DO SISTEMA DE COGERAÇÃO A GÁS NATURAL.	91
FIGURA 37 - ANÁLISE DE INVESTIMENTO NO PROJETO DE COGERAÇÃO A GÁS NATURAL, COM TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MT.	92
FIGURA 38 - QUADRO DE VARIAÇÕES NOS PREÇOS DE COMBUSTÍVEL E ENERGIA ELÉTRICA, NUM REGIME DE FUNCIONAMENTO EM HORAS DE PONTA A E CHEIAS, EM DIAS ÚTEIS E AO SÁBADO.	93
FIGURA 39 - QUADRO DE VARIAÇÕES NOS PREÇOS DE COMBUSTÍVEL E ENERGIA ELÉTRICA, NUM REGIME DE FUNCIONAMENTO DE 24 HORAS, 7 DIAS POR SEMANA.	93
FIGURA 40 – FOLHA DE CÁLCULO (TEMPLATE) COM FUNÇÃO SIMULADORA PARA ANÁLISE TÉCNICO-ECONÓMICA.	115

## ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1 - CRITÉRIOS PARA A ATRIBUIÇÃO DE GARANTIAS E CERTIFICADOS DE ORIGEM (ADAPTADO DE CERTIFICADOS RECS E GARANTIAS DE ORIGEM, REN 2015).	46
TABELA 2 - LIMITES MÁXIMOS PARA O PRÉMIO DE EFICIÊNCIA, POR TIPO DE INSTALAÇÃO E EFICIÊNCIA. (ADAPTADO DE PORTARIA N.º 325-A/2012 DE 16 DE OUTUBRO, 2012)	51
TABELA 3 - ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DO MODELO DE TURBINA A GÁS SELECIONADO, CX501-KB5.	73
TABELA 4 – ESTIMATIVA DO CUSTO MÉDIO PONDERADO DO CAPITAL (FONTE: DEMODARAN, 2020).	90



# ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO .....	1
1.1	Enquadramento e Motivação .....	3
1.2	O Grupo EDP.....	7
1.2.1	EDP Comercial SA – Departamento B2B.....	8
1.3	Objetivos .....	9
1.4	Estrutura do Relatório.....	9
2	ESTADO DA ARTE.....	13
3	A COGERAÇÃO.....	21
3.1	Conceito .....	21
3.2	Tecnologias de Cogeração.....	23
3.2.1	Motores Alternativos .....	24
3.2.2	Turbina a Gás.....	27
3.2.3	Turbina a Vapor .....	29
3.2.4	Ciclo Combinado.....	30
3.2.5	Micro-cogeração .....	31
3.2.6	Trigeração.....	32
3.3	Vantagens da Cogeração e barreiras à sua aplicação .....	34
3.4	Panorama Internacional e Nacional.....	35
3.5	Cogeração <i>versus</i> Outras Tecnologias de Produção Energética .....	38
4	ENQUADRAMENTO LEGAL.....	41
4.1	Regulamentação Energética .....	42
4.1.1	Decreto-Lei n.º 23/2010.....	43
4.1.1.1	Modalidade Remuneratória Geral .....	43

4.1.1.2	Modalidade Remuneratória Especial.....	44
4.1.1.3	Termos de aplicação dos Prémios de Referência e de Participação no Mercado .....	45
4.1.1.4	Garantias e Certificados de Origem .....	45
4.1.1.5	Entraves à aplicação do Decreto-Lei.....	47
4.1.2	Portaria n.º 325-A/2012 .....	48
4.1.2.1	Tarifa de Referência .....	48
4.1.2.2	Prémio de Eficiência.....	50
4.1.2.3	Prémio de Energia Renovável .....	52
4.1.2.4	Prémio de Participação de Mercado.....	52
4.1.3	Transposição da Diretiva 2012/27/EU.....	53
4.1.4	Decreto-Lei n.º 68-A/2015 .....	54
4.1.4.1	Modalidade Especial .....	54
4.1.4.2	Modalidade Geral .....	55
4.1.4.2.1	Submodalidade A .....	55
4.1.4.2.2	Submodalidade B .....	55
4.1.4.3	Compensação pelas instalações de cogeração em autoconsumo .....	56
4.2	Regulamentação Ambiental .....	58
4.2.1	Comércio Europeu de Licenças de Emissão .....	60
4.2.2	PNEC 2030 .....	62
4.2.3	Limite de emissões .....	63
<b>5</b>	<b>ESTUDO DE VIABILIDADE DE UM SISTEMA DE COGERAÇÃO A GÁS NATURAL .....</b>	<b>67</b>
5.1	Identificação do Caso de Estudo .....	67
5.2	Metodologia.....	68
5.3	Regime de Funcionamento .....	68
5.4	Necessidades Elétricas e Térmicas.....	69
5.5	Seleção da Tecnologia de Cogeração.....	72
5.6	Definição de Pressupostos .....	74
5.7	Cenários analisados.....	75
5.7.1	Cenário 1: Prioridade aos Queimadores .....	77
5.7.2	Cenário 2: Prioridade na Produção de Vapor .....	80
5.8	Balanço Energético.....	83
5.8.1	Cálculo da PEP .....	85
5.9	Proveitos e Custos Operacionais.....	86
5.10	Balanço Económico .....	88

---

5.11	Análise de Sensibilidade.....	92
6	CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS .....	97
6.1	Considerações Finais .....	97
6.2	Trabalhos Futuros .....	100
7	BIBLIOGRAFIA E OUTRAS FONTES DE INFORMAÇÃO.....	105
7.1	Artigos .....	105
7.2	Normas e Legislação.....	110
8	ANEXOS.....	115



# INTRODUÇÃO

- 1.1 Enquadramento e Motivação
- 1.2 O Grupo EDP
- 1.3 Objetivos
- 1.4 Estrutura do Relatório



## 1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento tecnológico, político, económico e social tem incrementado melhores condições de vida entre as populações. Um aumento populacional pode ser benéfico em termos económicos e evolutivos, mas, se não for controlado, também poderá ter impactes noutros setores, ao nível da saúde ou do ambiente, devido ao acréscimo consequente da atividade antropogénica. O crescimento demográfico a nível mundial, presenciado nas últimas décadas, tem potenciado cada vez mais a procura por opções energéticas mais económicas e eficientes, para compensar o aumento das necessidades energéticas, com o acréscimo de produção e serviços capazes de suprimir as necessidades de consumo das populações (Roser et al., 2020). É, portanto, essencial dimensionar a produção e o consumo de energia de modo a corresponder às exigências do consumidor de forma sustentável. Principalmente agora, numa época, em que a humanidade enfrenta uma mudança de paradigmas e mentalidades, impulsionada pelas novas gerações, cada vez mais cientes da problemática ambiental que se vive atualmente, sendo estas mais interventivas e exigentes para com os seus líderes democratas, desafiando estes a implementar políticas disruptivas que visem a transição para uma sociedade ecologicamente responsável.

A produção de energia elétrica pode ter origem a partir de fontes de energias renováveis, como a energia solar, hídrica, eólica, da biomassa, das ondas e geotermia, ou a partir de combustíveis fósseis, como o carvão, derivados de petróleo e gás natural (GN). Estes últimos constituíram, durante muito anos, as fontes primárias de produção de energia mais utilizada pelo setor industrial, principalmente em empresas que mantiveram um registo convencional nos seus sistemas de operação e que, até hoje, ainda se verificam.

Várias medidas e estratégias políticas de combate e mitigação ao aquecimento global requerem um desenvolvimento tecnológico por parte das indústrias de modo a que o seu consumo de energia seja cada vez mais diminuto e, em simultâneo, se consiga um aumento da eficiência energética dos seus processos (Hwang, 2004).

Apesar da utilização de recursos renováveis para a produção de energia se revelar a aposta com maior aceitação do ponto de vista ambiental, produzir energia através de fontes renováveis ainda apresenta limitações ao nível industrial, principalmente em instalações com períodos de laboração contínua, que registem elevados consumos elétricos e, acima de tudo, térmicos. Em alguns casos, os processos de produção poderão acarretar maiores custos e/ou um menor desempenho, em comparação com combustíveis fósseis (Taibi et al., 2012).

A 17 de dezembro de 2008, o Parlamento Europeu aprovou o pacote legislativo Clima-Energia, que estabelece novas metas a atingir pela União Europeia (UE), impondo que, até 2020, cada estado-membro reduza em 20% as emissões de gases com efeito estufa (GEE), aumente em 20% a incorporação de fontes renováveis na produção de energia e melhore em 20% a eficiência energética (Parlamento Europeu, 2008). Posto isto, cada país ficou responsável por adotar as medidas mais adequadas e eficazes com vista a alcançar as metas estabelecidas ao nível do setor energético. Entretanto ao longo dos anos foram surgindo novos programas estratégicos, adaptados à situação com que o país e a Europa se deparavam, como é exemplo Portugal e a criação do Plano Nacional para as Alterações Climáticas, no qual se consagraram as políticas e medidas inerentes ao cumprimento dos objetivos estabelecidos no Protocolo de Quioto. Mais tarde, surge o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER), apresentado em 2010, com base na Diretiva 2009/28/CE, que fixava objetivos para cada Estado-Membro quanto à quota de energia proveniente de fontes renováveis consumida nos setores dos transportes, da eletricidade, do aquecimento e arrefecimento até 2020. Posteriormente, em 2013, foi aprovado o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE), com horizonte temporal definido para 2016 e em articulação com o PNAER 2020, que estabelece uma meta de redução em 9% do consumo de energia primária em Portugal, promove a política energética como fator prioritário para a competitividade do país, no que diz respeito à melhoria da eficiência energética dos sistemas e serviços, estimulando a segurança de abastecimento, proteção ambiental e uma relação custo-benefício favorável, e ainda define medidas de ação e monitorização das diferentes áreas (Transportes, Residencial, Serviços, Indústria, Estado, Comportamentos e Agricultura) quanto ao seu enquadramento legal nas diretrizes nacionais e europeias.

Recentemente, a apresentação do Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030) veio substituir os planos anteriormente em vigência, contemplando as estratégias e objetivos dos mesmos num só programa, cujo âmbito representa uma aposta na descarbonização do setor energético do país. Este plano estipula alcançar uma meta de 47% de energia proveniente de fontes renováveis, em paralelo com uma redução de 35% do consumo de energia primária até 2050, visando atingir os objetivos definidos no Acordo de Paris, acordado em 2015.

De forma a descarbonizar o setor energético em Portugal, este plano prevê, assim, até 2030, uma redução gradual do consumo de combustíveis fósseis, porém, sem descartar o gás natural do contexto electroprodutor e industrial, sendo este gás uma fonte de energia de origem fóssil com a menor taxa de emissão de GEE. Pretende-se que a integração de gases renováveis (como o hidrogénio) seja progressiva e prioritária, visando proporcionalmente a descarbonização do sector do gás, a ocorrer em paralelo com a evolução da eletrificação dos consumos na matriz energética do país.

Outro ponto fulcral desta transição energética incide no aproveitamento máximo e eficiente da energia disponível nos recursos, isto é, de um modo geral, um processo de conversão de energia implica, inevitavelmente, perdas de energia, como calor residual,

seja a partir de fontes renováveis ou fósseis. Então, o que se pretende a longo prazo será o aproveitamento dessas perdas, de forma a maximizar o processo, evitando custos adicionais noutros processos, para produzir a quantidade de energia perdida (Kusch, 2017).

Atualmente, uma estratégia prática e recorrente adotada pelas empresas, para reduzir custos e melhorar o desempenho da sua atividade, é a aplicação de painéis fotovoltaicos nas suas instalações, permitindo-lhes poupar na tarifa da eletricidade, ao aproveitar a radiação solar incidente para produzir a sua própria energia elétrica para consumo direto (autoconsumo). Contudo esta tecnologia ainda carece de alguns constrangimentos na indústria, quanto à sua instalação, nomeadamente em termos de disponibilidade das coberturas dos edifícios fabris, mas também no que respeita à disponibilidade oferecida por estas instalações, tendo em conta que há indústrias intensivas a funcionar 24 horas por dia e a incidência solar não contempla esse período na totalidade (Mekhilef et al., 2011). Todavia tem-se verificado que a eficiência energética é uma área que ainda não foi suficientemente explorada, apesar das grandes evoluções assistidas nos últimos anos, ao nível dos equipamentos de iluminação, sistemas de bombagem e ventilação, motores elétricos, melhoria de eficiências térmicas, entre outros .

Uma alternativa energética com muito potencial ainda por explorar no nosso país é o sistema de cogeração. Trata-se de um sistema que consiste na produção combinada de calor e eletricidade a partir de uma única fonte (renovável ou não renovável) e que pode atingir cerca de 90% de eficiência no processo de conversão de energia (IEA, 2011; Kusch, 2017).

## 1.1 Enquadramento e Motivação

Durante vários anos, o mecanismo de tarifas bonificadas (*Feed in Tariffs* – FIT) de fornecimento de energia elétrica proveniente quer de fontes de energia renováveis quer fósseis, era o suporte de mercado que vigorava na Europa, como incentivo à implementação de projetos baseados em soluções mais eficientes ou recorrendo a energias “limpas”. A fim de aproximar o consumidor do mercado elétrico, de promover a utilização de recursos endógenos e minimizar as perdas na rede, surge, em Portugal, o Decreto-Lei n.º 153/2014, respeitante às energias renováveis, que introduz um novo paradigma no sistema energético (Joyce, 2015). Esta legislativa veio permitir, ao atual consumidor, produzir a sua própria energia elétrica para autoconsumo e vender o excedente de produção à rede, facilitando o abatimento dos custos energéticos da empresa ou habitação (DL n.º 153/2014).

Este regime jurídico surgia como aquilo que poderia ser uma medida com potencial para o investimento no sector da cogeração, se este não fosse desde logo excluído do âmbito de aplicação do DL n.º 153/2014.

Após a entrada em vigor do DL n.º 153/2014 para o autoconsumo, observou-se uma progressão significativa da aposta no mercado fotovoltaico, com o desenvolvimento e otimização da tecnologia e regulação do preço da tarifa da eletricidade, ajustando o modelo de negócio.

Mais recentemente, foi aprovado o Decreto-Lei n.º 162/2019 que estabelece as disposições legais e normas jurídicas aplicáveis ao autoconsumo de energia renovável, permitindo a formação de Comunidades de Energia, isto é, um conjunto de várias entidades autoconsumidoras que passa a poder produzir, consumir, partilhar, armazenar e vender a energia gerada, independentemente do nível de tensão atribuído à instalação em causa, visando a melhoria da eficiência energética e ambiental e o alcance das metas definidas no PNEC 2030. Esta peça legislativa revoga ainda o DL n.º 153/2014, em vigor até então (DL n.º 162/2019).

Apesar da produção de energia elétrica nacional ser maioritariamente assegurada pelos recursos eólico e hídrico, o investimento em solar fotovoltaico aumentou gradualmente, chegando a atingir, em 2018, cerca de 673 MW de potência instalada em centrais de eletroprodução, que resultou em 1005 GWh de energia produzida (Figura 1). Por sua vez, também é possível notar um desinteresse substancial no uso de combustíveis fósseis, como o petróleo, carvão e gás natural, para a produção de energia, podendo não só ser explicado à luz de valores económicos (preço do combustível), mas também ambientais. Este novo regime jurídico veio adicionalmente contribuir para o decréscimo da dependência energética de Portugal que, em 2018, registou uma taxa de 75,9% (superior à média europeia, cerca de 55,7%), representando uma redução de 1,8% face ao ano anterior (DGEG et al., 2020).

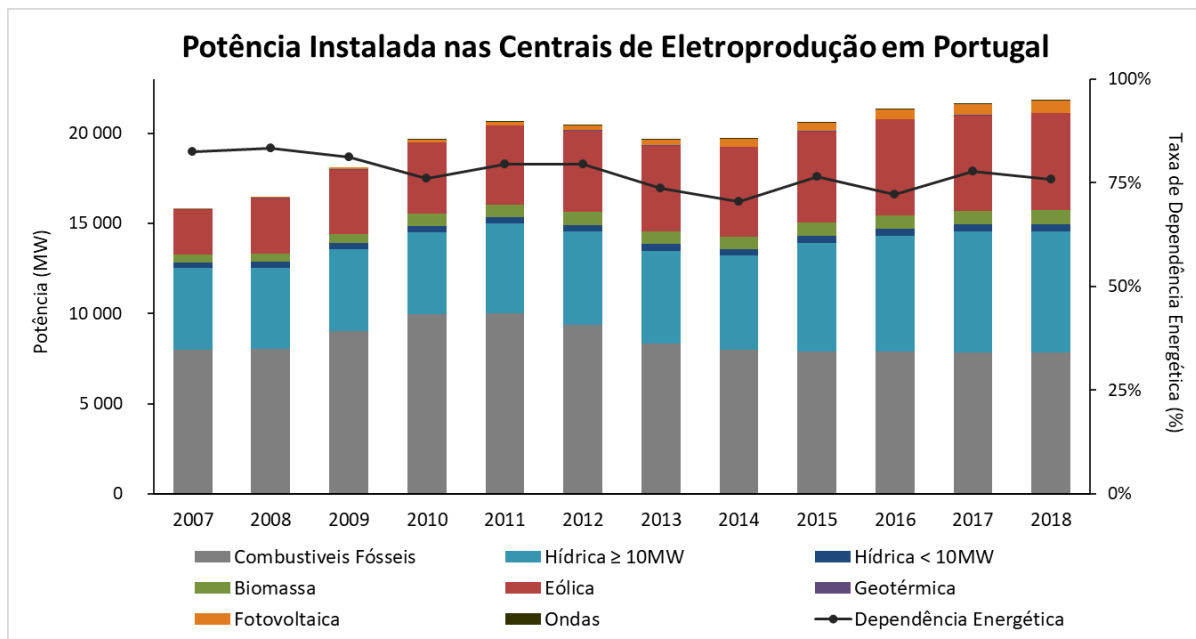


Figura 1 - Potência instalada nas centrais de produção de energia elétrica, em Portugal, entre 2007 e 2018 (Fonte: DGEG et al., 2020).

No que diz respeito aos sistemas de cogeração, com vista a incentivar a atividade, em 2004 a Comissão Europeia aprovou a Diretiva 2004/8, onde prevê que cada país integrante estabeleça regimes de apoio financeiro à criação de novas instalações de cogeração de elevada eficiência (Diretiva 2004/8/CE). Posto isto, em 2010 surgia um marco importante na legislação portuguesa referente à atividade de cogeração, com a publicação do Decreto-Lei n.º 23/2010, onde estabelecia o respetivo regime jurídico e remuneratório, enfatizando ainda os sistemas de cogeração de alta eficiência, tendo em consideração a procura de calor útil e os benefícios que estes sistemas conferem (DL n.º 23/2010).

Mais tarde, em 2012, o Parlamento Europeu emitiu a Diretiva 2012/27, requerendo que cada Estado-Membro efetuasse uma avaliação exaustiva do potencial de eficiência energética dos seus sistemas térmicos, ao nível do arrefecimento e aquecimento, de forma a divulgar informações sobre os planos nacionais de desenvolvimento dos mesmos (Diretiva 2012/27/UE). A transposição desta diretiva para o regime jurídico interno português ficou concluída com a aprovação do Decreto-Lei n.º 68-A/2015, o qual determina os termos legais referentes à cogeração e eficiência energética, procedendo ainda à total republicação do DL n.º 23/2010. Esta peça legislativa, também ela um marco constituinte do processo evolutivo da legislação nacional em termos da atividade de cogeração, integra medidas de promoção de eficiência energética, parâmetros regulatórios das auditorias energéticas e de sistemas de gestão de energia.

Em Portugal, entre 2009 e 2012, a percentagem de energia elétrica produzida a partir de cogeração registou uma evolução positiva face aos últimos anos, que têm vindo a traduzir-se numa tendência decrescente do mercado (Figura 2). Já no período entre 2011 e 2015 a taxa nacional manteve-se superior à média europeia, pelo que em 2012 atingiu o máximo observável da série, 13,9%, e desde então que tem sofrido alguma desvalorização, sendo que o mercado, atualmente, se encontra numa fase estacionária (EU Commission, 2019).

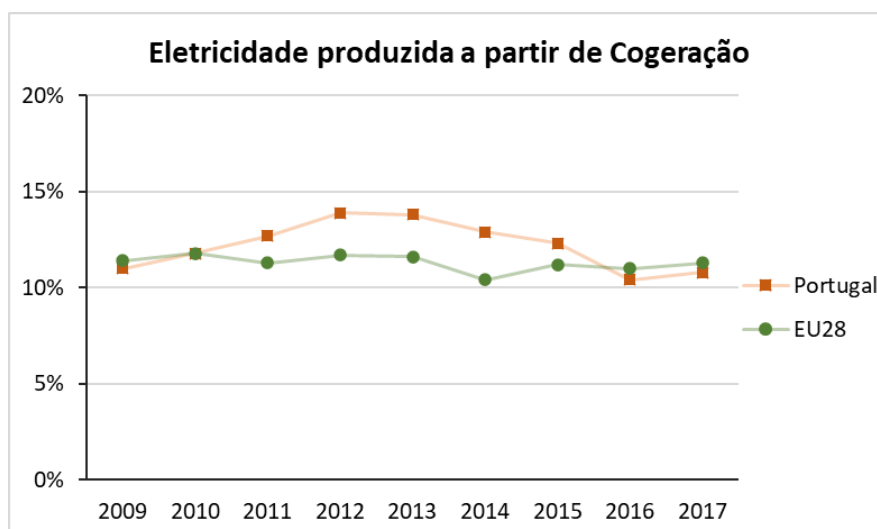


Figura 2 - Comparação evolutiva da taxa de eletricidade produzida a partir de cogeração, em Portugal e nos 28 estados-membros da UE (Fonte: Eurostat, 2019).

Em qualquer indústria que opere com sistemas termoelétricos, é praticamente inevitável a dissipação de calor, uma vez que a produção de energia elétrica gera grandes quantidades de energia térmica/calorífica que acaba, geralmente, por ser libertada para atmosfera, traduzindo-se em perdas energéticas que advém da queima do combustível (Machado et al., 2008). No fundo, o propósito da cogeração recai no aproveitamento da massa de calor perdida durante o processo para gerar energia e aquecer água ou ar, maximizando o rendimento do sistema.

Tradicionalmente, o combustível utilizado nos processos de cogeração é de origem fóssil, como o carvão, gás natural ou derivados de petróleo, que são recursos poluentes e limitados, quando a sua exploração é desmedida. Porém, atualmente é possível recorrer a biomassa como combustível de queima para a produção combinada de calor e energia, o que atribui um carácter ecoeficiente a estes sistemas por possibilitar o uso de recursos renováveis, numa altura em que a procura por opções energéticas mais ecológicas e económicas é cada vez maior.

Segundo dados estatísticos da Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN), em 2018, 52,6% da eletricidade total produzida em Portugal (56 776 GWh) teve origem em fontes de energia renovável, o que revela o forte investimento no sector renovável que o país tem vindo a fomentar, contribuindo ainda para a descarbonização da economia (APREN, 2019).

Porém Portugal ainda continua bastante dependente das importações de energia primária para assegurar as necessidades energéticas do país, pelo que uma aposta em tecnologias de maior rendimento e a substituição da energia importada por energias proveniente de fontes endógenas será primordial para promover um crescimento económico sustentável. Para tal, é essencial a criação de novos apoios que incentivem ao investimento neste sector ou até mesmo a reformular os regimes jurídicos atualmente em vigor, com o intuito de aproximar o consumidor do mercado e favorecer a incorporação de energia renovável, sem comprometer a qualidade e segurança do abastecimento.

Contudo, apesar da crescente aposta vincada para as energias renováveis, inevitavelmente os combustíveis fósseis ainda continuarão presentes no nosso quotidiano por muito tempo, mas de forma cada vez mais limitada devido à sua exploração intensiva e pouco sustentável, pelo que será importante utilizar estes recursos da maneira mais eficiente possível (Covert et al., 2016). Por sua vez, esta premissa implicará ainda avanços tecnológicos que promovam o uso destes combustíveis de uma forma sustentável e económica (Allam et al., 2013). Constata-se ainda aos dias de hoje que um sistema elétrico de grandes dimensões e com elevados consumos, alimentado exclusivamente a partir de fontes de energia renovável, não chega a ser viável do ponto de vista energético, resultando da diversidade dos sistemas de produção de energia e dos respetivos equipamentos que os compõem. Atualmente os sistemas de produção renovável aliam-se à produção térmica convencional para garantir a estabilidade do Sistema Elétrico de Energia. Contudo, reconhecendo as

intermitências características dos recursos renováveis (como períodos noturnos e de céu mais nublado, que afetam a energia solar, ou ventos fracos que fazem abrandar os aerogeradores dos parques eólicos), será recomendável, e mais eficaz, a utilização de combustíveis fósseis em instalações de elevada eficiência e descentralizadas, como é o caso da cogeração, que poderá desempenhar um papel importante na transição energética (J. Lopes, 2010; Moreira, 2014).

Assim, tendo em conta todo o potencial que um sistema de cogeração apresenta, ao reduzido investimento a que se tem assistido neste setor nos últimos anos a nível nacional, assim como o quadro legal pouco consistente, considera-se pertinente uma análise de viabilidade técnica e económica, de forma a identificar os benefícios deste sistema, assim como os pontos fracos que possam inviabilizar a exploração da atividade de cogeração.

## 1.2 O Grupo EDP

O presente estudo foi realizado em contexto empresarial, nas instalações da EDP Comercial, com sede na Boavista, Porto, no departamento B2B (*Business to Business*), na equipa de Desenvolvimento de Negócio.

A EDP Comercial faz parte do Grupo EDP (Energias de Portugal), que é atualmente um dos maiores operadores europeus no sector da energia, presente em 14 países, e líder no mercado ibérico, sendo ainda o maior produtor, distribuidor e comercializador de eletricidade em Portugal, atuando também na comercialização e distribuição de gás.

O Grupo EDP surgiu em 1976 com a junção e nacionalização de 13 entidades do sector elétrico nacional e desde então veio a investir na eletrificação do país, na modernização e extensão das redes de transporte e distribuição, no planeamento e conceção do parque electroprodutor português, no estabelecimento de um tarifário único, bem como na sua internacionalização. Desta forma, há mais de 40 anos que tem estado presente em toda a cadeia de valor da eletricidade e contribuído para o desenvolvimento da economia portuguesa.

A produção de energia em Portugal é compreendida pela produção de energia hídrica e térmica, da qual é responsável a EDP Produção, e eólica, ao cargo da EDP Renováveis. A gestão de redes de distribuição a nível nacional é feita pelo operador de rede de distribuição, neste caso, a EDP Distribuição. Já a comercialização de energia divide-se em mercado livre (EDP Comercial) e em mercado regulado (EDP Serviço Universal). A estrutura organizacional do grupo encontra-se exposta na Figura 3.

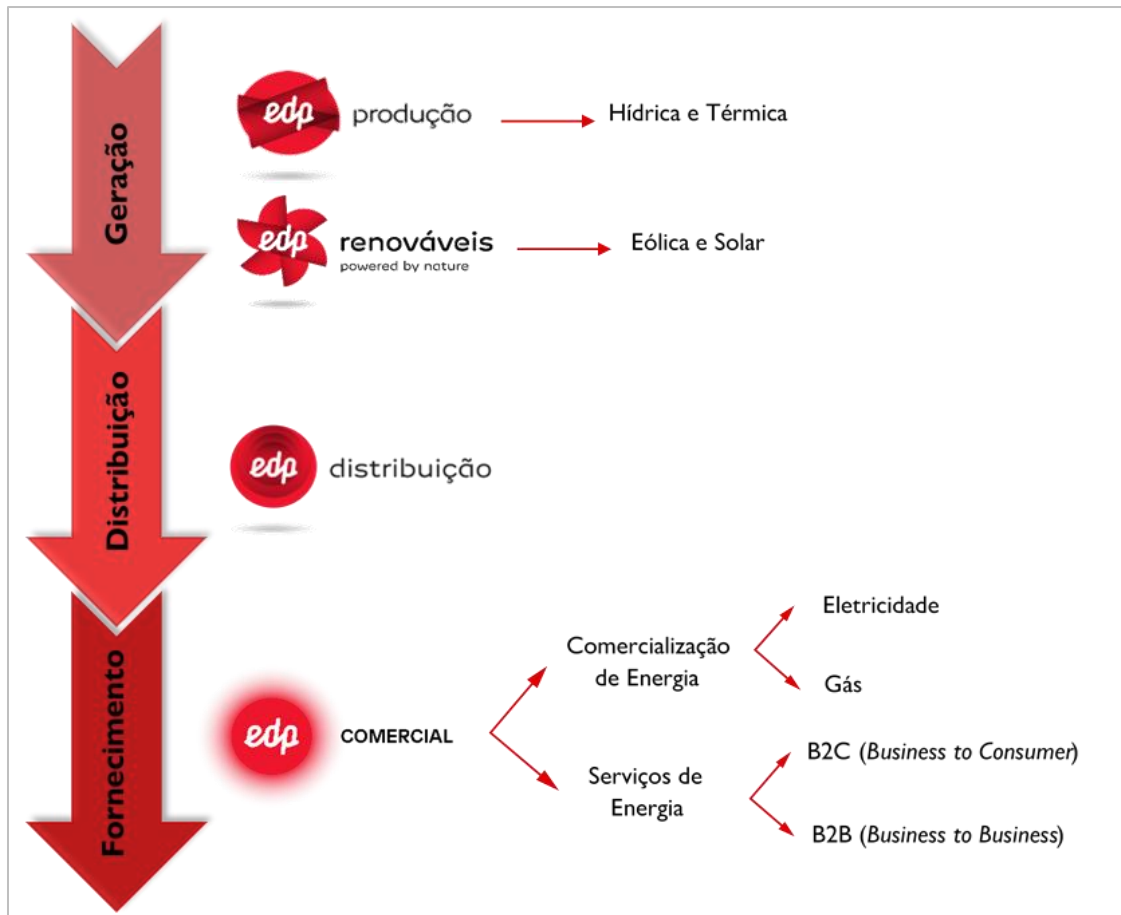


Figura 3 - Quadro-resumo da estrutura organizacional do Grupo EDP.

### 1.2.1 EDP Comercial SA – Departamento B2B

A EDP Comercial, por sua vez, a competir no mercado liberalizado da energia elétrica é segmentada em dois principais sectores, o de Comercialização de Energia, responsável pela venda de gás e eletricidade, e o de Serviços de Energia, que se aplica na criação de soluções comerciais e serviços de apoio a empresas (B2B) e consumidores particulares (B2C – *Business to Customer*). Na Figura 4 apresentam-se as áreas de negócio e atuação dos Serviços de Energia, do segmento B2B. Em cada um dos segmentos existem equipas de Gestão de Obra, Gestão de Ativos e de Desenvolvimento de Negócio, tendo sido o estágio realizado em colaboração, principalmente, com esta última.

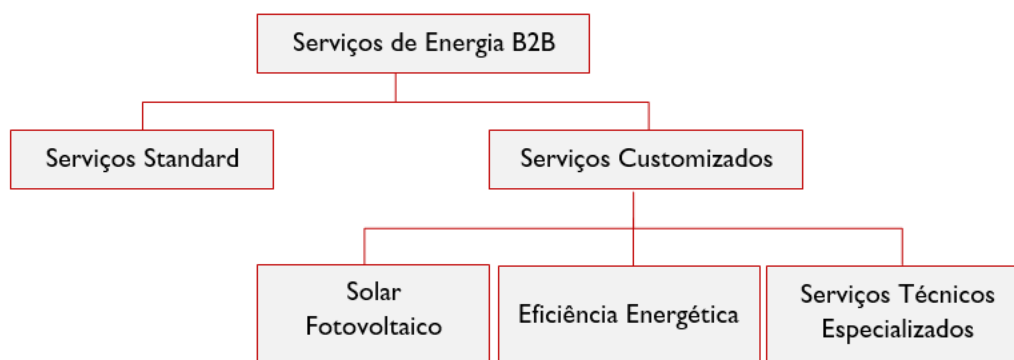


Figura 4 - Áreas de negócio dos Serviços de Energia B2B, da EDP Comercial.

### 1.3 Objetivos

Uma adaptabilidade do enquadramento legal, que vigora atualmente em Portugal, relativamente ao regime de autoconsumo e produção combinada de energia e calor, face à forte adesão a alternativas energéticas mais eficientes e oriundas de fontes de energia renovável, será de especial interesse para um impulsionamento do mercado elétrico nacional, que ainda se encontra pouco desenvolvido nesta vertente.

Assim, com o intuito de avaliar todos os parâmetros que compõem um regime de autoconsumo a partir de cogeração, numa conjuntura técnico-económica, esta análise requer uma identificação pormenorizada dos seguintes aspetos:

- Vantagens e desvantagens de um sistema de cogeração;
- Tipologias de cogeração e respetivas aplicações;
- Situação da cogeração em território nacional e internacional;
- Regime jurídico atualmente em vigor;
- Caracterização das modalidades de autoconsumo e de venda de excedente.

Para melhor compreensão destes pontos, será selecionado um caso prático cujo estudo se debruçou pela aplicação dos vários critérios que compõem uma análise técnico-económica, como será possível observar mais à frente no presente relatório.

### 1.4 Estrutura do Relatório

O presente relatório encontra-se organizado em 6 capítulos.

No primeiro capítulo é feita uma abordagem geral introdutória ao enquadramento da cogeração e do autoconsumo no panorama nacional e internacional, uma contextualização ao tema do trabalho, onde são identificados os objetivos e motivações

que conduziram à realização do mesmo, assim como uma breve apresentação do Grupo EDP e da EDP Comercial, empresa que possibilitou a realização deste estudo.

No capítulo 2 apresenta-se uma análise ao estado da arte dos sistemas de produção combinada de calor e energia elétrica, destacando os seus marcos históricos e o ponto de situação atual, no que diz respeito à evolução da implementação e investimento em tecnologias de cogeração, tanto em Portugal, como outros países que se sobressaem pela sua aplicação.

No terceiro capítulo efetua-se toda uma caracterização dos sistemas de cogeração, desde o seu conceito aos diferentes tipos de tecnologias e aplicabilidade das mesmas, vantagens e desvantagens destes sistemas, assim como o papel que desempenha na indústria. Para finalizar este capítulo, exerce-se uma comparação entre a posição da cogeração relativamente a outras tecnologias de produção de energia.

O capítulo 4 aborda a conjuntura legal da produção combinada de calor e energia em Portugal, examinando o quadro legislativo que a cogeração atravessou, bem como o regime jurídico que se encontra atualmente em vigor.

