

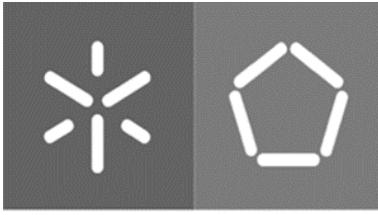


**Universidade do Minho**  
Escola de Engenharia

Marco Alexandre Carvalho Mendes

**Auditoria Energética a uma  
Instalação Industrial Têxtil**





**Universidade do Minho**  
Escola de Engenharia

Marco Alexandre Carvalho Mendes

## **Auditoria Energética a uma Instalação Industrial Têxtil**

Dissertação de Mestrado  
Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica

Trabalho efetuado sob a orientação do  
**Professor Doutor Luís António de Sousa Barreiros  
Martins**

Julho de 2021



## **DIREITOS DE AUTOR E CONDIÇÕES DE UTILIZAÇÃO DO TRABALHO POR TERCEIROS**

Este é um trabalho académico que pode ser utilizado por terceiros desde que respeitadas as regras e boas práticas internacionalmente aceites, no que concerne aos direitos de autor e direitos conexos.

Assim, o presente trabalho pode ser utilizado nos termos previstos na licença abaixo indicada.

Caso o utilizador necessite de permissão para poder fazer um uso do trabalho em condições não previstas no licenciamento indicado, deverá contactar o autor, através do RepositóriUM da Universidade do Minho.



**Atribuição-NãoComercial-SemDerivações**  
**CC BY-NC-ND**

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>

## **AGRADECIMENTOS**

A realização desta dissertação e do meu percurso académico não teria sido possível sem o suporte de diversas pessoas. A todas elas expresso o meu eterno agradecimento.

Ao Professor Luís António de Sousa Barreiros Martins, orientador desta dissertação, agradeço todo o apoio técnico e científico, assim como toda a disponibilidade que demonstrou.

A toda a equipa da Smartwatt, S.A. pelas excelentes condições de trabalho proporcionadas e pelo ambiente acolhedor com que me receberam. Um agradecimento especial ao Engenheiro André Poças por todo o auxílio e transmissão de conhecimentos, assim como pelo acompanhamento regular durante a realização do projeto.

À Universidade do Minho e, em especial, ao Departamento de Engenharia Mecânica, pela disponibilização, ao longo de todo o meu percurso académico, de ferramentas essenciais e imprescindíveis ao desenvolvimento desta dissertação.

A todos os meus amigos e colegas, com quem tive o prazer de partilhar inúmeras memórias, pelo seu apoio incansável nesta caminhada.

À minha família, uma eterna gratidão, por todo o apoio e confiança incondicional que sempre demonstraram, ao longo desta viagem que foi a minha formação académica.

## **DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE**

Declaro ter atuado com integridade na elaboração do presente trabalho académico e confirmo que não recorri à prática de plágio nem a qualquer forma de utilização indevida ou falsificação de informações ou resultados em nenhuma das etapas conducente à sua elaboração.

Mais declaro que conheço e que respeitei o Código de Conduta Ética da Universidade do Minho.

## RESUMO

De acordo com o relatório da Organização Mundial para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), no ano de 2019, verificaram-se, novamente, aumentos nos consumos mundiais de energia primária e nas respetivas emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE). Torna-se, assim, por demais evidente que o estudo da eficiência energética desempenha um papel de enorme responsabilidade na racionalização destes valores.

A dissertação que se apresenta aborda a execução de uma auditoria energética a um estabelecimento industrial têxtil concreto, inserido no subsetor de branqueamento e tingimento têxtil, abrangido pelo Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia (SGCIE). Nas condições previstas pelo Decreto-Lei n.º 68-A/2015, torna-se obrigatória a execução de uma auditoria energética, visto que a instalação alvo apresentou, no ano civil de 2019, um consumo anual de energia primária de 3 454 toneladas equivalente de petróleo (tep). A caracterização energética da instalação e a identificação de potenciais programas de investimento em sistemas energéticos, conducentes ao aumento da eficiência energética e/ou redução da fatura energética da empresa, foram as principais finalidades deste estudo.

De modo a efetuar-se a auditoria em questão, tornou-se essencial a realização de um enquadramento bibliográfico, abordando-se o consumo de energia nacional e mundial, bem como a respetiva legislação atualmente em vigor. De seguida, adotou-se a metodologia que seria a base do projeto, sendo esta etapa sucedida pela elaboração de um caderno subsetorial, referente à atividade empresarial em que a instalação alvo da auditoria se insere.

Posteriormente, tiveram lugar etapas fundamentais ao processo de auditoria energética, nomeadamente a recolha de dados e planeamento da intervenção, os levantamentos e medições de campo e o tratamento e análise de toda a informação obtida.

Por fim, com vista na implementação de um processo contínuo e eficiente de gestão da energia consumida na instalação e de forma a alcançarem-se os objetivos legalmente exigidos, foram ainda identificadas Medidas de Utilização Racional de Energia (MURE), destacando-se o dimensionamento de uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) e a reativação do Sistema de Recuperação de Calor dos Efluentes Quentes da Tinturaria, constituintes do Plano de Racionalização dos Consumos Energéticos (PREn) da instalação auditada.

**Palavras-Chave:** Eficiência Energética, Auditoria de Energia, Racionalização Energética.

## **ABSTRACT**

According to the report of the Organization for Economic Co-operation and Development (OECD), in the year of 2019, there were, once again, increases in the world's consumption of primary energy and in the respective emissions of Greenhouse Gases (GHG). It thus becomes all too clear that the study of energy efficiency plays an enormously responsible role in the rationalization of these values.

The dissertation that is presented addresses the execution of an energy audit to a textile industrial establishment, inserted in the textile bleaching and dyeing subsector, covered by the Intensive Energy Consumption Management System (SGCIE). According to the Portuguese regulation conditions, provided by the Decree-Law n° 68-A/2015, it is mandatory to execute an energy audit, since the targeted industrial plant, in the calendar year of 2019, presented an annual primary energy consumption of 3 454 tonnes of oil equivalent (toe). The industrial plant's energy characterization and the identification of potential investment programs in energy systems, that would lead to an increase in the overall energy efficiency and/or a reduction in the company's energy expenses, were the main purposes of this study.

In order to carry out the energy audit mentioned, the study of a bibliographic framework became essential, addressing the national and global energy consumption, as well as the respective legislation currently in force. Then, the methodology that would be the basis for this project was adopted and this step was followed by the elaboration of a subsector notebook, referring to the business activity in which the audited industrial plant is inserted.

Subsequently, fundamental steps were taken so that audit the targeted industrial plant, namely the collection of data and intervention, the field surveys and measurements and the treatment and analysis of all the obtained information.

Finally, with a view to implement a continuous and efficient management process of the industrial plant's energy consumption, and in order to achieve the required legal objectives, Rational Energy Use Measures (MURE) were also identified, emphasizing the project of a Production Unit for Self-consumption (UPAC) and the Reactivation of the Dyeing's Hot Effluents' Heat Recovery System, as part of the audited industrial plant's Energy Consumption Rationalization Plan (PREn).

**Keywords:** Energy Efficiency, Energy Audit, Energy Rationalization.

# ÍNDICE

Direitos de autor e condições de utilização do trabalho por terceiros.....	v
Agradecimentos.....	vi
Declaração de integridade.....	vii
Resumo.....	viii
Abstract.....	ix
Lista de Figuras.....	xiv
Lista de Tabelas.....	xx
Lista de Equações.....	xxiii
Lista de Abreviaturas, Siglas e Acrónimos.....	xxv
1. Introdução.....	1
1.1 Enquadramento.....	2
1.2 Otimização de sistemas energéticos na empresa Smartwatt.....	9
1.3 Objetivos.....	10
1.4 Estrutura da dissertação.....	11
2. Auditorias de Energia.....	13
2.1 Energia.....	13
2.2 Objetivos de uma auditoria energética.....	15
2.3 Tipos de auditoria.....	16
2.4 Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia (SGCIE).....	17
3. Metodologia de uma Auditoria Energética.....	27
3.1 Recolha de dados e planeamento da intervenção.....	27
3.2 Levantamentos e medições de campo.....	28
3.3 Tratamento e análise da informação.....	28
3.4 Elaboração do relatório de auditoria energética e PReN.....	29
4. Elaboração de um Caderno Subsetorial para o Branqueamento e Tingimento Têxtil.....	30
4.1 Balanço energético da indústria têxtil portuguesa.....	30
4.2 CAE 13301 – Branqueamento e Tingimento.....	31
4.3 Descrição dos processos produtivos.....	32
4.4 Utilização de energia.....	33

4.5	Indicadores de eficiência energética.....	35
4.6	Medidas de eficiência energética .....	38
4.6.1	Análise individualizada das medidas.....	39
4.6.2	Análise das medidas por tipologia .....	40
5.	Apresentação do Caso de Estudo .....	42
5.1	Descrição geral da instalação .....	42
5.2	Processo produtivo.....	43
5.2.1	Tinturaria.....	44
5.2.2	Acabamentos.....	47
5.3	Utilidades energéticas da instalação .....	50
5.3.1	Energia elétrica.....	50
5.3.2	Gás natural.....	54
5.3.3	Gasóleo .....	54
5.4	Setor das Utilidades .....	55
5.4.1	Central de ar comprimido .....	55
5.4.2	Central térmica.....	58
5.4.3	Iluminação .....	60
5.4.4	Sistema de climatização .....	62
6.	Caracterização Energética da Instalação.....	64
6.1	Consumos de energia e custos associados .....	64
6.1.1	Evolução dos consumos e custos de energia elétrica .....	72
6.1.2	Evolução dos consumos e custos de gás natural .....	75
6.1.3	Evolução dos consumos e custos de gasóleo.....	77
6.2	Emissões de GEE .....	79
6.3	Produção .....	81
7.	Análise dos Resultados da Auditoria Energética .....	83
7.1	Monitorização da utilização de energia elétrica.....	83
7.1.1	Circuito geral .....	83

7.1.2	Jets .....	84
7.1.3	Râmolas .....	85
7.1.4	Maquinaria .....	87
7.1.5	<i>Tumbler</i> e compactador .....	88
7.1.6	Central de ar comprimido .....	89
7.1.7	Central térmica .....	89
7.1.8	Sistema de climatização .....	90
7.1.9	Iluminação .....	91
7.1.10	Desagregação da utilização por equipamento/subsetor consumidor .....	91
7.2	Monitorização da utilização de gás natural .....	92
7.2.1	Desagregação da utilização por equipamento consumidor .....	93
7.2.2	Rendimento energético da caldeira de vapor 1 .....	93
8.	Balanço Energético Global da Instalação .....	102
9.	Indicadores Energéticos .....	105
9.1	Intensidade Energética (IE) .....	105
9.2	Consumo Específico de Energia (CE) .....	107
9.3	Intensidade Carbónica (IC) .....	110
10.	Medidas de Utilização Racional de Energia (MURE) .....	113
10.1	MURE #1 – Substituição da iluminação .....	114
10.2	MURE #2 – Instalação de um Sistema de Gestão de Energia (SGE) .....	119
10.3	MURE #3 – Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) .....	124
10.4	MURE #4 – Auditoria à rede de ar comprimido .....	136
10.5	MURE #5 – Isolamento térmico da caldeira de vapor 1 .....	140
10.6	MURE #6 – Isolamento térmico de válvulas e tubagens .....	146
10.7	MURE #7 – Sistema de recuperação de calor dos efluentes quentes da tinturaria ..	154
11.	Plano de Racionalização do Consumo de Energia (PREn) .....	170
11.1	Resumo das MURE a implementar .....	170
11.2	Cronograma de implementação das MURE idealizadas .....	171
11.3	Projeção anual dos indicadores energéticos analisados .....	172
12.	Conclusões e Trabalhos Futuros .....	174

Bibliografia .....	176
Anexo I – Equipamentos utilizados nas medições e monitorizações efetuadas .....	178
Anexo II – Cálculos utilizados na determinação do rendimento energético da caldeira de vapor 1.....	179
Anexo III – Cálculos utilizados no dimensionamento da MURE #3 - UPAC .....	182
Anexo IV – Ficha Técnica do Módulo Fotovoltaico selecionado para o Projeto da UPAC .....	186
Anexo V – Ficha Técnica do Inversor selecionado para o Projeto da UPAC .....	188
Anexo VI – Relatório completo de Simulação do PVSyst concernente ao Projeto da UPAC dimensionada.....	190
Anexo VII – Cálculos utilizados no projeto da MURE #5 - Isolamento térmico da caldeira de vapor 1 .....	198
Anexo VIII – Cálculos utilizados no projeto da MURE #6 - Isolamento térmico de válvulas e tubagens .....	203
Anexo IX – Cálculos utilizados no projeto da MURE #7 – Sistema de recuperação de calor dos efluentes quentes da tinturaria.....	208

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Consumo de energia mundial por fonte energética no ano de 2018 (AIE, 2020).....	3
Figura 2 - Evolução da incorporação de renováveis no consumo final bruto de energia em Portugal (DGEG,2019) .....	5
Figura 3 - Quota de produção de eletricidade proveniente de FER na UE-28 em 2018 (Eurostat, 2019).....	5
Figura 4 - Evolução da potência instalada de origem renovável para produção de eletricidade (DGEG, 2019).....	6
Figura 5 - Evolução da meta portuguesa em termos de eficiência energética (DGEG, 2019) .....	7
Figura 6 - Consumo de energia primária em Portugal no ano de 2019 (DGEG, 2020) .....	8
Figura 7 - Evolução do consumo de energia na indústria portuguesa por vetor energético utilizado (DGEG, 2019).....	9
Figura 8 - Esquema representativo das classificações da energia (Energês, 2020) .....	15
Figura 9 - Fluxograma ilustrativo do âmbito de aplicação do SGCIE e SCE (DGEG, 2020) .....	18
Figura 10 - Método de cálculo dos indicadores energéticos IE, CE e IC (ADENE, 2019) .....	20
Figura 11 - Fluxograma ilustrativo das penalizações às instalações do SGCIE (ADENE, 2019) ..	21
Figura 12 - Evolução do registo de novas instalações no SGCIE, onde a verde o consumo é superior a 1000 tep (ADENE, 2020) .....	22
Figura 13 - Evolução do consumo de energia primária dos PREn aprovados (ADENE, 2020) ....	22
Figura 14 - Distribuição do consumo de energia primária por vetor energético dos PREn aprovados (ADENE, 2020) .....	23
Figura 15 - Evolução do potencial de economias de energia dos PREn aprovados (ADENE, 2020) .....	24
Figura 16 - Distribuição do potencial de economias de energia por vetor energético nos PREn aprovados (ADENE, 2020) .....	25
Figura 17 - Distribuição do potencial de economias de energia por tipologia de medida (ADENE, 2020).....	26
Figura 18 - Etapas fundamentais num processo de auditoria energética industrial (ADENE, 2019) .....	27
Figura 19 - Consumo de energia na indústria têxtil no ano de 2018 (DGEG, 2020) .....	31

Figura 20 - Fluxograma simplificado do processo produtivo da CAE 13031 .....	32
Figura 21 - Distribuição dos consumos de energia primária das instalações analisadas por vetor energético utilizado.....	34
Figura 22 - Distribuição das emissões de CO2 pelos respetivos vetores energéticos associados	35
Figura 23 - Comparação entre o consumo de energia e a produção das instalações analisadas	36
Figura 24 - Comparação entre o Consumo Especifico de Energia e a Intensidade Energética das instalações analisadas .....	37
Figura 25 - Fluxograma simplificado do processo produtivo da instalação auditada .....	43
Figura 26 - Jets instalados na tinturaria nova.....	44
Figura 27 - Representação esquemática simplificada do sistema de recuperação de calor dos efluentes da tinturaria .....	46
Figura 28 - Máquina de abrir instalada na tinturaria antiga .....	47
Figura 29 - Râmola utilizada no subsetor produtivo dos acabamentos.....	48
Figura 30 - Máquina de laminar utilizada na instalação.....	49
Figura 31 - Tumbler utilizado na instalação .....	49
Figura 32 - Fluxograma simplificado dos fluxos de energia consumida na instalação .....	50
Figura 33 - Transformador ABB de 1 250 kVA e respetiva chapa de características.....	51
Figura 34 - Fluxograma simplificado das principais ligações elétricas da instalação e respetivas alimentações.....	51
Figura 35 - Composição do ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental .....	53
Figura 36 - Tarifa de acesso às redes em MT no ano de 2019.....	53
Figura 37 - Períodos trimestrais de energia ativa .....	54
Figura 38 - Compressor 1 utilizado na central de ar comprimido .....	56
Figura 39 - Depósitos de ar comprimido instalados na central .....	56
Figura 40 - Secador de ar utilizado na central de ar comprimido.....	57
Figura 41 - Representação esquemática simplificada da central de ar comprimido.....	57
Figura 42 - Caldeira de vapor 1 instalada na central térmica.....	59
Figura 43 - Representação esquemática simplificada da central térmica .....	59
Figura 44 - Exemplos de luminárias aplicadas para iluminação interior da instalação .....	60
Figura 45 - Exemplos de luminárias aplicadas para iluminação exterior da instalação .....	60
Figura 46 - Distribuição dos consumos de energia por vetor energético em 2018 .....	65