No capítulo 5 é elaborado um estudo de viabilidade económica de um sistema de cogeração a gás natural incorporado na modalidade de autoconsumo. Este engloba uma primeira fase de identificação de um caso de estudo em concreto, assim como uma explicação da metodologia utilizada. Depois as necessidades térmicas e elétricas e o seu respetivo dimensionamento. De seguida são definidos os pressupostos acompanhados do resultante balanço energético. Sustenta-se ainda este estudo técnico com o subsequente balanço económico, considerando uma estimativa de investimento, tal como os custos e proveitos que advém do projeto.

Por fim, no capítulo 6, é feita uma apreciação crítica global aos resultados obtidos e as conclusões passíveis de reter dos mesmos, assim como são expostas considerações finais e sugestão de trabalhos futuros com interesse para o desenvolvimento desta matéria.

# ESTADO DA ARTE



## 2 ESTADO DA ARTE

Apesar das primeiras aplicações de cogeração terem ocorrido no setor industrial, em Portugal, durante os anos 40, a partir de turbinas de contrapressão, os primeiros registos modernos de uma introdução ao conceito de cogeração ocorriam na Europa e nos Estados Unidos da América no século XIX. Desenvolvimentos de uma tecnologia composta por uma máquina a vapor emparelhada a um eixo fixo com gerador elétrico datam de 1870 (Babus’Haq et al., 1986; DGEG & Universidade de Coimbra, 2016). Este esquema era tendencialmente aplicado em cidades e países de clima frio com elevada densidade populacional, onde as necessidades térmicas são maiores, pelo que a evolução da implementação da cogeração não foi geograficamente equitativa (Junior, 2004).

Anos mais tarde, em 1882, Thomas Edison inaugurava aquela que seria a primeira aplicação direta de produção combinada de calor e energia, ao colocar em funcionamento a central de *Pearl Street Station*, em Nova Iorque, sendo que a eletricidade se destinava à iluminação pública e o vapor produzido era direcionado para o aquecimento de habitações e indústrias nos arredores. Por esta altura, a América começava, assim, a trilhar o caminho para a eletrificação do país. A produção de energia elétrica era maioritariamente in situ em grandes centrais industriais, pelo que, apesar do reaproveitamento do calor libertado ter sido maximizado para implementação nos seus processos e produção autónoma, estas centrais localizavam-se longe dos centros industriais e urbanos, provocando um aumento do preço das linhas de conexão que se tornaram demasiado extensas. Outro ponto crítico foi quando surgiu a criação das grandes centrais de produção termoelétrica, diminuindo o preço da eletricidade, o que levou a que cessassem a sua produção elétrica e comesçassem a comprá-la. O que terá conduzido a uma desvalorização da cogeração e a um retorno da aposta no gás natural e no petróleo, que se encontravam mais baratos (Kolanowski, 1999).

As crises do petróleo que se sucederam em 1973-74 e 1979-80, além de despertarem novas preocupações ambientais e incertezas de reabastecimento, provocaram um aumento drástico do preço do combustível, que direcionou as atenções para a produção de energia nuclear e por cogeração, pelo que, em 1978, o governo americano criou o PURPA (*Public Utility Regulatory Policy Act*). Esta legislação foi vista como um incentivo à produção descentralizada, que integra a cogeração, isto é, as concessionárias eram obrigadas a adquirir o excesso de energia gerada pelas pequenas centrais produtoras, com base nos custos evitados pelas concessionárias. O PURPA veio,

assim, introduzir uma noção de competitividade no mercado de produção elétrica dos Estados Unidos da América (Junior, 2004).

Portugal não foi exceção e o choque petrolífero revelou as fragilidades que o país apresentava ao nível da dependência energética e da segurança do abastecimento, assim como a sua sensibilidade a oscilações no preço dos combustíveis fósseis (Araújo & Coelho, 2013).

Na década de 80, a cogeração sofreu um impulso devido a pressões ambientalistas, incidentes na preocupação face à sobreexploração do petróleo, que resultava em emissões de poluentes atmosféricos devido à combustão de hidrocarbonetos, abrindo caminho para um maior investimento em tecnologias provenientes de fontes de energia limpa (Clementino, 2001). Pela mesma altura, Portugal integrava a Comunidade Económica Europeia, refletindo um forte crescimento económico. Esta progressão da economia nacional traduziu-se num aumento do consumo energético do país, que ainda era colmatado por recurso a carvão, petróleo e gás natural, e na definição de condições de interligação à rede elétrica nacional por parte das unidades de cogeração e dos termos remunerativos para a venda do excedente de energia (Araújo & Coelho, 2013).

Já nos anos 90 assistia-se a um desenvolvimento significativo dos sistemas de cogeração, com a introdução da rede de gás natural em território português, promovendo a criação de novos projetos no sector. A tecnologia que prevalecia no início da década de noventa baseava-se em turbinas de contrapressão a vapor a operar com motores a ciclo de Otto, que foram substituídos por motores Diesel e, mais tarde, seriam instalados motores de explosão e turbinas alimentados a gás natural, que viriam a substituir gradualmente os motores a diesel e fuel (Castro, 2009). Os projetos de cogeração que surgiam eram concebidos para funcionar a pequena e média potência, destinados a indústrias de celulose, química, têxtil, papel, açúcar e derivados de madeira, chegando a totalizar cerca de 530 MWe de potência instalada.

A aposta em sistemas de produção combinada de calor e eletricidade começava a ganhar destaque e apoios por parte da União Europeia, começando pela publicação da Diretiva 2004/8/CE, em fevereiro de 2004, que previa, para os seus estados-membros, uma poupança da energia primária consumida, redução de perdas na rede e das emissões de gases com efeito estufa e ainda determinou que cada estado-membro deveria efetuar um levantamento do potencial de unidades cogeradoras de elevada eficiência no seu país (Diretiva 2004/8/CE). Abrindo-se, assim, caminho para uma maior exploração e integração deste tipo de tecnologias nos mercados de energia, por via de incentivar a que os mesmos aproveitassem ao máximo o potencial energético proveniente da cogeração. Importa ainda referir que, segundo o Artigo n.º 3, Anexo III, desta Diretiva, o conceito de cogeração de elevada eficiência deveria preencher os seguintes requisitos:

- As novas unidades cogedoras deverão permitir uma poupança de energia primária em pelo menos 10%, comparando com os dados de referência para a produção separada de calor e eletricidade;

- A produção das unidades cogedoras de pequena dimensão e de micro-cogeração que permita uma poupança de energia primária pode ser considerada cogeração de elevada eficiência.

Contudo, em Portugal, o processo de integração destas medidas foi lento e pouco premeditado. Em 2010, com a transposição desta Diretiva Europeia, foi estabelecido um regime transitório para as cogerações existentes até à data, mas também as novas regras a adotar nas instalações futuras. No entanto, a Portaria referente ao novo regime tarifário apenas sairia em 2012, o que provocou um atraso nos investimentos privados que ficaram dois anos a aguardar uma definição dos regimes tarifários. Este fator criou uma instabilidade no setor que só começaria a ser ultrapassada nos anos seguintes.

Estima-se que, em 2007, segundo dados da Agência Internacional de Energia (do inglês, *International Energy Agency* – IEA), a capacidade de potência instalada em cogeração, a nível global, situava-se num valor próximo de 330 GW, o que corresponde apenas a 10% da capacidade de produção elétrica mundial. No entanto, alguns países modelares, como é o caso da Dinamarca, Finlândia e Rússia, ascenderam significativamente as suas taxas de produção de energia a partir de cogeração, com valores entre 30% a 55% da produção bruta de eletricidade, como é possível observar na Figura 5 (IEA, 2007).

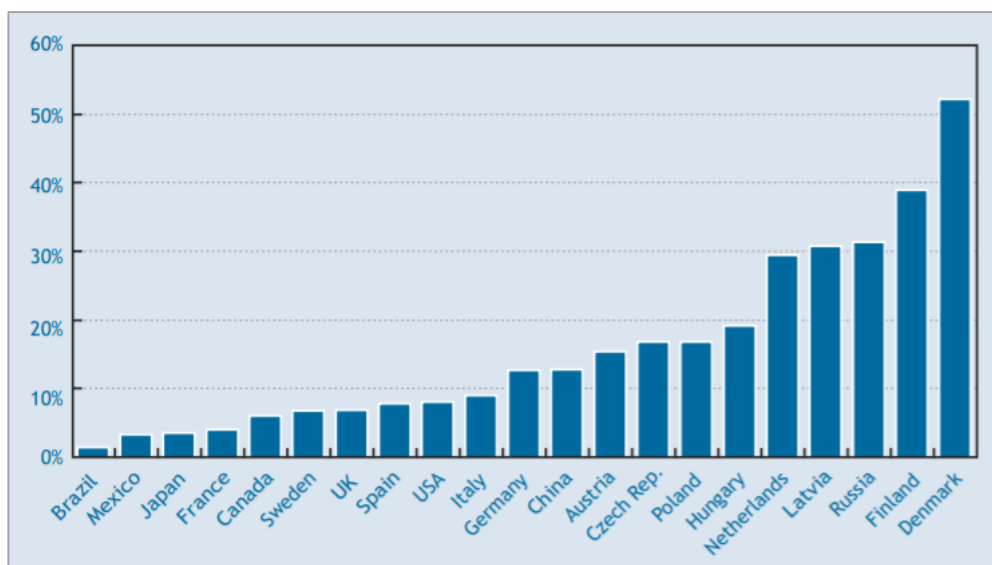


Figura 5 - Taxas de utilização de Cogeração em relação à produção de energia total em 2007 (Fonte: IEA, 2007).

Uma análise ao potencial de evolução de cogeração de cada país apresenta algum carácter complexo, uma vez que está dependente de várias condicionantes, como a progressão das necessidades de calor, frio e energia elétrica nos sectores industrial e residencial, assim como da existência de medidas políticas que visem o incentivo ao investimento neste sistema (Rocha, 2010).

Como é possível depreender ainda da Figura 3, um caso de destaque é a Dinamarca, que se tem revelado como um sólido exemplo de valorização das potencialidades que a

cogeração proporcional. Depois da crise petrolífera de 1973, o país reformulou todos os seus processos de produção de energia utilizados até então, uma vez que verificou que o regime que seguida não era sustentável o suficiente para conseguir suportar flutuações na disponibilidade e preço dos combustíveis fósseis, tendo em conta que importava quase 100% da energia consumida. Como consequência destes eventos, a Dinamarca direcionou os seus esforços para tecnologias de maior eficiência e de produção energética a partir de biocombustíveis, como é o caso da biomassa. Além disso, ainda impulsionou a eficiência energética do país ao investir em sistemas de produção descentralizada, a partir de cogeração, destinados a sistemas de aquecimento centralizado, que veio mais tarde a refletir-se num expressivo crescimento da sua economia acompanhado de uma redução substancial das emissões de dióxido de carbono para a atmosfera (Gerlach, 1991; Mortensen et al., 1992).

Um alicerce importante da estratégia utilizada pela Dinamarca foi ainda a construção de redes extensas de *District Heating and Cooling* (DHC), isto é, o calor seria transportado por tubagens de aço com isolamento térmico de poliuretano e revestimento de plástico que proporcionavam maior resistência à erosão. Estas redes obtiveram uma forte expansão não só em solo dinamarquês como em outros países nórdicos, como é exemplo a Finlândia e a Suécia (Bhattacharya et al., 2016). O propósito destes sistemas recai na recuperação da energia térmica gerada em cogeração e na distribuição do calor, a baixas e médias temperaturas, destinado a aquecimento de ambiente interior, de águas quentes sanitárias (AQS) e/ou de dispositivos de ar condicionado. As multifunções que este sistema apresenta, permite ainda que a entidade consumidora possua *chillers* de absorção e assim transformar a água quente em fria (IEA, 2007).

Os DHC surgem assim, como uma alternativa competitiva e viável, no que diz respeito ao seu rendimento, quando comparados com os sistemas de climatização tradicionais, uma vez que, aliados à cogeração, são capazes de dar resposta às necessidades térmicas e energéticas, com recurso a fontes de energia renováveis, principalmente em instalações com elevados consumos de energia.

Em Portugal existe um sistema de DHC em funcionamento, desde 1998, localizado no Parque das Nações, em Lisboa, que efetua a distribuição de energia térmica, gerada por uma central de trigeração de alta eficiência, pelas estruturas ligadas à rede, proporcionando aquecimento e arrefecimento ambiente AQS. Este sistema, com cerca de 85% de rendimento, dispensa, assim, a instalação dos tradicionais esquentadores ou caldeiras, o que oferece uma maior segurança ao edifício em questão e permite aos seus utentes economizar na fatura energética (Castanheira, 2017). Apesar do país apresentar um forte potencial de implementação destas redes devido ao seu clima temperado, este conceito não têm vindo a ser fomentado na sociedade por se assumir que as necessidades térmicas das cidades portuguesas não justificam a sua instalação por não serem tão elevadas em comparação com os países de clima mais frio, pelo que estes sistemas carecem de um enquadramento legal e de apoios governamentais, sendo a

política energética maioritariamente orientada para os recursos renováveis e não tanto para a eficiência energética.

Em 2004, a União Europeia estabeleceu a Diretiva 2004/08/CE com o intuito de promover a de produção combinada de calor e eletricidade, tendo em conta a procura de calor útil no mercado, exortando cada país integrante a efetuar uma análise do potencial dos sistemas de cogeração de alta eficiência e, em paralelo, garantir procedimentos claros e facilitar o acesso à rede (Lázaro et al., 2006). No mesmo ano foi criado o Programa Nacional para as Alterações Climáticas, aprovado a 31 de Julho, criado com o propósito de quantificar o esforço de mitigação das emissões de poluentes, necessário para o cumprimento dos compromissos assumidos por Portugal, identificando as responsabilidades sectoriais e apresentando um conjunto de políticas e medidas e respetivos instrumentos que permitissem uma intervenção integrada com o objetivo de mitigação das emissões, definindo, ainda, um valor de potência adicional a instalar em cogeração, até 2010, de 800 MWe (Instituto do Ambiente, 2005). Em 2007, o país registava 1.207 MW de potência instalada em cogeração, pelo que esta foi progredindo até que em 2013 registou o valor mais alto de que há registo, contando com 1.915 MW e, desde então, esse valor tem vindo a descer para um nível estacionário nos últimos anos (Figura 6) (COGEN Portugal, 2020).

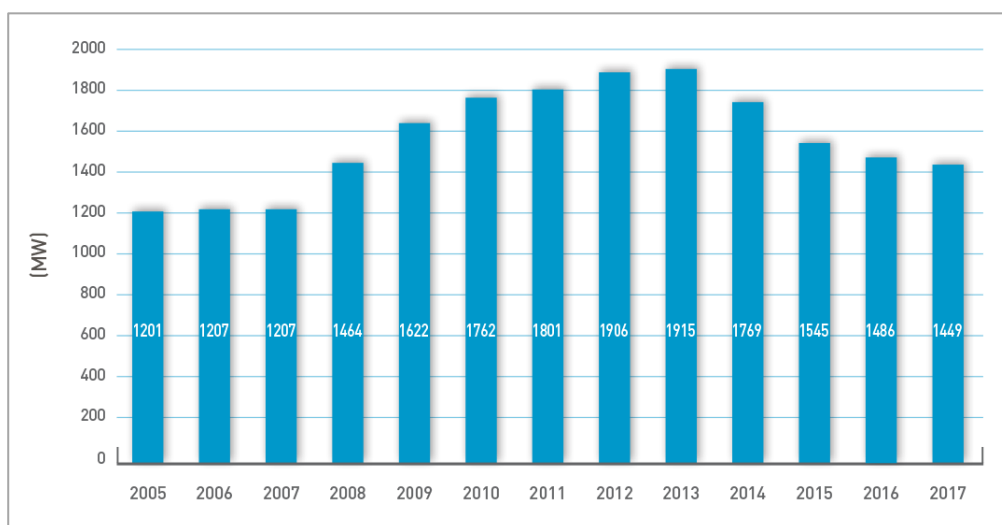


Figura 6 - Evolução da potência instalada em cogeração em Portugal, entre 2005-2017 (Fonte: COGEN Portugal).

A 25 de outubro de 2012 foi publicada a Diretiva Europeia 2012/27/EU, que veio dar ênfase à temática da eficiência energética e definir ações que reforcem as estratégias, dos Estados-Membros, para alcançar os objetivos e propostas definidas no Plano de Eficiência Energética de 2011 e avançar com a transição da descarbonização da economia até 2050. Esta Diretiva determina ainda que cada Estado-Membro efetue um estudo de identificação e avaliação do potencial de cogeração de elevada eficiência e de sistemas de aquecimento e arrefecimento incorporados no conceito de eficiência energética, numa ótica temporal de 10 anos (Soares & Silva, 2014). Em 2016, Portugal

apresentou o relatório, produzido pela Direção-Geral da Energia e Geologia (DGEG), no qual são expostas as principais fontes de energia de cada sector, bem como as suas necessidades energéticas, apresentando as potencialidades ao nível da cogeração em território nacional (DGEG & Universidade de Coimbra, 2016).

O estudo apresentado começa por efetuar uma caracterização do panorama geral de consumos de energia do país, assim como da procura de aquecimento e arrefecimento nos setores Residencial, Agricultura e Pescas, Industrial e Serviços, no período em questão, colmatando com uma análise do potencial económico e uma estimativa de previsão evolutiva do mesmo. De acordo com os dados trabalhados, o estudo indica que em 2014, do total de energia primária consumida (20920 ktep), 44% dessa energia teve como fonte do processo o petróleo, 26% proveniente de energias renováveis, 17% o gás natural e 13% com recurso a carvão (DGEG & Universidade de Coimbra, 2016).

De acordo com o relatório emitido, Portugal apresentava, em 2014, um total de 132 unidades de cogeração ativas, sendo 74% respeitantes ao setor industrial e 26% ao setor dos serviços, maioritariamente localizadas em instalações pertencentes a municípios próximos da zona litoral e ainda 25 centrais termoelétricas ativas com produção anual superior a 20 GWh. O país findava o ano de 2014 com uma potência elétrica instalada de 1759 MW e 4631 MW de potência térmica, o equivalente a um rendimento global energético de 79%. Porém, a carência de informação acerca de projetos de instalações de cogeração futuras, integradas na tipologia definida na Parte II do Anexo I, da Diretiva 2012/27/EU, pode ser explicada à luz da redução dos apoios financeiros nesta área de atividade.

O estudo dá conta que, apesar de ao longo dos anos a promoção da cogeração se ter revelado benéfica para o setor energético e para a economia nacional, o seu aproveitamento ainda se encontrava aquém do potencial dotado por estes sistemas de produção combinada de calor e eletricidade, sugerindo a criação de novos apoios estatais como medida de incentivo à implementação e valorização da cogeração em Portugal, tendo em vista a eficiência energética das instalações, a redução de consumos e necessidades energéticas, tal como apresentar uma posição mais competitiva nos mercados de energia.

Assim, tendo em conta o supracitado, torna-se interessante explorar, de uma forma mais aprofundada, os aspetos característicos da cogeração, identificar as suas mais valias e pontos de melhoria, assim como compreender o que encadeou as reticências face ao investimento e implementação de novos projetos de sistemas cogeração em território nacional.

# A COGERAÇÃO

- 3.1 Conceito
- 3.2 Tecnologias de Cogeração
- 3.3 Vantagens da Cogeração e barreiras à sua aplicação
- 3.4 Panorama Internacional e Nacional
- 3.5 Cogeração versus Outras Tecnologias de Produção Energética



### 3 A COGERAÇÃO

Neste capítulo serão abordados os conceitos associados a um sistema de cogeração, as diferentes tecnologias derivadas do mesmo princípio e a sua aplicabilidade, os benefícios que proporciona, assim como as características competitivas desta solução energética face a outras tecnologias mais utilizadas na indústria.

Será ainda apresentada uma breve exposição da situação atual da cogeração a nível nacional e internacional.

#### 3.1 Conceito

O conceito de cogeração é entendido como o processo de produção simultânea de energia elétrica e calor útil, também denominado por *Combined Heat and Power* (CHP) na literatura inglesa, a partir de uma única fonte, que pode ser renovável, como a biomassa, bioetanol ou biogás, ou de natureza fóssil, como o carvão, gás natural, petróleo e derivados (Figura 7) (Çakir et al., 2012; COGEN Portugal, 2011; Intelligent Energy Europe, 2006; Raj et al., 2011). Ressalva-se ainda que a unidade cogeneradora poderá ser concebida para operar por via de mais do que um tipo de combustível.

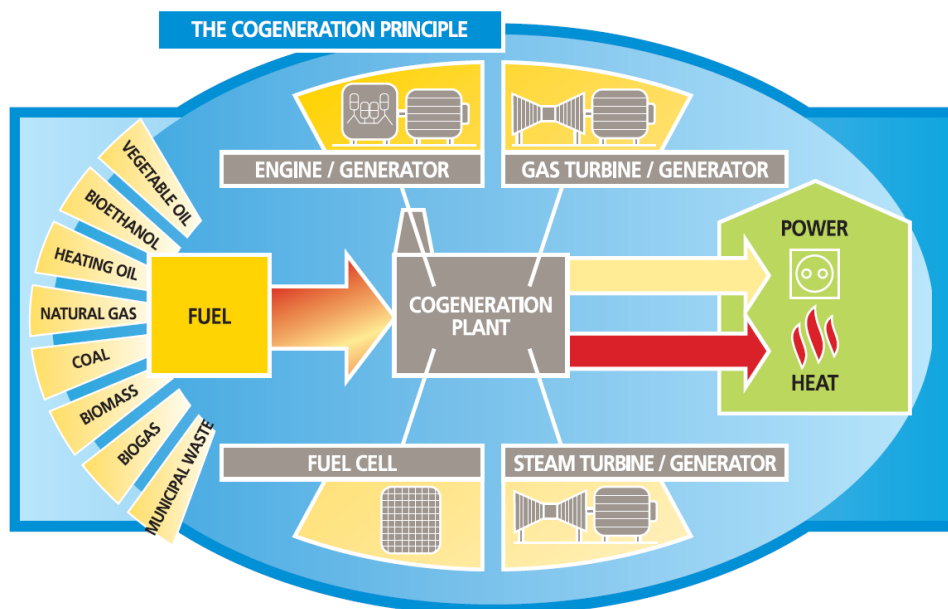


Figura 7 - Esquematização do princípio de funcionamento de uma unidade de Cogeração (Fonte: Intelligent Energy Europe, 2006).

Os processos de conversão de energia são compostos por várias etapas, iniciando a cadeia com a libertação de energia química e, por combustão, esta é convertida em energia térmica que impulsiona a produção de energia mecânica por meio de motores térmicos que, por fim, transformam essa energia em eletricidade. Porém, durante o processo é inevitável a dissipação de calor residual, tendo em conta as leis da termodinâmica, pelo que a energia incorporada no combustível não chega a ser totalmente aproveitada (Kusch, 2017).

Por sua vez, um sistema de cogeração procede ao reaproveitamento do calor residual libertado, integrando-o novamente no processo, produzindo energia térmica a partir deste, e, em paralelo, eletricidade por meio de energia mecânica, colmatando possíveis necessidades térmicas e energéticas do próprio sistema (Kusch, 2017). Em acréscimo, e dependendo dos equipamentos anexados, o sistema é capaz de exercer funções de climatização de espaços, por aquecimento ou arrefecimento do ar ambiente, e ainda produção de água quente ou fria (Trigeração), por meio de *chillers*, como será possível compreender na análise ao seu mecanismo mais adiante no estudo (Çakir et al., 2012; COGEN Portugal, 2011; Kusch, 2017).

Esta é das principais características que fazem da cogeração uma alternativa técnica disponível no mercado com elevado potencial de rendimento energético. Contudo, esta comprovada eficiência só é concretizável se existir um consumidor, nas proximidades, associado à instalação que faça um aproveitamento útil da energia térmica resultante do processo de combustão, podendo ser o próprio promotor da unidade ou terceiros (COGEN Portugal, 2011). Isto porque num cenário de produção com excedente térmica, há constrangimentos quanto ao seu transporte até ao ponto de consumo ao nível das perdas, pelo que deverá percorrer curtas distâncias, de forma a evitar o desperdício dessa energia. O mesmo não se verifica para a energia elétrica, pois a mesma pode ser transportada por longas distâncias, em alta e muito alta tensão, sem acusar perdas excessivas (COGEN Portugal, 2009).

Atualmente a cogeração pode atingir até cerca de 90% de eficiência na conversão de energia, sendo mais comuns sistemas que aproveitam entre 75% a 80% da energia útil contida no combustível, enquanto os sistemas tradicionais de produção de energia apresentam rendimentos entre 35% a 55%. É pois possível afirmar que, do ponto de vista energético, económico e ambiental, a cogeração constitui uma solução mais rentável e competitiva face à produção separada de eletricidade e calor, uma vez que, para produzir a mesma quantidade de energia elétrica e térmica final, uma unidade de cogeração necessita de consumir menos combustível (energia primária), libertando uma menor quantidade de gases poluentes para a atmosfera e, ao valorizar o calor residual, consegue registar uma taxa de perdas inferior ao que se observa nos sistemas convencionais (DOE, 2000; Rosen et al., 2005). Na Figura 8 é possível identificar os principais pontos que distinguem a produção combinada da produção separada de energia elétrica e térmica.

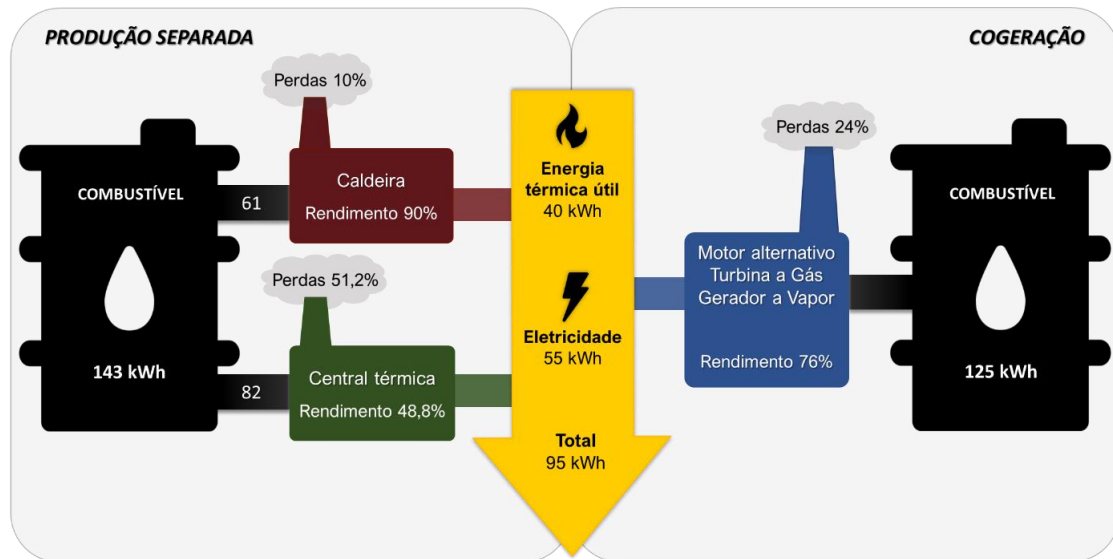


Figura 8 - Balanço energético comparativo entre a produção convencional e a cogeração (Adaptado de COGEN Portugal, 2011).

Aos dias de hoje o mercado dispõe de diversas tecnologias que tomam por base o conceito de cogeração e diferem entre elas pelo seu mecanismo de funcionamento e equipamentos utilizados, sendo relevante compreender cada uma delas em função da sua aplicabilidade.

### 3.2 Tecnologias de Cogeração

Os mecanismos e tecnologias diferem entre si pelo tipo de máquina térmica e pelo combustível que integram. Nas tecnologias utilizadas em cogeração destacam-se as seguintes:

- Ciclo combinado
- Motores alternativos, em ciclo de Otto ou Diesel
- Turbinas a gás
- Turbinas a vapor de contrapressão
- Trigeriação
- Micro-cogeração

As centrais termoelétricas convencionais de maiores dimensões geralmente procedem à conversão de energia por via do ciclo de Rankine, durante o qual a água, que atua como um fluido de trabalho, sofre alterações de fase ao longo do processo termodinâmico, também denominado de combustão interna. Já nas turbinas a gás e nos motores, independentemente do ciclo em que operam, o fluido de trabalho é representado por um gás que experimenta modificações ao nível da sua composição à medida que atravessa o circuito, devido ao efeito da combustão, sendo por isso dispositivos de combustão externa (Castro, 2009, 2011; Sá, 2010).

De acordo com a temperatura a que o calor é fornecido para a produção de eletricidade, genericamente um sistema de cogeração pode ser classificado como sendo de ciclo superior (*topping cycle*) ou ciclo inferior (*bottoming cycle*). No primeiro caso, de que são exemplo as turbinas a gás e de contrapressão, os motores alternativos, geradores de vapor e as pilhas de combustível, a energia elétrica é produzida ao início, através do processo de recuperação de calor gerado pelos efluentes térmicos do grupo propulsor. Já num ciclo inferior o processo começa pela recuperação das perdas de energia térmica de combustão a ser utilizado na produção de eletricidade, como acontece em caldeiras de recuperação (Çakir et al., 2012; COGEN Portugal, 2009; Moreira, 2014).

### 3.2.1 Motores Alternativos

Também denominados por Motores de Combustão Interna (MCI), estas máquinas térmicas alternativas são um tipo de propulsores destinados à produção de energia mecânica, que se dividem em motores de explosão e motores de compressão, que operam segundo um ciclo de Otto e um ciclo de Diesel, respetivamente, dependendo do modo como se processa a ignição do combustível (Sá, 2010). Estes motores apresentam ainda alguns aspetos em comum quanto ao seu funcionamento, nomeadamente:

- Ponto Morto Superior (PMS) – posição extrema do pistão localizada na parte superior do cilindro, que caracteriza o volume mínimo do mesmo;
- Porto Morto Inferior (PMI) – posição extrema do pistão localizada na parte inferior do cilindro, que caracteriza o volume máximo do mesmo;
- Curso de Êmbolo – distância percorrida entre o PMS e o PMI;
- Volume de Admissão – relação volumétrica existente entre o PMS e o PMI;
- Tempo do Motor – tempo de deslocamento do êmbolo entre o PMS e o PMI, derivado da expansão dos gases de combustão;
- Volume da Câmara de Combustão – volume ocupado pela mistura ar/combustível, quando o pistão se encontra no PMS.

A câmara de combustão de um motor alternativo é constituída por um cilindro, uma válvula de entrada ou admissão, responsável pelo controlo da mistura ar/combustível, uma válvula de saída ou de exaustão, que permite a expulsão dos gases resultantes da queima, e uma vela de ignição. Como é possível entender pela Figura 9, dentro do cilindro encontra-se um pistão (ou êmbolo) anexado a uma biela que, articulada com a cambota, é responsável por produzir um movimento rotativo e conseqüentemente retilíneo, do conjunto pistão-biela, no interior da câmara (Barbosa, 2012; Martins, 2006; Moran et al., 2000; Sá, 2010).

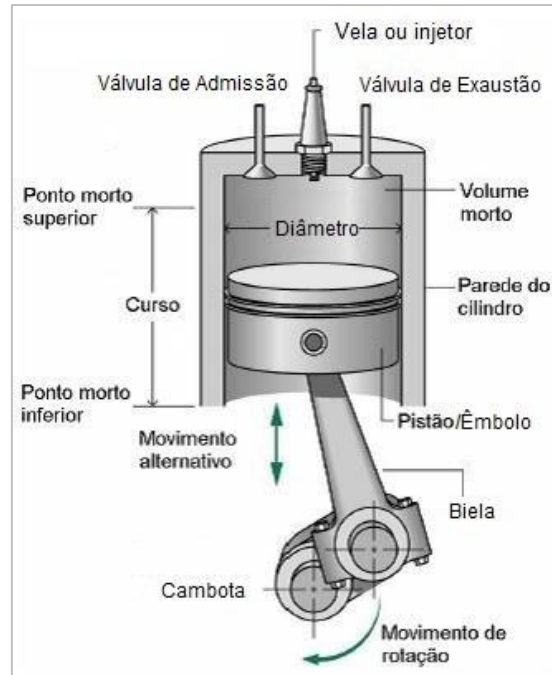


Figura 9 - Estrutura da câmara de combustão de um motor alternativo (Adaptado de Moran et al., 2000).

De uma forma geral, os motores de explosão, ou de ciclo de Otto, seguem um princípio de funcionamento que se baseia num mecanismo de operação em quatro tempos, que corresponde a quatro deslocamentos completos do pistão ou a duas voltas na cambota, podendo ser divididos em tempo de admissão, compressão, explosão e escape. No final de um ciclo, o dispositivo retoma as suas condições iniciais e repete o procedimento (Sá, 2010).

O processo inicia-se com o pistão localizado no ponto morto superior enquanto a válvula de admissão abre e o pistão desloca-se até ao ponto morto inferior, de forma a permitir a entrada da mistura gasosa ar/combustível. Durante esta etapa a válvula de saída encontra-se fechada e a cambota executa meia volta.

O segundo tempo, de compressão, só começa quando a válvula de entrada se encerra, estando o espaço todo ocupado no interior do cilindro pelo gás de mistura, e o êmbolo se encontra no PMI. Nesse momento o pistão dá início ao seu movimento ascendente entre o PMI e o PMS, comprimindo a mistura gasosa. Assim que o pistão está prestes a atingir o PMS, a vela de ignição solta uma faísca que dá lugar ao processo de combustão. No final desta etapa a cambota acaba por dar mais meia volta, completando um período de rotação.

O terceiro tempo, denominado por explosão, tem início imediatamente a seguir à emissão da faísca, que incendeia a mistura gasosa comprimida e provoca a explosão da mesma, obrigando ao pistão a regressar ao PMI e, por conseguinte, que a cambota realize meia volta.

O quarto e último tempo, designado por escape ou exaustão, começa no preciso momento em que a válvula de saída se abre, o pistão se desloca até ao PMS de forma a expulsar os gases provenientes da queima para o exterior. No final desta fase a cambota terá realizado uma última meia volta, totalizando assim duas voltas completas, que correspondem a um ciclo de trabalho (Barbosa, 2012; Castro, 2011; Ramage, 2003; Sá, 2010). Para uma melhor compreensão do processo, na Figura 10 encontra-se representada a sequência dos quatro tempos, que caracterizam um motor de explosão.