Figura 47 - Distribuição dos custos de energia por vetor energético em 2018 .....	65
Figura 48 - Distribuição dos consumos de energia por vetor energético em 2019 .....	66
Figura 49 - Distribuição dos custos de energia por vetor energético em 2019 .....	66
Figura 50 - Evolução do consumo de energia global da instalação .....	67
Figura 51 - Representação do consumo de energia da instalação por vetor energético ao longo do ano de referência (2019) .....	68
Figura 52 - Evolução dos custos mensais associados à energia consumida na instalação.....	69
Figura 53 - Representação do custo associado aos vetores energéticos utilizados na instalação ao longo do ano de referência (2019) .....	71
Figura 54 - Evolução do consumo de energia elétrica na instalação .....	72
Figura 55 - Custos associados à utilização de energia elétrica no ano de referência .....	73
Figura 56 - Distribuição do consumo de energia elétrica por horário tarifado no período 2018-2019.....	73
Figura 57 - Consumo e custo médios de energia elétrica por hora no período 2018-2019.....	74
Figura 58 - Desagregação dos custos de energia elétrica por termo tarifado nos anos de 2018 e 2019.....	75
Figura 59 - Evolução do consumo de gás natural na instalação .....	76
Figura 60 - Custos associados à utilização de gás natural no ano de referência .....	77
Figura 61 - Evolução do consumo de gasóleo na instalação.....	78
Figura 62 - Custo associados à utilização de gasóleo no ano de referência .....	79
Figura 63 - Distribuição das emissões de GEE por vetor energético no ano de referência .....	80
Figura 64 - Evolução da produção total da instalação .....	82
Figura 65 - Diagrama de carga do circuito geral da instalação .....	84
Figura 66 - Diagrama de carga dos jets da tinturaria nova .....	85
Figura 67 - Diagrama de carga dos jets da tinturaria antiga .....	85
Figura 68 - Diagrama de carga da râmola 1 .....	86
Figura 69 - Diagrama de carga da râmola 2 .....	86
Figura 70 - Diagrama de carga da râmola 3 .....	87
Figura 71 - Diagrama de carga da râmola 4 .....	87
Figura 72 - Diagrama de carga da maquinaria utilizada no processo produtivo.....	88
Figura 73 - Diagrama de carga do circuito que alimenta o tumbler e o compactador.....	88
Figura 74 - Diagrama de carga da central de ar comprimido.....	89

Figura 75 - Diagrama de carga da central térmica .....	90
Figura 76 - Diagrama de carga do sistema de climatização.....	90
Figura 77 - Desagregação do consumo de energia elétrica por equipamento/subsetor.....	92
Figura 78 - Desagregação do consumo de gás natural por equipamento.....	93
Figura 79 - Relação entre as % CO <sub>2</sub> , % O <sub>2</sub> e excesso de ar na combustão de certos combustíveis .....	95
Figura 80 - Balanço energético global da instalação.....	103
Figura 81 - Evolução do consumo de energia e da produção da instalação ao longo do ano de referência (2019) .....	108
Figura 82 - Evolução do consumo específico de energia face à produção obtida ao longo do ano de referência (2019).....	109
Figura 83 - Comparação entre o consumo mensal de energia e a produção da instalação ao longo do ano de referência (2019) .....	109
Figura 84 - Comparação entre o consumo específico de energia e a produção obtida ao longo do ano de referência (2019) .....	110
Figura 85 - Evolução do consumo de energia e das emissões de GEE da instalação ao longo do ano de referência (2019) .....	112
Figura 86 - Evolução da intensidade carbónica face às emissões de GEE da instalação ao longo do ano de referência (2019) .....	112
Figura 87 - Classificação das Medidas Transversais (MT) por tipologia.....	113
Figura 88 - Exemplos ilustrativos das luminárias LED do tipo “Hermetic Line” a implementar na instalação.....	115
Figura 89 - Exemplo ilustrativo da luminária LED do tipo “Painel LED Slim” a implementar na instalação.....	116
Figura 90 - Consumos de energia antes e após a implementação da MURE #1 e respetiva poupança resultante .....	118
Figura 91 - Custos energéticos antes e após a implementação da MURE #1 e respetiva poupança resultante.....	118
Figura 92 - Emissões de GEE antes e após a implementação da MURE #1 e respetiva poupança resultante.....	118
Figura 93 - Fluxograma representativo dos pontos de monitorização de energia elétrica propostos .....	121

Figura 94 - Consumos de energia antes e após a implementação da MURE #2 e respetiva poupança resultante .....	123
Figura 95 - Custos energéticos antes e após a implementação da MURE #2 e respetiva poupança resultante .....	124
Figura 96 - Emissões de GEE antes e após a implementação da MURE #2 e respetiva poupança resultante .....	124
Figura 97 - Esquema representativo da UPAC a implementar na instalação .....	126
Figura 98 - Modelação da implementação dos módulos fotovoltaicos na cobertura da instalação .....	132
Figura 99 - Comparação entre o autoconsumo, o consumo de energia proveniente da rede e a injeção de energia na rede.....	133
Figura 100 - Consumos de energia antes e após a implementação da MURE #3 e respetiva poupança resultante .....	135
Figura 101 - Custos energéticos antes e após a implementação da MURE #3 e respetiva poupança resultante .....	135
Figura 102 - Emissões de GEE antes e após a implementação da MURE #3 e respetiva poupança resultante .....	136
Figura 103 - Identificação do período de consumo energético da instalação onde a produção é inexistente .....	137
Figura 104 - Diagrama de carga do compressor 1 e secador de ar no referido período de análise .....	137
Figura 105 - Exemplo de equipamento de ultrassons utilizado na deteção de fugas de ar comprimido.....	138
Figura 106 - Consumos de energia antes e após a implementação da MURE #4 e respetiva poupança resultante .....	139
Figura 107 - Custos energéticos antes e após a implementação da MURE #4 e respetiva poupança resultante .....	139
Figura 108 - Emissões de GEE antes e após a implementação da MURE #4 e respetiva poupança resultante .....	140
Figura 109 - Isolamento térmico danificado e falha de isolamento na caldeira de vapor 1 .....	140
Figura 110 - Exemplos de caldeiras isoladas com lã de rocha.....	141

Figura 111 - Consumos de energia antes e após a implementação da MURE #5 e respetiva poupança resultante .....	145
Figura 112 - Custos energéticos antes e após a implementação da MURE #5 e respetiva poupança resultante .....	146
Figura 113 - Emissões de GEE antes e após a implementação da MURE #5 e respetiva poupança resultante .....	146
Figura 114 - Exemplos de válvulas e troços de tubagens da instalação desprovidos de isolamento térmico.....	147
Figura 115 - Exemplo de resultados obtidos da implementação de isolamento térmico do tipo “valve jacket” .....	148
Figura 116 - Dimensões das válvulas JL1040 de PN16 .....	150
Figura 117 - Consumos de energia antes e após a implementação da MURE #6 e respetiva poupança resultante .....	153
Figura 118 - Custos energéticos antes e após a implementação da MURE #6 e respetiva poupança resultante .....	153
Figura 119 - Emissões de GEE antes e após a implementação da MURE #6 e respetiva poupança resultante .....	153
Figura 120 - Configuração geral de um permutador de placas .....	155
Figura 121 - Desenho técnico do permutador de placas “ARSOPI THERMAL FH 30” e respetivas dimensões.....	156
Figura 122 - Consumos de energia antes e após a implementação da MURE #7 e respetiva poupança resultante .....	168
Figura 123 - Custos energéticos antes e após a implementação da MURE #7 e respetiva poupança resultante .....	168
Figura 124 - Emissões de GEE antes e após a implementação da MURE #7 e respetiva poupança resultante .....	169

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Desagregação do consumo de energia primária no processo de branqueamento e tingimento têxtil .....	33
Tabela 2 - Estrutura de consumos anuais de energia primária e de emissões de CO2 das instalações referidas .....	34
Tabela 3 - Valores dos indicadores de eficiência energética referentes às instalações analisadas .....	36
Tabela 4 - Potenciais economias presentes nos PReN das instalações analisadas .....	39
Tabela 5 - Medidas de eficiência energética mais frequentes e com maior impacto nos PReN das instalações analisadas .....	40
Tabela 6 - Medidas de utilização racional de energia mais frequentes e com maior impacto nos PReN das instalações analisadas .....	41
Tabela 7 - Características dos compressores da central de ar comprimido .....	55
Tabela 8 - Características dos depósitos de ar comprimido .....	56
Tabela 9 - Características do secador de ar comprimido .....	56
Tabela 10 - Características das caldeiras de vapor .....	58
Tabela 11 - Resumo da iluminação aplicada na instalação .....	61
Tabela 12 - Características da Unidade de Tratamento de Ar (UTA) .....	62
Tabela 13 - Características das Unidades de Expansão Direta do tipo "Split" - Mural .....	62
Tabela 14 - Características do ventilador de extração das instalações sanitárias .....	63
Tabela 15 - Características dos ventiladores de aspiração .....	63
Tabela 16 - Fatores de conversão de energia provenientes do Despacho nº 17313/2008 .....	64
Tabela 17 - Consumo de energia na instalação e custos associados em 2018 .....	65
Tabela 18 - Consumo de energia da instalação e custos associados no ano de 2019 .....	66
Tabela 19 - Consumo mensal de energia na instalação por vetor energético no ano de referência (2019) .....	68
Tabela 20 - Custo mensal associado ao consumo de energia na instalação por vetor energético no ano de referência (2019) .....	70
Tabela 21 - Emissões de GEE associadas aos vetores energéticos no ano de referência .....	80
Tabela 22 - Produção total obtida na instalação (dados de 2018 e 2019) .....	81

Tabela 23 - Consumo energético associado à iluminação da instalação .....	91
Tabela 24 - Ponto ótimo de funcionamento de uma instalação de combustão .....	94
Tabela 25 - Valores dos parâmetros de funcionamento da caldeira de vapor 1 .....	95
Tabela 26 - Valores de KT para alguns combustíveis .....	98
Tabela 27 - Quantidades de hidrogénio e água para alguns combustíveis .....	98
Tabela 28 - Valores típicos de K para alguns combustíveis.....	99
Tabela 29 - Perdas à capacidade nominal para vários tipos de caldeiras.....	99
Tabela 30 - Desagregação dos consumos energéticos e respetivos encargos financeiros da instalação por setor e subsetor .....	103
Tabela 31 - Dados da declaração IES da instalação auditada .....	106
Tabela 32 - Indicador Intensidade Energética (IE) .....	107
Tabela 33 - Indicador Consumo Específico de Energia (CE) .....	107
Tabela 34 - Desagregação do consumo de energia, produção e consumo específico de energia ao longo do ano de referência (2019) .....	108
Tabela 35 - Indicador Intensidade Carbónica (IC) .....	111
Tabela 36 - Desagregação do consumo de energia, emissões de GEE e intensidade carbónica ao longo do ano de referência (2019) .....	111
Tabela 37 - Luminárias LED a implementar na instalação e respetivos custos de aquisição....	115
Tabela 38 - Consumo energético associado à iluminação da instalação antes da proposta de substituição idealizada.....	116
Tabela 39 - Consumo energético associado à iluminação da instalação após a proposta de otimização.....	117
Tabela 40 - Resumo da MURE “Substituição da Iluminação” .....	117
Tabela 41 - Identificação dos pontos de monitorização de gás natural, vapor e água propostos .....	121
Tabela 42 - Orçamento proposto para a implementação do SGE.....	122
Tabela 43 - Resumo da MURE “Instalação de um Sistema de Gestão de Energia” .....	123
Tabela 44 - Principais especificações do módulo fotovoltaico “JKM405M-72HL-V” do fabricante Jinko Solar .....	127
Tabela 45 - Principais especificações do inversor “SE25K” do fabricante SolarEdge .....	128
Tabela 46 - Resultados obtidos da simulação do sistema solar fotovoltaico projetado .....	133
Tabela 47 - Orçamento proposto para a instalação da UPAC .....	134

Tabela 48 - Resumo da MURE “Unidade de Produção para Autoconsumo” .....	135
Tabela 49 - Resumo da MURE “Auditoria à rede de ar comprimido” .....	139
Tabela 50 - Dados relativos à implementação de isolamento térmico na caldeira de vapor 1..	141
Tabela 51 - Parâmetros considerados na determinação das perdas energéticas da caldeira de vapor 1.....	142
Tabela 52 - Resumo da MURE “Isolamento térmico da caldeira de vapor 1” .....	145
Tabela 53 - Válvulas e troços de tubagens desprovidas de isolamento térmico.....	149
Tabela 54 - Parâmetros considerados na determinação das perdas energéticas das válvulas e tubagens analisadas .....	151
Tabela 55 - Resumo da MURE “Isolamento térmico de válvulas e tubagens” .....	152
Tabela 56 - Especificações do permutador de placas “ARSOPI THERMAL FH 30” .....	156
Tabela 57 - Registos mensais de água tratada na ETAR no ano de referência (2019) .....	157
Tabela 58 - Dados relativos aos jets utilizados na instalação.....	158
Tabela 59 - Parâmetros considerados na determinação da energia reaproveitada pelo sistema de recuperação de calor .....	159
Tabela 60 - Resumo da MURE “Reativação do sistema de recuperação de calor dos efluentes quentes da tinturaria” .....	168
Tabela 61 - Principais características das MURE projetadas e respetiva influência nos indicadores energéticos da instalação.....	171
Tabela 62 - Cronograma de implementação das MURE projetadas .....	172
Tabela 63 - Projeção anual dos indicadores energéticos da instalação ao longo da vigência do PReEn.....	173

## LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 7.1 - Rendimento energético da caldeira de valor 1 .....	96
Equação 7.2 - Perdas associadas ao calor sensível nos gases de combustão .....	97
Equação 7.3 - Perdas associadas à entalpia do vapor de água nos gases de combustão .....	98
Equação 7.4 - Perdas associadas a inqueimados nos gases de combustão .....	99
Equação 7.5 - Perdas associadas às purgas .....	100
Equação 10.1 - Número de módulos fotovoltaicos a aplicar no sistema .....	128
Equação 10.2 - Número de inversores a considerar no projeto .....	129
Equação 10.3 - Relação de enquadramento do inversor com o sistema fotovoltaico .....	129
Equação 10.4 - Número máximo de módulos fotovoltaicos que podem estar ligados numa fileira .....	129
Equação 10.5 - Tensão em circuito aberto do módulo fotovoltaico, quando sujeito a uma temperatura de -10 °C .....	130
Equação 10.6 - Número mínimo de módulos fotovoltaicos por fileira .....	130
Equação 10.7 - Tensão máxima do módulo fotovoltaico, quando sujeito a uma temperatura de 70 °C .....	130
Equação 10.8 - Potência térmica total dissipada pela carcaça da caldeira de vapor 1 para o meio envolvente .....	142
Equação 10.9 - Potência térmica dissipada por convecção .....	143
Equação 10.10 - Potência térmica dissipada por radiação .....	143
Equação 10.11 - Energia atualmente dissipada pela carcaça da caldeira de vapor 1, por convecção e radiação, para o meio envolvente .....	143
Equação 10.12 - Energia poupada através da implementação de isolamento térmico .....	144
Equação 10.13 - Energia que seria obtida por combustão de gás natural para a produção de vapor .....	144
Equação 10.14 - Caudal volumétrico médio de efluentes tratados na ETAR, provenientes dos jets conectados ao sistema de recuperação de calor .....	158
Equação 10.15 - Potência térmica resultante da transferência de calor entre os efluentes quentes da tinturaria e a água fria da rede .....	160
Equação 10.16 - Eficiência térmica do permutador de calor .....	160

Equação 10.17 - Ratio Cr.....	160
Equação 10.18 - Caudal mássico.....	161
Equação 10.19 - Número mínimo de unidades transferidas no processo de transferência de calor .....	161
Equação 10.20 - Coeficiente global de transferência de calor .....	161
Equação 10.21 - Resistência térmica total do processo .....	162
Equação 10.22 - Coeficiente de transferência de calor por convecção da água fria da rede ....	162
Equação 10.23 - Número de Reynolds da água fria da rede .....	162
Equação 10.24 - Velocidade de escoamento da água fria da rede.....	163
Equação 10.25 - Diâmetro equivalente de cada placa de aço inoxidável.....	163
Equação 10.26 - Número de Nusselt da água fria da rede.....	163
Equação 10.27 - Coeficiente de transferência de calor por convecção dos efluentes quentes da tinturaria .....	164
Equação 10.28 - Número de Reynolds dos efluentes quentes da tinturaria .....	164
Equação 10.29 - Velocidade média de escoamento dos efluentes quentes.....	164
Equação 10.30 - Número de Nusselt dos efluentes quentes da tinturaria.....	165
Equação 10.31 - Potência térmica máxima possível de ser transferida, em regime de contracorrente.....	165
Equação 10.32 - Temperatura da água quente direcionada para o depósito existente .....	165
Equação 10.33 - Temperatura da água encaminhada para a ETAR.....	166
Equação 10.34 - Média logarítmica da diferença de temperaturas .....	166
Equação 10.35 - Valor teórico da potência térmica resultante da transferência de calor entre os efluentes quentes da tinturaria e a água fria da rede .....	166
Equação 10.36 - Erro relativo associado à potência térmica estudada .....	166

## LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÓNIMOS

ADENE – Agência para a Energia  
AE – Auditoria Energética  
AIE – Agência Internacional de Energia  
ARCE – Acordo de Racionalização dos Consumos de Energia  
AT – Alta Tensão  
BT – Baixa Tensão  
CAE – Classificação de Atividade Económica  
CE – Consumo Específico de Energia  
CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão  
CFBE – Consumo Final Bruto de Energia  
CIE – Consumidor Intensivo de Energia  
CO – Monóxido de Carbono  
CO<sub>2</sub> – Dióxido de Carbono  
CO<sub>2eq</sub> – Dióxido de Carbono equivalente  
DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia  
ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos  
ETAR – Estação de Tratamento de Águas Residuais  
FER – Fonte de Energia Renovável  
GEE – Gases com Efeito de Estufa  
GHG – *Greenhouse Gases*  
IC – Intensidade Carbónica  
IE – Intensidade Energética  
IES – Informação Empresarial Simplificada  
INE – Instituto Nacional de Estatística  
J – Joule  
LED – *Light Emitting Diode*  
MAT – Muito Alta Tensão  
MURE – Medida de Utilização Racional de Energia  
MT – Média Tensão

OCDE - Organização Mundial para a Cooperação e Desenvolvimento Económico  
OECD – *Organization for Economic Co-operation and Development*  
ONU – Organização das Nações Unidas  
PCI – Poder Calor Inferior  
PNAEE – Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética  
PNAER – Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis  
PNEC – Plano Nacional Integrado Energia e Clima  
PREn – Plano de Racionalização do Consumo de Energia  
PRI – Período de Retorno do Investimento  
PRIMES – *Price-Induced Market Equilibrium System*  
PT – Posto de Transformação  
QGBT – Quadro Geral de Baixa Tensão  
QP – Quadro Parcial  
RCM – Resolução do Conselho de Ministros  
RECS – Regulamento de Desempenho Energético dos Edifícios de Comércio e Serviços  
REH – Regulamento de Desempenho Energético dos Edifícios dos Habitação  
REP – Relatório de Execução e Progresso  
RGCE – Regulamento de Gestão do Consumo de Energia  
SCE – Sistema de Certificação Energética dos Edifícios  
SGCIE – Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia  
SGE – Sistema de Gestão de Energia  
tep – Tonelada Equivalente de Petróleo  
toe – *Tonne of Oil Equivalent*  
UE – União Europeia  
UPAC – Unidade de Produção para Autoconsumo  
UTA – Unidade de Tratamento de Ar  
VAB – Valor Acrescentado Bruto  
W – Watt

# 1. INTRODUÇÃO

Ao longo do tempo, a nível global, tem-se observado que as fontes de energia mais recorrentes são, sobretudo, os combustíveis fósseis, cuja utilização apresenta consequências penosas cada vez mais notáveis para o ambiente. As reservas limitadas e a distribuição geográfica desigual deste tipo de recursos resultam em dependências energéticas de certos países, situação esta que limita a competitividade económica e que caracteriza Portugal.