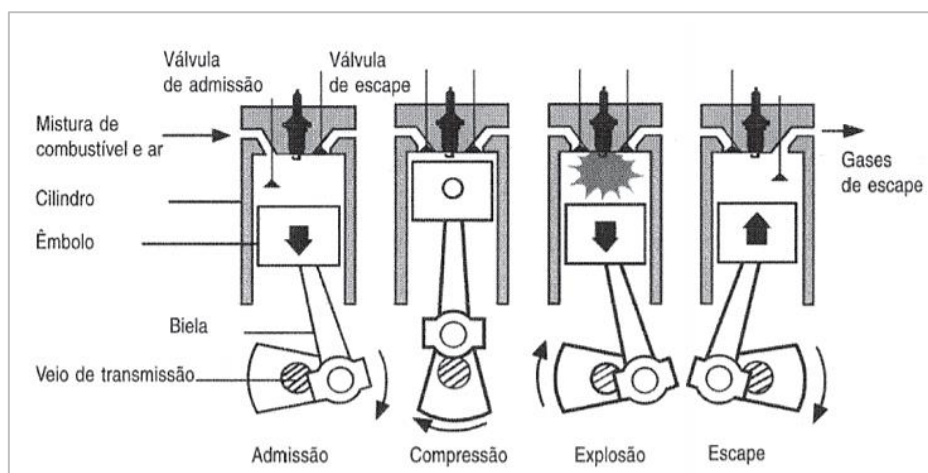


Figura 10 - Representação do funcionamento a quatro tempos de um motor alternativo de explosão (Fonte: Ramage, 2003).

No que diz respeito aos motores de compressão, ou de ciclo de Diesel, são característicos por apresentar um mecanismo de funcionamento a dois tempos, apresentando uma reduzida quantidade de peças moveis, sendo essas mais leves e menos complexas que um motor a quatro tempos em ciclo de Otto. A principal distinção entre estes dois tipos de motores é que, num motor a dois tempos, na fase de admissão, apenas entra ar para o interior do cilindro, ao contrário da mistura gasosa que é admitida nos motores a quatro tempos. Na etapa seguinte do ciclo, o ar atinge níveis de compressão altos o suficiente para elevar a sua temperatura ao ponto de, aquando da subsequente injeção de combustível este acabará por se inflamar por si só, chegando a dispensar o uso de uma vela de ignição (Barbosa, 2012; Castro, 2011; Sá, 2010).

Estes motores apresentam ainda alguma versatilidade quanto ao tipo de combustível que empregam no processo. Quanto aos motores Otto, estes podem funcionar à base de gasolina, álcool, gás natural, bioetanol ou biogás, enquanto os motores Diesel utilizam, geralmente, gasóleo, biodiesel ou óleo diesel como fonte de combustível (Castro, 2011; Sá, 2010).

Nos últimos anos, tem-se assistido a uma crescente aposta nos motores de combustão interna à base de gás natural, assim como a conversão dos sistemas já existentes para este combustível, não só por questões ambientais, mas também por fatores de custo e alto potencial de recuperação das perdas térmicas. Num sistema de cogeração é possível reaproveitar este calor dissipado para produzir água quente ou vapor de baixa pressão, aumentando consideravelmente os rendimentos da instalação,

podendo atingir valores entre 70% e 80%. Ao contrário do que acontece nas turbinas a gás, os gases de exaustão por norma encontram-se a uma temperatura na ordem dos 300 a 400°C, sendo esta uma temperatura bastante inferior que pode provocar constrangimentos de aplicação desses gases em alguns processos industriais. Para um melhor proveito dessa energia térmica, é frequente o recurso a uma fonte adicional de calor, como uma caldeira de exaustão auxiliar, que efetua uma queima secundária (Castro, 2011; DGEG & Universidade de Coimbra, 2016; Sá, 2010).

Na Figura 11 é possível observar o circuito de um sistema de cogeração à base de um motor alternativo, ou de combustão interna. Da aplicação de motores alternativos a gás natural numa cogeração resultam ainda outros benefícios, como é o caso da sua forte tolerância a arranques e paragens consecutivas, breves períodos de arranque e a alta disponibilidade destes sistemas no mercado.

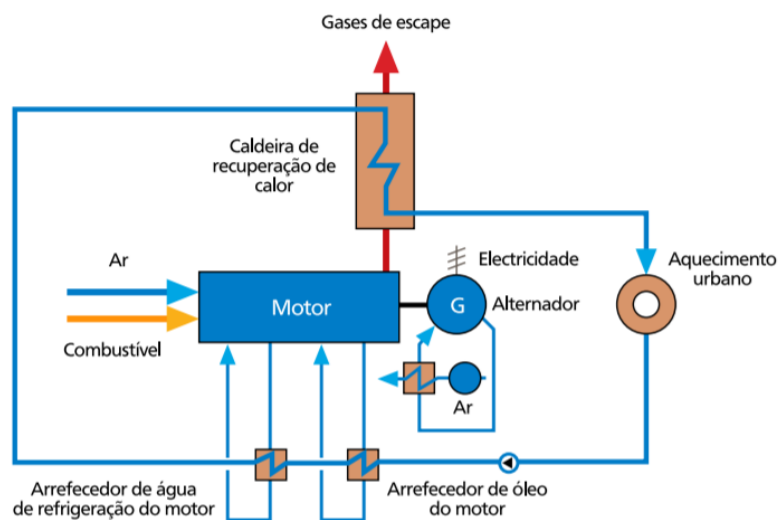


Figura 11 - Esquematização de uma unidade de cogeração baseada na utilização de um motor alternativo (Fonte: COGEN Portugal, 2009).

### 3.2.2 Turbina a Gás

É das tecnologias com maior aplicação em sistemas de cogeração, em instalações de média e alta potência. Quando se fala numa turbina a gás, o seu conceito passa por abranger os equipamentos que lhe estão associados, como um compressor com entrada de ar, uma câmara de combustão e um sistema de exaustão com a devida saída para os gases de escape, sendo por isso, também denominadas por turbinas de combustão, que podem operar em ciclos simples ou combinado. O processo de funcionamento, que tem por base o ciclo de Brayton, inicia-se com a entrada de ar no compressor, onde será comprimido com conseqüente aumento de temperatura, passando de seguida para a câmara de combustão, onde ocorre a queima do ar juntamente com o combustível, a pressão constante, com a posterior passagem/expansão dos gases para as pás da turbina, provocando o seu movimento com a produção de trabalho útil (Figura 12)

(Elnaggar et al., 2015). As turbinas a gás podem ainda recorrer a várias fontes de combustível, além do gás natural, como o gasóleo, propano, fuelóleo, metano, querosene ou biogás.

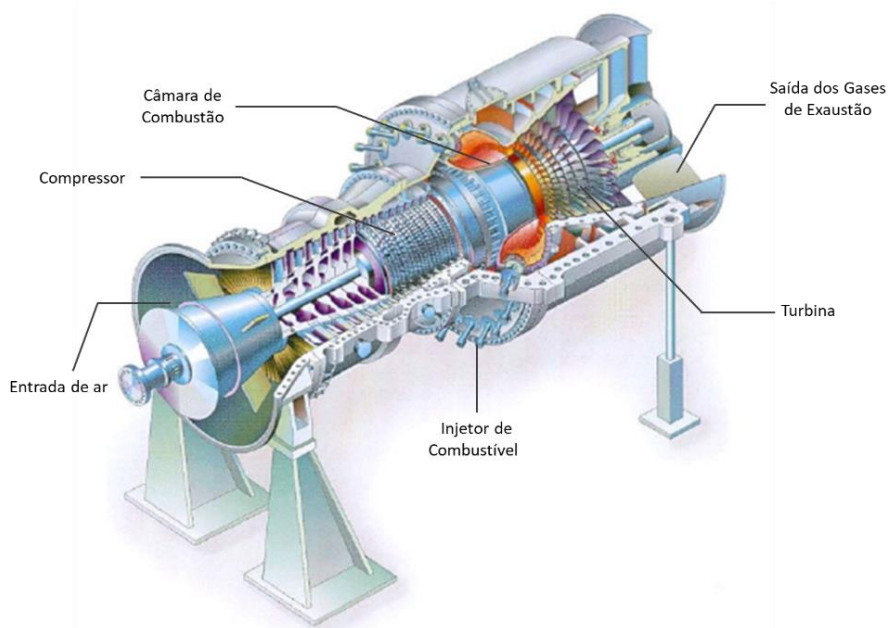


Figura 12 - Constituição de uma turbina a gás, Modelo V94.3A (STG5-4000F) da Siemens (Adaptado de Elnaggar et al., 2015).

À parte da diversidade de fontes de combustível apresentada, as turbinas a gás são dispositivos dotados de arranques instantâneos, de manutenção simples, que registam elevados rendimentos e reduzida taxa de emissão de poluentes. Todavia, são também equipamentos com menor tempo de vida útil, em comparação com outras tecnologias, sendo que os seus rendimentos diminuem quando se utilizam cargas parciais, assim como a eficiência do sistema baixa quando as necessidades térmicas do processo são relativamente diminutas que não compensa a sua utilização (Barbosa, 2012; Castro, 2011; Sá, 2010).

Ao contrário do que acontece num circuito aberto, em que os gases de exaustão são rejeitados para a atmosfera, em circuito fechado existe um recuperador de calor que permite aproveitar o calor desses gases, que se encontram a elevadas temperaturas (500-600°C), para produção de vapor ou aquecimento de água, ao aplicar o conceito de cogeração. Assim, além da produção de eletricidade, é possível adaptar o sistema para a produção simultânea de energia térmica, maximizando a eficácia do processo (Barbosa, 2012; Castro, 2011; Sá, 2010). A partir da Figura 13 é possível obter uma melhor compreensão do funcionamento de um sistema de cogeração à base de uma turbina a gás.

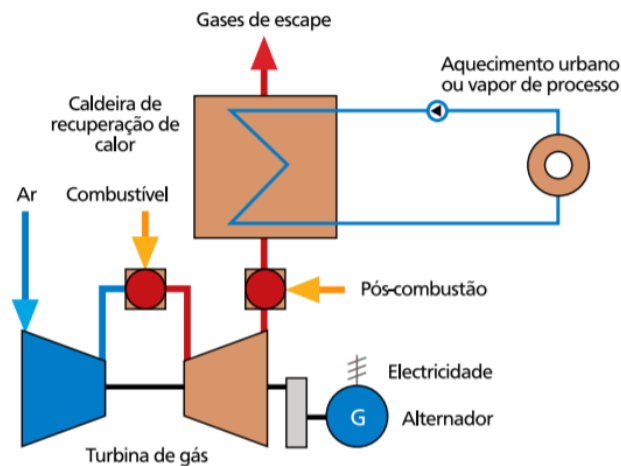


Figura 13 - Esquemática de uma unidade de cogeração baseada na utilização de uma turbina a gás (Fonte: COGEN Portugal, 2009).

### 3.2.3 Turbina a Vapor

As turbinas a vapor são uma das tecnologias mais utilizadas para a produção de energia elétrica, principalmente em centrais térmicas convencionais, alimentadas a carvão ou fuelóleo, e centrais de ciclo combinado, que operam a gás natural. De um modo geral, uma instalação que utiliza este sistema, cujo princípio de funcionamento pode ser explicado à luz do ciclo de Rankine, é composta por uma bomba de água, uma caldeira, pela turbina a vapor e um condensador (Sá, 2010).

Em termos convencionais, as turbinas maioritariamente empregues são de condensação. O seu processo inicia-se pela queima de combustível que vai converter a água no interior da caldeira em vapor saturado de elevada pressão. Posteriormente este vapor passa para a turbina, onde será expandido, e, por conseguinte, é rejeitado a baixa pressão para um condensador onde, tal como o nome indica, se processará a condensação do vapor (Castro, 2011; Sá, 2010). Este equipamento encontra-se essencialmente dimensionado para a otimização do rendimento elétrico de um sistema, podendo atingir valores de eficiência entre 30% a 35% (Boyce, 2012).

Por sua vez, num sistema de cogeração as turbinas aplicadas são de contrapressão, ou de não-condensação, a partir das quais o vapor de exaustão gerado pela turbina sai quase à pressão atmosférica e é diretamente direcionado para o processo industrial (Sá, 2010). Na Figura 14 é possível compreender melhor como se processa o circuito de uma instalação de cogeração à base de uma turbina a vapor.

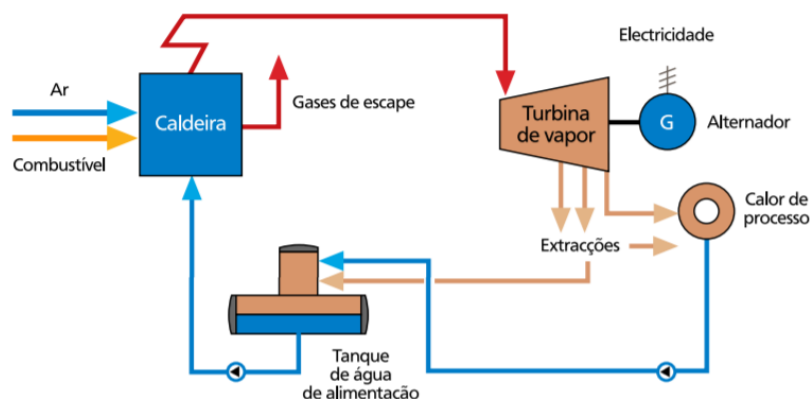


Figura 14 - Esquematização de uma unidade de cogeração baseada na utilização de uma turbina a vapor de contrapressão3 (Fonte: COGEN Portugal, 2009).

Apesar do elevado custo de investimento inicial e do demorado tempo de arranque, algumas mais valias que estes equipamentos apresentam residem no seu longo período de vida útil, quanto maior for a sua potência, maior será o rendimento da instalação, reduzidos custos e pouca necessidade de manutenção, sendo suficiente uma paragem anual (Barbosa, 2012; Sá, 2010).

### 3.2.4 Ciclo Combinado

As centrais de produção energética a ciclo combinado são das tecnologias mais eficientes, a nível mundial, a operar nas redes de energia, com valores de rendimentos que variam entre 45% e 57%. Um sistema que trabalha em ciclo combinado é característico pela conjugação de uma ou mais turbinas a gás que ativam os respetivos alternadores, procedendo à recuperação do calor dos gases de exaustão para produzir vapor a alta pressão, que será expandido numa turbina de vapor, que efetuará a produção subsequente de energia elétrica (COGEN Portugal, 2009).

O princípio de funcionamento destes sistemas passa pela combinação dos ciclos de Brayton e Rankine, isto é, a turbina a gás atua como um ciclo superior e a turbina a vapor como ciclo inferior em conjunto com um recuperador de calor. O termo “combinado” advém da condição de se conjugarem dois ou mais ciclos num processo (Boyce, 2012).

A aplicação destes sistemas com alimentação a gás natural, no sector industrial de produção de energia, pode ser bastante interessante e atrativo, tendo em conta que (Boyce, 2012):

- estas centrais conseguem uma eficiência situada entre 50% a 60%, bastante elevada comparado com as aplicações convencionais com o mesmo fundamento;

- prevê-se que este tipo de centrais venha substituir as tradicionais centrais a carvão nos próximos anos, com vista à redução de emissões de CO<sub>2</sub>;
- são centrais com impacte ambiental mais reduzido, em comparação com as principais tecnologias mais utilizadas no sector da energia;

A integração deste tipo de tecnologia em unidades de cogeração permite maximizar a produção de energia elétrica, assim como, a partir de recuperadores de calor, produzir energia térmica (Figura 15).

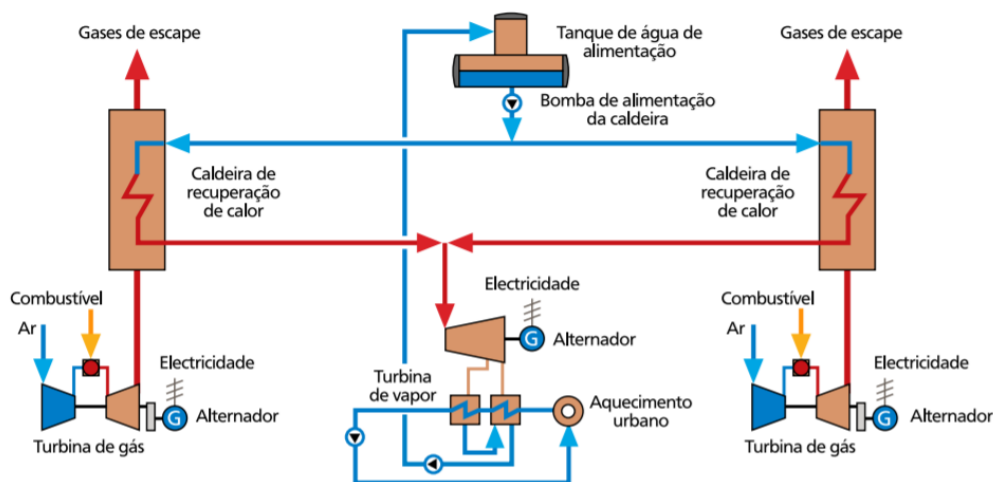


Figura 15 - Esquemática de uma unidade de cogeração com base no princípio de ciclo combinado (Fonte: COGEN Portugal, 2009).

### 3.2.5 Micro-cogeração

A micro-cogeração, de uma forma genérica, surge como um processo de cogeração em menor escala, cujo conceito, apesar de pouco consensual, integra diversas tecnologias, como micro-turbinas, pequenos motores de combustão interna, pilhas de combustível, motores Stirling, ciclos orgânicos de Rankine, entre outras, que se encontram, normalmente, ligadas à rede por baixa tensão. Alguns destes dispositivos são considerados como tecnologias emergentes, como é o caso dos motores Stirling e das pilhas de combustível, que são ainda recentes no mercado, mas cujo potencial se tem vindo a comprovar (Barbosa, 2012; Castro, 2009, 2011; Moreira, 2014; Sá, 2010).

No caso das pilhas de combustível, estas produzem energia elétrica com recurso a um processo eletroquímico, em que um combustível com um certo teor em hidrogénio, como gás natural ou metanol, reage com o oxigénio do ar para gerar vapor de água e corrente elétrica (Figura 16). Este sistema consegue obter altos valores de rendimento, uma vez que dispensa a etapa de conversão da energia química, contida no combustível,

em energia mecânica para a produção de eletricidade, como acontece nas máquinas térmicas convencionais (COGEN Portugal, 2009).

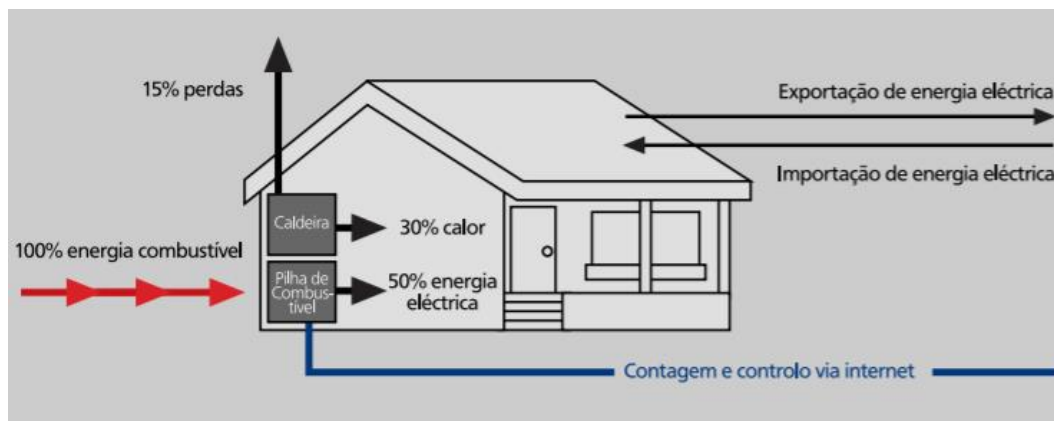


Figura 16 - Esquemática de uma unidade de cogeração com pilha de combustível no setor doméstico (Fonte: COGEN Portugal, 2009).

Comumente estas tecnologias de micro-cogeração encontram-se associadas a pequenos serviços e ao sector residencial, nomeadamente para aquecimento de águas e ambiente. A favor destas tecnologias tem-se ainda, do ponto de vista ambiental, a reduzida emissão de poluentes graças ao aproveitamento do calor útil recuperado durante o processo de cogeração que evita um consumo adicional de combustível para a produção dessa energia térmica (COGEN Portugal, 2009). Do ponto de vista económico, entenda-se que quanto maior é a eficiência de um sistema, menores serão as necessidades/consumos energéticos, reduzindo, por sua vez, os custos associados à utilização da energia primária.

### 3.2.6 Trigerção

Além da produção combinada de calor e eletricidade, também é possível produzir frio, designando-se o processo por trigerção. Esta é uma tecnologia que integra sistemas de cogeração combinados com *chillers* de absorção, dispositivos cuja função é arrefecer a água, até uma temperatura entre 5 a 10°C, a partir de um ciclo termodinâmico (Perrone et al., 2018; Silva & Costa, 2012). Estes sistemas conseguem obter igualmente bons resultados ao nível da eficiência do sistema, tendo em conta o esquema apresentado na Figura 17.

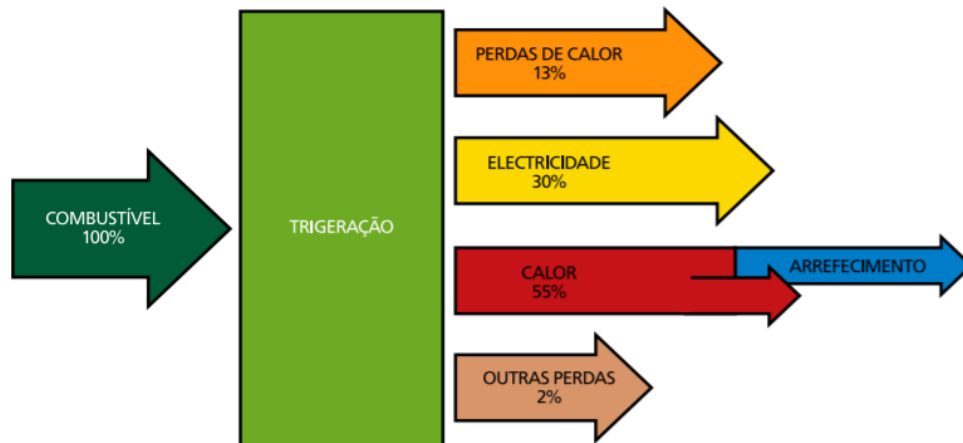


Figura 17 - Diagrama de Sankey para um sistema de trigeriação (Fonte: COGEN Portugal, 2009).

De forma a obter calor a baixas temperaturas, os sistemas de trigeriação devem produzir água gelada com recurso a *chillers*, equipamentos de refrigeração que utilizam calor residual como fonte de energia primária (CEEETA, 2001; Hwang, 2004). Existem três tipos de *chillers*:

- Chiller de compressão – utiliza um compressor mecânico, ativado por um motor elétrico, sendo também responsável por um aumento de pressão durante uma fase do ciclo termodinâmico;
- Chiller de absorção – podem dividir-se em *chillers* de absorção de ignição direta ou indireta. No primeiro caso, o calor é produzido pela queima direta do combustível, enquanto no segundo caso, o calor essencial ao processo é proveniente de vapor de baixa pressão, água quente ou gases de combustão.
- Chiller de adsorção – aproveitamento do calor que seria rejeitado durante o processo. Estes aparelhos utilizam apenas água como refrigerante e um gel de sílica como adsorvente;

Quanto à sua composição, um *chiller* de absorção é constituído por um evaporador, um absorvedor, um gerador e uma bomba. O mecanismo inicia-se na secção do evaporador, onde a água que passa nos tubos é arrefecida até à temperatura que se pretende, enquanto o fluido refrigerante se evapora à medida que absorve o calor da mesma. De seguida, o vapor de água é absorvido por uma substância absorvente (brometo de lítio ou amoníaco), sendo o calor libertado durante esse processo aquando da passagem dos tubos de água pelo absorvedor. Já bombeado para o gerador, aí sucede-se a separação da substância absorvente do vapor de água, sendo este último condensado posteriormente (CEEETA, 2001). Um exemplo de aplicação destes dispositivos é destacado na Figura 18.

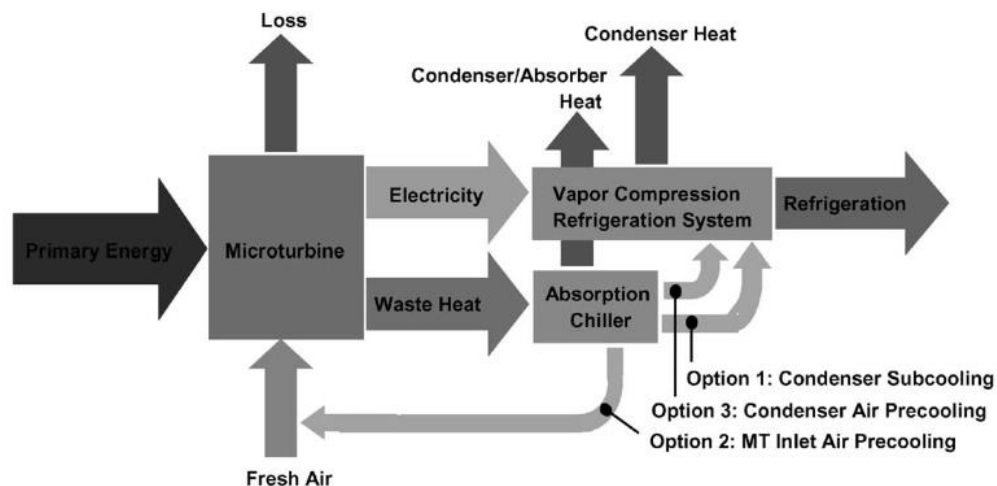


Figura 18 - Esquema de aplicação de um *chiller* de absorção integrado no mecanismo de uma micro-turbina (Fonte: Hwang, 2004).

### 3.3 Vantagens da Cogeração e barreiras à sua aplicação

Depois de exposto o conceito de cogeração e as tecnologias que engloba, segue-se uma análise aos benefícios e potencialidades que a sua aplicação proporciona, assim como aos entraves com que este sector de atividade tem vindo a deparar-se.

Além da vantagem fulcral que a cogeração apresenta, altos rendimentos com dupla produção de energia, existe também aspetos económicos, ambientais e sociais que se revelam como pontos a favor desta tecnologia.

Uma realidade das centrais de produção de energia elétrica convencionais é a efetiva rejeição de calor para um meio frio (mar, rio ou atmosfera), que ocorre durante o processo, chegando a representar entre 45 e 47,5% de energia não aproveitada. O que por sua vez não se verifica numa central a cogeração, que procede à valorização do calor que seria desperdiçado, para produzir energia térmica, conseguindo uma maior rentabilidade quanto à energia primária aproveitada do combustível (COGEN Portugal, 2011).

Ao realizar o devido aproveitamento do calor libertado durante o processo de produção de energia, a cogeração consegue obter altos rendimentos, com valores próximos dos 90%, enquanto gera dois produtos finais, colmatando as necessidades energéticas da instalação (Kusch, 2017). O aumento da eficiência do sistema permite que, ao produzir energia térmica e elétrica a partir de uma só fonte, exista uma poupança não só de energia primária, mas também uma redução das emissões poluente atmosféricas, evitando, assim, que se consuma mais combustível num processo adicional para produzir esse mesmo calor útil (Ferreira et al., 2014). Ao diminuir as necessidades de consumo de combustível, por sua vez os custos associados à utilização de fontes de energia primária também sofrem uma redução significativa, o que confere

um carácter competitivo no mercado com a diminuição da dependência energética (COGEN Portugal, 2011). Por conseguinte, ao necessitar de menos combustível para produzir a mesma quantidade de energia, há também uma redução nas emissões de gases com efeito de estufa, nomeadamente de CO<sub>2</sub> (Giaccone & Canova, 2009; Renedo et al., 2006; Rosen, 2009).

Com o acréscimo da possibilidade do autoconsumo, o consumidor deixa de estar dependente da energia fornecida pela rede, uma vez que pode optar por consumir a própria energia que produz. Isto permite então diminuir as perdas na rede, pela proximidade da fonte ao ponto de consumo, garantindo uma melhor qualidade da energia e uma maior segurança no abastecimento. Adicionalmente, a instalação não será afetada por falhas ou apagões na rede elétrica, por não consumir diretamente da mesma, mas poderá usufruir desta em situações de manutenção ou avaria do sistema (Burcu Ozkan et al., 2012).

Os setores de atividade, cujas elevadas necessidades térmicas viabilizam a instalação de um sistema de cogeração, correspondem a indústrias ou serviços, de que são exemplo as áreas de atividade de refinaria, petroquímica, pasta e papel, cerâmica, têxtil e alimentar. Podendo estar também associada a edifícios de grandes dimensões que recorrem a climatização centralizada, como hospitais, centros comerciais, escritórios, supermercados, entre outros (COGEN Portugal, 2009, 2011; Williams, 1978).

Posto isto, a aplicação da cogeração pode ser vista como uma potencial medida de impulsionar o aumento da eficiência energética, não só de uma instalação, mas também do país, contribuindo ainda para o cumprimento das metas estabelecidas pela União Europeia (Kusch, 2017). Contudo o extenso e disperso contexto jurídico que regulamenta a atividade de cogeração, nomeadamente em Portugal, constitui, não tanto atualmente, mas mais no passado, uma barreira aos novos investimentos neste tipo de projetos. Para melhor compreensão, no capítulo 4 será feita uma análise ao enquadramento legal da cogeração, às normas técnicas, regime remuneratório, legislação ambiental e o comércio de emissões.

Outros aspetos que podem ser menos positivos residem no elevado custo de investimento inicial que uma instalação deste tipo exige e na dependência do preço do combustível por parte destes sistemas, isto é, se este último fator não for devidamente considerado na remuneração da energia legalmente aplicável, poderá inviabilizar o funcionamento das centrais existentes ou das futuras unidades a ser projetadas, sendo, por isso, necessário ponderar este fator, de forma a garantir retorno do investimento.

### 3.4 Panorama Internacional e Nacional

Desde a publicação da Diretiva Europeia 2004/08/CE, e da sua homóloga, a Diretiva 2012/27/UE, que os Estados-Membros da UE se têm vindo a comprometer a

incrementar o potencial de cogeração no seu território, através de programas e planos estratégicos, por forma a incentivar a criação de oportunidades de apoio ao investimento da atividade de cogeração de elevada eficiência no seu país, com vista a diminuir a sua dependência energética, a reduzir as emissões de poluentes atmosféricos, a obter economias consideráveis na poupança de energia primária e otimizar e maturar os sistemas e tecnologias de produção termoelétrica.

Com o aumento da procura de energia útil, a América começou a construir centrais de elevada escala alimentadas a carvão e cujo dimensionamento não era apropriado para áreas mais urbanas e, por sua vez, quando maior a distância ao ponto de consumo, maiores serão as perdas térmicas no transporte (Kusch, 2017). Já em 2013, os Estados Unidos apresentavam mais de 4100 centrais de cogeração no país, traduzindo-se numa capacidade instalada de produção de energética de 82 GW, com predominância em gás natural como fonte de alimentação do sistema. Das centrais ativas à data, 87% estavam integradas em aplicações industriais em empresas com consumos intensivos, nos setores da refinaria, processamento alimentar, fabrico de metais, indústria química e do papel (Hedman et al., 2013).

De um modo geral, considerando a média dos últimos anos, a UE não tem demonstrado nem um crescimento gradual nem um declínio significativo no que toca à cogeração, sendo que, no período 2009-2017, a taxa de produção de eletricidade através destes sistemas oscilou entre 10,4% e 11,8% (EU Commission, 2019). Estas flutuações são “normais”, no sentido em que a situação varia em cada país, diferindo no enquadramento legal e tipos de apoios financeiros desta atividade, com níveis de desenvolvimento tecnológico diferentes, densidade populacional variável e custos de combustível distintos, entre outros. Porém, individualmente, há países que têm evoluído substancialmente nesta área, como é o caso da Alemanha que é o Estado-Membro com a maior capacidade instalada em cogeração.

Dados recentes revelam que, em 2017, a União Europeia (com 28 Estados-Membros) apresentava cerca de 407,8 GW de capacidade de potência instalada em sistemas de produção combinada de calor útil e eletricidade, com 122 GW correspondentes à energia elétrica e 285,8 GW à energia térmica. Países como Letónia, Dinamarca, Finlândia, Lituânia e Holanda registaram uma gama de valores entre 26,8–38,1% quanto à taxa de produção total de eletricidade do país a partir de cogeração (EU Commission, 2019). Estes valores indicam que, apesar de a Europa estar num bom caminho para impulsionar este sector, ainda existe muita potencialidade por explorar.

De acordo com o relatório da análise do potencial da cogeração em Portugal, levada a cabo em 2016, a partir do mapeamento das necessidades energéticas, destacam-se Setúbal, Porto, Lisboa, Coimbra e Aveiro como os distritos de maiores consumos energéticos (zonas próximas do litoral), no que diz respeito ao sector industrial (com 67,1% de necessidades de calor), quanto à procura de aquecimento/arrefecimento, relativamente aos dados de 2014. Nesse mesmo período, o relatório dá conta da falta de informação quanto a projetos para futuras instalações de cogeração, o que se

identifica como sendo uma possível consequência da crise económica que o país atravessou nos anos anteriores, que por sua vez conduziu a uma redução dos incentivos por parte do Estado a partir de 2011 (DGEG & Universidade de Coimbra, 2016).

No final de 2018, Portugal registava um total de 110 centrais de cogeração em atividade, sendo que 68% do combustível utilizado era de origem não renovável (gás natural) e 85% das mesmas se encontravam interligadas à rede elétrica em Média Tensão. Estes dados indicam que as unidades cogedoras estão maioritariamente associadas a pequenas e médias empresas, cujos consumos térmicos justificam a implementação deste tipo de tecnologia, como é o caso de indústrias de produção de papel e pasta de papel, têxtil, química e petroquímica (COGEN Portugal, 2019).

Atualmente, das tecnologias de cogeração mais recorrentes em Portugal, destacam-se a turbina a gás, o motor a gás e a biomassa. Cada uma das tecnologias apresenta diferentes especificidades técnicas ao nível do desempenho, sendo dimensionada consoante as necessidades da instalação (Figura 19). Contudo, um aspeto comum a todas elas incide na elevada eficiência energética global, conseguindo um aproveitamento útil da energia primária em cerca de 80% (COGEN Portugal, 2020).

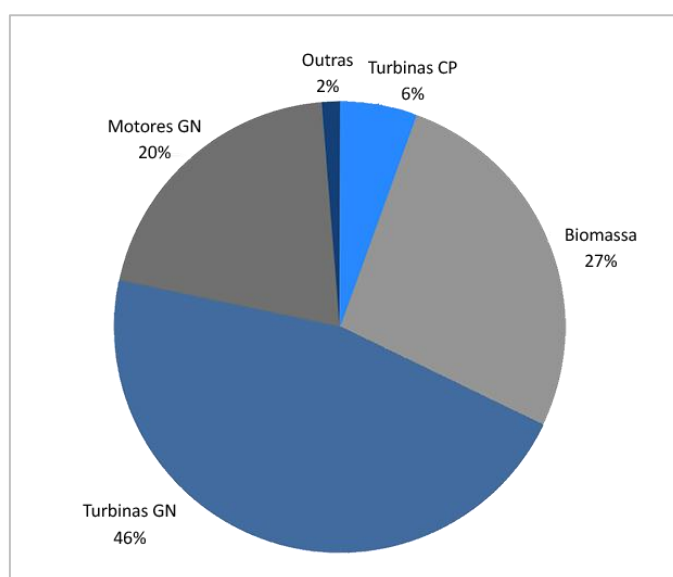


Figura 19 - Taxa de utilização das principais tecnologias de cogeração em 2016 (Fonte: COGEN Portugal, 2020).

O rendimento térmico médio do parque electroprodutor português é cerca de 40%, o que se traduz num desperdício de cerca de 60% da energia contida no combustível. Por sua vez, estes valores traduzem-se em dependência energética, pela necessidade de despender uma maior quantidade de combustível para produzir a energia térmica em falta noutros processos, que fora rejeitada (COGEN Portugal, 2011). Com um incremento dos apoios governamentais para a atividade de cogeração, Portugal conseguiria não só benefícios internos com a poupança energética e melhoria da eficiência dos seus sistemas de produção termoelétrica, como vantagens competitivas nos mercados de

energia internacionais, resultados de uma utilização cada vez mais racional e sustentável da energia (Brito & Neves, 2013).

### 3.5 Cogeração *versus* Outras Tecnologias de Produção Energética

A aplicação do conceito de cogeração revela um caráter competitivo no mercado face aos mecanismos, convencionais e emergentes, usados para a produção de energia, não só pela sua flexibilidade de fonte de alimentação (renovável ou não renovável), mas também pelos elevados rendimentos que consegue atingir quando a sua instalação se enquadra numa unidade cujas necessidades energéticas assim o justificam.

Tradicionalmente, a energia elétrica pode ser produzida em centrais termoelétricas, por via de turbinas ou motores, em centrais hidroelétricas, através da energia cinética da água que aciona uma turbina hidráulica, ou através do aproveitamento da energia libertada na fissão de núcleos atómicos, em centrais nucleares (Vázquez, 1974). Porém, a produção de eletricidade por estes processos implica, inevitavelmente, perdas. Isto acontece tanto em mecanismos de produção convencional como em tecnologias de produção renovável. Exemplos disso são a produção de energia geotérmica, gerada a partir do calor do interior da Terra, cuja eficiência de conversão varia em cada central, dependendo de diversos fatores que podem condicionar a elevadas perdas térmicas, e a produção de energia a partir de painéis fotovoltaicos, com células a atingir, em laboratório, valores de eficiência de conversão energética de 25,6% e 46,5% (células de silício monocristalino e células concentradas de multijunção, respetivamente), sendo que a restante energia é perdida, sob a forma de radiação solar refletida de novo para a atmosfera (Sampaio & González, 2017; Zarrouk & Moon, 2014).

É a evidência de a cogeração ser capaz de valorizar as perdas, sobretudo térmicas, que torna a sua aplicação vantajosa ao nível económico, ecológico e energético face a outras tecnologias de produção de energia.

Além do supracitado, aquando da projeção de uma instalação de produção combinada de energia térmica e elétrica, é ainda necessário compreender o quadro legislativo pelo qual esta atividade é regulada.

# ENQUADRAMENTO LEGAL

4.1 Regulamentação Energética

4.2 Regulamentação Ambiental



## 4 ENQUADRAMENTO LEGAL

No presente capítulo procede-se a uma análise do enquadramento legal vigente, no passado e no presente, em Portugal, que regula a atividade de cogeração, partindo da legislação europeia que esteve na base do regime jurídico nacional. De forma a proporcionar uma interpretação mais genérica do contexto jurídico a ser abordado de seguida, o quadro da Figura 20 ilustra uma distribuição categórica dos principais eventos políticos marcados pelas peças legislativas analisadas.

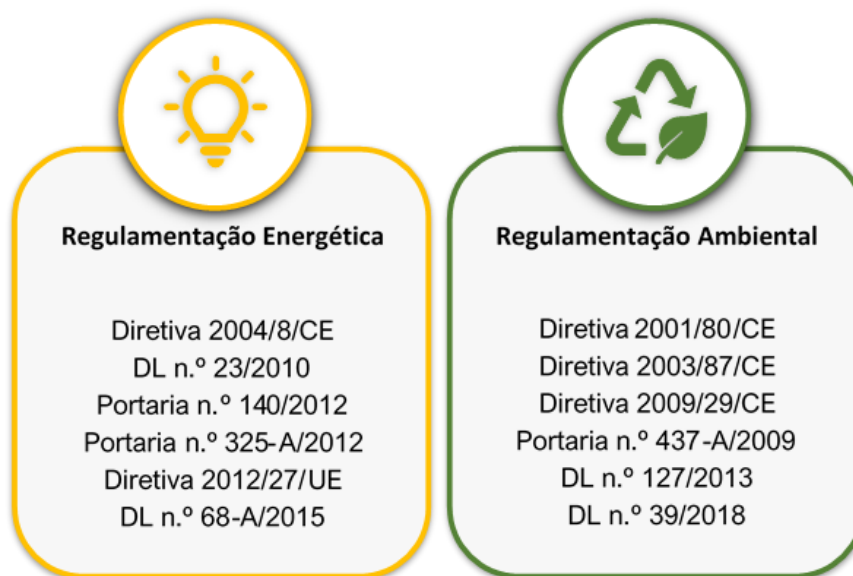


Figura 20 - Quadro resumo das principais peças legislativas abordadas no presente capítulo.

Tomando a Diretiva Europeia 2004/8/CE como ponto de partida para a promoção da produção combinada de energia elétrica e térmica a partir de uma única fonte, visando a economia de energia primária, a redução de perdas na rede e a minimização de emissões de poluentes atmosféricos, foi possível ultrapassar algumas barreiras existentes até à data, em matéria de eficiência energética. A mesma incitou cada Estado-Membro a efetuar estudos de prospeção do potencial de cogeração de elevada eficiência (Diretiva 2004/8/CE).

Já em 2010 surgiu a peça legislativa primordial da implementação das bases da atividade de cogeração em Portugal, com a definição do respetivo regime jurídico e remuneratório, com a publicação do Decreto-Lei n.º 23/2010.

Dois anos depois, a União Europeia sente necessidade de fomentar a eficiência energética, de modo a ajustar as políticas e medidas vigentes em cada país integrante para a aplicação das propostas definidas no Plano de Eficiência Energética 2011 e, como

tal, aprova a Diretiva 2012/27. Esta diretiva incentiva à incorporação do modelo de produção descentralizada, promovendo a instalação de unidades cogedoras com potência térmica nominal total inferior a 20 MW, e constitui ainda uma aposta significativa no cumprimento dos objetivos estabelecidos para alcançar uma economia hipocarbónica em 2050 (Diretiva 2012/27/EU).

Em abril de 2015 assistiu-se à conclusão do processo de transposição da Diretiva 2012/27/EU para o direito interno português, pelo Decreto-Lei n.º 68-A/2015, no qual se revê os termos legais relativos à cogeração e eficiência energética e ainda a alteração e republicação do DL n.º 23/2010 (DL n.º 68-A/2015).

À parte dos critérios energéticos que uma instalação de cogeração deve respeitar aquando da sua exploração, existem também diretrizes jurídicas de foro ambiental a que a mesma se deve cingir, não só pelo cumprimento das normas ambientais necessárias ao bom funcionamento da instalação e pela segurança das pessoas que nela operam, mas também com o objetivo de atingir as metas definidas em acordos internacionais para combater as alterações climáticas e alcançar uma economia de carbono zero.

#### 4.1 Regulamentação Energética

A Diretiva Europeia 2004/8/CE, referente à promoção da cogeração no mercado interno europeu, foi transposta para a legislação nacional, a 25 de março, para o Decreto-Lei n.º 23/2010, no qual é estabelecido o enquadramento da atividade de produção de energia elétrica e calor útil, por cogeração, e o respetivo regime jurídico e remuneratório. Este Decreto-Lei, que mais tarde foi alterado pela Lei n.º 19/2010, veio priorizar a cogeração de elevada eficiência tendo em conta a procura de calor útil e as mais valias que estes sistemas proporcionam, promovendo a redução do consumo de energia primária, como consequência a minimização de perdas nas redes elétricas descentralizadas, tendo em vista ainda a consequente diminuição das taxas de emissão de carbono (DL n.º 23/2010). No ponto n.º 2 do artigo 3.º do referido decreto, foi estipulado aquilo que seria considerado uma unidade de produção em cogeração de alta eficiência, pelo que deveria respeitar as seguintes diretrizes:

- Produção realizada em instalações de cogeração com uma potência elétrica instalada superior a 25 MW que tenham uma eficiência global superior a 70% e uma poupança de energia primária relativamente à produção separada de eletricidade e calor de pelo menos 10%;
- Produção de energia em instalações de cogeração com potência elétrica instalada entre 1 MW e 25 MW e da qual resulte uma poupança de energia primária relativamente à produção separada de eletricidade e calor de pelo menos 10%;

- Produção em instalações de cogeração de pequena dimensão da qual resulte uma poupança de energia primária relativamente à produção separada de eletricidade e calor.

Para efeito dos termos mencionados, a metodologia de cálculo da Poupança de Energia Primária (PEP) encontra-se expressa por:

$$PEP = \left[ 1 - \frac{1}{\frac{CHP H\eta}{Ref H\eta} + \frac{CHP E\eta}{Ref E\eta}} \right] \times 100\% \quad (4.1)$$

Em que:

- $CHP H\eta$  – representa a eficiência térmica do processo, definida como a produção anual de calor útil dividida pelo combustível utilizado na geração de combinada de energia elétrica e calorífica;
- $Ref H\eta$  – é o valor de referência do rendimento estipulado para a produção separada de calor;
- $CHP E\eta$  – diz respeito à eficiência elétrica, que reflete a produção total anual de eletricidade, dividida pelo combustível utilizado na produção total de calor e energia elétrica por cogeração;
- $Ref E\eta$  – é o valor de referência da eficiência para a produção separada de eletricidade.

Refira-se que os valores de referência da eficiência para a produção separada de eletricidade e de calor se encontram estabelecidos em Decisão de Execução da Comissão 2011/877/UE.

Assim, era considerado como eficiente a produção em cogeração que não correspondesse aos requisitos mencionados, mas que resultasse numa poupança de energia primária. A referida legislação define ainda duas modalidades remuneratórias acessíveis a cogerações eficientes ou de elevada eficiência, que são analisadas de seguida.

#### 4.1.1 Decreto-Lei n.º 23/2010

##### 4.1.1.1 Modalidade Remuneratória Geral

A modalidade geral, na sua versão inicial, abrangia todas as cogerações, sem qualquer limitação ao nível da potência instalada, pelo que a remuneração da energia térmica e elétrica produzida era regulada com base nas regras de mercado. Para casos em que as instalações apresentassem uma capacidade instalada igual ou inferior a 100 MW, a modalidade previa o pagamento temporário de um prémio de participação de

mercado, que seria determinado a partir da tarifa de referência e das condições de mercado (DL n.º 23/2010). A tarifa de referência foi definida na Portaria n.º 140/2012, que será mais tarde abordada quanto ao seu enquadramento legislativo.

No ponto n.º 2 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 23/2010, ficou estipulado que a remuneração energética fornecida pelas unidades cogedoras pode ser efetuada por:

- Fornecimentos de energia térmica a terceiros, em que o preço de venda seja o resultante dos contratos celebrados entre o cogedor e o cliente ou clientes da energia térmica produzida na instalação de cogeração;
- Fornecimentos de energia elétrica a cliente(s) ligado(s) à instalação de cogeração, em que o preço de venda seja livremente estabelecido entre as partes, não incidindo sobre estes fornecimentos tarifas de acesso às redes, com exceção da tarifa de uso global do sistema e da tarifa de comercialização;
- Fornecimentos através da celebração de contratos bilaterais com clientes ou comercializadores, em que o preço de venda seja livremente estabelecido entre as partes;
- Fornecimentos em mercados organizados, em que o preço resulte das vendas realizadas nesses mercados;
- Um prémio de participação no mercado definido como uma percentagem da tarifa de referência, quando se trate de instalações com uma potência instalada inferior ou igual a 100 MW.

Este Decreto-Lei previa ainda a possibilidade de alterar a modalidade geral do regime remuneratório para a modalidade especial, na condição de um cogedor de elevada eficiência, com uma potência elétrica instalada igual ou inferior a 100 MW, permanecer, pelo menos, 3 anos, a contar do início da exploração com a modalidade de inicialmente atribuída. O mesmo se aplicava a um cogedor que pretendesse transitar da modalidade especial para a modalidade geral e que respeitasse as estas condições.

#### 4.1.1.2 Modalidade Remuneratória Especial

No seu contexto inicial, a modalidade especial integrava somente cogerações com capacidade máxima instalada até 100 MW. Nesta modalidade, a remuneração da energia térmica processava-se em condições de mercado, mas a energia elétrica seria entregue à rede para comercialização pelo comercializador de último recurso (CUR), em contrapartida de uma tarifa de referência temporária, complementada com o pagamento de prémios de eficiência. Segundo o artigo 12.º, o operador da Rede Nacional de Transporte (RNT) estaria incumbido de priorizar o despacho da eletricidade proveniente de instalações de cogeração que não integrassem os mercados organizados (DL n.º 23/2010).

No ponto n.º 3 do artigo 4.º encontram dispostos os termos da remuneração da energia fornecida pelo cogedorador, enquadrado na modalidade especial, que respeita os seguintes parâmetros:

- Fornecimentos de energia térmica a terceiros, em que o preço de venda resulte dos contratos livremente celebrados entre o cogedorador e o cliente ou clientes da energia térmica produzida na instalação de cogeração;
- Fornecimentos de energia elétrica ao CUR, sendo que o preço de venda é equivalente a uma tarifa de referência;
- Um prémio de eficiência, calculado em função da poupança de energia primária de cada instalação de cogeração;
- Um prémio de energia renovável, em função da proporção de combustíveis de origem renovável consumidos.

O prémio de eficiência, o prémio de energia renovável e o prémio de participação no mercado diferenciam-se com base na poupança de energia primária obtida pela instalação de cogeração, a potência, a tecnologia, o tipo de fonte e a procura de calor útil que o sistema apresentasse.

#### 4.1.1.3 Termos de aplicação dos Prémios de Referência e de Participação no Mercado

Segundo o disposto no artigo 5.º do DL n.º 23/2010, o prémio de referência e o prémio de participação no mercado apenas vigoravam durante os primeiros 120 meses a contar da data de entrada em exploração da instalação de cogeração. Se, no entendimento da entidade detentora da cogeração, esta considerasse necessário uma extensão dos prémios por mais 120 meses, a mesma deveria efetuar um pedido à DGEG, que ficaria encarregue de deliberar a aprovação deste alargamento temporal.

No caso de unidades de cogeração renovável, definidas, no ponto n.º 3 do artigo 5.º, como sistemas de cogeração em que pelo menos 50% da energia primária consumida é de origem renovável, estas estariam sujeitas à bonificação da tarifa de referência, do prémio de energia renovável, do prémio de eficiência e do prémio de participação de mercado, que vigoravam durante o período respeitante ao início da exploração da central cogedoradora até que fosse justificável a alteração da classificação relativamente ao seu carácter eficiente ou de elevada eficiência (DL n.º 23/2010).

#### 4.1.1.4 Garantias e Certificados de Origem

Disposto no Decreto-Lei n.º 23/2010, no artigo 23.º, estava prevista a emissão de garantias e certificados de origem, por parte da Entidade Emissora de Garantias de Origem (EEGO), a pedido do produtor de energia elétrica em instalações de cogeração

de elevada eficiência ou outras instalações que cumpram os critérios definidos para a cogeração de elevada eficiência, no caso das garantias de origem. No caso dos certificados de origem, estes podiam ser solicitados por qualquer produtor de eletricidade em instalações de cogeração eficiente, onde consta a informação relativa à energia que produz. Estes documentos estão ainda sujeitos ao enquadramento de alguns requisitos para que sejam aprovados e emitidos (Tabela 1).

Tabela 1 - Critérios para a atribuição de Garantias e Certificados de Origem (Adaptado de Certificados RECS e Garantias de Origem, REN 2015).

<b>Garantias de Origem</b>	<b>Certificados de Origem</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Unidades de Cogeração de Elevada Eficiência</li> <li>▪ Potência Instalada &gt;25 MWe e Eficiência Global &gt;70% e PEP ≥10%</li> <li>▪ Instalações de pequena dimensão com PEP &gt; 0%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Instalações de Cogeração Eficientes</li> <li>▪ PEP &gt; 0%</li> </ul>

As Garantias de Origem são certificados eletrónicos que se destinam a comprovar ao consumidor final a quota ou quantidade de energia proveniente de determinada fonte e tecnologia, incluída na oferta energética de um certo fornecedor.

Em Portugal, são consideradas as variantes dos certificados de origem relativamente a:

- eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis;
- energia para aquecimento ou arrefecimento, produzida a partir de fontes de energia renováveis;
- energia elétrica proveniente de instalações de cogeração, enquadradas no regime eficiente ou no regime de elevada eficiência.

A responsabilidade pela emissão e acompanhamento destas garantias de origem foi incumbida à concessionária da RNT, que é gerida pela Rede Elétrica Nacional (REN), sendo que estas estariam ainda sujeitas a auditorias por parte da DGEG.

À EEGO competia ainda o dever de realizar anualmente auditorias a um terço das unidades de cogeração existentes, pelo que todas as instalações deveriam estar auditadas com uma periodicidade mínima de 3 anos. No caso de uma instalação não ser auditada, a garantia e o certificado de origem seriam emitidos apenas com base nos dados recolhidos aquando do licenciamento da cogeração ou na última auditoria efetuada (DL n.º 23/2010).

De forma a completar este enquadramento, é, ainda, de ressaltar que energia elétrica produzida em cogeração se traduz como a eletricidade produzida num processo ligado à produção de calor útil e calculada de acordo com a seguinte expressão, integrada no presente DL, no Anexo II:

$$E_{CHP} = H_{CHP} \cdot C \quad (4.2)$$

Onde:

- $E_{CHP}$  – é a quantidade de eletricidade produzida em cogeração;
- $H_{CHP}$  – é a quantidade de calor útil produzida em cogeração (calculada para o efeito como produção total de calor, deduzindo o calor que seja eventualmente produzido em caldeiras separadas ou por extração de vapor do gerador de vapor antes da turbina);
- $C$  – representa o rácio eletricidade/calor, ambos produzidos em modo de cogeração, a partir de dados operacionais da unidade cogeneradora em causa, podendo adotar valores da seguinte ordem:
  - 0,95 – Turbinas de gás em ciclo combinado com recuperação de calor;
  - 0,75 – Motores de combustão interna;
  - 0,55 – Turbinas de gás com recuperação de calor;
  - 0,45 – Turbinas de condensação com extração de vapor;
  - 0,45 – Turbinas a vapor de contrapressão.

A partir desta metodologia de cálculo é possível determinar o valor da quantidade de energia elétrica produzida em cogeração, que integra a análise das condições de atribuição de garantias de origem.

#### 4.1.1.5 Entraves à aplicação do Decreto-Lei

A publicação do Decreto-Lei n.º 23/2010 representou um marco significativo no enquadramento legislativo nacional com introdução do regime jurídico e remuneratório afetos à energia elétrica e mecânica e de calor útil produzidos em sistemas de cogeração, através da transposição da Diretiva 2004/8/CE. Contudo, aquando da sua aprovação, no documento ainda não constavam fixadas as tarifas de referência aplicáveis a cada tipo de cogeração, tal como a metodologia de cálculo utilizado na deliberação dos prémios previstos. Estas fragilidades só foram colmatadas dois anos mais tarde, com a publicação da Portaria n.º 140/2012, que retificou o DL mencionado.

Até à publicação dessa portaria, a atribuição de licenças de potências de injeção na RESP abrandou, uma vez que boa parte dos investidores deixou em suspenso qualquer decisão de (re)investimento, dado não serem conhecidas as novas tarifas de

remuneração e ainda devido ao facto de, nesse período, segundo o Decreto-Lei n.º 25/2012, Portugal encontrava-se sob um programa de apoio financeiro que, por consequência, produziu um efeito de recuo na procura e investimento no sector elétrico (DL n.º 25/2012). Outra consequência que resultou dessa lacuna foi a desaceleração temporária da atividade de cogeração em território nacional, uma vez que as suas diretrizes não se aplicavam a potenciais novos projetos, que se refletiu num desinteresse por parte dos investidores relativamente a este sector. Isto é um problema bastante recorrente na jurisdição portuguesa, onde é muitas vezes criado um impasse demoroso entre a criação de um regime e a sua efetiva implementação.

#### 4.1.2 Portaria n.º 325-A/2012

Depois de instaurada a Portaria n.º 140/2012 que estabelecia os termos da tarifa de referência do regime remuneratório aplicável às instalações de cogeração e as fórmulas de cálculo para as mesmas, em título de complemento ao DL n.º 23/2010, mais tarde e no mesmo ano, foi sujeita a correção e alteração pela Portaria n.º 325-A/2012.

As alterações efetuadas incidiram, essencialmente, ao nível de uma economia dos encargos estatais e sociais. A primeira modificação que a Portaria n.º 325-A/2012 introduziu recai na substituição do referencial utilizado para identificação dos valores *arabian light breakeven*, recorrendo ao *Crude Oil Brent*, de acesso livre e sem custos, ao invés do *Platt's Oilgram Price Report*, que era utilizado até à data. A segunda alteração previa a introdução de um limite máximo ao valor do pagamento do prémio de eficiência, à semelhança do que já se verificava para o prémio de participação no mercado, tendo em conta a tecnologia, capacidade de potência instalada e o rendimento da unidade cogeneradora em questão. A última alteração veio impor que todas as instalações cogeneradoras mantivessem contadores e dispositivos de medição da energia térmica produzida e dos consumos de combustíveis utilizados, auferindo um maior rigor e controlo na verificação dos indicadores de eficiência energética. Se ao fim de um período de 18 meses, os vigentes cogeneradores não apresentassem os referidos contadores e equipamentos de medição, devidamente instalados e calibrados, estavam sujeitos à suspensão do pagamento do prémio de eficiência (Portaria n.º 325-A/2012).

##### 4.1.2.1 Tarifa de Referência

A tarifa de referência está enquadrada na modalidade especial do regime remuneratório do Decreto-Lei n.º 23/2010. Foi definido na Portaria n.º 140/2012 que os valores da tarifa de referência seriam atualizados por despacho do diretor-geral da DGEG e publicados no final do 1º mês de cada trimestre.

De seguida, e de acordo com os termos dispostos nesta portaria, os valores inicialmente estabelecidos no artigo 2.º da Portaria n.º 140/2012 e aqueles que se verificaram no 4º trimestre de 2019, apresentam-se esquematizados na Figura 21.

Tarifa de Referência (Trefm)	Tipo de Combustível	Potência Elétrica Instalada	Valores Iniciais (Portaria n.º 140/2012)	Valores Atualizados (Despacho 42/2019, DGEG)
		GN, GPL e Comb. Liq.	P ≤ 10 MW	89,99 €/MWh
		10 MW < P ≤ 20 MW	80,44 €/MWh	78,25 €/MWh
		20 MW < P ≤ 50 MW	70,33 €/MWh	67,71 €/MWh
		50 MW < P ≤ 100 MW	63,95 €/MWh	60,99 €/MWh
	Fuelóleo	P ≤ 10 MW	89,12 €/MWh	87,12 €/MWh
		10 MW < P ≤ 100 MW	79,96 €/MWh	77,74 €/MWh
	Cogeração Renovável	P ≤ 2 MW	81,17 €/MWh	85,23 €/MWh
		2 MW < P ≤ 100 MW	65,92 €/MWh	69,17 €/MWh

Figura 21 - Comparação dos valores definidos para a tarifa de referência em 2012 e em 2019.

A partir dos valores apresentados acima, é possível verificar que a tarifa de referência não sofreu oscilações excecionalmente significativas ao longo dos anos, notando uma ligeira redução nos valores desta para cogeração com fuelóleo, gás natural GPL e combustíveis líquidos, como fonte de energia, e uma subida no valor da  $Tref_m$  para a cogeração renovável, podendo essa diferença ser explicada pela não consideração do valor do petróleo na determinação dos valores da tarifa para a cogeração a partir de fontes renováveis (Portaria n.º 140/2012).

Ressalva-se ainda que a tarifa é atualizada trimestralmente em função das variações ocorridas nos indicadores relativos ao preço do *Crude Oil Brent*, na taxa de câmbio do euro face ao dólar e do Índice de Preços no Consumidor (IPC) sem habitação no continente.

Visando avaliar o impacto que a injeção de eletricidade, produzida em cogeração, possa surtir no Sistema Elétrico Nacional (SEN), esta, pode ou não, beneficiar o promotor da unidade cogeneradora, caso este opte pela modelação tarifária da tarifa de referência, se a instalação se enquadrar na modalidade especial do regime remuneratório estabelecido no DL n.º 23/2010. Posto isto, a Portaria n.º 140/2012 permite ajustar o valor da tarifa de referência, em função dos períodos horários e nos seguintes termos:

$$Tref_{mpc} = 1,10 \times Tref_m \quad (4.3)$$

$$Tref_{mvs} = 0,87 \times Tref_m \quad (4.4)$$

Sendo que:

- $Tref_{mpc}$  – é a tarifa de referência ajustada para as horas de cheias e ponta, no mês  $m$  [€/MWh];
- $Tref_{mvs}$  – corresponde à tarifa de referência ajustada para as horas de vazio e super vazio, no mês  $m$  [€/MWh];
- $Tref_m$  – corresponde à tarifa de referência aplicável ao mês  $m$  [€/MWh].

Assim, se a entidade detentora da instalação de cogeração optar por este regime ajustável, poderá usufruir de uma bonificação de 10% em relação à tarifa de referência normal, injetando energia na rede elétrica durante as horas de cheias e ponta, e uma depreciação em 13%, ao injetar eletricidade na rede nas horas de vazio e super vazio (Portaria n.º 140/2012).

Para complementar a compreensão da Portaria n.º 325-A/2012, bem como os prémios que a mesma integra e vigora, é em seguida explicada a metodologia usada para determinar o valor do prémio de eficiência, do prémio de energia renovável e o valor definido para o prémio de participação de mercado, que esta portaria veio colmatar.

#### 4.1.2.2 Prémio de Eficiência

O prémio de eficiência no mês  $m$  ( $PE_m$ ), referido no ponto n.º 3 do artigo 4º do Decreto-Lei n.º 23/2010, inserido na modalidade especial, aplicável a unidades de cogeração com capacidade instalada máxima até 100 MW, é determinado pela expressão:

$$PE_m = PC \times \frac{PEP}{1 - PEP} \times EEPL_m \times K \times \frac{EP}{EE} \quad (4.5)$$

Nesta fórmula:

- $PC$  – corresponde ao custo de referência para valorização da poupança de energia primária, que assume o valor de 28,71 €/MWh;
- $PEP$  – é a poupança de energia primária certificada na garantia ou certificado de origem emitida pela EEGO [%];
- $EEPL_m$  – é a energia elétrica produzida pela unidade de cogeração no mês  $m$ , com exclusão dos consumos nos sistemas auxiliares internos [MWh];

- $K$  – é o fator adimensional que distingue o  $PE_m$ , de acordo com o grau de poupança de energia primária conseguido pela instalação de cogeração, que pode tomar valores de 0,3, para cogerações eficientes, ou de 0,5, no caso de cogerações de elevada eficiência;
- $EP/EE$  – corresponde à relação entre a energia primária consumida na instalação cogeneradora, no ano civil anterior ao mês  $m$ , e a energia produzida no mesmo período, certificada pela EEGO. Se a instalação não se encontrar certificada, são adotados os seguintes valores, dependentes do tipo de sistema de cogeração:
  - Instalações com motor alternativo a GN – 2,86
  - Instalações com turbina a GN com potência < 20 MWe – 3,70
  - Instalações com turbina a GN com potência  $\geq$  20 MWe – 3,12
  - Instalações com motor alternativo a fuelóleo – 2,60
  - Instalações com turbina a vapor – 5
  - Instalações de ciclo combinado – 2,5
  - Instalações de cogeração renovável – 5

Mais tarde, na Portaria n.º 325-A/2012, com o intuito de garantir a sustentabilidade económica e social do regime remuneratório da eletricidade produzida em cogeração, o governo estabeleceu um limite máximo para o valor a pagar a título do prémio de eficiência, representado, para cada tipo de instalação de cogeração, na Tabela 2.

Tabela 2 - Limites máximos para o prémio de eficiência, por tipo de instalação e eficiência. (Adaptado de Portaria n.º 325-A/2012 de 16 de outubro, 2012)

<b>Tipo de Instalação</b>	<b>Elevada Eficiência (€/MWh)</b>	<b>Eficientes (€/MWh)</b>
Instalações com motor alternativo a gás natural	10,26	6,16
Instalações com turbina a GN com potência < 20 MWe	13,28	7,97
Instalações com turbina a GN com potência $\geq$ 20 MWe	11,20	6,72
Instalações com motor alternativo a fuelóleo	9,33	5,60
Instalações com turbina a vapor	17,94	10,77
Instalações de ciclo combinado	8,97	5,38
Instalações de cogeração renovável	17,94	10,77

#### 4.1.2.3 Prémio de Energia Renovável

Disposto no artigo 6.º da Portaria n.º 325-A/2012, encontra-se exposto o cálculo para a obtenção do prémio de energia renovável, aplicável a unidades de cogeração enquadradas na modalidade especial, variando em função da proporção de combustíveis de origem renovável consumidos. Assim, a seguinte expressão demonstra como o prémio em questão é calculado para o mês  $m$ :

$$PR_m = Tref_m \times R \times \frac{CR}{C} \times EEPL_m \quad (4.6)$$

Em que:

- $Tref_m$  – é a tarifa de referência aplicável ao mês  $m$  [€/MWh];
- $R$  – assume o valor de 10%;
- $CR/C$  – corresponde à fração de combustíveis renováveis consumidos na instalação de cogeração no ano civil anterior ao mês  $m$ , certificada pela EEGO;
- $EEPL_m$  – representa a energia elétrica produzida pela instalação de cogeração no mês  $m$ , excetuando os consumos nos sistemas auxiliares internos [MWh].

#### 4.1.2.4 Prémio de Participação de Mercado

Nos termos do disposto no artigo 7.º da Portaria n.º 325-A/2012, o valor do prémio de participação de mercado corresponde a 50% do valor da tarifa de referência definida no artigo 2.º, aplicável à unidade de cogeração enquadrada na modalidade geral do regime remuneratório. Contudo, ao seu valor foi imposto um limite horário máximo e mínimo de 1,3 e 0,8, respetivamente, do valor definido para a tarifa de referência para todas as instalações de cogeração (Portaria n.º 325-A/2012). No artigo 9.º, foi estabelecido que o valor do prémio a receber em cada hora, para cada tipo de unidade cogedora, calculado a partir do expresso:

- Se o valor da soma do preço do mercado diário do OMIE (Operador de Mercado Elétrico) e do prémio de participação de mercado for compreendido entre os valores limite inferior e superior, o valor do prémio de participação de mercado a receber seria de 50% do valor da tarifa de referência;
- Se o valor da soma do preço do mercado diário do OMIE e do prémio de participação de mercado fosse inferior ou igual a  $0,8 \cdot Tref_m$ , o valor do prémio de participação de mercado a receber corresponderia à diferença entre o limite inferior e o preço do mercado diário do OMIE nessa hora;
- Se o valor do preço do mercado diário do OMIE fosse superior ou igual ao limite superior definido no artigo anterior, não haveria valor para o prémio de participação no mercado;

- Se o valor da soma do preço do mercado diário do OMIE e do prémio de participação de mercado fosse superior a  $1,3 \cdot Tref_m$ , mas se o valor do preço do mercado diário do OMIE for inferior a  $1,3 \cdot Tref_m$ , o valor do prémio de participação de mercado a receber era correspondente à diferença entre o limite máximo e o preço do mercado diário do OMIE nessa hora.

Estas restrições definidas para instalações de cogeração inseridas na modalidade geral, teriam por base a definição de um teto administrativo que, no caso do limite mínimo, permitia que a central de cogeração se mantivesse em funcionamento sem implicações de prejuízos financeiros e que a mesma não ficasse sujeita a um excesso de encargos, devido a aumentos súbitos do preço de mercado, no caso do limite máximo.

#### 4.1.3 Transposição da Diretiva 2012/27/EU

Depois da publicação da Diretiva Europeia 2004/8/CE, que exortava à exploração e investimento em sistemas de produção de energia a partir de cogeração (com base na procura de calor útil), surge, revogando a mesma, a Diretiva 2012/27/EU alusiva à eficiência energética, exigindo a execução de um estudo exaustivo quanto ao potencial de aplicabilidade de cogeração de elevada eficiência, tal como de sistemas de aquecimento e/ou arrefecimento urbano eficientes, por parte de cada Estado-Membro. Ainda refere que cada país integrante deve fomentar a criação de medidas e estratégias que promovam a atividade das unidades cogedoras com potência térmica inferior a 20 MW, a fim de impulsionar a produção descentralizada de energia. Se o referido estudo se revelar significativamente positivo quanto ao potencial de aplicações de cogerações elevada eficiência ou relativamente a utilização de sistemas de aquecimento e/ou arrefecimento urbano eficientes, isto é, se se comprovar que os benefícios destas tecnologias superam os custos de aplicação das mesmas, cada país integrante fica responsável por implementar políticas, apoios e medidas que incitem o desenvolvimento das infraestruturas necessárias à sua aplicação (Diretiva 2012/27/EU).

De acordo com o disposto no artigo 14.º, as instalações de produção de eletricidade que sejam sujeitas a renovações substanciais devem ser submetidas a uma análise custo-benefício relativamente à conversão dessa instalação em unidade cogedora de alta eficiência, visando poupanças de energia primária. A decisão de não converter a instalação, por motivos de foro legislativo, patrimonial ou financeiro, implica uma justificação fundamentada e endereçada à Comissão Europeia (Diretiva 2012/27/EU).

Três anos depois, esta diretiva foi transposta para o regulamento interno nacional, com a aprovação do Decreto-Lei n.º 68-A/2015, a ser abordada no próximo subcapítulo.