A utilização exaustiva destes combustíveis de origem fóssil é um fator preponderante nas alterações climáticas, que se manifestam maioritariamente no aquecimento global, que consiste no aumento da temperatura média da Terra. Este aumento de temperatura é o resultado do acréscimo do efeito de estufa do planeta, consequência do crescimento continuado de emissões de GEE. Estima-se que, na ausência do efeito de estufa produzido pela atmosfera terrestre, a temperatura média à superfície da Terra seria de 33°C inferior à atual (-18 °C), impossibilitando a vida como a conhecemos. A presença de GEE em concentrações ideais (reduzidas) na atmosfera é, portanto, essencial para um efeito de estufa equilibrado, ou seja, para a manutenção da temperatura no sistema Atmosfera-Terra. (National Geographic, 2018)

A concentração deste tipo de gases na atmosfera tem vindo a crescer e, por conseguinte, o efeito de estufa é potenciado, pois a quantidade de radiação infravermelha emitida pela superfície terrestre torna-se maior, resultando consequentemente num aumento da temperatura média do planeta.

De forma a combater este fenómeno, foi implementado, mais recentemente, na cimeira climática de 12 de dezembro de 2015 da Organização das Nações Unidas (ONU), o Acordo de Paris. Este acordo traduz-se num plano de combate às alterações climáticas, que visa alcançar a descarbonização das economias mundiais e estabelece como um dos seus objetivos de longo prazo limitar o aumento da temperatura média global a níveis bem abaixo dos 2°C acima dos níveis pré-industriais e prosseguir esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5°C, reconhecendo que isso reduzirá significativamente os riscos e impactos das alterações climáticas. Em vez de estabelecer as obrigações que cada país teria de cumprir, o acordo determina que cada país deva apresentar, de cinco em cinco anos, planos nacionais com os objetivos a que se propõe cumprir para mitigar as alterações climáticas.

Nos últimos vinte anos, Portugal tem apresentado uma dependência energética entre 70% e 90%, nomeadamente de fontes de energia fósseis, tais como petróleo e gás natural, que têm um peso muito significativo no consumo total de energia primária mundial e português.

Deste modo, torna-se extremamente importante o estudo da eficiência energética, da gestão racional de energia e das energias de origem renovável, fundamentais para a descarbonização das economias e redução dos impactos ambientais.

## **1.1 Enquadramento**

No contexto da temática apresentada, sabe-se que os consumos energéticos mundiais tendem a crescer a cada ano que passa. Através da análise do relatório da Agência Internacional de Energia (AIE) “World Energy Balances 2018”, é possível afirmar que o consumo médio mundial de energia aumentou cerca de 3,2% em relação ao ano de 2017 e que a média anual de crescimento é de 2%. (AIE, 2020)

Segundo o mesmo relatório, o consumo mundial de energia no ano de 2018 foi estimado em 16 000 Mtep (toneladas equivalentes de petróleo), sendo os países pertencentes à OCDE os maiores utilizadores de energia, seguidos pelos países asiáticos não pertencentes à organização, países do médio oriente e por fim os países da Europa e Euroásia que não pertencem à OCDE.

No que diz respeito à desagregação dos vetores energéticos utilizados no consumo de energia primária mundial, o mesmo estudo verificou que, apesar do consumo de petróleo e de produtos derivados do mesmo ter diminuído cerca de 12% nos últimos 35 anos, este mantém-se a principal fonte de energia utilizada no mundo. Torna-se ainda importante referir o crescimento do consumo de gás natural no mesmo período de tempo, sendo que este aumento foi estimado em 7%.

Segundo o relatório que se vem mencionando, o balanço energético global por fonte energética, no ano de 2018, foi o seguinte:

- Petróleo: 5 040 Mtep, correspondente a, aproximadamente, 31,5% do total de energia global consumida;
- Gás natural: 3 648 Mtep, correspondente a 22,8% do total de energia consumida no mundo;
- Carvão: 4 304 Mtep, correspondente a 26,9% do total de energia global consumida;
- Nuclear: 784 Mtep, correspondente a, aproximadamente, 4,9% do total de energia consumida no mundo
- Biomassa: 1 488 Mtep, correspondente a, aproximadamente, 9,3% do total de energia global consumida;
- Outras fontes renováveis: 736 Mtep, correspondente a, aproximadamente, 4,6% do total de energia consumida no mundo

De seguida, na Figura 1, apresenta-se um gráfico representativo da informação acima mencionada.

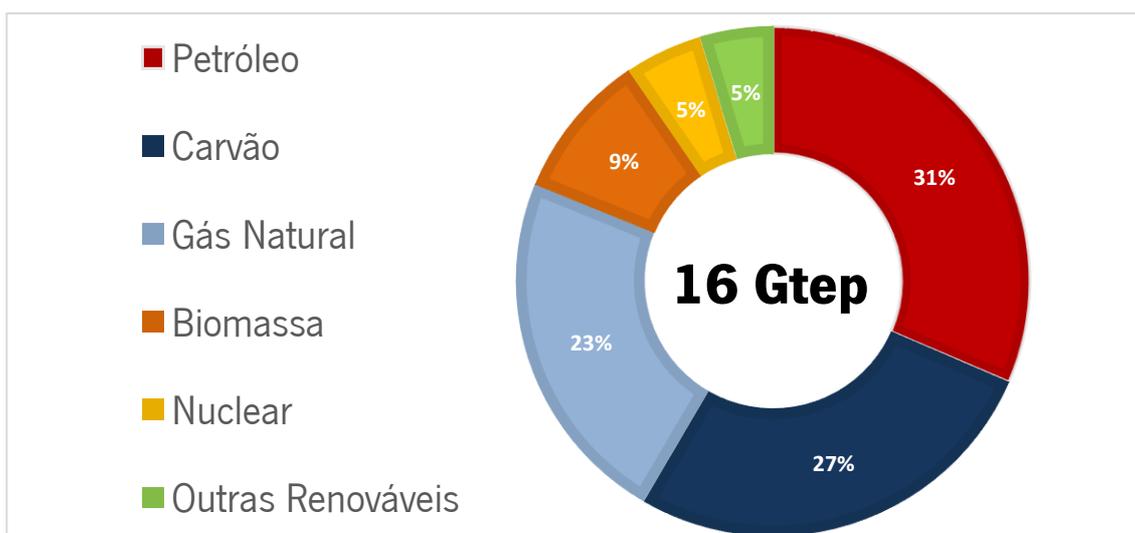


Figura 1 - Consumo de energia mundial por fonte energética no ano de 2018 (AIE, 2020)

Dada a elevada dependência de Portugal e da maior parte dos países europeus na obtenção de energia, recorrendo maioritariamente a produtos petrolíferos, foi estabelecido o Plano Nacional Integrado Energia e Clima (PNEC) , aprovado pela RCM n.º 53/2020, de 10 de julho, e enquadrado nas obrigações decorrentes do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática, tendo-se tornado o principal instrumento de política energética e climática para a década 2021-2030.

O PNEC faz uma caracterização da situação existente no nosso país em matéria de Energia e Clima, abrangendo cinco dimensões: descarbonização, eficiência energética, segurança de abastecimento, mercado interno da energia e investigação, inovação e competitividade. Este plano define os contributos nacionais e principais linhas de atuação planeadas para o cumprimento dos diferentes compromissos globais da União, incluindo em termos de redução de emissões de gases com efeito de estufa, energias renováveis, eficiência energética e interligações.