#### 4.1.4 Decreto-Lei n.º 68-A/2015

A 30 de abril foi publicado o Decreto-Lei n.º 68-A/2015 que findava o processo de transposição jurídica da Diretiva 2012/27/EU, pronunciando as disposições legais referentes à atividade de cogeração e de eficiência energética. No âmbito desta legislação, consta ainda a segunda alteração ao DL n.º 23/2010, contendo o documento uma republicação integral do mesmo (DL n.º 68-A/2015).

A primeira parte da peça legislativa integra medidas de promoção de eficiência energética com base em economias de energia, define os parâmetros regulatórios das auditorias energéticas e sistemas de gestão de energia, efetua a segunda alteração aos Decretos-Lei n.º 71/2008 e 141/2010. O primeiro, alterado pela Lei n.º 7/2013, diz respeito à regulação do sistema de gestão de consumos intensivos de energia e o segundo, alterado pelo DL n.º 39/2013, define as metas nacionais de energia renovável no consumo de energia final (DL n.º 68-A/2015).

Analisando o Decreto-Lei n.º 68-A/2015, é possível notar que, apesar de manter a estrutura do DL n.º 23/2010, as modificações surgem essencialmente ao nível do regime remuneratório aplicável à produção em cogeração. Das alterações efetuadas, que serão analisadas nos consequentes subcapítulos, é notável uma iniciativa, por parte do governo, de conjugar a peças legislativas que gerem o sector da cogeração e as respeitantes normas referentes ao autoconsumo.

##### 4.1.4.1 Modalidade Especial

No que toca à modalidade especial do regime remuneratório dos sistemas de produção em cogeração, as mudanças efetuadas reiteram o que havia sido anteriormente estabelecido, passando este regime a ser aplicável apenas a instalações cuja potência de injeção na rede seja igual ou inferior a 20 MW, ao contrário dos 100 MW previstos. Os novos critérios estabelecidos para esta modalidade mantêm no seu registo a atribuição de prémios de eficiência e de energia renovável, pelo que o valor dos mesmos varia de acordo com a poupança de energia primária verificada e a fonte primária de energia consumida. Contudo, estes prémios apresentam novas regras, nomeadamente, o prémio de eficiência, que passou a denominar-se por prémio de elevada eficiência, por deixar de ser aplicável a unidades cogradoras eficientes. Ambos os prémios, que mantêm a sua atribuição em função da proporção de combustíveis de origem renovável consumidos, passam a ter um valor limite para a sua atribuição individual ou cumulativa de 7,5 €/MWh (DL n.º 68-A/2015). Esta tabulação vem prejudicar, de certa forma, as instalações de cogeração de elevada eficiência, quando se compara o valor limite com os valores anteriormente definidos na Portaria n.º 325-A/2012, uma vez que este se revela significativamente inferior à média dos mesmos.

Outra modificação efetuada incide na duração da modalidade que vigora enquanto se mantiverem os parâmetros da sua atribuição, por um período de 120 meses, podendo

ser prorrogado por mais 60 meses se se verificar poupança de energia primária e os prémios de elevada eficiência e de energia renovável sejam sujeitos a revisão.

#### 4.1.4.2 Modalidade Geral

Anteriormente, como já referido, a modalidade geral compreendia todas as cogerações, sem imposição de limites ao nível da potência instalada. Para instalações dotadas uma capacidade instalada igual ou inferior a 100 MW, a modalidade previa o pagamento temporário de um prémio de participação de mercado, determinado a partir da tarifa de referência e das condições de mercado (DL n.º 23/2010). Porém, a introdução do DL n.º 68-A/2015 veio anular esse prémio e dividir a modalidade geral do regime remuneratório em duas submodalidades (A e B).

##### 4.1.4.2.1 Submodalidade A

Ficou estabelecido que a submodalidade A incorpora todas as unidades de cogeração capacitadas com uma potência de injeção na rede igual ou inferior a 20 MW, que recorram ao autoconsumo da energia elétrica produzida, sendo que as mesmas beneficiam da garantia de compra do excedente pelo CUR, proporcionando maior segurança à própria entidade produtora. Ressalva-se que, de acordo com o ponto n.º 2 do artigo 4.º-B, cogeração em autoconsumo traduz-se na produção de energia elétrica, para utilização em serviços auxiliares e abastecimento de uma unidade de utilização associada, e energia térmica a ser reaproveitada pelo próprio cogrador ou terceiros (DL n.º 68-A/2015).

Os excedentes de energia produzida são remunerados de acordo com um contrato estabelecido entre o cogrador e o CUR, o qual tem uma validade de 10 anos, sendo renovável por períodos de 5 anos. Estipula ainda que o período de faturação não pode exceder os 2 meses e se a DGEG assim o entender, a par com motivações associadas à sustentabilidade do SEN ou de políticas energéticas, pode recusar a renovação dos contratos estabelecidos entre o CUR e o cogrador (DL n.º 68-A/2015).

##### 4.1.4.2.2 Submodalidade B

Todas as unidades de cogeração que operam em regime de venda, total ou parcial, da eletricidade produzida em mercados organizados ou a partir da celebração de contratos bilaterais integram a submodalidade B do regime remuneratório geral.

As condições da remuneração da energia fornecida pelos cogradores são semelhantes às definidas no anterior DL n.º 23/2010, à exceção de que no DL n.º 68-A/2015 deixa de existir a atribuição de prémios de participação de mercado e os

fornecimentos de energia elétrica a clientes diretamente ligados à instalação de cogeração, com um preço de venda livremente estabelecido por ambas as partes, têm o acréscimo do pagamento da tarifa de uso global do sistema para acesso às redes, deixando de pagar a tarifa de comercialização (DL n.º 68-A/2015).

#### 4.1.4.3 Compensação pelas instalações de cogeração em autoconsumo

Independentemente da modalidade usufruída, as instalações de cogeração de produção de energia para autoconsumo e com ligação à RESP, bem como as instalações associadas consumidoras, são ainda obrigadas a pagar uma compensação mensal fixa, durante 10 anos após a obtenção do título de habilitação de entrada em exploração da atividade de cogeração, que é determinada pela expressão (DL n.º 68-A/2015):

$$C_{COG\alpha,t} = P_{COG} \times V_{CIEG\alpha,t} \times K_t \quad (4.7)$$

Sendo:

- $C_{COG\alpha,t}$  – o valor da compensação mensal por cada kW de potência instalada, num dado nível de tensão ou tipo de fornecimento, que permita recuperar uma parcela dos CIEG na tarifa de uso global do sistema [€];
- $P_{COG}$  – o valor da potência instalada na unidade cogeneradora, constante no certificado ou licença de exploração [kW];
- $V_{CIEG\alpha,t}$  – o valor anual que permite recuperar os CIEG da respetiva instalação de cogeração para um dado nível de tensão ou tipo de fornecimento [€/kW]
- $t$  – o ano de emissão do título de exploração da respetiva instalação de cogeração;
- $\alpha$  – o nível de tensão ou tipo de fornecimento, podendo ser de MAT, AT, MT, BTE, BTN com potência contratada igual ou superior a 20,7 kVA e BTN com potência contratada inferior a 20,7 kVA;
- $K_t$  – o coeficiente de ponderação a aplicar ao “ $V_{CIEG\alpha,t}$ ” tendo em consideração a representatividade da potência total registada das instalações de cogeração com potência elétrica instalada igual ou inferior a 20 MW no SEM, no ano  $t$ . Pode assumir os valores de:
  - 50%, se a soma da potência instalada nas unidades de cogeração ao abrigo da submodalidade A e da submodalidade B, que consumam ou entreguem, total ou parcialmente, a instalações associadas, a energia produzida por aquelas e que a mesma exceda 7,5% do total de potência instalada em centros electroprodutores do SEN;
  - 30%, no caso de a soma da potência instalada nas unidades de cogeração da submodalidade A e da submodalidade B que consumam ou entreguem, total ou parcialmente, a instalações associadas, a

energia produzida pelas mesmas e o seu valor variar entre 5% a 7,5% do total de potência instalada em centros electroprodutores do SEN;

- 0%, se a soma da potência instalada nas unidades de cogeração ao abrigo da submodalidade A com a potência instalada das cogerações da submodalidade B que consumam ou entreguem, total ou parcialmente, a instalações associadas, a energia produzida por aquelas e o seu valor seja inferior a 5% do total de potência instalada em centros electroprodutores do SEN.

Para findar a compreensão do cálculo que determina o valor da compensação pelas instalações de cogeração em autoconsumo, resta demonstrar a fórmula utilizada para a obtenção do valor anual que permite recuperar os CIEG da respetiva instalação para um dado nível de tensão ou tipo de fornecimento, expressa por:

$$V_{CIEG\alpha,t} = \sum_{n=2}^2 CIEG_{i(t-n)}^p \times \frac{1}{3} + \sum_{n=0}^2 CIEG_{i,h(t-n)}^e \times \frac{1}{3} \times \frac{4500}{12} \quad (4.8)$$

Onde:

- $CIEG_i^p$  – corresponde ao somatório do valor das parcelas  $i$  do CIEG, expostas no n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 322/2012, na alínea c), para o nível de tensão da respetiva instalação de cogeração, que consta nos documentos tarifários publicados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) para o ano  $t-n$  [€/kW];
- $CIEG_{i,h}^e$  – corresponde ao somatório, da média aritmética simples do valor para os diferentes horários  $h$  de cada uma das parcelas  $i$  dos CIEG, mencionadas no n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 322/2012, expostas desde a alínea a) até à alínea j) do mesmo, para o nível de tensão da respetiva instalação de cogeração, constante nos documentos tarifários publicados pela ERSE para o ano  $t-n$  [€/kWh];
- $i$  – é referente a cada uma das alíneas do n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 322/2012;
- $h$  – corresponde ao período horário de entrega de energia elétrica a clientes finais, definido na Portaria n.º 322/2012.

Concluindo a análise aos parâmetros que compõem a metodologia de cálculo que determina o valor a pagar da compensação pelas instalações de cogeração, percebe-se que o pagamento da mesma fica sem efeito se a soma da potência instalada nas unidades cogedoras, integradas na submodalidade A ou B, que consumam ou entreguem, total ou parcialmente, a energia produzida a instalações de utilização associadas e esta represente menos de 5% do total da potência instalada em centros electroprodutores do SEN.

## 4.2 Regulamentação Ambiental

A 23 de outubro de 2001 surge a Diretiva 2001/80, aprovada pelo Conselho Europeu, que estabeleceu objetivos de redução e limites máximos às emissões de poluentes para atmosfera, como SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e matéria particulada, provenientes de grandes instalações de combustão – com potência térmica igual ou superior a 50 MWth – notando-se uma crescente pretensão em regulamentar e prevenir a poluição atmosférica gerada pela atividade destas instalações. Consta ainda na diretiva que, com base no compromisso de reduzir as emissões de dióxido de carbono, por parte da comunidade europeia, a mesma toma em consideração os benefícios da produção combinada de calor e eletricidade, que possibilita uma melhoria da eficiência global do consumo de combustível (Diretiva 2001/80/CE). Esta diretiva foi transposta dois anos depois para direito interno pelo Decreto-Lei n.º 178/2003.

Com o intuito primário de cumprir as metas estabelecidas no Protocolo de Quioto, por parte dos Estados-Membros, a Diretiva 2003/87/CE veio impor a criação de um regime de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na comunidade europeia, visando reduzir as mesmas, a partir de políticas e tecnologias economicamente eficientes e que proporcionassem uma boa relação custo-eficácia. A mesma diretiva reconhece a cogeração como uma tecnologia de baixo impacto ambiental, gerando menos emissões por unidade de energia produzida, apelando à ponderação da sua aplicação. Estabelece ainda as categorias de atividades enquadradas neste regime, assim como a lista de GEE considerados, constantes nos anexos I e II, respetivamente (Diretiva 2003/87/CE). A fim de melhorar e alargar o regime comunitário de comércio europeu de licenças de emissão (CELE) de gases com efeito de estufa, foi publicada a Diretiva 2009/29/CE, que constitui uma reformulação da anterior Diretiva 2003/87/CE, mais tarde transposta para o regime jurídico interno pelo Decreto-Lei n.º 38/2013, passando a abranger novas atividades e novos GEE. Uma análise mais pormenorizada ao mercado das licenças de emissão será apresentada no subcapítulo 4.2.1.

As regras de atribuição de licenças de emissão gratuitas a novas instalações foram estipuladas na Portaria n.º 437-A/2009 que, para esse efeito, considera “nova instalação”:

- as alterações que resultem num aumento igual ou superior a 10% da capacidade instalada da unidade existente;
- as alterações que resultem num aumento igual ou superior a 10% da capacidade produtiva, sem substituição total dos equipamentos ou do espaço de implementação;

- as alterações da natureza de funcionamento da instalação ou de outros regimes legais aplicáveis;
- a introdução de novas linhas de produção ou a alteração do processo de geração de energia.

A mesma portaria define ainda o método de cálculo das emissões anuais previstas, necessário para o pedido de acesso às licenças de emissão da reserva, para entidades que não constem da lista de instalações abrangidas pelo CELE, publicada e atualizada regularmente pela Agência Portuguesa do Ambiente (APA). Quando as emissões resultam exclusivamente da produção de energia térmica, o seu valor estima-se pela seguinte formula:

$$EP = CT \times 31,536 \times EER \times \frac{TU}{100} \quad (4.9)$$

Onde:

- *EP* corresponde às emissões anuais previstas [CO<sub>2</sub>/ano];
- *CT* é a potência térmica nominal da instalação fornecedora de energia [MWth];
- *EER* corresponde ao coeficiente de emissões específicas do combustível de referência [CO<sub>2</sub>/TJ];
- *TU* é a taxa de utilização da capacidade instalada - relação entre a percentagem de produção anual e a produção potencial anual utilizando, na totalidade, a capacidade instalada [%].

Quando na mesma instalação existem emissões resultantes de produção de energia térmica e emissões de processo provenientes das transformações físico-químicas dos materiais, o cálculo das emissões anuais previstas adota a expressão:

$$EP = (CT \times 31,536 \times EER + CP \times 365 \times EEP) \times \frac{TU}{100} \quad (4.10)$$

Em que:

- *CP* é a capacidade instalada de produção, expressa em tonelada de produto/dia;
- *EEP* é o coeficiente de emissões específicas de processo, expresso em CO<sub>2</sub>/tonelada de produto.

Quanto à estimativa do valor das emissões provenientes unicamente dos processos físico-químicos das matérias-primas, a expressão a utilizar é idêntica à anterior apresentada, diferindo apenas no termo referente às emissões resultantes de produção de energia térmica, que passa a ser nulo (Portaria n.º 437-A/2009).

Apesar dos progressos significativos, ainda persistiam problemas de poluição atmosférica com repercussões na saúde pública e nos ecossistemas, suscitando necessidade de implementar medidas mais inclusivas e exigentes. Assim, a UE adotou como estratégia a Diretiva 2010/75/UE, que define as regras aplicáveis à prevenção e ao controlo integrados da poluição proveniente das atividades industriais, transposta para jurisdição interna pelo Decreto-Lei n.º 127/2013, e a Diretiva 2015/2193/UE, que estabelece limites de emissão de certos poluentes atmosféricos, provenientes da atividade de médias instalações de combustão (MIC), assim como regras de monitorização dos mesmos, transposta para direito interno pelo DL n.º 39/2018.

O Decreto-Lei n.º 127/2013 estabelece o regime de emissões industriais aplicável à prevenção e ao controlo integrados da poluição, bem como as regras destinadas a evitar e ou reduzir as emissões para o ar, a água e o solo e a produção de resíduos, a fim de alcançar um elevado nível de proteção e qualidade do ambiente, definindo regras e valores limite de emissão aplicáveis às instalações de combustão, com uma potência térmica nominal total igual ou superior a 50 MW, às instalações de incineração e coincineração de resíduos e às atividades que usam solventes orgânicos para limitar os compostos orgânicos voláteis (COV) (DL n.º 127/2013).

Recentemente, com base na revisão do regime jurídico da prevenção e controlo das emissões de poluentes atmosféricos, na progressão técnica e na atualização e simplificação dos procedimentos administrativos surgiu o DL n.º 39/2018, no qual é estipulado o regime de licenciamento das emissões de poluentes para a atmosfera, e os respetivos valores limite, criando o Título de Emissões para o Ar, integrado no Título Único Ambiental, instituído no âmbito do Regime de Licenciamento Único de Ambiente, aprovado previamente pelo Decreto-Lei n.º 75/2015. Esta peça legislativa aplica-se, de forma geral, a todas as atividades industriais, à exceção de pequenos estabelecimentos (instalações de combustão cuja potência térmica nominal é compreendida entre 0,1 e 1 MWth), incluindo instalações de combustão cuja potência térmica nominal seja igual ou superior a 1 MW e inferior a 50 MW, independentemente do combustível utilizado (DL n.º 39/2018).

#### 4.2.1 Comércio Europeu de Licenças de Emissão

A par da meta estabelecida pela União Europeia em reduzir as emissões de gases com efeito de estufa em 20% até 2020, tomando 1990 como ano de referência, a Diretiva 2003/87/CE veio introduzir um dos primeiros instrumentos contributivos para o combate às alterações climáticas e para o alcance desses objetivos – o Comércio Europeu de Licenças de Emissão. Este mecanismo económico determina a quantidade de CO<sub>2</sub> que um setor, instalação emissora ou país pode emitir, de forma a controlar a poluição, a partir de apoios financeiros, ressaltando que uma Licença de Emissão corresponde a 1 tonelada de dióxido de carbono (Diretiva 2003/87/CE). Ainda antes do processo de alteração desta peça legislativa pela Diretiva 2009/29/CE e de transposição

da mesma para o regime interno jurídico pelo Decreto-Lei n.º 38/2013, Portugal procedeu à elaboração de Planos Nacionais de Atribuição de Licenças de Emissão (PNALE), tendo sido o primeiro concebido em 2004.

Depois da aplicação do primeiro PNALE no período de 2005-2007, verificou-se que o valor das licenças de emissão atribuídas era superior ao que Portugal emitia, não suscitando interesse ou esforços por parte das entidades empresariais em reduzir as suas emissões de poluentes atmosféricos, o que impulsionou a criação do PNALE II, aplicável para o período de 2008-2012.

Em território nacional, à data de 14 de novembro de 2019, de acordo com a lista publicada pela APA, encontravam-se 318 empresas abrangidas pelo CELE, contempladas pelos principais setores de atividade em matéria de emissão de poluentes atmosféricos, nomeadamente centrais termoelétricas, refinação, cogeração, instalações de combustão, cerâmica, vidro, cimentos e cal, pasta de papel e metais ferrosos.

Tendo em conta que a atribuição de licenças de emissão a uma instalação tem por base as emissões registadas num período temporal recente e as expectativas de crescimento da empresa em questão, a instalação pode, porventura, emitir mais CO<sub>2</sub> do que o previsto nas licenças concedidas. Neste caso, a empresa em questão pode proceder à compra de mais licenças de emissão no mercado, nacional ou europeu, a empresas que tenham efetuado um investimento em eficiência energética ou convertido a sua atividade de produção para processos que utilizam fontes de energia renovável, emitindo menos poluentes atmosféricos e, por consequência necessitando de menos licenças do que aquelas lhes haviam sido atribuídas (Instituto do Ambiente, 2005). No final de 2019, o preço médio das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> rondava os 25 €/ton, com perspetivas de mercado a apontar para a estabilização do preço das mesmas nesse valor para os anos seguintes (ERSE, 2020). É o preço mais alto registado até agora, pelo que a tendência é que este continue a aumentar, de forma a pressionar e a consciencializar as indústrias/entidades emissoras do impacto que a sua atividade tem no ambiente e na qualidade de vida do ser humano.

Os critérios para a monitorização e comunicação de informação relativas às emissões de GEE que integram as licenças de emissão são estabelecidos no Regulamento n.º 601/2012 da União Europeia, indicando ainda que devem ser exaustivos e abranger a totalidade das emissões de processo e de combustão de todas as fontes de emissão da instalação, de acordo com o artigo 5.º do mesmo (Regulamento n.º 601/2012/UE).

Políticas de combate às alterações climáticas são cada vez mais emergentes e necessárias a fim de consciencializar toda a comunidade e promover mudanças de comportamentos que comprometam a saúde pública e os ecossistemas naturais, como é o caso do mais recente Plano Nacional integrado Energia-Clima.

#### 4.2.2 PNEC 2030

Durante a Conferência das Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas, em 2016, Portugal comprometeu-se a atingir a neutralidade carbónica até 2050, já tendo delineado um Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050), onde estabelece as trajetórias e as linhas orientadoras para as medidas a implementar nesse horizonte temporal, constituindo, assim, uma estratégia de desenvolvimento a longo prazo com baixas emissões de gases com efeito de estufa.

De acordo com as análises efetuadas pelo Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas (do inglês, *Intergovernmental Panel on Climate Change*) no Relatório Especial acerca da limitação da subida da temperatura em 1,5°C, será no período entre 2021 e 2030 que se devem massificar os esforços para a redução das emissões de GEE (como SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, COVNM e NH<sub>3</sub>), com vista à descarbonização da economia. Assim, a par dos objetivos do RNC 2050, o governo português estabeleceu, a 30 de dezembro de 2019, o Plano Nacional integrado de Energia e Clima, com objetivos a cumprir no prazo de uma década até 2030, nomeadamente:

- Descarbonização da economia nacional;
- Priorizar a eficiência energética;
- Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país;
- Garantir a segurança de abastecimento;
- Promover a mobilidade sustentável;
- Promover uma agricultura sustentável e potenciar o sequestro de carbono;
- Desenvolver uma indústria inovadora e competitiva;
- Garantir uma transição justa, democrática e coesa.

No PNEC 2030 consta uma caracterização da situação atual em Portugal, no que diz respeito ao clima e à energia, as cinco dimensões enquadradas no Regulamento Europeu 2018/1999, como descarbonização, segurança de abastecimento, mercado interno da energia e investigação, inovação e competitividade, tal como a definição dos contributos nacionais e principais diretrizes de atuação delineadas para o cumprimento dos compromissos globais da UE, englobando energias renováveis, eficiência energética e interligações, no que toca ao decréscimo de emissões de GEE. Pelo que a aposta em sistemas de cogeração seria um contributo para o alcance destes objetivos.

### 4.2.3 Limite de emissões

Tal como já fora mencionado, visando a prevenção e controlo das emissões de poluentes atmosféricos, foi publicado recentemente o Decreto-Lei n.º 39/2018, no qual se estipula as regras de licenciamento das emissões de poluentes para a atmosfera, com os respetivos valores limite dos mesmos.

Esta peça legislativa é aplicável às seguintes instalações e atividades:

- Instalações de combustão, com uma potência térmica nominal igual ou superior a 1 MW e inferior a 50 MW, isto é, médias instalações de combustão, independentemente do tipo de combustível utilizado;
- Complexos constituídos por uma ou mais MIC novas, incluindo o complexo em que a potência térmica nominal total seja igual ou superior a 50 MW, exceto se esse complexo constituir uma instalação de combustão abrangida pelo capítulo III do Decreto-Lei n.º 127/2013, na sua redação atual;
- Atividades industriais, como:
  - Indústrias extrativas
  - Indústrias alimentares
  - Indústrias das bebidas
  - Indústrias do tabaco
  - Fabricação de têxteis
  - Indústria do vestuário
  - Indústria do couro e dos produtos do couro
  - Indústria da madeira e da cortiça e suas obras, exceto mobiliário, fabricação de obras de cestaria e de espartaria
  - Fabricação de pasta, de papel, cartão e seus artigos
  - Impressão e reprodução de suportes gravados
  - Fabricação de coque, de produtos petrolíferos refinados e de aglomerados de combustíveis
  - Fabricação de produtos químicos e de fibras sintéticas ou artificiais, exceto produtos farmacêuticos
  - Fabricação de produtos farmacêuticos de base e de preparações farmacêuticas
  - Fabricação de artigos de borracha e de matérias plásticas
  - Fabricação de outros produtos minerais não metálicos

- Indústrias metalúrgicas de base
  - Fabricação de produtos metálicos, exceto máquinas e equipamentos
  - Fabricação de equipamentos informáticos, equipamento para comunicações
  - Fabricação de máquinas e equipamento n. e.
  - Fabricação de veículos automóveis, reboques, semirreboques e componentes para veículos automóveis
  - Fabricação de outro equipamento de transporte
  - Fabricação de mobiliário e de colchões
  - Outras indústrias transformadoras
  - Reparação, manutenção e instalação de máquinas e equipamentos
  - Recolha, tratamento e eliminação de resíduos; valorização de materiais
- Instalações de combustão que queimem combustíveis de refinaria, isolada ou juntamente com outros combustíveis, para a produção de energia no interior de refinarias de petróleo e de gás;
  - Fornalhas e queimadores das atividades industriais, com uma potência térmica igual ou superior a 1 MW e inferior a 50 MW.

Mais à frente, no documento, serão apresentados os valores limite de emissões atmosféricas que a instalação projetada deverá respeitar, de acordo com o tipo de tecnologia selecionada e a atividade praticada pelo caso de estudo selecionado.

Depois de compreendido o quadro legal pelo qual o sector da cogeração se rege atualmente, torna-se pertinente proceder à análise de um caso prático de um projeto de produção combinada de energia térmica e elétrica, delineado com base no cumprimento dos critérios supracitados, de forma a conhecer as suas potencialidades técnico-económicas.

# ESTUDO DE VIABILIDADE DE UM SISTEMA DE COGERAÇÃO A GÁS NATURAL

- 5.1 Identificação do Caso de Estudo
- 5.2 Metodologia
- 5.3 Regime de Funcionamento
- 5.4 Necessidades Elétricas e Térmicas
- 5.5 Seleção da Tecnologia de Cogeração
- 5.6 Definição de Pressupostos
- 5.7 Cenários analisados
- 5.8 Balanço Energético
- 5.9 Estimativa de Investimento e Custos Operacionais
- 5.10 Balanço Económico
- 5.11 Análise de Sensibilidade



## 5 ESTUDO DE VIABILIDADE DE UM SISTEMA DE COGERAÇÃO A GÁS NATURAL

No presente capítulo será exposto todo o processo inerente à avaliação de viabilidade técnico-económica de um sistema de cogeração, passando pela caracterização do caso de estudo (entidade a beneficiar da instalação de uma unidade cogeneradora), método utilizado, identificação das carências energéticas que impulsionam a necessidade da instalação, parâmetros técnicos e económicos considerados no estudo, definição de pressupostos e uma análise de sensibilidade. No caso de estudo em questão avalia-se ainda a condição de produção de energia elétrica para consumo próprio (autoconsumo), com possibilidade de venda de excedente à rede.

São ainda simulados dois ensaios possíveis para o sistema de cogeração proposto, em que num é dada prioridade, no suprimento das necessidades térmicas, aos queimadores da máquina de papel, e outro em que os gases de combustão são maioritariamente encaminhados para a caldeira de vapor.

Por questões de salvaguarda de informação e confidencialidade, apesar de não serem mencionadas designações específicas que identifiquem a entidade em questão, salienta-se que o trabalho desenvolvido teve por base a leitura e análise de dados reais, constantes de diagramas técnicos, de faturas de eletricidade e de gás.

### 5.1 Identificação do Caso de Estudo

A instalação selecionada para o estudo pertence a uma empresa sediada em território nacional, cuja principal atividade de negócio e prospeção industrial se encontra no âmbito do fabrico de papel e pasta de papel.

Um processo típico de produção de papel que inicia-se pela seleção de matérias-primas, de acordo com o tipo de papel a produzir, a preparação e transformação de uma pasta fibrosa de celulose, com a conseqüente separação das fibras; desagregadas as fibras, segue-se a limpeza e peneiração das mesmas, com a remoção de impurezas; passando pela refinação, que vai promover a resistência do papel à tração, e depois pela remoção de partículas sólidas, através de um sistema de crivos (crivagem); para começar a adquirir forma de folha de papel, a pasta de fibras é depositada sobre uma tela rolante que, por ação mecânica, promove a interligação dos filamentos e reduz o seu volume; por fim dá-se a secagem, retirando toda a água/humidade existente no papel, com a ajuda de uma máquina com um “cilindro secador”, denominada *Yankee*, procedendo-

se, então, ao enrolamento e armazenamento das folhas de papel produzidas (E. Lopes et al., 2002).

## 5.2 Metodologia

O método de trabalho utilizado passou pelo processo analítico de toda a informação fornecida por parte do cliente, assim como da EDP Comercial, desde faturas elétricas e de gás a esquemas técnicos do equipamento da fábrica, permitindo tratar os dados de forma a obter noções acerca das necessidades térmicas e elétricas e regime de funcionamento da fábrica. E a partir da informações deduzidas, foi possível elaborar diagramas de fluxo, nos quais se testa dois cenários possíveis para a integração do sistema de cogeração e como este influencia o funcionamento da unidade fabril e dos equipamentos constituintes, nomeadamente do secador *Yankee*, e ainda criar um *template*, em formato de folha de cálculo do Microsoft Excel, como modelo de avaliação dos dados técnicos e financeiros, com a finalidade de avaliar a viabilidade do projeto.

O modelo de trabalho concebido para este estudo tem a possibilidade de ser adaptado a diferentes projetos, às várias tecnologias de cogeração e a instalações com outro tipo de necessidades energéticas, podendo ainda escolher o tipo de combustível a utilizar, os períodos horários de operação (dias úteis, sábado e domingo) e simular, do ponto de vista financeiro, quatro principais parâmetros de uma análise de viabilidade. Para que o *template* proporcione resultados, é necessário primeiro preenchê-lo com alguns *inputs*, nomeadamente informação técnica do grupo gerador escolhido, dados de operação da instalação atual, preço tarifário da eletricidade que alimenta a unidade, assim como preço do combustível e custos operacionais inerentes ao sistema de cogeração e ainda uma estimativa de investimento, entre outros.

## 5.3 Regime de Funcionamento

Um dos pontos essenciais da análise incide em identificar e conhecer o regime horário em que a instalação fabril opera, de modo a cruzar essa informação com as necessidades energéticas da instalação e com a eletricidade a ser produzida, uma vez que está diretamente relacionado. Uma vez que a intensidade de consumo de eletricidade da rede não é constante ao longo das 24 horas do dia, nem durante os 7 dias da semana, a ERSE definiu a distribuição dos períodos horários como Ponta, Cheias, Vazio Normal e Super Vazio, estabelecendo anualmente as tarifas e preços para a energia elétrica consumida em cada um desses intervalos (Figura 22).

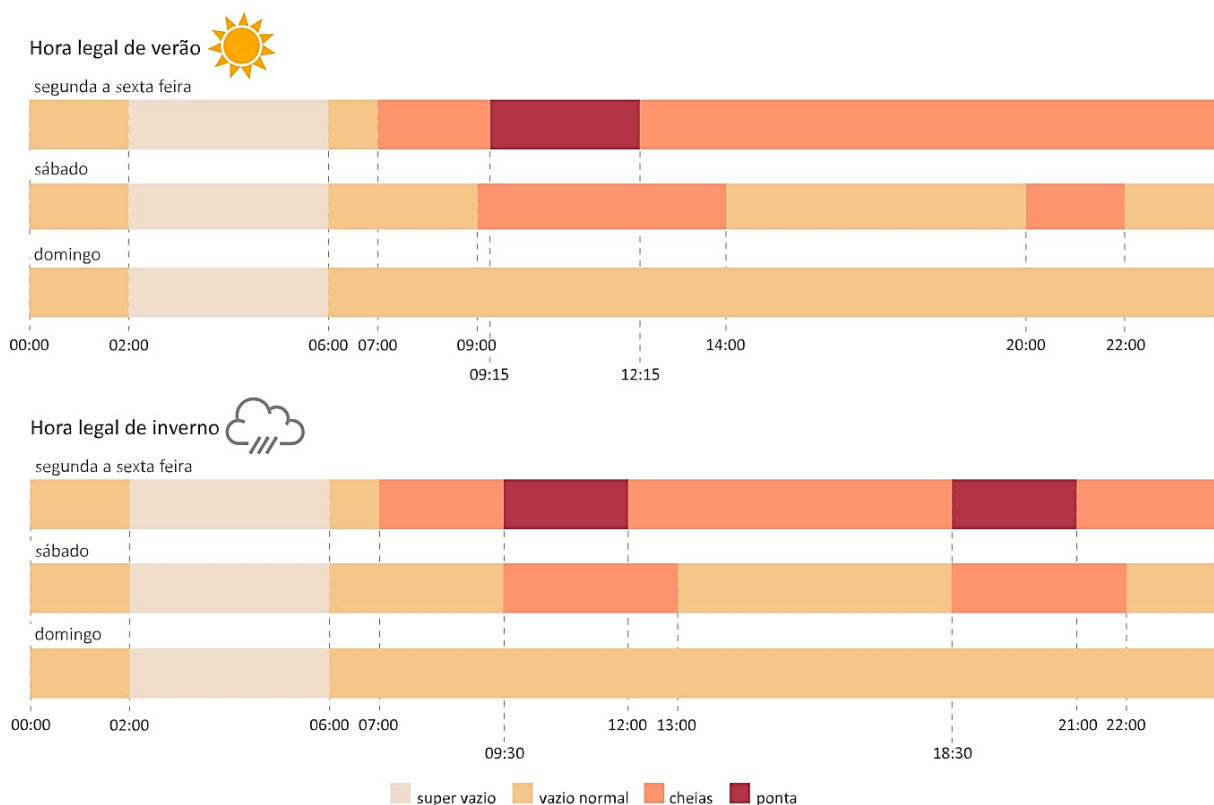


Figura 22 - Períodos horários de consumo de energia elétrica da rede, no verão e inverno (Fonte: ERSE).

Para cada um dos períodos tarifários estabelecidos há um preço atribuído à energia elétrica, de acordo com o nível de tensão a que os clientes consumidores se encontram ligados à rede, podendo estar em Baixa Tensão Especial (BTE), Baixa Tensão Normal (BTN), Média Tensão (MT), Alta Tensão (AT) ou Muito Alta Tensão (MAT). Assim, uma vez que o preço de aquisição de energia varia para o cliente de acordo com o período em que este a consome, também a energia produzida pela unidade de cogeração e fornecida à rede deverá usufruir de uma bonificação proporcional, nas horas de maior procura, tal como mencionado no subcapítulo 4.1.2.1, previsto na Portaria n.º 140/2012.

É ainda importante referir que a instalação em estudo se encontra conectada à rede em nível de Alta Tensão.

#### 5.4 Necessidades Elétricas e Térmicas

Efetuada a leitura das faturas com o registo dos consumos energéticos da fábrica, cedidas pela entidade em estudo, foi possível depreender diversos parâmetros de interesse para a análise. Da Figura 23, com registo de uma potência média de, aproximadamente, 4 MW de consumo durante os primeiros cinco meses de 2019, entende-se que a instalação mantém uma ligação à rede relativamente constante, isto é, funciona sob um regime de 24 horas, sete dias por semana. Períodos de “quebra”

prolongada podem ser indicativos de possíveis paragens esporádicas para operações de manutenção dos aparelhos existentes.

No que diz respeito às necessidades de energia térmica da instalação, a partir do

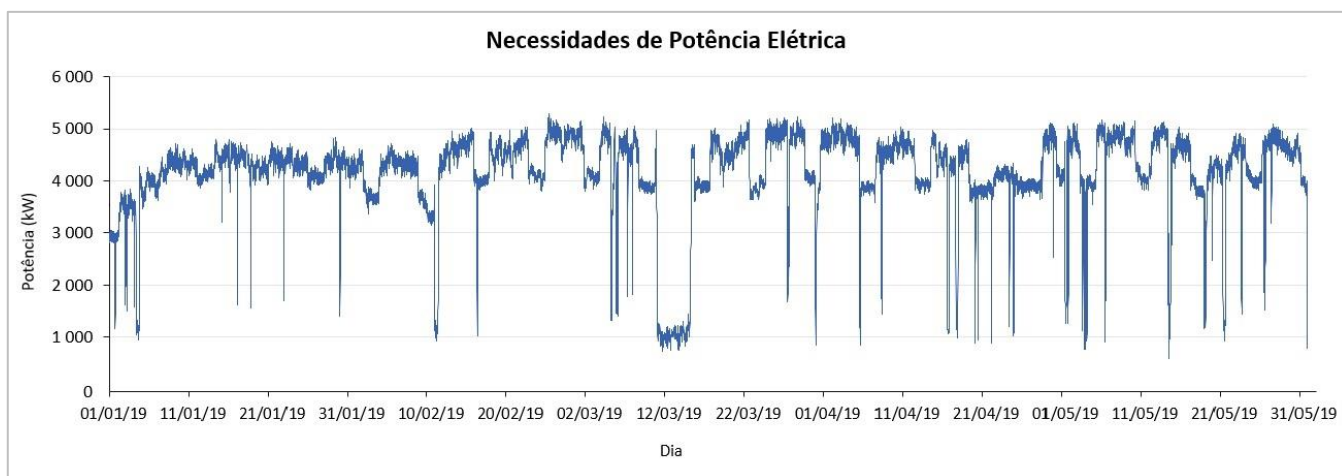


Figura 23 - Gráfico representativo dos consumos elétricos da fábrica registados nos primeiros cinco meses do ano de 2019.

gráfico da Figura 24 é possível observar o consumo diário de combustível, gás natural, ao longo de um ano, entre abril de 2018 e abril de 2019, registando uma média de 14513 Nm<sup>3</sup>/dia. Efetuando o produto entre cada um dos dados de consumo de combustível, da tabela de valores facultada, pelo poder calorífico inferior (PCI) do gás natural, obtém-se os valores correspondentes de energia térmica consumida, em kWh/dia. Refira-se que o valor considerado para o PCI do gás natural é de 10,53 kWh/Nm<sup>3</sup> e o valor da densidade, considerado nos calculos, é de 0,8404 kg/Nm<sup>3</sup>, de acordo com o Despacho n.º 17313/2008.

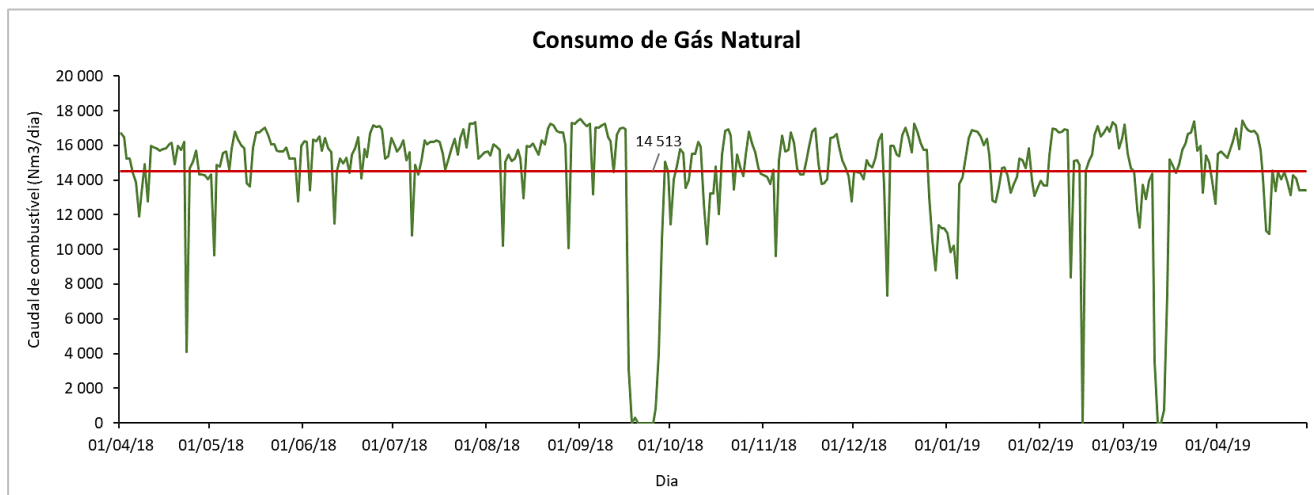


Figura 24 - Representação gráfica dos consumos de combustível registados ao longo de um ano, entre 2018 e 2019.

Tendo em conta informação disponibilizada por parte do cliente relativamente ao funcionamento atual da unidade fabril, é referido que a caldeira existente, de tubos de fumo consome 60% do gás e, o vapor gerado na mesma, sai em direção ao *Yankee Hood* da máquina de papel, a uma pressão de 18 barg. Assim, e para compreender melhor o

comportamento da instalação ao nível dos consumos, estimou-se o valor das necessidades de produção de vapor diárias, com base no seguinte cálculo:

$$\text{Produção de Vapor (kg/h)} = \frac{\text{Energia Consumida} \times \eta_{\text{Caldeira}}}{(h_g - h_f) \times 24} \times 3600 \quad (5.1)$$

Onde:

- $h_g$  representa a entalpia específica do vapor saturado, à pressão de 18 barg, que toma o valor de 2797,06 kJ/kg, obtido por consulta das tabelas termodinâmicas (Cengel et al., 2017);
- $h_f$  representa a entalpia específica do líquido saturado, à pressão de 18 barg, que assume o valor de 884,22 kJ/kg, obtido por consulta das tabelas termodinâmicas (Cengel et al., 2017);
- $\eta_{\text{Caldeira}}$  é o rendimento da caldeira, que assume o valor de 60%;
- a energia consumida (kWh) resulta da estimativa da média horária do consumo de energia em cada dia registado.

Com base nas necessidades de consumo de vapor calculadas, é possível verificar, a partir da Figura 25, que a empresa, num período de um ano, utiliza vapor a uma escala, anual, que varia, maioritariamente, entre os 5000 kg/h e os 8500 kg/h, com paragens pontuais que, mais uma vez, podem refletir avarias ou operações de manutenção das máquinas. No intervalo de tempo analisado, registou-se uma média de 7190 kg/h em produção de vapor.

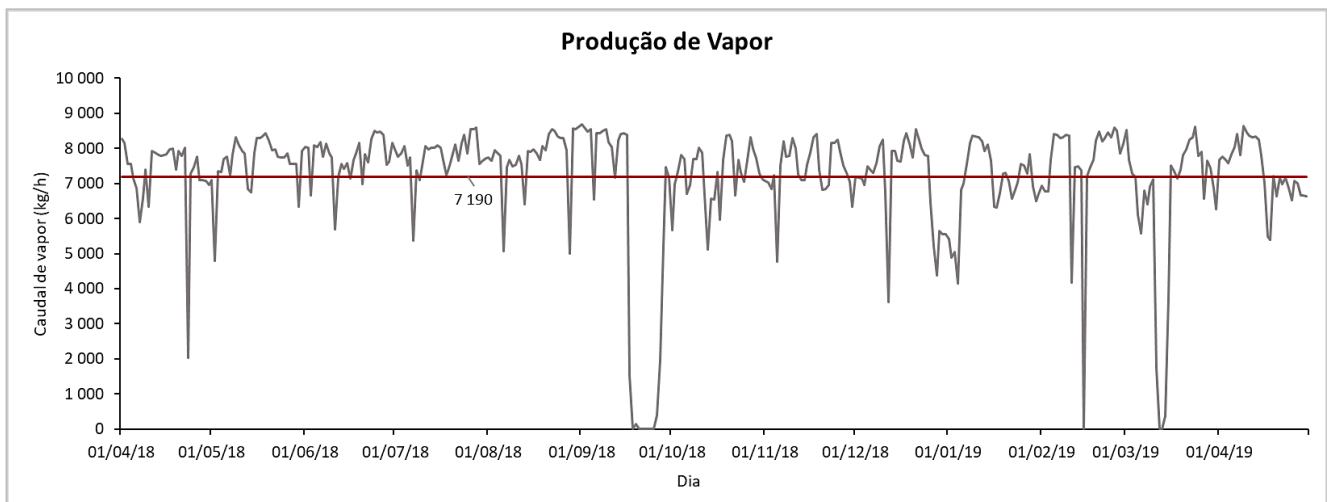


Figura 25 - Gráfico representativo da quantidade de vapor produzido ao longo de um ano, entre 2018e 2019.

## 5.5 Seleção da Tecnologia de Cogeração

Após o tratamento dos dados apresentados pela instalação, no ponto anterior, e com base nas necessidades energéticas estimadas, procedeu-se à escolha da máquina motora, isto é, do grupo gerador, constituinte da cogeração a ser projetada.

Para esta situação em concreto existem dois tipos de tecnologias disponíveis: um motor de combustão interna ou uma turbina a gás. O motor, além de gerar gases quentes, possui circuitos de água quente, contudo, uma vez que a fábrica não tem necessidades de energia sob a forma de água quente, esta energia seria desperdiçada. Por sua vez, a turbina a gás é capaz de gerar vapor e gases quentes, que representam os maiores consumos da entidade em questão e, no geral, da indústria do papel. Assim, a solução mais lógica a adotar será uma turbina a gás.

A função da turbina consiste na transformação da energia disponível no gás natural em energia mecânica que, com o movimento das pás provocado pelo fluxo dos gases de combustão, gera corrente elétrica, com o auxílio de um alternador. Desta forma, ao mesmo tempo que gera energia para consumo da fábrica e fornece o excedente à rede, também é capaz de colmatar as necessidades térmicas da unidade com a energia calorífica disponível nos gases de combustão, a altas temperaturas, que irão percorrer o circuito, alimentando uma caldeira, para gerar vapor, e os queimadores da máquina de papel, auxiliando diretamente nos circuitos de secagem.

Efetuada uma breve análise de mercado e examinando diversos portfólios de empresas fabricantes de turbinas a gás, selecionou-me o modelo CX501-KB5, da empresa produtora Centrax, representada na Figura 26, cuja informação técnica consta na Tabela 3.



Figura 26 - Turbina a gás, modelo CX501-KB5, da Centrax.

Tabela 3 - Especificações técnicas do modelo de turbina a gás selecionado, CX501-KB5.

<b>Modelo CX501-KB5 – Especificações</b>	
<b>Potência</b>	3,9 MWe
<b>Eficiência Elétrica</b>	29,10%
<b>Taxa de Calor</b>	12391 kJ/kWh
<b>Fluxo de Exaustão</b>	15,8 kg/s
<b>Temperatura dos Gases Exaustão</b>	555 °C

Com base na seguinte expressão foi calculado o rendimento térmico ( $\eta_{th}$ ) da cogeração, em função dos dados técnicos da máquina e da energia útil dos gases de combustão aproveitada até que estes saem do sistema:

$$\eta_{th} = \frac{P_{Gases,Saída,T} - P_{Gases,Saída,R}}{CC} \times 100\% \quad (5.2)$$

Onde:

- $P_{Gases,Saída,T}$  é a potência térmica dos gases quentes à saída da turbina (kW)
- $P_{Gases,Saída,S}$  é a potência térmica dos gases quentes à saída do sistema (kW);
- $CC$  corresponde à potência do combustível consumido, de 13402 kW, a partir da divisão da potência da turbina pelo rendimento elétrico;

Tal como abordado no subcapítulo 4.2.3, existe um regime jurídico que regula a prevenção e controlo das emissões de poluentes atmosféricos (DL n.º 39/2018), no qual é estipulado as normas de licenciamento das emissões de poluentes para a atmosfera e definidos os respetivos valores limite dos mesmos. Uma vez que a entidade em estudo tem como principal atividade de negócio o fabrico de papel e pasta de papel, encontra-se abrangida por esta peça legislativa, estando sujeita ao pagamento de licenças de emissão estipuladas no CELE. Por sua vez, os limites de emissão impostos no DL constam no Quadro 9, na Parte I do Anexo III, no ponto 3.2, apresentado um excerto deste na Figura 27.

QUADRO 9					
Poluente	Tipo de média instalação de combustão	Gasóleo	Combustíveis líquidos, exceto o gasóleo	Gás natural	Combustíveis gasosos, exceto o gás natural
SO <sub>2</sub> .....	Motores e turbinas a gás	–	120 <sup>(1)</sup>	–	15 <sup>(2)</sup>
NO <sub>x</sub> .....	Motores <sup>(3)</sup> (4)	190 <sup>(5)</sup>	190 <sup>(5)</sup> (6)	95 <sup>(7)</sup>	190
	Turbinas a gás <sup>(8)</sup>	75	75 <sup>(9)</sup>	50	75
Partículas .....	Motores e turbinas a gás	–	10 <sup>(10)</sup> (11)	–	–
COVNM .....	Motores e turbinas a gás	110	110	110	110
CO .....	Motores	150 <sup>(12)</sup>	150 <sup>(12)</sup>	450 <sup>(13)</sup>	450 <sup>(13)</sup>
	Turbinas a gás	100	100	100	100
Metais I <sup>(14)</sup> .....	Motores e turbinas a gás	0,2	0,2	–	–
Metais II <sup>(15)</sup> .....	Motores e turbinas a gás	1	1	–	–
Metais III <sup>(16)</sup> .....	Motores e turbinas a gás	5	5	–	–

Figura 27 - Valores limite de emissão de poluentes atmosféricos (mg/Nm<sup>3</sup>) para motores e turbina a gás novos.

## 5.6 Definição de Pressupostos

Por forma a suprir a ausência de alguns dados e a facilitar os cálculos efetuados para a determinação dos diferentes elementos considerados nas análises apresentadas nos subcapítulos consequentes, foram assumidos alguns pressupostos, nomeadamente:

- para possíveis avarias, reparações e operações de manutenção, estimou-se um período de paragem total de 3 semanas num ano;
- a pensar na hipótese de que as operações de manutenção da cogeração se realizam durante o horário de funcionamento da fábrica, o fator de utilização do sistema, isto é, a taxa de disponibilidade da máquina toma o valor de 95%;
- admitiu-se que a própria cogeração tem uma percentagem de 5% para autoconsumo da potência elétrica gerada e que esta opera a um regime de carga de 98%;
- tendo por base informações facultadas pela entidade, os rendimentos da caldeira e do sistema de queima acoplado à máquina de papel são de 90% e 100%, respetivamente;
- não se efetuou qualquer alteração aos ventiladores de recirculação por se considerar este um equipamento de processo;
- nas instalações atuais, o caudal de água que é repostado na caldeira provem de condensados (à pressão de 10 bar) e de um depósito de alimentação de água tratada (à temperatura de 80°C), que representa cerca de 40% do caudal de vapor. Contudo, nos dois cenários simulados neste estudo, foi considerada uma taxa de água de reposição de 20% do caudal de vapor que é produzido pela caldeira;
- para perdas de calor por radiação e convecção nos equipamentos, considerou-se uma taxa de 2% e de 3% para perdas em purgas;

- h) os valores de calor específico ( $c_p$ ) utilizados nos cálculos, no caso dos gases quentes, resultam de médias dos valores registados a cada 100°C (numa escala entre 100 e 600°C), variando entre 1,058 e 1,101 kJ/kg.°C e, no caso da água de alimentação, considerou-se 4,186 kJ/kg.°C (valores retirados das tabelas termodinâmicas);
- i) a partir de desenhos técnicos dos dispositivos que compõe o mecanismo de secagem de papel, cedidos pela entidade em questão, é referido que o caudal máximo de entrada nos queimadores é de 18 m<sup>3</sup>/s, assim como uma admissão de temperatura de entrada de T<sub>1</sub>+275°C e de T<sub>2</sub>+380°C da temperatura de saída. Por sua vez, a combustão no interior dos queimadores respeita um caudal nominal de ar e gás natural de 3230 Nm<sup>3</sup>/h e 192 Nm<sup>3</sup>/h, respetivamente;
- j) para as estimativa do investimento necessário a ser feito no projeto, ponderou-se um custo específico de 1000 € por kWe da potência da turbina.

## 5.7 Cenários analisados

Uma vez escolhido o grupo gerador do sistema de cogeração para o caso de estudo, procedeu-se à análise técnica do projeto, integrada na elaboração de diagramas de processo, a partir dos quais se consegue obter uma melhor compreensão acerca dos fluxos que percorrem os equipamentos, assim como o aproveitamento da energia os fenómenos de transferência que sucedem nos mesmos. Foram considerados dois ensaios relativamente à prioridade do encaminhamento dos gases de escape no processo.

Os diagramas, elaborados em formato de folha de cálculo do Excel, são fundamentados nas informações recebidas por parte do cliente, no tratamento dos dados e na determinação das necessidades energética. Têm ainda a particularidade de apresentar campos a azul, preenchidos por parte do utilizador com informação recebida e consultada (ex.: tabelas termodinâmicas, faturas, entre outros).

É importante salientar que os valores listados nos campos a branco, ao longo dos diferentes pontos no diagrama, correspondem a temperatura, caudal, potência e entalpia e resultam de cálculos automatizados cujos resultados têm por base a aplicação da equação que quantifica a potência em cada ponto:

$$Q = \dot{m} \cdot c_p \cdot T \quad (5.3)$$

Em que:

- $Q$  representa o calor transferido no processo, em kW;
- $\dot{m}$  é o caudal mássico da substância, em kg/s;

- $c_p$  é o calor específico a pressão constante, medido em kJ/kg·°C;
- $T$  assinala a temperatura registada num dado ponto, em °C.

De uma forma geral, o mecanismo retratado nos dois cenários segue a mesma lógica e finalidade. A turbina, ao mesmo tempo que gera energia elétrica, produz gases de escape resultantes da combustão, sendo que estes, de seguida, direcionados em simultâneo para os equipamentos inerentes ao processo, nomeadamente, para a caldeira de recuperação de vapor (do inglês, *Heat Recovery Steam Generator* – HRSG) e para os queimadores do circuito de secagem, anexos ao *Yankee-Hood* da máquina de papel.

Os gases de escape encaminhados para a máquina de papel são disponibilizados – por uma conduta bifurcada (B) – para dois queimadores por via de válvulas, regulando o fluxo de acordo com as necessidades de cada um dos lados (campânulas) do *Yankee-Hood*, sendo que os gases se misturam com os gases circulantes provenientes dos tambores de secagem de papel (do lado húmido e do lado seco) (C), revalorizando-o na queima (A). Os gases de combustão seguem novamente para o *Yankee-Hood* e quando retornam ao circuito (E), de ambos os lados da secagem (F), cruzam-se numa conduta que permite que se misturem entre eles (G). Entretanto, uma parte dos gases de escape gerados na turbina seguira em direção à caldeira. Mas, primeiramente, e de acordo com as necessidades de calor da mesma, ocorre uma mistura entre os fumos resultantes da combustão na turbina e os gases de mistura do circuito da máquina de papel (H), maximizando o caudal e a potência disponível. Assim, a representação do processo, bem como as designações (de A a H) das etapas do fluxo, serão apresentadas nos pontos 5.7.1 e 5.7.2, nos respetivos diagramas.

Existe também um recuperador de calor adicional instalado à saída da caldeira de vapor, ao qual é fornecido um caudal de água de alimentação, ao qual é transferido o calor contido nos fumos à saída do sistema. A água pré-aquecida, assim como os condensados, passam por um desgaseificador, onde são removidos possíveis gases, que promovam o desgaste das tubagens, dissolvidos na água, como  $O_2$  e  $CO_2$ , antes de seguir para a caldeira. Posteriormente a essa etapa, o fluido de trabalho passa ainda por um economizador, no qual se dá uma troca de calor entre os fumos, à saída da caldeira. Já na caldeira de recuperação ocorre a produção de vapor saturado, que segue diretamente para o *Yankee-Hood*.

Em ambos os cenários foi considerado que a transferência de calor, ocorrida no recuperador de calor, antes da chaminé, entre os fumos e a água de reposição, permite um pré-aquecimento desta, aumentando a sua temperatura de entrada em +120°C.

É também importante mencionar que as temperaturas calculadas para os gases quentes que saem caldeira e para a água que lhe chega a partir do economizador foram obtidas com base em dois parâmetros, o *approach point* e *pinch point*. Isto é, para um melhor desempenho da caldeira e uma maior eficiência do processo, é recomendável

que a temperatura do fluido de trabalho não se aproxime da temperatura da fonte de calor.

O *pinch point* é a diferença de temperatura dos gases à saída do evaporador, neste caso, da caldeira, e a temperatura do vapor saturado, representando o ponto no qual a temperatura de ambos é mais próxima. Este ponto adota valores, típicos para caldeiras, compreendidos entre 8 e 33°C, tendo sido considerado para o caso de estudo 15°C (Bišćan & Lončar, 2010). Já o *approach point* corresponde à diferença entre a temperatura do vapor saturado e a temperatura da água à saída do economizador. Este último deve ser capaz de aquecer, o máximo possível, o fluido de trabalho, contudo sem quer este atinja condições de ebulição, sendo este um parâmetro importante de regulação do processo e que toma valores, típicos de dispositivos HRSG, entre os 5 e os 35°C (González et al., 2017). Para este caso de estudo foi assumida uma diferença de 12°C.

### 5.7.1 Cenário 1: Prioridade aos Queimadores

No primeiro ensaio, os gases de combustão gerados pela turbina são, prioritariamente, encaminhados para os queimadores anexos ao *Yankee Hood*, para auxiliar na produção de gases diretos que vão integrar no processo de secagem do papel. Os restantes fumos, por sua vez, seguem em direção à caldeira, onde previamente se podem misturar com os gases diretos produzidos pelos queimadores. Assim, é a partir desta premissa que os restantes caudais, de produção de vapor e de água de alimentação, vão ser reajustados de acordo com as necessidades (Figura 28).

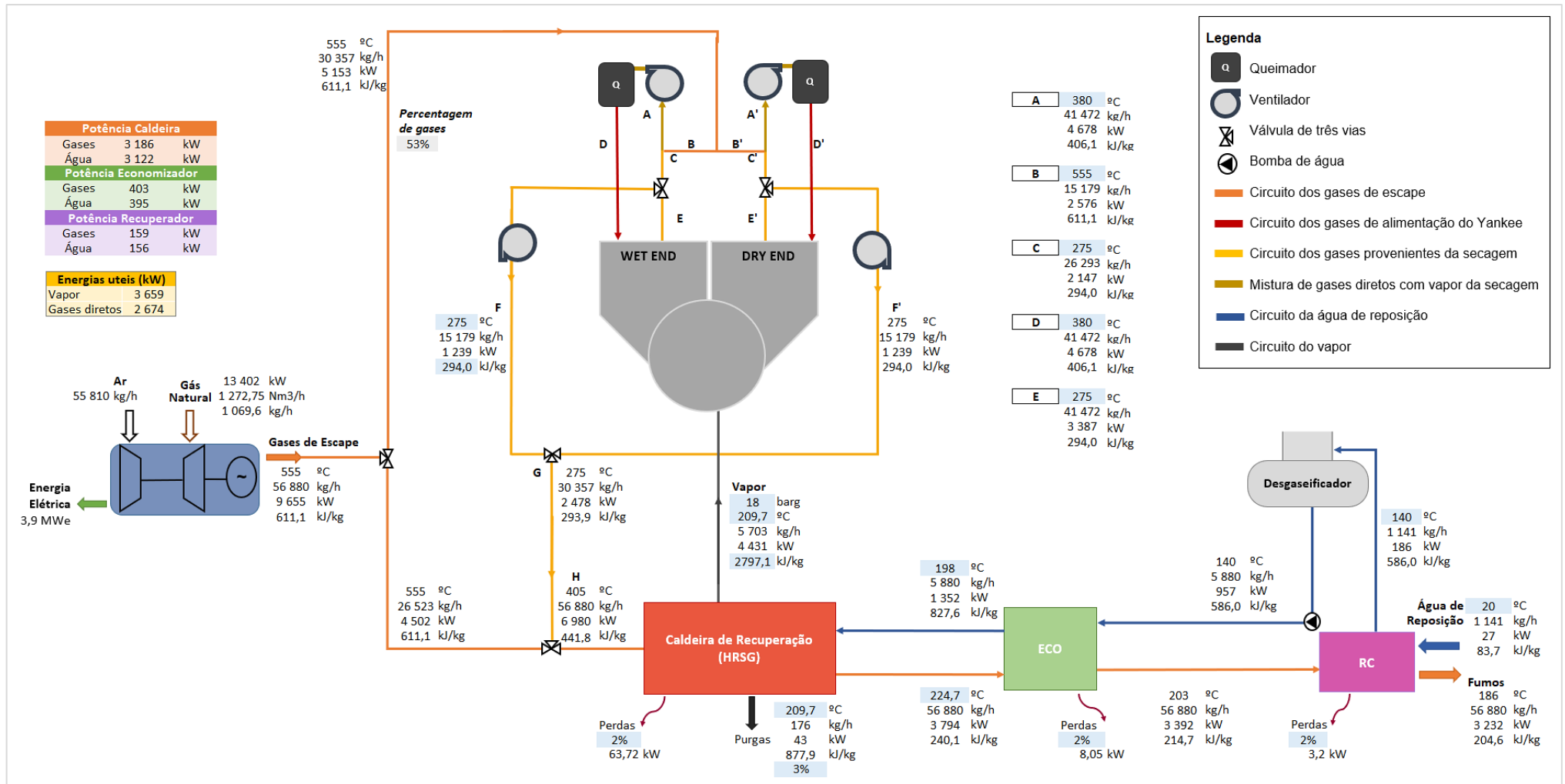


Figura 28 - Diagrama de fluxo do cenário no qual é dada prioridade aos gases diretos para alimentação dos queimadores da máquina de papel.

Para uma melhor compreensão dos resultados apresentados no esquema da figura anterior, as potências da caldeira, do economizador e do recuperador de calor, em função da água e dos gases de exaustão, foram determinadas em cálculos intermédios com base nas seguintes expressões:

- *Caldeira, Economizador e Recuperador*

$$P_{Gases} = P_{Água} + Perdas \quad (5.4)$$

- *Caldeira*

$$P_{Água,C} = P_{Vapor} + (P_{Purgas} - P_{Água,Entrada,C}) \quad (5.5)$$

- *Economizador*

$$P_{Água,E} = P_{Água,Saída,E} - P_{Água,Entrada,E} \quad (5.6)$$

- *Recuperador*

$$P_{Água,R} = P_{Água,Saída,R} - P_{Água,Entrada,R} - Perdas \quad (5.7)$$

Sendo que:

- $P_{Gases}$  representa a potência dos gases no respetivo equipamento [kW];
- $P_{Água}$  representa a potência da água de alimentação no respetivo equipamento [kW];
- as *Perdas* correspondem ao calor perdido, por convecção e radiação, no respetivo equipamento [kW];
- $P_{vapor}$  é a potência disponível no vapor produzido pela caldeira [kW];
- $P_{Purgas}$  corresponde à potência das purgas produzidas na caldeira [kW];
- $P_{Água,Entrada,C}$  representa a potência disponível na água de reposição à entrada da caldeira [kW];
- $P_{Água,Entrada,E}$  e  $P_{Água,Saída,E}$  referem-se à potência disponível na água de reposição, à entrada e saída do economizador, respetivamente [kW];
- $P_{Água,Entrada,R}$  e  $P_{Água,Saída,R}$  referem-se à potência disponível na água de reposição, à entrada e saída do recuperador de calor, respetivamente [kW];

Por sua vez, por aplicação da equação (5.2), determinou-se o valor do rendimento térmico do sistema de cogeração que este cenário registou:

$$\eta_{th} = \frac{9655 - 3232}{13402} \times 100\% = 47,9\% \quad (5.8)$$

Na figura é ainda possível notar que, dos gases encaminhados para os queimadores, com uma potência de térmica de 5153 kW, estes regressam à conduta onde correm os gases de combustão oriundos da turbina ainda com uma potência disponível de 2478 kW, para impulsionar a produção de vapor na caldeira. Por sua vez, os fumos saem do sistema ainda com uma potência térmica considerável, de 3232 kW.

### 5.7.2 Cenário 2: Prioridade na Produção de Vapor

No segundo cenário, os gases de escape gerados pela turbina são, prioritariamente, direcionados para a caldeira de recuperação, para intervir na produção de vapor, que segue para o *Yankee Hood*, onde vai auxiliar na secagem do papel. Como já referido, antes de entrarem na caldeira, os gases de escape poderão ser combinados com os gases diretos de queima provenientes dos queimadores depois de serem utilizados pelo *Yankee Hood*. Então, é a partir deste princípio que os restantes caudais, de vapor saturado e de água de reposição, são reajustados de acordo com as necessidades.

Note-se ainda que, neste ensaio, o caudal mássico de vapor produzido pela caldeira foi considerado em 7190 kg/h, que corresponde à média das necessidades de produção de vapor por parte da fábrica, mencionado no subcapítulo 5.4.

Os valores das potências da caldeira, do economizador e do recuperador de calor, em função da água e dos gases de exaustão, foram determinados de igual forma como no Cenário 1, cujas expressões de cálculo se encontram explicadas no subcapítulo anterior.

Na Figura 29 encontra-se representado o diagrama de processo, elaborado para este ensaio e onde constam detalhados os resultados obtidos em calculos intermédios para a determinação das características do vapor, fluido de trabalho e gases do processo.

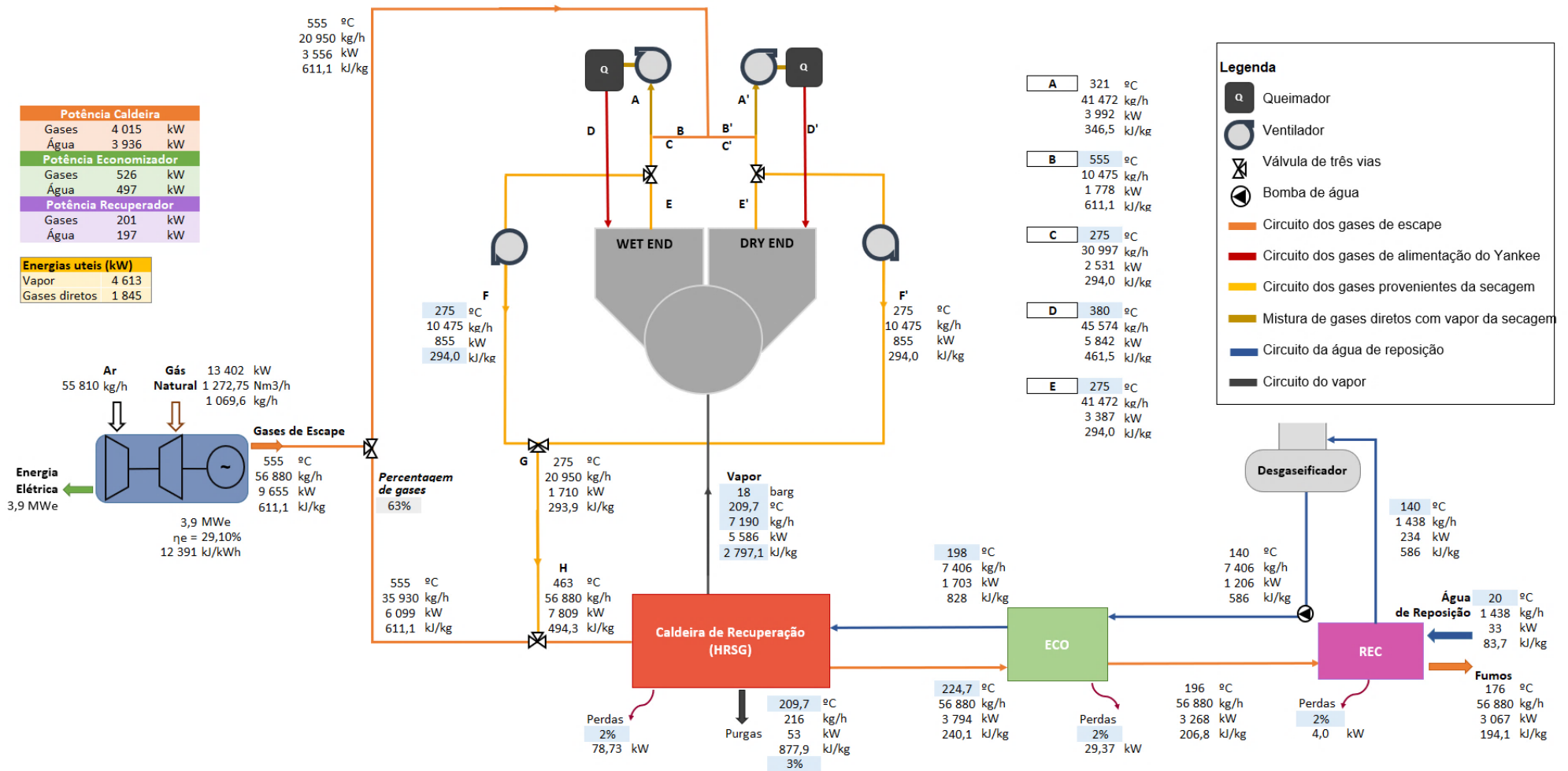


Figura 29 - Diagrama de fluxo do cenário no qual é dada prioridade à alimentação da caldeira para produção de vapor.



Como se pode verificar, na figura anterior, os gases quentes de combustão abandonam o sistema com uma potência térmica (3067 kW) inferior àquela que foi observada no Cenário 1, traduzindo-se numa maior eficiência do sistema, relativamente ao aproveitamento da energia contida nos fumos, à medida que percorrem o circuito. O que é expectável, uma vez que no Cenário 2 se forçou uma produção de vapor superior.