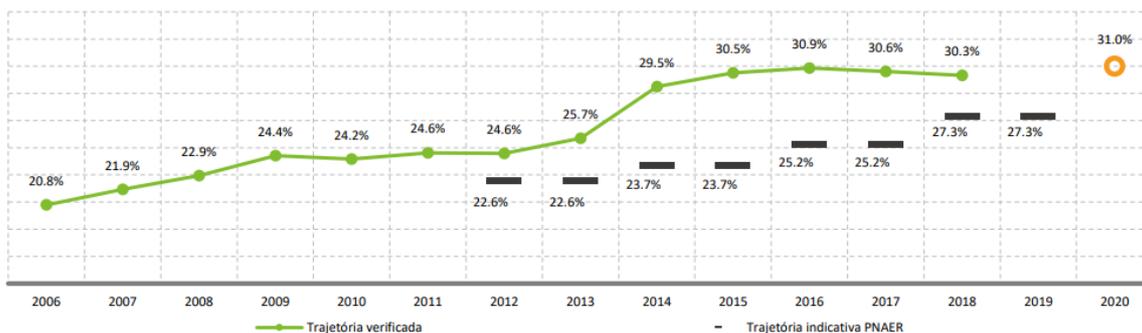
Um dos principais objetivos da política energética nacional é a redução da dependência energética do exterior, estando estabelecido no Plano Nacional Integrado Energia e Clima (PNEC) o valor de 65% para 2030. Como referido anteriormente, a aposta nas energias renováveis e na eficiência energética, tem permitido a Portugal baixar a sua dependência energética para níveis inferiores a 80%.

No que diz respeito à implementação de metas para as energias renováveis, a Diretiva 28/2009/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, introduziu a obrigatoriedade dos países membros da UE submeterem um plano de promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis.

Deste modo, foi estabelecido o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER), que fixa objetivos nacionais para cada Estado-Membro relativos à quota proveniente de Fontes de Energia Renovável (FER), bem como as respetivas trajetórias de penetração, de acordo com o ritmo de implementação das medidas e ações previstas em cada um desses setores, tendo em conta os efeitos de outras políticas relacionadas com a eficiência energética no consumo de energia.

O nosso país preparou e apresentou o primeiro plano nacional de ação em 2010, no qual se comprometeu a atingir os objetivos estabelecidos na Diretiva, nomeadamente com uma meta global de 31,0% de renováveis no Consumo Final Bruto de Energia (CFBE) e 10,0% de renováveis no consumo final de energia nos transportes. Posteriormente, Portugal reviu o seu PNAER, aprovado na Resolução do Conselho de Ministros (RCM) n.º 20/2013, de 10 de abril, no qual manteve o mesmo nível de ambição e exigência que sempre assumiu no cumprimento das metas da UE.

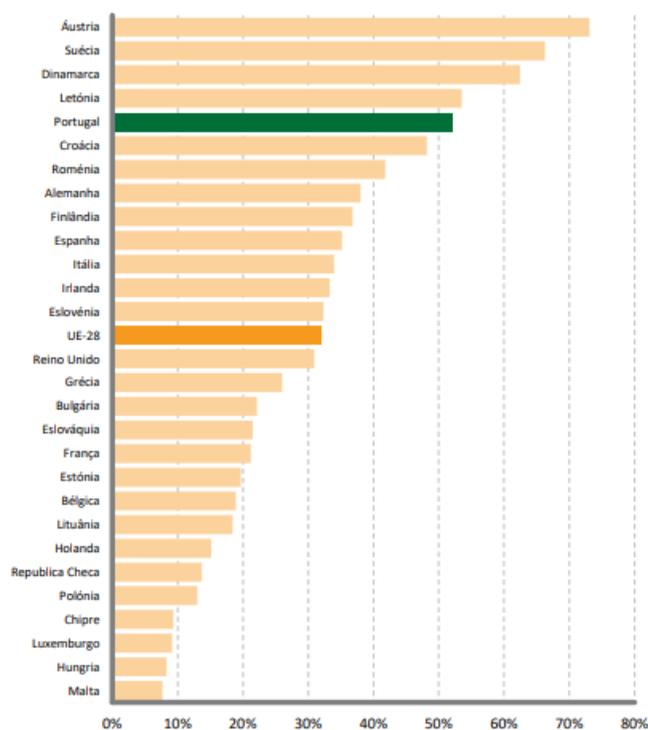
Em 2018, a incorporação de FER no consumo final bruto de energia em Portugal situou-se nos 30,3%, traduzindo-se em 3% acima da trajetória indicativa, o que coloca o nosso país com cerca de 98% do cumprimento da sua meta para 2020, como é possível de se verificar na Figura 2. (DGEG, 2020)



Fonte: DGEG, Eurostat

Figura 2 - Evolução da incorporação de renováveis no consumo final bruto de energia em Portugal (DGEG,2019)

De acordo com a metodologia de cálculo da Diretiva 28/2009/CE sobre a incorporação de energias renováveis, em 2018, Portugal foi o 5º país da UE-28 com a maior quota na produção de eletricidade proveniente de FER, como se pode observar na Figura 3.



Fonte: Eurostat

Figura 3 - Quota de produção de eletricidade proveniente de FER na UE-28 em 2018 (Eurostat, 2019)

A potência instalada que mais tem crescido nos últimos anos em Portugal é a fotovoltaica (914MW em 2019). Este valor é 36% superior face a 2018 e 8 vezes superior ao instalado em 2009. A componente fotovoltaica representava em 2019, 6,4% da potência total instalada de origem renovável; em 2009, o valor era de 1,2%.

No período 2008-2019, a potência instalada da biomassa cresceu 93%. Quanto às centrais eólicas, estas tiveram um crescimento de 78%.

Relativamente à energia hídrica, em 2019, cerca de 38% da potência instalada em centrais hídricas tinha capacidade de produção em bombagem e, aproximadamente, 6% do total da potência instalada encontrava-se em pequenas centrais hídricas (com potência inferior a 10 MW). Desde 2008 a potência instalada de origem hídrica subiu cerca de 46%.

Na Figura 4 é possível de se observar a evolução da potência instalada de energias renováveis para produção de eletricidade. A potência elétrica geotérmica não se encontra representada, devido à reduzida dimensão do seu valor, avaliada em 34MW no ano de 2019.

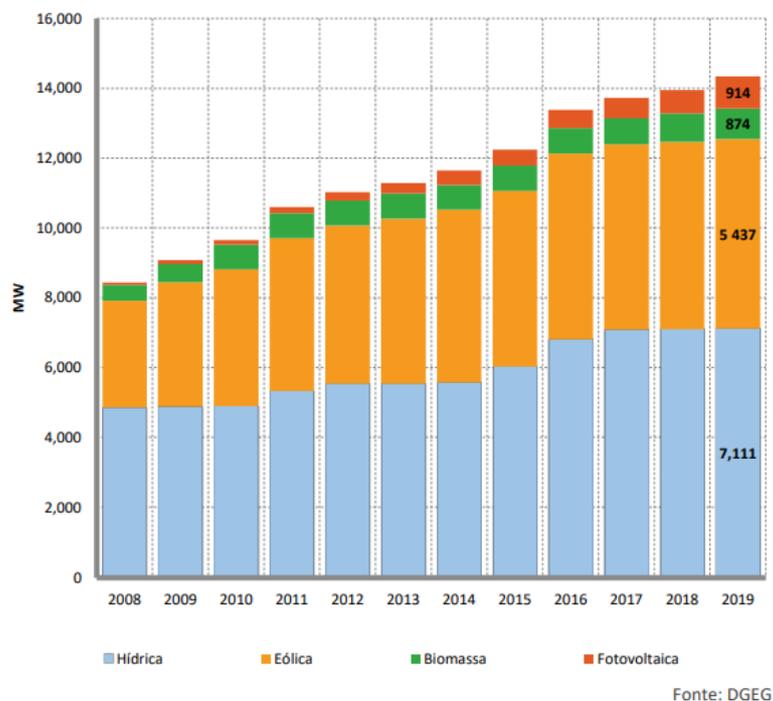


Figura 4 - Evolução da potência instalada de origem renovável para produção de eletricidade (DGEG, 2019)

A Diretiva n.º 2006/32/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de abril de 2006, relativa à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos, transposta pelo Decreto-Lei n.º 319/2009, de 3 de novembro, estabeleceu como objetivo geral indicativo a obtenção de economias de energia de 9% no 9º ano de aplicação da Diretiva (2016), por comparação com o período 2001-2005, tendo também fixado a obrigação de os estados-membros apresentarem à Comissão Europeia planos de ação de eficiência energética.

Neste contexto, foi aprovado pela RCM n.º 80/2008, de 20 de maio, entretanto revogada, o primeiro Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) para o período de 2008-2015, que contemplava um conjunto de medidas com o objetivo de alcançar até 2015, uma melhoria da eficiência energética equivalente a 9,8% do consumo final de energia.

Para o horizonte de 2020, e à luz da Diretiva n.º 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, relativa à eficiência energética, o objetivo foi redefinido para um limite máximo do consumo de energia primária em 2020 (com base em projeções do modelo PRIMES para a Comissão Europeia realizadas em 2007) equivalente a uma redução de 20% (24,0 Mtep, excluindo usos não-energéticos), tendo sido posteriormente adotada por Portugal uma meta mais ambiciosa de redução de 25% (22,5 Mtep, excluindo usos não-energéticos). Na Figura 5 apresenta-se um gráfico relativo à evolução da meta portuguesa acima descrita.