Novamente, por aplicação da equação (5.2), aferiu-se o valor do rendimento térmico do sistema de cogeração que a presente simulação registou:

$$\eta_{th} = \frac{9655 - 3067}{13402} \times 100\% = 49,2\% \quad (5.9)$$

## 5.8 Balanço Energético

Apurada a informação relevante e inerente à compreensão do processo do sistema de cogeração através dos diagramas de fluxos, procedeu-se à contabilização de um balanço energético, relativamente à energia que entra e sai do sistema, assim como o aproveitamento que lhe é feito. Assim, procedeu-se à elaboração e preenchimento de um *template* com todos os dados conhecidos, como é possível observar na Figura 40, em anexo no presente documento. A folha de cálculo tem ainda a particularidade de apresentar campos a azul, destinados ao preenchimento por parte do utilizador, dando liberdade para aferir diferentes valores e ensaios que se pretenda.

Optou-se por realizar o cálculo do balanço energético apenas para o cenário de cogeração que apresentou a maior percentagem de rendimento térmico, uma vez que ambos registaram rendimentos semelhantes, sendo, por isso, com base no ensaio em que é simulada a prioridade de alimentação da caldeira, com os gases de escape da turbina, para a produção de vapor (49,2%).

Primeiramente foram determinadas as potências úteis que a unidade de cogeração permite recuperar, com base no regime de carga e na taxa de autoconsumo da turbina admitidas. Uma vez considerada uma percentagem de 5% para autoconsumo da energia que a própria máquina produz, significa que, efetivamente, esta irá gerar 3705 kW de potência elétrica. Assim, toda a energia que a instalação fabril necessitar de consumir acima desse valor, irá recorrer à rede. Posto isto, efetuou-se uma estimativa, considerando este “valor limite” e o comportamento dos consumos elétricos da entidade no período apresentado pelas faturas, pelo que, em média, seriam consumidos, pela entidade em estudo, 3542 kW de potência elétrica e 163 kW destinados à venda da energia à RESP, a valor de mercado. Na Figura 30 está representado um excerto da folha de cálculo relativamente aos dados de operação e às potências uteis geradas.

DADOS DE OPERAÇÃO		
Regime de carga	98%	%
Autoconsumo da máquina	5%	%
Pot elétrica produzida (liq)	3 705	kW
POTÊNCIAS ÚTEIS RECUPERADAS COG		
Pot. Elétrica p/ Autoconsumo	3 542	kW
Pot. elétrica p/ RESP	163	kW
Regime carga médio calculado	98%	%
Pot. util da produção de Vapor	4 613	kW
Pot. util dos Gases diretos	1 845	kW
Água Quente	0	kW
Água Fria	0	kW

Figura 30 – Dados de operação considerados e potências úteis recuperadas no sistema de cogeração.

De forma a estimar os aproveitamentos energéticos proporcionados pelo sistema de cogeração, procedeu-se à quantificação do número de horas efetivas que a unidade cogeneradora vai estar em laboração, tendo em conta o regime de funcionamento da fábrica e os horários dos períodos tarifários. Para tal, efetuou-se uma estimativa média do total de horas semanais de cada período tarifário em dias úteis, ao sábado e domingo, em horário de verão e inverno, tendo em conta que um ano possui, aproximadamente, 52 semanas e 8766 horas. E ainda, tal como já mencionado, foi admitido um período de 3 semanas de paragem ao ano, assim como uma taxa de disponibilidade de 95%. Posto isto, determinou-se um regime de trabalho de 168 h/semana, totalizando um número de horas líquidas em operação correspondente a 7843 h/ano (Figura 31). Estes valores foram obtidos em prol da seleção de um regime contemplado por todos os períodos horários (ponta, cheias, vazio e super vazio) durante todos os dias da semana, ou seja, a máquina está continuamente em operação, como mostra os campos a azul-escuro, que são de escolha variada. Isto é, são dois campos onde é permitido ao utilizador fazer combinações entre as horas de trabalho, “24 horas” ou “Ponta e Cheias”, e os dias de atividade, “DU” (dias úteis), “DU+Sáb” (dias úteis e sábado) e “DU+Sáb+Dom” (dias úteis, sábado e domingo).

REGIME DE FUNCIONAMENTO		
	DU = dias uteis	
	24 horas	DU+Sáb+Dom
Nº horas de funcionamento	168	h/semana
Nº de paragens	3	semanas
	h/semana	h/ano
Horas de Ponta	20	983
Horas de Cheias	72	3 538
Horas Vazio	48	2 359
Horas Super Vazio	28	1 376
	95%	%
Disponibilidade		
Nº horas brutas	8 256	h/ano
Nº horas efetivas (liq.)	7 843	h/ano

Figura 31 – Estimativa do número de horas de funcionamento da unidade de cogeração.

A partir dos valores acima obtidos foi possível calcular os aproveitamentos e poupanças energéticas do sistema. Os aproveitamentos energéticos foram obtidos multiplicando as potências úteis pelas horas de operação e pelo regime de carga médio, e as poupanças energéticas resultam da divisão entre as potências uteis da produção de vapor e dos gases diretos pelos rendimentos que se verificam atualmente na unidade fabril, na caldeira e no sistema de queima, respetivamente (Figura 32).

<b>Aproveitamentos Energéticos</b>		
Energia Elétrica consumida	27 223	MWh/ano
Energia Elétrica p/ RESP	1 253	MWh/ano
Pot. util da produção de Vapor	35 455	MWh/ano
Pot. util dos Gases diretos	14 180	MWh/ano
Água Quente	0	MWh/ano
Água Fria	0	MWh/ano
<b>Instalação Atual</b>		
Rendimento da Caldeira Vapor	90%	%
Rendimento Sistema de Queima	100%	%
Rendimento da prod. de AQ	0%	%
Rendimento da prod. de AF	0,0	(EER)
<b>Poupanças Energéticas</b>		
Energia Elétrica consumida	27 223	MWh/ano
Energia elétrica p/ RESP	1 253	MWh/ano
Pot. util da produção de Vapor	39 394	MWh/ano
Pot. util dos Gases diretos	14 180	MWh/ano
Água Quente	0	MWh/ano
Água Fria	0	MWh/ano

Figura 32 – Aproveitamentos e poupanças energéticas estimadas para o sistema de cogeração a gás natural.

Assim, com base nos resultados obtidos, verifica-se um total de poupança de energia, relativamente à produção combinada de calor e eletricidade, proporcionada pelo sistema de cogeração, em 82051 MWh/ano.

### 5.8.1 Cálculo da PEP

Tendo em conta a legislação anteriormente abordada, torna-se interessante compreender se esta unidade de cogeração proposta se enquadra na definição de cogeração eficiente ou cogeração de elevada eficiência. Para tal, procedeu-se à determinação da poupança de energia primária, por aplicação da equação 4.1:

$$\begin{aligned}
 PEP &= \left[ 1 - \frac{1}{\frac{CHP H\eta}{Ref H\eta} + \frac{CHP E\eta}{Ref E\eta}} \right] \times 100\% \\
 &= \left[ 1 - \frac{1}{\frac{49,2\%}{82\%} + \frac{29,1\%}{52,5\%}} \right] \times 100\% = 13,4\%
 \end{aligned}
 \tag{5.10}$$

Uma vez que o valor da PEP é superior a 10%, tal como indicado nos critérios definidos no ponto n.º 2 do artigo 3.º do DL n.º 23/2010, então, este sistema é considerado como uma cogeração de elevada eficiência.

## 5.9 Proveitos e Custos Operacionais

Tendo em conta o regime de funcionamento apresentado na Figura 22, no subcapítulo 5.3, é importante conhecer as tarifas que estão associadas aos períodos horários, numa instalação ligada à rede em AT, assim como o preço associado à potência em horas de ponta, que representa o quociente mensal entre a energia ativa consumida, nas horas de ponta (PHP), e o número de horas de ponta contabilizadas para o mesmo período, como exposto na Figura 33. O preço do combustível e da eletricidade são aspetos decisivos quando se trata de uma análise económica de um projeto destes, pois exercem bastante influência na viabilidade do projeto. Mais uma vez, de recordar que os valores apresentados correspondem a preços reais cobrados, registados em faturas consultadas.

PREÇOS E TARIFAS DE ENERGIA		
	€/kWh	kWh/ano
Ponta	0,09516	3 832 920
Cheias	0,08347	13 798 512
Vazio	0,06487	9 199 008
Super Vazio	0,06276	5 366 088
Preço PHP	3,22	€/kW mês
Rácio horário	94%	%
Poupança PHP	12 558,00	€/mês
Preço médio Elet. (consumo)	76,10	€/MWh
Preço do Combustível	0,270	€/Nm3
Tarifa de Mercado	37,76	€/MWh
Prémio de Eficiência	8,22	€/MWh
Tarifa de Referência	94,62	€/MWh

Figura 33 – Preço das tarifas de acesso às redes, em cada um dos períodos horários, e custo e poupança da PHP.

Tal como mostra a figura acima, o preço da potência em horas de ponta é de 3,22 €/kW.mês, pelo que, se multiplicar pela potência elétrica da turbina (3,9 MW), resulta

numa poupança mensal de 12 558 €, ou seja, o equivalente a um custo evitado, por consumir da energia gerada pela própria máquina, ao invés de recorrer à rede.

A partir das tarifas de cada período horário correspondente e do número de horas de trabalho líquidas, estimou-se o preço médio da eletricidade consumida em cerca de 76,10 €/MWh, sendo por este valor que se irá determinar a poupança económica em energia elétrica que deixa de ser gasta diretamente da rede.

Outra informação relevante para a análise é o preço do combustível (gás natural), que tem um valor de 0,270 €/Nm<sup>3</sup>. Para determinar os proveitos que a cogeração permite, na condição de venda de excedente à rede, consultou-se os preços praticados para a venda de energia elétrica no website do polo português do MIBEL que, ao dia 25 de junho de 2020, apresentava o valor de 37,76 €/MWh. Assim, foram estimados os proveitos e custos operacionais gerados pelo sistema de cogeração (Figura 35). Ressalva-se que, para operações de manutenção da máquina foi assumido que estas seriam executadas pelos operadores existentes na unidade fabril, já formados para este tipo de funções.

PROVEITOS/CUSTOS EVITADOS			CUSTOS OPERACIONAIS COG		
Eletricidade (termo de energia)	2 071 586	€/ano	Consumo de Combustível	2 641 199	€/ano
Venda de excedente à rede	47 306	€/ano	Preço óleo lubrificação	2,0	€/h
En. util da produção de Vapor	1 010 114	€/ano		15 685	€/ano
En. util dos Gases diretos	363 602	€/ano		18	€/h
Água Quente	0	€/ano	Custo de Manutenção Máq.	141 169	€/ano
Água Fria	0	€/ano	Contrato de Manutenção	0	€/ano
Energia elétrica (PHP)	142 025	€/ano	Fee de Gestão	0	€/ano
Prémio de Eficiência (PE)	264 599	€/ano	Manutenções corretivas	0	€/ano
Tarifa de Referência	3 046 274	€/ano	Seguros	5 000	€/ano
<b>Total</b>	<b>3 634 632</b>	<b>€/ano</b>	<b>Total</b>	<b>3 053 601</b>	<b>€/ano</b>

Figura 34 – Proveitos e custos operacionais do sistema de cogeração obtidos.

Os proveitos foram obtidos com base no produto entre as poupanças energéticas calculadas, e apresentadas na Figura 32, e o preço estimado da eletricidade consumida, do combustível e a tarifa de mercado para a venda do excedente de energia à rede, totalizando uma bonificação de 3 634 632 euros anuais. Já os encargos operacionais com a cogeração têm um peso de 3 053 601 €/ano. Note-se ainda que, apesar de constarem na folha de cálculo, por esta ser adaptável a diferentes tipos de projetos de cogeração, não se consideraram o prémio de eficiência e a tarifa de referência no somatório dos proveitos, por estes não integrarem a submodalidade de autoconsumo, do DL n.º 68-A/2015.

Em acréscimo, tal como já fora verificado, a entidade em estudo é abrangida pelo CELE, precisando de adquirir, anualmente, títulos de emissão para os poluentes atmosféricos que emite, em resultado da sua atividade. Desta forma, tornou-se necessário estimar quais as despesas com esta condicionante. Então, verificou-se que o valor mais recente praticado pelas licenças de emissão de CO<sub>2</sub> é cerca de 25 €/ton. De seguida efetuou-se uma estimativa da quantidade de CO<sub>2</sub> equivalente que será produzido pela cogeração e os custos associados à aquisição de títulos de emissão.

Posteriormente calculou-se o consumo de combustível anual, através do produto do consumo de combustível, por parte da turbina, pelo regime de carga médio e o número de horas efetivas de trabalho, resultando em 9 782 219 Nm<sup>3</sup>/ano de gás natural empregue. Relativamente às poupanças energéticas obtidas em relação à potência útil do vapor e dos gases diretos, que constituem um consumo de combustível evitado em cerca de 5 087 836 Nm<sup>3</sup>/ano e, notando que a diferença entre este valor e o consumo de combustível da cogeração, o resultado traduz-se num consumo de combustível adicional.

Assim, e com base na tabela de valores de PCI, Fator de Emissão (FE) e Fator de Oxidação (FO), disponibilizada pela APA em 2013 e em conformidade com o Regulamento n.º 601/2012/UE, a quantificação de CO<sub>2</sub> emitido é dada por:

$$CO_2\text{emitido} = FE \times FO \times PCI \times CC_{GN} = 10022 \text{ ton/ano} \quad (5.11)$$

Sendo que na expressão:

- FE toma o valor de 56,6 kgCO<sub>2</sub>/GJ, equivalente a 0,20376 kg/kWh;
- FO toma o valor de 0,995 (adimensional);
- PCI toma o valor de 10,53 kWh/Nm<sup>3</sup>;
- CC<sub>GN</sub> representa o consumo de combustível adicional e toma o valor obtido de 4 694 382 Nm<sup>3</sup>/ano.

Desta forma, o produto entre a quantidade de CO<sub>2</sub> emitido e o preço por tonelada deste gás equivale a um custo anual estimado de 250 547 €, que entra no total obtido em custos operacionais da cogeração.

## 5.10 Balanço Económico

O balanço económico tem por base uma análise de investimento, onde são analisados indicadores de viabilidade, como o período de retorno ou *Payback* (PB), o valor atualizado líquido (VAL), a taxa interna de rentabilidade (TIR) e o índice de rentabilidade (IR).

Para melhor compreensão, o VAL de um investimento corresponde à diferença dos valores atualizados, para um instante comum, de todos os custos e proveitos inerentes a um projeto de investimento, ao longo do período de vida útil do projeto. A TIR representa a taxa de rendimento do projeto de investimento, ou seja, quanto maior for, maior será a rentabilidade do mesmo. Por sua vez, o período de retorno, tal como o nome indica, corresponde ao espaço de tempo necessário para que o investidor adquira o reembolso do capital investido. E, por último, o IR apresenta a rentabilidade efetiva,

por unidade de capital investido, do projeto, podendo o seu valor ser igual, superior ou inferior a zero.

Primeiro procedeu-se à estimativa do valor de investimento no sistema de cogeração, tendo por base o pressuposto já definido na alínea j) do subcapítulo 5.6, pelo que este será de 3 900 000 €, cujo valor é estruturado e distribuído por custos ponderados, dentro daquilo que é normalmente praticado no mercado em projetos semelhantes (Figura 35).

INVESTIMENTO		
Motogerador e auxiliares	75%	70-80%
Caldeira de recuperação	12%	10-20%
Chiller absorção + Torre arref.	0%	0%
Interligações mecânicas e gás	3%	0-5%
Ventilação	1%	0-5%
Instalações eléctricas	4%	0-5%
Controlo	1%	0-5%
Construção civil	3%	0-5%
Engenharia	1%	0-5%
Pressuposto de custo específico	1 000	€/kW
<b>Total</b>	<b>3 900 000</b>	<b>€</b>

Figura 35 - Estrutura e repartição do investimento ponderado com base no custo específico.

Posteriormente, para efetuar a análise de investimento, num horizonte temporal de 10 anos, era necessário provocar variações plausíveis ao longo dos anos, no valor dos encargos e proveitos, de forma a que os resultados previstos fossem o mais próximo possível da realidade. No que diz respeito aos proveitos, afetos à variação do preço do gás natural, da potência em horas de ponta e da energia elétrica, consultou-se o histórico de preços médios ponderados de energia elétrica e de gás natural, no sector da indústria, na União Europeia, entre 2008 e 2019, a partir da DGEG, assim como os preços da PHP, em alta tensão, para o mesmo período, a partir da ERSE, fazendo uma média da variação percentual que se registou de ano para ano. Assim, com base nesta informação, os valores assumidos para a variação anual do preço do gás natural e da PHP é, para ambos, de 1,7%, e para a eletricidade é de 2,7%.

Relativamente aos custos operacionais com a cogeração, recorreu-se ao IPC, que traduz a variação dos preços dos bens e serviços da economia. Este índice visa estabelecer uma relação entre os preços verificados em momentos distintos, tendo como objetivo medir as alterações no custo de vida dos consumidores e permite ainda a determinação da taxa de inflação periódica. Assim, com base nas projeções económicas observadas no *website* do Banco de Portugal, em Junho de 2020, estas refletiam um IPC de 0,1% para o presente ano, 0,8% para 2021 e 1,1% para 2022, tendo sido estes os valores adotados para o prazo de vida útil do projeto de investimento.

Além do supracitado, foi ainda necessário determinar o custo médio ponderado do capital (CMPC) ou WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), que representa uma média ponderada do custo de cada espécie de capital investido (próprio e alheio), isto é, o

custo de oportunidade que os investidores têm de lidar quando fazem um investimento do seu capital em determinado ativo, em detrimento de outros com um nível de risco idêntico, sendo que, por sua vez, este valor afeta o resultado do VAL (Koller et al., 2005). O seu valor é determinado a partir da seguinte fórmula:

$$WACC = k_s \times \frac{E}{V} + k_d \times \frac{D}{V} \times (1 - IRC) \quad (5.12)$$

Sendo que nesta equação:

- $k_s$  é a taxa de juro mínima exigida pelos investidores [%];
- $k_d$  é a taxa média de remuneração dos capitais obtidos de empréstimo [%];
- $E$  representa o valor de mercado do capital próprio [%];
- $D$  representa o valor de mercado do capital alheio [%];
- $V$  é o valor de mercado dos empréstimos [%];
- $IRC$  corresponde à taxa de imposto sobre o lucro [%].

As variantes do custo do capital próprio e do custo do capital alheio correspondem à estrutura de capital que a empresa visa assumir no futuro e não, obrigatoriamente, à estrutura de capital atual desta. Adicionalmente, as variantes devem ser uma reflexão dos valores de mercado do capital próprio e da dívida e não os valores contabilísticos.

Posto isto, e na falta de informação financeira privada relativamente à entidade em questão, recorreu-se à base de dados de Aswath Damodaran, disponibilizada online e atualizada a 5 de janeiro de 2020, de onde foi possível retirar a informação constante da Tabela 4, correspondente à área de atividade da empresa, que permitiu estimar o valor do WACC.

Tabela 4 – Estimativa do Custo Médio Ponderado do Capital (Fonte: Demodaran, 2020).

Custo Médio Ponderado do Capital (WACC)			Fonte
(A)	Custo da dívida	3,27%	Demodaran, 05/01/2020
(B)	Taxa de imposto	10,41%	Demodaran, 05/01/2020
(C)	Valor de mercado do capital próprio	71,71%	Demodaran, 05/01/2020
(D)	Valor de mercado do capital alheio	28,29%	Demodaran, 05/01/2020
(E)	Taxa de juro mínima exigida pelos investidores	9,91%	Demodaran, 05/01/2020
<b>WACC = (A x (1-B) x D) + (E x C)</b>		<b>7,94%</b>	

Assim, a partir dos dados previamente recolhidos, e com base num regime de funcionamento a 24 horas durante 7 dias por semana, procedeu-se à análise de investimento do sistema de cogeração a gás natural, a partir do *template* criado, como mostra a Figura 36.

ANÁLISE DE INVESTIMENTO													
	ΔGN e ΔPHP	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	
	ΔEE	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	
	ΔIPC	0,1%	0,8%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	
WACC	7,94%												
		Ano											
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Investimento	-3 900 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3 900 000
Custos	0	-3 136 048	-3 161 136	-3 195 909	-3 231 064	-3 266 605	-3 302 538	-3 338 866	-3 375 594	-3 412 725	-3 450 265	-3 487 750	-32 870 750
Proveitos	0	3 714 594	3 796 315	3 879 834	3 965 191	4 052 425	4 141 578	4 232 693	4 325 812	4 420 980	4 518 242	4 618 594	19 408 360
Cash-Flow (CF)	-3 900 000	578 546	635 179	683 926	734 127	785 819	839 040	893 827	950 219	1 008 255	1 067 977	1 129 844	-482 402
CF Exp. atualizados	-3 900 000	535 989	545 169	543 828	540 806	536 304	530 503	523 572	515 661	506 907	497 436	488 165	5 276 176
CF acumulados	-3 900 000	-3 321 454	-2 686 274	-2 002 349	-1 268 222	-482 402	356 638	1 250 465	2 200 683	3 208 938	4 276 915	5 406 759	-2 367 063
PB	5,3												
VAL	1 274 946												
TIR	14%												
IR	1,35												

Figura 36 - Análise de investimento no projeto do sistema de cogeração a gás natural.

Tal como é possível perceber pela figura anterior, a análise económica deste projeto apresenta um panorama bastante positivo e interessante, para um sistema de cogeração de elevada eficiência, do ponto de vista do investidor, que se reflete num período de retorno de 5,3 anos, inferior ao ciclo de vida financeiro de 10 anos, de um VAL de 1 274 946 €, uma TIR de 14%, superior ao custo médio ponderado do capital, e um índice de rentabilidade de 1,35, ou seja, superior à unidade e, por isso, rentável e passível de gerar excedente económico.

Refira-se ainda que, de acordo com o estipulado anteriormente no subcapítulo 4.1.4.3, as unidades de cogeração que pretendam operar sob um regime de autoconsumo estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa durante um período de 10 anos. Na alínea c) do n.º 3 do artigo 4.º-C, do respetivo decreto-lei, o pagamento dessa compensação passaria a ter efeito a partir do momento em que a soma da potência instalada em instalações e cogeração abrangidas pelas submodalidades A e B (do regime remuneratório geral) que, na sua totalidade ou parcialmente, consomem ou entreguem a energia que produzem a instalações associadas, atingir 5% do total da potência instalada nos centros electroprodutores do SEN. De acordo com o relatório de Dados Técnicos de 2019 publicados pela REN, nesse mesmo ano, o parque electroprodutor nacional apresentava um total de potência instalada de 20208 MW, sendo 1117 MW de potência detidos por centrais de cogeração. Desta forma, o limite a partir do qual se passaria a pagar a compensação será de 1010,4 MW. Contudo, desses 1117 MW de potência pertencentes a unidades de cogeração, não há informação precisa que nos diga quantas delas estão enquadradas na submodalidade A e B, do regime geral, e qual a quota abrangida pelo regime especial, daí o cálculo não ter sido considerado para o presente caso de estudo.

## 5.11 Análise de Sensibilidade

Todos os critérios usados na análise económica são baseados em estimativas desenvolvidas para um horizonte temporal definido para o investimento. De forma a avaliar ao máximo, e dentro do possível, os efeitos limitativos das estimativas e previsões das variáveis do investimento, recorreu-se a análises de sensibilidade das mesmas. Isto é, pretende-se prever os efeitos que a alteração de uma variável tem sobre os resultados esperados do projeto, mantendo-se todas as outras variáveis com os valores inicialmente calculados. Então, as alterações provocadas foram, nomeadamente, ao nível do preço do combustível e da energia elétrica, em dois regimes de trabalho, um de 17 horas por dia (ponta e cheias), em dias úteis e ao sábado, e outro de 24 horas, em dias úteis e ao fim de semana, e ainda a simulação da análise de investimento no caso de o cliente em questão estar ligado à rede em MT.

Começando pela última variante referida, foram facultados valores de referência, por parte da EDP Comercial, para as tarifas de acesso às redes, em cada um dos períodos horários, em média tensão. Os preços de energia para Ponta, Cheias, Vazio e Super Vazio são, respetivamente, de 11,60 €/MWh, 97,50 €/MWh, 60,50 €/MWh e 59 €/MWh, e ainda, para o preço da potência em horas de ponta, por consulta da ERSE, adotou-se o valor praticado em 2019, de 5,928 €/kW.mês. Assim, nas mesmas condições da análise feita em AT, ao nível da produção e poupança energética, do valor de investimento, bem como do regime de trabalho em 24 horas para cada um do sete dias da semana, na Figura 37 apresentam-se os resultados obtidos.

ANÁLISE DE INVESTIMENTO													
	ΔGN e ΔPHP	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	
	ΔEE	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	
	ΔIPC	0,1%	0,8%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	
WACC	7,94%	Ano											
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Investimento	-3 900 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3 900 000
Custos	0	-3 136 048	-3 161 136	-3 195 909	-3 231 064	-3 266 605	-3 302 538	-3 338 866	-3 375 594	-3 412 725	-3 450 265	-3 487 750	-32 870 750
Proveitos	0	4 020 809	4 109 266	4 199 670	4 292 063	4 386 488	4 482 991	4 581 617	4 682 413	4 785 426	4 890 705	5 000 000	21 008 297
Cash-Flow (CF)	-3 900 000	884 761	948 130	1 003 761	1 060 999	1 119 883	1 180 453	1 242 751	1 306 819	1 372 700	1 440 440	1 510 250	1 117 534
CF Exp. atualizados	-3 900 000	819 678	813 773	798 148	781 602	764 294	746 370	727 959	709 179	690 135	670 920	652 059	7 522 059
CF acumulados	-3 900 000	-3 015 239	-2 067 109	-1 063 348	-2 348	1 117 534	2 297 987	3 540 738	4 847 557	6 220 258	7 660 698	9 160 948	15 636 729
PB	4,5												
VAL	3 355 622												
TIR	24%												
IR	1,93												

Figura 37 - Análise de investimento no projeto de cogeração a gás natural, com tarifas de acesso às redes em MT.

Com base nos resultados expostos na figura anterior, é possível compreender a importância do preço da energia elétrica, uma vez que influencia em muito a viabilidade de um projeto, traduzindo-se em indicadores mais atraentes, para os investidores. Portanto, com base nas mesmas condições que o caso de estudo em questão, alterando somente os preços de energia, sendo esta mais cara em média tensão, obtêm-se resultados superiores do que em alta tensão, bastante otimistas, com um *payback* de 4,5 anos, um VAL de 3 355 622 €, uma TIR de 24% e um índice de rentabilidade de 1,93, indicando ser um projeto de investimento rentável, capaz de gerar ainda mais lucro.

Posteriormente, em condições de alta tensão, provocou-se uma variação dos preços do gás natural e da eletricidade, em função de um horário de trabalho de 17 horas por dia útil e sábado e outro de 24 horas por dia útil e ao fim de semana, a refletir-se no período de retorno do investimento. Para a elaboração dos quadros apresentados nas Figuras 38 e 39, definiu-se um limite temporal de 5,5 anos do período de retorno, isto é, considerou-se que a partir desse valor o investimento já perdia um pouco de potencial aos olhos de um investidor, sendo que os campos a vermelho representam aquilo a que se poderá chamar de “mau empreendimento”, com resultados pouco interessantes ou até mesmo não viáveis, tendo em conta que os valores do *payback* são muito próximos ou até superiores ao horizonte temporal definido a 10 anos.

			Preço Eletricidade (€/MWh)								
			-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%
			68,81	73,11	77,41	81,71	<b>86,01</b>	90,31	94,61	98,91	103,21
Preço Gás Natural (€/Nm <sup>3</sup> )	-20%	0,216	7,3	6,4	5,7	5,2	4,7	4,3	4	3,7	3,5
	-15%	0,230	7,8	6,8	6	5,4	4,9	4,5	4,2	3,9	3,6
	-10%	0,243	8,4	7,2	6,4	5,7	5,3	4,7	4,3	4	3,7
	-5%	0,257	9,1	7,8	6,8	6	5,5	4,9	4,5	4,2	3,9
	0%	<b>0,270</b>	9,9	8,3	7,2	6,4	<b>5,9</b>	5,2	4,7	4,3	4
	5%	0,284	10,8	9	7,7	6,8	6,2	5,4	4,9	4,5	4,2
	10%	0,297	12	9,8	8,3	7,2	6,4	5,7	5,1	4,7	4,3
	15%	0,311	13,5	10,8	9	7,7	6,7	6	5,4	4,9	4,5
	20%	0,324	15,4	12	9,8	8,3	7,2	6,3	5,7	5,1	4,7

Figura 38 - Quadro de variações nos preços de combustível e energia elétrica, num regime de funcionamento em horas de ponta a e cheias, em dias úteis e ao sábado.

			Preço Eletricidade (€/MWh)								
			-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%
			60,88	64,69	68,49	72,30	<b>76,10</b>	79,91	83,71	87,52	91,32
Preço Gás Natural (€/Nm <sup>3</sup> )	-20%	0,216	6,4	5,4	4,6	4,1	3,6	3,3	3	2,7	2,5
	-15%	0,230	7,2	5,9	5	4,4	3,9	3,5	3,1	2,9	2,6
	-10%	0,243	8,1	6,5	5,5	4,7	4,3	3,7	3,3	3	2,8
	-5%	0,257	9,4	7,3	6	5,1	4,8	3,9	3,5	3,2	2,9
	0%	<b>0,270</b>	11,2	8,4	6,7	5,6	<b>5,3</b>	4,2	3,7	3,3	3
	5%	0,284	13,7	9,7	7,5	6,1	5,5	4,5	4	3,5	3,2
	10%	0,297	17,7	11,6	8,6	6,8	5,9	4,8	4,2	3,8	3,4
	15%	0,311	25	14,3	10	7,7	6,6	5,3	4,5	4	3,6
	20%	0,324	32,3	18,7	12	8,8	7,4	5,8	4,9	4,3	3,8

Figura 39 - Quadro de variações nos preços de combustível e energia elétrica, num regime de funcionamento de 24 horas, 7 dias por semana.

Mais uma vez, a partir desta análise de sensibilidade é possível verificar o quanto a variação dos preços das energias pode afetar a viabilidade de um projeto de investimento, pois quanto maior for o custo da eletricidade, em detrimento do custo do gás natural, mais potencial apresenta o negócio. Por outras palavras, quanto mais cara for a energia elétrica, maiores serão as poupanças que advêm do projeto de cogeração, particularmente a respeito da quota parte significativa de energia que é produzida pela turbina e consumida nas próprias instalações e é evitada de consumir da RESP.



# CONCLUSÕES

6.1 Considerações Finais

6.2 Trabalhos Futuros



## 6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Neste capítulo serão apresentadas as principais conclusões passíveis de serem retiradas do presente estudo, assim como sugestões para trabalhos futuros pertinentes, de acordo com as necessidades do mercado atual, em prol da cogeração.

### 6.1 Considerações Finais

Um sistema de cogeração apresenta-se como uma tecnologia de produção combinada de calor útil e energia elétrica, a partir de uma só fonte, sendo esta renovável ou fóssil, que proporciona, não só, mas principalmente, benefícios socioeconómicos e ambientais.

No início da exploração da atividade de cogeração, era um requisito quase primordial a existência de necessidades térmicas sob a forma de calor para que a mesma se pudesse instalar e executar dentro dos possíveis. Contudo, sempre houve instalações com necessidades térmicas sob a forma de frio que não viam as suas necessidades colmatadas. Foi mais tarde, com o surgimento dos *chillers*, que a gama de aplicações da cogeração aumentou e possibilitou a conversão de energia térmica a elevadas temperaturas em baixas temperaturas.

Atualmente, as tecnologias de cogeração disponíveis são divididas entre duas categorias: convencionais, onde se enquadram a turbina a gás, a turbinas a vapor, o ciclo combinado, o motor de combustão interna e o motor a vapor, que já se encontram num estado de maturação tecnológica avançado, e emergentes, como é o caso das microturbinas e pilhas de combustível, que apesar de recentes no mercado, têm potencialidade de crescimento.

A publicação do DL n.º 23/2010 surgiu como uma “rampa de lançamento” para aquilo que seria o quadro legislativo onde estava prevista a regulamentação da atividade de cogeração em Portugal e políticas de promoção e incentivo ao investimento nestes projetos, estipulando os onerários que a sua exploração comporta, assim como as bonificações resultantes da mesma. Esta peça legislativa segmentava ainda o sector de cogeração em dois regimes remuneratórios, a modalidade geral e modalidade especial. Contudo, os frutos da sua aplicação só começaram a ser realmente notados 2 anos mais tarde, quando as tarifas normativas foram finalmente afixadas na Portaria n.º 325-A/2012, sendo que nesse período em que a sua definição ficou pendente, se verificou o

encerramento de várias centrais de cogeração e, conseqüentemente, uma diminuição da potência instalada. Mais tarde o DL n.º 23/2010 viria a ser substituído pelo DL n.º 68-A/2015, o qual subdividia a modalidade geral do regime remuneratório em duas submodalidades, A e B. Considerando as características apresentadas do caso se estudo, entende-se que a modalidade do regime remuneratório em que melhor se enquadrará o sistema de cogeração projetado será na submodalidade A, na medida em que esta abrange todas as unidades de cogeração com uma capacidade de potência de injeção na rede igual ou inferior a 20 MW e que recorram ao autoconsumo da energia produzida.

Desta forma, entende-se que o mercado de cogeração, apesar das suas potencialidades comprovadas há anos, atravessou uma época em que caiu em desuso, não só, mas principalmente devido a entraves políticos, no que diz respeito ao histórico analisado do regime jurídico pelo qual estes sistemas têm sido regulados, particularmente em território nacional. Porém, com os avanços legais e tecnológicos, aos dias de hoje a cogeração apresenta uma potência instalada distribuída por centrais termoelétricas, indústria do papel, química, têxtil e alimentar, assim como em superfícies comerciais e hospital, em menor escala. Boa parte destas indústrias são exportadoras, pelo que a unidade de cogeração a que estão associadas pode constituir um impulso na sua competitividade de mercado.

Em 2012, a União Europeia publicava a Diretiva 2012/27/UE, na qual incitava à aplicação de soluções promotoras de eficiência energética, bem como a promoção da cogeração de elevada eficiência, não apresentando um enquadramento legal muito diferente da sua homóloga, Diretiva 2004/8/CE, solicitando, também, a cada Estado-Membro um estudo do potencial de cogeração de elevada eficiência e dos sistemas de aquecimento e arrefecimento urbano. Estipulava ainda a cogeração de elevada eficiência como uma tecnologia padrão da produção de energia elétrica, em particular, nas instalações que apresentassem a devida necessidade de aproveitamento da energia térmica.

Assim, o presente estudo teve como principal objetivo simular e analisar diferentes cenários de enquadramento de uma unidade de cogeração, alimentada a gás natural, sob um regime de autoconsumo, considerando a possibilidade de venda de excedentes à rede, com base no quadro legal atualmente em vigor. Desta forma, e em virtude da necessidade de impulsionar o mercado elétrico português, ainda pouco maturado em relação à cogeração, neste estudo foram identificadas as mais valias e pontos de melhoria destes sistemas, as diferentes tecnologias que lhe estão associadas, bem como uma descrição do panorama nacional e internacional e do seu quadro legislativo.

O teor prático do presente trabalho teve por base a necessidade de compreensão dos mecanismos de operação e transferências de calor que ocorrem no processo de

exploração de uma unidade de cogeração, assim como a quantificação da energia consumida, valorizada e dissipada, a partir da elaboração de diagramas de fluxo. Para tal, foram estipulados dois cenários, um que representa a prioridade em suprimir as necessidades térmicas da máquina de papel, e um segundo que corresponde à resposta dada pela cogeração em prol da necessidade de produção de vapor na caldeira.

Ambos os cenários obtiveram rendimentos térmicos aproximados, de 47,9% e 49,2%, que representam valores consideravelmente altos, quando comparados com um motor de combustão interna tradicional, e por isso se decidiu efetuar um balanço económico, somente baseado no ensaio com melhor resultado. Então, adotou-se um regime de funcionamento para a máquina, em função do regime de trabalho praticado na unidade fabril, determinou-se as poupanças energéticas, os custos e os proveitos resultantes de um investimento numa central de cogeração a gás natural. Posteriormente, com base numa estimativa de investimento inicial, fundamentada num custo específico de 1000 €/kW, determinou-se a viabilidade do projeto, com base em quatro indicadores económicos. Por sua vez, considera-se um projeto de investimento viável se apresenta um VAL positivo, um período de retorno significativamente inferior ao tempo de vida útil do investimento, uma TIR positiva e superior ao WACC e um índice de rentabilidade superior à unidade. Uma vez que correspondeu a todos estes critérios mínimos e ainda os superou, pode se considerar um projeto de investimento interessante, apelativo e com potencial de criação de rendimento.

Ainda referente ao balanço económico, considerou-se uma valorização da energia remanescente equivalente ao valor corresponde da tarifa de mercado verificado ao momento em que a mesma seria injetada na RESP. Apesar do preço admitido ser mais oportuno do que aquele que é aplicado a uma conjectura de autoconsumo, estipulada para as restantes tecnologias de produção elétrica, enquadradas no DL n.º 153/2014, no qual a energia excedente é remunerada com base num montante equivalente a 90% do custo médio de mercado registado nesse dia, a produção de excedentes deve ser minimizada. Isto é, efetivamente o preço de mercado consegue ser, mesmo nas horas de maior consumo (em que é mais oneroso), inferior ao custo total a que o cliente industrial adquire a energia elétrica de que precisa.

Realizara-se ainda uma análise de sensibilidade, de forma a compreender melhor o comportamento deste tipo de projetos de investimento, face a alterações de variáveis, nomeadamente do preço do combustível e da energia elétrica, analisando o efeito que têm na decisão de viabilidade do negócio, tendo por base o indicador económico de *payback*. Como se pôde concluir da análise, as diferenças assinaladas resultam, essencialmente, do custo da eletricidade que, quanto mais baixo for, pior é o panorama de viabilidade deste sistema de cogeração. Partindo desta perspetiva, o cenário mais favorável à instalação de uma central de cogeração, seria em entidades conectadas à

rede em média tensão, considerando tarifas de energia mais caras para os períodos horários de ponta e cheia, do que em alta tensão.

Tendo em conta o conteúdo abordado ao longo do documento, entenda-se ainda que é essencial, aquando da projeção de uma unidade de cogeração, considerar a sua localização, próxima do ponto de consumo, para evitar perdas no transporte e distribuição de energia, bem como as necessidades térmicas da instalação em questão, que deverão ser colmatadas de acordo com o rácio ajustado entre a energia elétrica e térmica produzidas pelo sistema. Isto é, de modo a maximizar a eficiência energética do processo, as centrais de cogeração deverão ser dimensionadas para a potência, geralmente pequena e média potência, que permita ajustar a quantidade de calor libertado durante a combustão e a quantidade passível de ser consumida por um utilizador próximo. Considerando estes “critérios mínimos” a ser cumpridos, a cogeração possibilita poupanças significativas de energia primária e consequente diminuição da dependência energética, por importações de combustíveis fósseis e, por sua vez, reduz as emissões de poluentes atmosféricos. Tendo em vista estes e todos os benefícios proporcionados pela cogeração, crê-se que esta vertente deva ser mais estimulada entre as indústrias, e até mesmo em contexto urbano/residencial, através de melhorias ao quadro legislativo que a compõe, com a criação de mais apoios e políticas de promoção da sua instalação e exploração que visem a maximização da sua eficiência e rentabilidade, pois a cogeração pode ser vista como um reforço na economia do país, e da entidade promotora onde se está inserida, gerando uma vantagem competitiva no mercado.

Uma vez conhecido e compreendido todo o potencial de um sistema de cogeração, particularmente em Portugal, torna-se urgente repensar a forma como são encarados pelo mercado e indústrias nacionais, considerando a diminuição a que se tem vindo a assistir quanto ao número de centrais ativas e à potência instalada associada, dificultando o progresso deste sector.

## 6.2 Trabalhos Futuros

O presente trabalho foi desenvolvido em função de uma central de cogeração alimentada a gás natural. A justificação da escolha deste combustível recai sobre o facto de, no final 2019, 68% da eletricidade produzida em unidades de cogeração teve origem em combustíveis não renováveis, mais concretamente, segundo a COGEN Portugal, gás natural. Este é o combustível fóssil que, aquando da sua queima, emite menor quantidade de CO<sub>2</sub> para a atmosfera. Apesar de não ser uma fonte de energia limpa, permite alcançar elevados rendimentos e proveitos energéticos que não seriam obtidos,

para sistemas de grandes dimensões, alimentados exclusivamente por fontes de energia renovável.

Tendo em conta o paradigma que a sociedade enfrenta atualmente, no que toca às alterações climáticas, à necessidade de descarbonização das economias, à crescente aposta em tecnologias cada vez mais modernas e eficientes que, por um custo idêntico ou inferior executem tanto ou melhor que as suas homologas tradicionais, e à necessidade de tornar a exploração dos recursos naturais cada vez mais sustentável, é preciso criar novas estratégias de negócio que transmitam ideias claras e confiança no que respeita à preocupação ambiental e que, além de garantir benefícios a longo prazo, considerem a introdução do conceito de economia circular na sua estrutura.

Para trabalhos futuros, e sem descuidar a necessidade de resposta devidamente justificável à procura de calor útil, considera-se importante repensar e maturar os sistemas de cogeração no que toca à sua fonte de alimentação. Isto é, apesar de já existirem centrais de cogeração alimentadas a biomassa, seria pertinente efetuar um levantamento de todo o potencial e viabilidade que caracterizam estas unidades em território nacional, de forma a compreender as suas possíveis vantagens em detrimento das cogerações não renováveis, assim como para bioetanol, biodiesel e biogás.

Outro tipo de combustível emergente que está a ganhar cada vez mais atenção das empresas e do público em geral, é o hidrogénio. Foi recentemente aprovada, em Conselho de Ministros, a Estratégia Nacional para o Hidrogénio, que prevê a introdução gradual deste gás nas políticas de transição para uma economia descarbonizada. Atualmente, o hidrogénio é categorizado em três tipos, de acordo com o seu processo de produção. O hidrogénio verde é gerado a partir da eletrólise da água, que provoca a separação dos átomos de hidrogénio e de oxigénio por aplicação de uma corrente elétrica. O hidrogénio cinzento resulta de um processo de conversão de vapor, que recorre ao gás natural como matéria-prima. Por sua vez, o hidrogénio azul é convertido com recurso ao mesmo processo industrial do cinzento, com a vantagem de que são utilizadas técnicas de captura e armazenamento de carbono para limitar as suas emissões (WEC, 2019). Desta forma, seria deveras interessante conhecer a aplicabilidade deste gás em matéria de sistemas de cogeração, assim como o seu enquadramento legal, a rentabilidade que pode apresentar, e sobretudo determinar a viabilidade necessária para que se considere incentivar a aposta, e maturação da tecnologia em unidades de cogeração a hidrogénio, pois é um tema que carece de alguma exploração.



# BIBLIOGRAFIA E OUTRAS FONTES DE INFORMAÇÃO

7.1 Artigos

7.2 Normas



## 7 BIBLIOGRAFIA E OUTRAS FONTES DE INFORMAÇÃO

### 7.1 Artigos

- Allam, R. J., Palmer, M. R., Brown, G. W., Fetvedt, J., Freed, D., Nomoto, H., Itoh, M., Okita, N., & Jones, C. (2013). High Efficiency and Low Cost of Electricity Generation from Fossil Fuels While Eliminating Atmospheric Emissions, Including Carbon Dioxide. *Energy Procedia*, 37, 1135–1149. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.05.211>
- APREN. (2019). *Anuário APREN 2019*. <https://www.apren.pt/contents/documents/anuario-2019-aprenebook-v2.pdf> [Acedido a 4 de junho de 2020]
- Araújo, L., & Coelho, M. J. (2013). Políticas públicas de energia e ambiente: rumo a um país sustentável? *Sociologia, Problemas e Práticas*, 15. <https://journals.openedition.org/spp/1256?gathStatIcon=true&lang=pt> [Acedido a 28 de julho de 2020]
- Babus’Haq, R. F., Probert, S. D., & Shilston, M. J. (1986). The total energy approach: Evolution of combined heat and power for district heating and/or cooling. *Applied Energy*, 25(2), 97–166. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0306-2619\(86\)90069-3](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0306-2619(86)90069-3)
- Barbosa, J. C. (2012). *Cálculo de electricidade de cogeração de alta eficiência*. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- Bhattacharya, S., Chandan, V., Arya, V., & Kar, K. (2016). Thermally-Fair Demand Response for District Heating and Cooling (DHC) Networks. *Proceedings of the Seventh International Conference on Future Energy Systems*. <https://doi.org/10.1145/2934328.2934343>
- Bišćan, D., & Lončar, D. (2010). Optimization of waste heat utilization in gas turbine pipeline compressor station. *Strojarstvo*.
- Boyce, M. P. (2012). Combined cycle power plants. In A. D. B. T.-C. S. for N.-Z. E. P. G. Rao (Ed.), *Combined Cycle Systems for Near-Zero Emission Power Generation* (pp. 1–43). Woodhead Publishing. <https://doi.org/https://doi.org/10.1533/9780857096180.1>
- Brito, A., & Neves, L. (2013). The feed-in tariffs structure of renewable and cogeneration energy in Portugal. *13º Congresso Luso Espanhol de Engenharia Eletrotécnica*. <http://www.aedie.org/eeej/webrevista/articulos/num2/101-brito.pdf>
- Burcu Ozkan, D., Kiziler, O., & Bilge, D. (2012). Exergy Analysis of a Cogeneration Plant.

- International Journal of Mechanical and Mechatronics Engineering*.  
<https://doi.org/10.5281/zenodo.1079492>
- Çakir, U., Çomaklı, K., & Yüksel, F. (2012). The role of cogeneration systems in sustainability of energy. *Energy Conversion and Management*, 63, 196–202.  
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2012.01.041>
- Castanheira, J. (2017). *District Heating and Cooling: A smart solution for smart cities: Climaespaço, the Lisbon DHC*.
- Castro, R. (2009). *Energias Renováveis e Produção Descentralizada: Introdução à Cogeração (Relatório Técnico) (No. 2)*.
- Castro, R. (2011). Energias Renováveis e Cogeração. In *Uma introdução às energias renováveis* (1ª ed., pp. 417–454). IST Press.
- CEEETA, (Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e do Ambiente). (2001). Parte II – Tecnologias de Aproveitamento de Calor. In *Tecnologias de Micro-Geração e Sistemas Periféricos* (pp. 53–61).  
<http://www.marioloureiro.net/tecnica/energProdu/TecAproveitamentoCalor.pdf> [Acedido a 7 de abril de 2020]
- Cengel, Y. A., Cimbala, J. M., & Turner, R. H. (2017). *Fundamentals of Thermal Fluid Sciences*. McGraw-Hill Education / Asia.
- Clementino, L. D. (2001). *A conservação de energia por meio da co-geração de energia elétrica* (1st ed.). Erica.
- COGEN Portugal. (2009). *Manual de Apoio ao Cogrador*.  
[http://www.marioloureiro.net/tecnica/co-trigeracao/Manual\\_de\\_Apoio\\_ao\\_Cogrador.pdf](http://www.marioloureiro.net/tecnica/co-trigeracao/Manual_de_Apoio_ao_Cogrador.pdf) [Acedido a 2 de junho de 2020]
- COGEN Portugal. (2011). *Brochura sobre Cogeração*.  
[https://www.cogenportugal.com/docs/v/126/8f1293\\_brochura\\_cogeracao\\_\\_final.pdf](https://www.cogenportugal.com/docs/v/126/8f1293_brochura_cogeracao__final.pdf) [Acedido a 2 de julho de 2020]
- COGEN Portugal. (2019). *Cogeração em Portugal, Boletim Semestral - 2º Semestre de 2018*.  
[https://www.cogenportugal.com/docs/v/596/08100f\\_cogen\\_bol\\_cogeracao\\_2sem18.pdf](https://www.cogenportugal.com/docs/v/596/08100f_cogen_bol_cogeracao_2sem18.pdf) [Acedido a 2 de junho de 2020]
- COGEN Portugal. (2020). *A Cogeração em Portugal*.  
<https://www.cogenportugal.com/eficiencia-energetica/> [Acedido a 14 de fevereiro de 2020]
- Covert, T., Greenstone, M., & Knittel, C. R. (2016). Will We Ever Stop Using Fossil Fuels? *Journal of Economic Perspectives*, 30(1), 117–138.  
<https://doi.org/10.1257/jep.30.1.117>
- DGEG, & Universidade de Coimbra. (2016). *Estudo do Potencial de Cogeração de Elevada Eficiência em Portugal*.  
<https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/cogeracao-pt-relatorio-final.pdf> [Acedido a 28 de junho de 2020]

- DGEG, Observatório da Energia, & ADENE. (2020). Energia em Números 2020. <https://www.dgeg.gov.pt/media/43zf5nvd/energia-em-numeros-edicao-2020.pdf> [Acedido a 10 de março de 2020]
- DOE. (2000). *Combined heat and power: a federal manager's resource guide (Final Report)*. [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2013/11/f4/chp\\_femp.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2013/11/f4/chp_femp.pdf) [Acedido a 2 de junho de 2020]
- Elnaggar, E. M., Ministry of Electricity & Energy - Egypt, & Nubarria Power Station - Middle Delta Electricity. (2015). *Siemens Gas Turbine SGT5-4000F (V94.3A) - Notes*. [https://issuu.com/islamelfekky/docs/siemens\\_gas\\_turbine](https://issuu.com/islamelfekky/docs/siemens_gas_turbine) [Acedido a 9 de junho 2020]
- ERSE. (2020). *Boletim Commodities - 4º Trimestre 2019*. [https://www.erse.pt/media/k55hc3qb/boletim\\_commodities\\_2019-12\\_vexterna.pdf](https://www.erse.pt/media/k55hc3qb/boletim_commodities_2019-12_vexterna.pdf) [Acedido a 25 de junho de 2020]
- EU Comission. (2019). *Energy statistical datasheets for the EU countries*. <http://data.europa.eu/88u/dataset/information-on-energy-markets-in-eu-countries-with-national-energy-profiles> [Acedido a 4 de junho de 2020]
- Ferreira, A. C., Nunes, M. L., Teixeira, S., & Martins, L. B. (2014). Technical-economic evaluation of a cogeneration technology considering carbon emission savings. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*. <https://doi.org/10.5278/ijsepm.2014.2.4>
- Gerlach, T. (1991). District heating in denmark's environmental and energy policy. *District Heating International*, 20(10), 555–560.
- Giaccone, L., & Canova, A. (2009). Economical comparison of CHP systems for industrial user with large steam demand. *Applied Energy*, 86(6), 904–914. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2008.10.025>
- González, P., Gómez-Hernández, J., Briongos, J., & Santana, D. (2017). Thermo-economic optimization of molten salt steam generators. *Energy Conversion and Management*, 146, 228–243. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.05.027>
- Hedman, B., Hampson, A., & Darrow, K. (2013). *The Opportunity for CHP in the United States*. [https://www.aga.org/sites/default/files/sites/default/files/media/the\\_opportunity\\_for\\_chp\\_in\\_the\\_united\\_states\\_-\\_final\\_report\\_0.pdf](https://www.aga.org/sites/default/files/sites/default/files/media/the_opportunity_for_chp_in_the_united_states_-_final_report_0.pdf) [Acedido a 22 de julho 2020]
- Hwang, Y. (2004). Potential energy benefits of integrated refrigeration system with microturbine and absorption chiller. *International Journal of Refrigeration*, 27(8), 816–829. <https://doi.org/10.1016/J.IJREFRIG.2004.01.007>
- IEA. (2007). *Combined Heat and Power: Evaluating the Benefits of Greater Global Investment*. [https://energiatalgud.ee/img\\_auth.php/5/5a/IEA.\\_Combined\\_Heat\\_and\\_Power.\\_2008.pdf](https://energiatalgud.ee/img_auth.php/5/5a/IEA._Combined_Heat_and_Power._2008.pdf) [Acedido a 29 de julho 2020]
- IEA. (2011). *Co-Generation and Renewables*. <https://www.iea.org/reports/co->

generation-and-renewables [Acedido a 28 de julho 2020]

- Instituto do Ambiente. (2005). *O FUTURO DO NOSSO CLIMA: O HOMEM E A ATMOSFERA* GUIÃO EXPLICATIVO. <https://doi.org/229878/05>
- Intelligent Energy Europe. (2006). *Cut your energy bills with cogeneration - A basic guide on the principles and profitability of small-scale cogeneration*. [https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/sites/iee-projects/files/projects/documents/cogen\\_challenge\\_basic\\_guide.pdf](https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/sites/iee-projects/files/projects/documents/cogen_challenge_basic_guide.pdf) [Acedido a 4 de julho 2020]
- Joyce, A. (2015). Como vai o autoconsumo em Portugal? *Renováveis Magazine*, 8–9. <http://hdl.handle.net/10400.9/3005> [Acedido a 22 de março 2020]
- Junior, W. A. (2004). *Viabilidade técnica e econômica de implantação de cogeração no setor de beneficiamento de madeira*. Pontifícia Universidade Católica do Paraná.
- Kolanowski, B. F. (1999). History of Cogeneration. *Cogeneration and Competitive Power Journal*, 14(1), 74–79. <https://doi.org/10.1080/10668683.1999.10530325>
- Koller, T., Goedhart, M., & Wessels, D. (2005). Valuation Measuring and Managing the Value of Companies. In *McKinsey & Company Inc.* (4th ed.). McKinsey & Company.
- Kusch, S. (2017). Cogeneration (combined heat and power production) in Europe. *Proceedings of The 5th International Virtual Research Conference In Technical Disciplines*, 5, 52–55. <https://doi.org/10.18638/rcitd.2017.5.1.105>
- Lázaro, E. C., Millán, A. R., & Peral, P. R. (2006). Analysis of cogeneration in the present energy framework. *Fuel Processing Technology*, 87(2), 163–168. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2005.08.011>
- Lopes, E., Dias, A., Arroja, L., Capela, I., & Pereira, F. (2002). Application of life cycle assessment to the Portuguese pulp and paper industry. *Journal of Cleaner Production*. [https://doi.org/10.1016/S0959-6526\(02\)00005-7](https://doi.org/10.1016/S0959-6526(02)00005-7)
- Lopes, J. (2010). *Impacto da integração da geração eólica nas redes elétricas (Redes de Distribuição e de Transporte)*.
- Machado, M. J., Dinis, R., & Pimenta, M. A. (2008). 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. *Universidade Fernando Pessoa, Revista Da Faculdade de Ciência e Tecnologia*, 9. <https://bdigital.ufp.pt/handle/10284/952>
- Martins, J. (2006). *Motores de combustão interna* (2ª ed.). Publindústria. <http://hdl.handle.net/1822/8823> [Acedido a 2 de julho 2020]
- Mekhilef, S., Saidur, R., & Safari, A. (2011). A review on solar energy use in industries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(4), 1777–1790. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.12.018>
- Moran, M. S., Shapiro, H. N., & Nelson, R. M. (2000). *Fundamentals of Engineering Thermodynamics* (4th ed.). Wiley.
- Moreira, C. (2014). *Produção Dispersa - Aspectos gerais sobre Produção Dispersa e*

*Energias Renováveis.*

- Mortensen, H. C., Overgaard, B., & Company, P. O. 4 K. (1992). CHP development in Denmark: Role and results. *Energy Policy*, 20(12), 1198–1206. <https://econpapers.repec.org/RePEc:eee:enepol:v:20:y:1992:i:12:p:1198-1206>
- Parlamento Europeu. (2008). *Pacote clima-energia: “três vintes” até 2020*. <https://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//NONSGML+IM-PRESS+20081208BKG44004+0+DOC+PDF+V0//PT&language=PT> [Acedido a 28 de julho 2020]
- Perrone, D., Morrone, P., Castiglione, T., Algeri, A., & Bova, S. (2018). Analysis of a Trigeneration Plant under Transient Operating Conditions. *Energy Procedia*, 148, 575–582. <https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2018.08.144>
- Raj, N. T., Iniyar, S., & Goic, R. (2011). A review of renewable energy based cogeneration technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(8), 3640–3648. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.06.003>
- Ramage, J. (2003). *Guia Energia*. Monitor-Proyectos e Edições Lda.
- Renedo, C. J., Ortiz, A., Mañana, M., Silió, D., & Pérez, S. (2006). Study of different cogeneration alternatives for a Spanish hospital center. *Energy and Buildings*, 38(5), 484–490. <https://doi.org/10.1016/J.ENBUILD.2005.08.011>
- Rocha, T. (2010). Cogeração: Evolução da Cogeração no Mundo. *O Eletricista*, Nº 35, 103.
- Rosen, M. A. (2009). Energy, environmental, health and cost benefits of cogeneration from fossil fuels and nuclear energy using the electrical utility facilities of a province. *Energy for Sustainable Development*, 13(1), 43–51. <https://doi.org/10.1016/J.ESD.2009.01.005>
- Rosen, M. A., Le, M. N., & Dincer, I. (2005). Efficiency analysis of a cogeneration and district energy system. *Applied Thermal Engineering*, 25(1), 147–159. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2004.05.008>
- Roser, M., Ritchie, H., & Ortiz-Ospina, E. (2020). *World Population Growth*. Our World In Data. <https://ourworldindata.org/world-population-growth> [Acedido a 21 de março 2020]
- Sá, A. (2010). Sistemas de Cogeração. In *Guia de Aplicações de Gestão de Energia e Eficiência Energética* (2ª ed.). Publindústria.
- Sampaio, P. G. V., & González, M. O. A. (2017). Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.081>
- Silva, A., & Costa, P. (2012, June). Cogeração e Trigeração. Um caso prático. *Neutro à Terra, Revista Técnico-Científica*, Nº 9, 5–11.
- Soares, C. A. D., & Silva, S. T. da. (2014). *Direito das Energias Renováveis*. Almedina.

- Taibi, E., Gielen, D., & Bazilian, M. (2012). The potential for renewable energy in industrial applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(1), 735–744. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.039>
- Vázquez, J. R. (1974). *Centrales Eléctricas: Enciclopedia ceac de Electricidad*. Ediciones CEAC, S.A.
- WEC, World Energy Council (2019). *NEW HYDROGEN ECONOMY - HOPE OR HYPE?* Innovation Insights Brief. <https://www.worldenergy.org/assets/downloads/WEInsights-Brief-New-Hydrogen-economy-Hype-or-Hope-ExecSum.pdf> [Acedido a 29 de julho 2020]
- Williams, R. H. (1978). Industrial Cogeneration. *Annual Review of Energy*, 3(1), 313–356. <https://doi.org/10.1146/annurev.eg.03.110178.001525>
- Zarrouk, S. J., & Moon, H. (2014). Efficiency of geothermal power plants: A worldwide review. In *Geothermics*. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2013.11.001>

## 7.2 Normas e Legislação

- Decreto-Lei n.º 127/2013 de 30 de agosto. *Diário da República, 1.ª série — N.º 167*. Ministério da Agricultura, do Mar, do Ambiente e do Ordenamento do Território
- Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro. *Diário da República, 1.ª série — N.º 202*. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia
- Decreto-Lei n.º 162/2019 de 25 de outubro. *Diário da República, 1.ª série — N.º 206*. Presidência do Conselho de Ministros
- Decreto-Lei n.º 23/2010 de 25 de março. *Diário da República, 1.ª série — N.º 59*. Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento
- Decreto-Lei n.º 25/2012 de 6 de fevereiro. *Diário da República, 1.ª série — N.º 26*. Ministério da Economia e do Emprego
- Decreto-Lei n.º 39/2018 de 11 de junho. *Diário da República, 1.ª série — N.º 111*. Presidência do Conselho de Ministros
- Decreto-Lei n.º 68-A/2015 de 30 de abril. *Diário da República, 1.ª série — N.º 84*. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia
- Diretiva 2001/80/CE do Parlamento Europeu e do Conselho da União Europeia, de 23 de outubro. *Jornal Oficial da União Europeia*, L 309, 27/11/2001
- Diretiva 2003/87/CE do Parlamento Europeu e do Conselho da União Europeia, de 13 de outubro. *Jornal Oficial da União Europeia*, L 275, 25/10/2003
- Diretiva 2004/8/CE do Parlamento Europeu e do Conselho da União Europeia, de 11 de

fevereiro. Jornal Oficial da União Europeia, L 52, 21/2/2004

Diretiva 2012/27/UE do Parlamento Europeu e do Conselho da União Europeia, de 25 de outubro. Jornal Oficial da União Europeia, L 315, 14/11/2012

Portaria n.º 140/2012 de 14 de maio. *Diário da República, 1.ª série — N.º 93*. Ministério da Economia e do Emprego

Portaria n.º 325-A/2012 de 16 de outubro. *Diário da República, 1.ª série — N.º 200*. Ministério da Economia e do Emprego

Portaria n.º 437-A/2009 de 24 de abril. *Diário da República, 1.ª série — N.º 80*. Ministérios do Ambiente, do Ordenamento do Território e do Desenvolvimento Regional e da Economia e da Inovação

Regulamento n.º 601/2012/UE da Comissão Europeia, de 21 de junho. Jornal Oficial da União Europeia, L 181, 12/7/2012



**ANEXOS**



## 8 ANEXOS

COGERAÇÃO											
<b>INFORMAÇÃO TÉCNICA DA MÁQUINA</b>											
<b>Tipo de Combustível</b>	Gás Natural										
Potência Elétrica (bruta)	3 900	kW									
Rendimento Elétrico	29,1%	%									
Rendimento Térmico	49,2%	%									
Potência do Combustível	13 402	kW									
Consumo de Combustível	1 273	Nm³/h									
Caudal de Combustível	13 402	kg/h									
Caudal Gases Escape (base seca)	15,8	kg/s									
Caudal Gases Escape (base húmida)	16,65	kg/s									
Temperatura dos Gases Escape	555	°C									
Potência Térmica dos Gases Escape	9 655	kW									
Pot. dos Gases à Saída do Sistema	3 067	kW									
Potência Circuito AT	0	kW									
Potência Circuito BT	0	kW									
Consumo de óleo lubrificação	0	kg/h									
<b>DADOS DE OPERAÇÃO</b>											
Regime de carga	98%	%									
Autoconsumo da máquina	5%	%									
Pot elétrica produzida (liq.)	3 705	kW									
<b>POTÊNCIAS UTEIS RECUPERADAS COG</b>											
Pot. Elétrica p/ Autoconsumo	3 542	kW									
Pot. elétrica p/ RESP	163	kW									
Regime carga médio calculado	98%	%									
Pot. util da produção de Vapor	4 613	kW									
Pot. util dos Gases diretos	1 845	kW									
Água Quente	0	kW									
Água Fria	0	kW									
<b>APROVEITAMENTOS ENERGÉTICOS</b>											
Energia Elétrica consumida	27 223	MWh/ano									
Energia Elétrica p/ RESP	1 253	MWh/ano									
Pot. util da produção de Vapor	35 455	MWh/ano									
Pot. util dos Gases diretos	14 180	MWh/ano									
Água Quente	0	MWh/ano									
Água Fria	0	MWh/ano									
<b>INSTALAÇÃO ATUAL</b>											
Rendimento da Caldeira Vapor	90%	%									
Rendimento Sistema de Queima	100%	%									
Rendimento da prod. de AQ	0%	%									
Rendimento da prod. de AF	0,0	(EER)									
<b>POUPANÇAS ENERGÉTICAS</b>											
Energia Elétrica consumida	27 223	MWh/ano									
Energia elétrica p/ RESP	1 253	MWh/ano									
Pot. util da produção de Vapor	39 394	MWh/ano									
Pot. util dos Gases diretos	14 180	MWh/ano									
Água Quente	0	MWh/ano									
Água Fria	0	MWh/ano									
<b>REGIME DE FUNCIONAMENTO</b>											
DU = dias uteis											
	24 horas	DU+Sáb+Dom									
Nº horas de funcionamento	168	h/semana									
Nº de paragens	3	semanas									
	h/semana	h/ano									
Horas de Ponta	20	983									
Horas de Cheias	72	3 538									
Horas Vazio	48	2 359									
Horas Super Vazio	28	1 376									
	%										
Disponibilidade	95%	%									
Nº horas brutas	8 256	h/ano									
Nº horas efetivas (liq.)	7 843	h/ano									
<b>PREÇOS E TARIFFAS DE ENERGIA</b>											
	€/kWh	kWh/ano									
Ponta	0,09516	3 832 920									
Cheias	0,08347	13 798 512									
Vazio	0,06487	9 199 008									
Super Vazio	0,06276	5 366 088									
	€/kW mês	%									
Preço PHP	3,22										
Rácio horário	94%										
Poupança PHP	12 558,00	€/mês									
	€/MWh	€/Nm³									
Preço médio Elet. (consumo)	76,10										
Preço do Combustível	0,270										
Tarifa de Mercado	37,76	€/MWh									
Prémio de Eficiência	8,22	€/MWh									
Tarifa de Referência	94,62	€/MWh									
<b>MERCADO CELE</b>											
É abrangido?	Sim										
	€/ton	kg CO2/GJ									
Preço CO2	25										
Consumo comb. Cog	9 782 219	Nm³/ano									
Consumo comb. evitado	5 087 836	Nm³/ano									
Consumo comb. adicional	4 694 382	Nm³/ano									
CO2 emitido	10 022	ton/ano									
Custo	250 547	€/ano									
	€/MWh	€/MWh									
Fator Emissão	56,60	kg CO2/GJ									
Fator Oxidação	0,995	-									
PCI (GN)	10,53	kWh/Nm³									
<b>Tarifa de referência</b>											
15/04/2019											
Tarifa de referência:	95,00	€/MWh (para Pot. ≤ 10 MW)									
(Despacho nº 3/2013, de 23-04-2013)											
Modulação tarifária?	Sim										
Tref <sub>ac</sub>	104,50	€/MWh P & C 1,1									
Tref <sub>es</sub>	82,65	€/MWh V & SV 0,87									
Tref =	270 781,32 €										
	94,615 €/MWh										
<b>Prémio de Eficiência</b>											
PEM = PC x PEP / (1-PEP) x EEP <sub>LM</sub> x K x (EP/EE)											
PC =	28,71	€/MWh									
PEP =	13,40	% (emitida pela EEGO)									
EEP <sub>LM</sub> =	2 861,91	MWh (excluindo auto-consumos)									
K =	0,50	- :Cogeração elevada eficiência									
EP/EE =	3,70	- (emitida pela EEGO)									
PEM =	23 520,60 €										
	8,218 €/MWh										
<b>ANÁLISE DE INVESTIMENTO</b>											
ΔGN e ΔPHP	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	
ΔEE	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	
ΔIPC	0,1%	0,8%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	
WACC	7,94%										
	Ano										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investimento	-3 900 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custos	0	-3 136 048	-3 161 136	-3 195 909	-3 231 064	-3 266 605	-3 302 538	-3 338 866	-3 375 594	-3 412 725	-3 450 265
Proveitos	0	3 714 594	3 796 315	3 879 834	3 965 191	4 052 425	4 141 578	4 232 693	4 325 812	4 420 980	4 518 242
Cash-Flow (CF)	-3 900 000	578 546	635 179	683 926	734 127	785 819	839 040	893 827	950 219	1 008 255	1 067 977
CF Exp. atualizados	-3 900 000	535 989	545 169	543 828	540 806	536 304	530 503	523 572	515 661	506 907	497 436
CF acumulados	-3 900 000	-3 321 454	-2 686 274	-2 002 349	-1 268 222	-482 402	356 638	1 250 465	2 200 683	3 208 938	4 276 915
	-3 900 000	-3 287 316	-2 652 136	-1 917 956	-1 183 776	-448 556	322 480	1 276 717	2 227 936	3 236 191	4 294 168
PB	5,3										
VAL	1 274 946										
TIR	6%										
IR	1,35										
<b>CUSTOS OPERACIONAIS COG</b>											
Consumo de Combustível	2 641 199	€/ano									
Preço óleo lubrificação	2,0	€/h									
	15 685	€/ano									
Custo de Manutenção Máq.	18	€/h									
	141 169	€/ano									
Contrato de Manutenção	0	€/ano									
Fee de Gestão	0	€/ano									
Manutenções corretivas	0	€/ano									
Seguros	5 000	€/ano									
<b>Total</b>	<b>3 053 601</b>	<b>€/ano</b>									
<b>INVESTIMENTO</b>											
Motogerador e auxiliares	75%	70-80%									
Caldeira de recuperação	12%	10-20%									
Chiller absorção + Torre arref.	0%	0%									
Interligações mecânicas e gás	3%	0-5%									
Ventilação	1%	0-5%									
Instalações elétricas	4%	0-5%									
Controlo	1%	0-5%									
Construção civil	3%	0-5%									
Engenharia	1%	0-5%									
Pressuposto de custo específico	1 000	€/kW									
<b>Total</b>	<b>3 900 000</b>	<b>€</b>									

Figura 40 – Folha de cálculo (template) com função simuladora para análise técnico-económica.