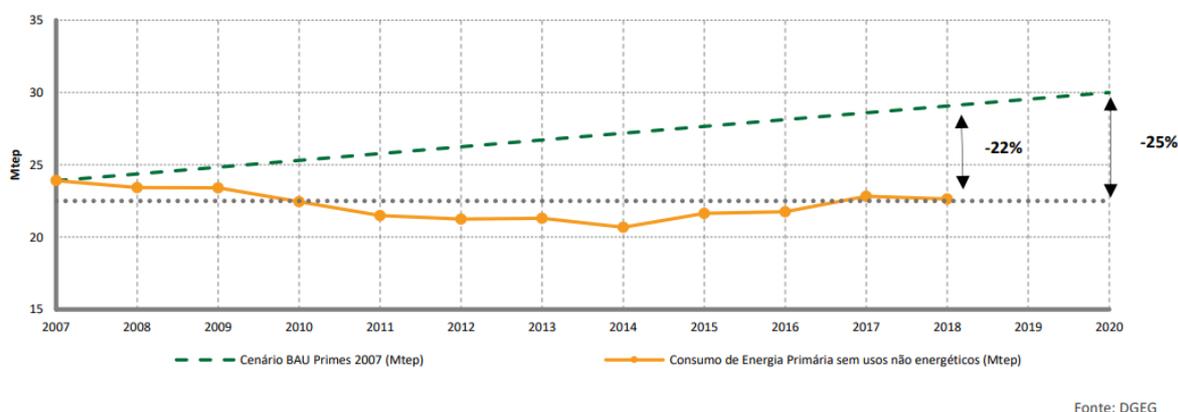


Figura 5 - Evolução da meta portuguesa em termos de eficiência energética (DGEG, 2019)

Analisando-se a evolução do consumo de energia primária sem usos não-energéticos (mas incluindo-se o consumo na aviação internacional e excluindo-se bombas de calor), que serve de referência para o cálculo do cumprimento da meta de eficiência energética para 2020, verifica-se que Portugal em 2018 se posicionou ligeiramente acima (22,6 Mtep) do valor de referência para o cumprimento da meta de redução de 25%.

No que diz respeito aos consumos de energia primária, Portugal, no ano de 2019, foi (novamente) dominado pela utilização dos combustíveis fósseis: petróleo (42,9%) e gás natural (23,8%), como se pode observar no gráfico da Figura 6. (DGEG, 2020)

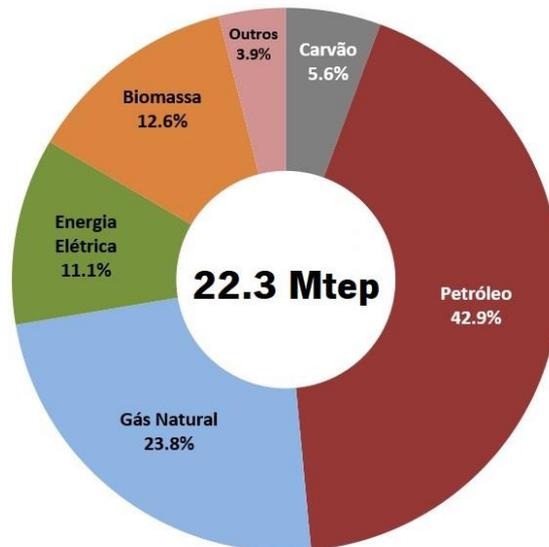


Figura 6 - Consumo de energia primária em Portugal no ano de 2019 (DGEG, 2020)

Comparativamente ao consumo de energia primária em 2018, que correspondeu a 22,6 Mtep, importa realçar os aumentos nos consumos de petróleo (4%) e gás natural (1,4%) e a significativa redução do consumo de carvão (6,4%).

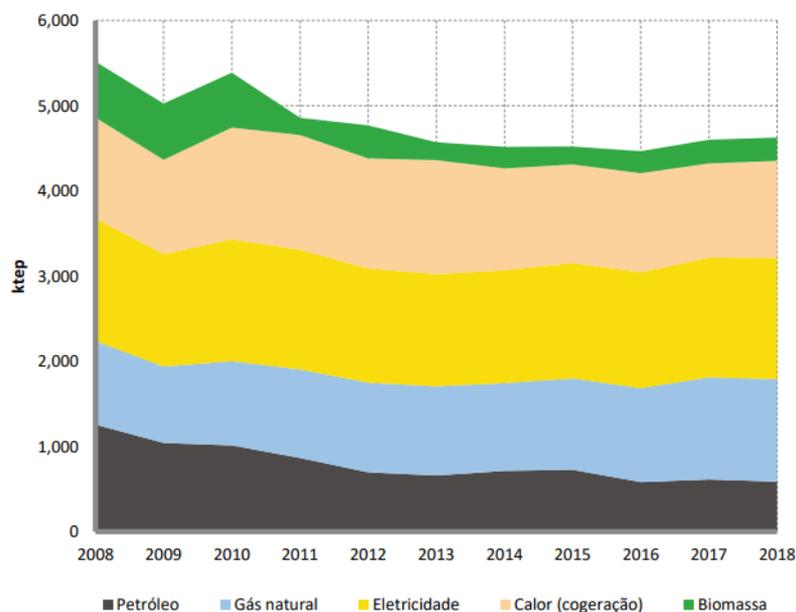
O setor da indústria, constitui um dos sectores com maiores consumos energéticos e com forte dependência de recursos energéticos não renováveis. O consumo de energia no sector da indústria representa cerca de 30% do consumo final de energia do nosso país.

Assim sendo, torna-se de extrema importância a execução de auditorias energéticas nos diferentes setores industriais, com vista na otimização da eficiência energética, pois estas possibilitam o estudo detalhado e exaustivo dos processos produtivos e mais concretamente identificam os principais equipamentos consumidores de energia. Permitem ainda determinar com alguma precisão os investimentos necessários para a execução das medidas identificadas, assim como a rentabilidade e viabilidade das mesmas.

As análises efetuadas às auditorias energéticas realizadas na indústria revelam que, nos últimos dez anos, o consumo de energia na indústria desceu 17,1%. Neste período, os produtos de petróleo passaram de uma contribuição de 22% para 13%, enquanto o gás natural teve um comportamento inverso, passando de 18% para 26%.

O consumo de eletricidade, em termos absolutos, tem-se mantido estável, embora em termos relativos, o seu contributo tenha aumentado. Em 2018, a utilização de energia elétrica representou cerca de 31% do total de energia consumida, que compara com 26% em 2008. Por sua vez, a contribuição do calor proveniente da cogeração tem oscilado entre os 21% e os 29%.

Na Figura 7 encontra-se representada a evolução do consumo energético na indústria portuguesa por vetor energético utilizado, sendo que neste setor são incluídas a indústria transformadora, a extrativa, construções e obras públicas.



Fonte: DGEG

Figura 7 - Evolução do consumo de energia na indústria portuguesa por vetor energético utilizado (DGEG, 2019)

Por fim, nota-se ainda que, em 2018, cerca de 60% das instalações Consumidoras Intensivas de Energia (CIE) portuguesas estavam localizadas nos distritos de Porto (16%), Aveiro (15%), Braga (15%) e Lisboa (14%). No mesmo ano, 33% destas instalações pertenciam aos setores de atividade das Indústrias Alimentares, Fabricação de Têxteis e da Fabricação de Artigos de Borracha e de Matérias Plásticas.

## 1.2 Otimização de sistemas energéticos na empresa Smartwatt

A Smartwatt é uma empresa que desenvolve soluções baseadas em inteligência artificial, eficiência energética e sistemas de monitorização para otimização dos recursos energéticos, com mais de 12 anos de experiência no mercado global de energia.

Fundada em 2008, a empresa desenvolve sistemas que garantem um melhor método de tomada de decisão durante todo o processo de otimização do sistema energético. Esta diferenciação fez com que conquistasse um vasto portfólio de clientes e casos de sucesso que asseguram a eficácia das suas soluções.

O seu objetivo passa pela revolução da forma como se gerem os recursos energéticos, aumentando a rentabilidade dos seus clientes, promovendo a sustentabilidade ambiental e económica.

A crescente demanda pela realização de auditorias energéticas obrigatórias para novos clientes, previstas pela legislação vigente, mais concretamente para instalações industriais consumidoras intensivas de energia, levaram a que fosse proposto este projeto.

O trabalho realizado incidiu-se maioritariamente no departamento de eficiência energética da empresa, que conta com uma vasta experiência na execução de auditorias energéticas e no desenvolvimento de planos de racionalização de energia, que para além de cumprirem os requisitos legais que envolvem os setores industrial e de edifícios de comércio e serviços, já promoveram mais de 7 milhões de euros de poupança aos seus clientes.

### **1.3 Objetivos**

A presente dissertação tem como objetivo principal o estudo e aplicação das metodologias e processos envolventes à execução de uma auditoria energética a uma instalação industrial têxtil concreta, cliente da empresa Smartwatt. Este trabalho tem em vista a verificação da aplicabilidade de potenciais programas de investimento em sistemas energéticos, numa perspetiva de otimização da produção/conversão e consumo da energia, em termos termodinâmicos e económico-ambientais, conducentes ao aumento da eficiência energética e/ou à redução da fatura energética da empresa.

Os objetivos específicos pretendidos nesta dissertação são os seguintes:

- Análise da utilização e racionalização de energia no subsetor com a CAE 13301 – Branqueamento e Tingimento, pertencente ao setor têxtil;
- Identificação e caracterização dos principais elementos consumidores de energia da instalação auditada, através da desagregação dos seus consumos energéticos;
- Enquadramento do consumo energético da instalação face à legislação em vigor;
- Identificação de Medidas de Utilização Racional de Energia (MURE), bem como a previsão da sua aplicabilidade;
- Elaboração do Plano de Racionalização do Consumo de Energia (PREn) da instalação.

## **1.4 Estrutura da dissertação**

A dissertação que se apresenta encontra-se dividida em 12 capítulos, começando, primeiramente, pela “Introdução”, sendo esta secção responsável por uma breve explicação da temática em questão, pelo enquadramento bibliográfico, onde se abordam os consumos energéticos nacional e mundial e respetiva legislação atualmente em vigor, pela apresentação da empresa responsável pelo estágio curricular desenvolvido, pelos objetivos pretendidos com a realização deste projeto e ainda pela estruturação do mesmo.

No capítulo 2 “Auditorias de Energia”, introduzem-se alguns conceitos imprescindíveis à compreensão desta tese, concernentes ao tema “Energia”, enumeraram-se os objetivos específicos de uma auditoria energética, referem-se os tipos de auditorias de energia que se podem realizar e, por fim, descreve-se o Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia (SGCIE), responsável pela promoção da eficiência energética e monitorização dos consumos energéticos das instalações industriais consumidoras intensivas de energia em Portugal.

No capítulo 3 “Metodologia de uma Auditoria Energética”, expõem-se as quatro etapas com maior relevância no processo em estudo, nomeadamente, a recolha de dados e planeamento da intervenção, os levantamentos e medições de campo, o tratamento e análise de toda a informação obtida e a elaboração do relatório de auditoria energética e do Plano de Racionalização do Consumo de Energia (PREn).

No capítulo 4 “Elaboração de um Caderno Subsetorial”, apresenta-se um estudo que caracteriza o consumo geral de energia no subsetor de branqueamento e tingimento têxtil, subsetor onde a instalação auditada se insere, assim como as potenciais economias de energia e de custos, a identificação e tipificação das medidas de eficiência energética propostas e a comparação dos indicadores de eficiência energética entre as instalações do respetivo subsetor de atividade económica.

No capítulo 5 “Apresentação do Caso de Estudo”, é descrita a instalação alvo da auditoria energética realizada, nomeadamente em termos de elementos gerais da empresa, valores anuais de produção e consumo de energia, e respetivas desagregações, assim como os serviços de energia e utilidades existentes.

No capítulo 6 “Caracterização Energética da Instalação”, aborda-se a evolução do consumo de energia, dos respetivos custos associados, da produção e das emissões de GEE da instalação nos anos de 2018 e 2019, e, conseqüentemente, a análise dos principais indicadores energéticos da mesma.

No capítulo 7 “Análise dos Resultados da Auditoria Energética”, expõem-se os resultados obtidos das monitorizações efetuadas aos equipamentos consumidores de energia da instalação e ainda as desagregações dos seus consumos energéticos por vetor energético e equipamento/subsetor consumidor. Além disso, neste capítulo apresenta-se o estudo analítico efetuado ao rendimento energético da caldeira de vapor 1, equipamento constituinte da central térmica da instalação.

No capítulo 8 “Balanço Energético Global da Instalação”, aborda-se a desagregação dos consumos energéticos globais da instalação, e respetivos custos associados, pelos diferentes setores e subsetores que a compõem, bem como a desagregação parcial dos consumos de energia elétrica, gás natural e gasóleo.

No capítulo 9 “Indicadores Energéticos”, apresentam-se os resultados obtidos para os indicadores energéticos da instalação auditada, nomeadamente, Intensidade Energética (IE), Consumo Específico de Energia (CE) e Intensidade Carbónica (IC), sendo estes indicadores responsáveis pela estimação da eficiência energética da instalação.

No capítulo 10 “Medidas de Utilização Racional de Energia (MURE)”, elaboram-se estudos concernentes às medidas de eficiência energética identificadas para a instalação auditada, assim como a descrição da situação atual, oportunidade de melhoria e a situação proposta.

No capítulo 11 “Plano de Racionalização do Consumo de Energia (PREn)”, expõe-se um resumo do conjunto de medidas de racionalização energética identificadas, assim como o respetivo cronograma de implementação das mesmas. Estas medidas são responsáveis pelo estabelecimento de metas a alcançar, no fim da vigência do PREn referido, relativas aos indicadores energéticos obtidos para a instalação.

Por fim, no capítulo 12 “Conclusões e Trabalhos Futuros”, são apresentadas as conclusões retiradas do projeto efetuado, assim como algumas sugestões para aperfeiçoamento do estudo levado a cabo, de forma a torná-lo o mais credível e realista possível.

## **2. AUDITORIAS DE ENERGIA**

O presente capítulo inicia-se com uma revisão geral do conceito de energia. É destacado o papel central da eficiência energética para o cumprimento de metas ambientais, através da exposição de estatísticas elucidativas, bem como da importância da integração de fontes de energia renováveis. Posteriormente, é contextualizado o cenário atual da gestão da energia em Portugal, sendo explorado o funcionamento do Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia (SGCIE) e apresentada a respetiva legislação reguladora. No último subcapítulo, apresenta-se o conceito de auditoria energética, expõem-se as principais fases/etapas genéricas de execução, terminando com a exploração das principais categorias de medidas transversais para racionalização de consumos energéticos no setor industrial em Portugal.

Podem ser realizadas auditorias a diversos setores como por exemplo auditorias industriais, auditorias a edifícios e auditorias a frotas de transporte. No presente capítulo será abordada a auditoria energética, no que consiste, os seus objetivos e qual a sua metodologia, com profundo ênfase na auditoria energética industrial, que é o tipo de auditoria do caso em estudo.

### **2.1 Energia**

A energia, de uma forma geral, pode-se manifestar de várias formas, tais como energia cinética, elétrica, mecânica, nuclear, potencial, química, térmica, entre outras.

A espécie humana sempre teve tendência para um elevado consumo energético, no âmbito da sua existência e evolução. Ao longo do tempo, foram desenvolvidos diversos processos de transformação, transporte e armazenamento de energia.

A transformação de energia permite a obtenção de novas formas energéticas, mais apropriadas ou convenientes para uso. Tendo em conta os seus processos de transformação, podemos classificá-la em:

- Energia primária

É a energia disponível na natureza antes de ser convertida ou transformada. Engloba as fontes de energia renováveis e as não renováveis. Como exemplos temos o carvão, o petróleo, o gás natural, a radiação solar, a água ou o vento;

- Energia secundária

Este tipo de energia resulta de processos de transformação da energia primária em formas de energia adequadas às diferentes utilizações práticas, sofrendo naturalmente perdas inerentes a esses processos. O petróleo é um exemplo de uma fonte de energia primária, que é transformado nas refinarias em fontes de energia secundária, como a gasolina, o gasóleo ou o gás de petróleo liquefeito. Outro exemplo de energia secundária é a eletricidade de alta tensão produzida nas centrais, as quais utilizam fontes de energia renováveis ou não-renováveis;

- Energia final

Corresponde à energia que é recebida e utilizada diretamente pelo consumidor ou cidadão comum. Temos como exemplos, o gasóleo ou a gasolina com que enchemos o depósito do automóvel e a eletricidade de baixa tensão que chega aos eletrodomésticos nas nossas casas. Por vezes, a energia primária é convertida diretamente em energia final. Por exemplo, a radiação solar é convertida, através de painéis solares térmicos, em energia térmica, uma energia final utilizada no aquecimento de água. Já um resíduo florestal (biomassa) pode ser utilizado por combustão numa lareira, sob a forma de energia térmica final.

Desde a extração/coleta de uma determinada forma de energia primária até à sua utilização sob a forma de energia final, resultam sempre perdas associadas ou desperdícios energéticos. Tais perdas são consequência de ineficiências associadas aos processos, de descuidos por parte do utilizador ou ainda devido a limitações termodinâmicas. Para além destas, podem ainda ser relevantes as perdas resultantes do transporte de energia.

Deste modo, torna-se importante fazer referência à energia útil de um processo, que está diretamente relacionada com o rendimento ou eficiência do mesmo, constituindo a quantidade de energia que efetivamente serve um processo ou atividade de forma proveitosa.

Na Figura 8 encontram-se representadas as classificações de energia acima descritas, diferentes tipos de utilização da mesma e os respetivos desperdícios associados.



Figura 8 - Esquema representativo das classificações da energia (Energês, 2020)

## 2.2 Objetivos de uma auditoria energética

Uma auditoria energética, nos termos do Despacho n° 17449/2008, de 27 de junho (Diário da República, 2008), consiste num levantamento detalhado de todos os aspetos relacionados com a utilização da energia ou que, de alguma forma, contribuam para a caracterização dos fluxos energéticos.

Constituindo uma verdadeira radiografia de uma indústria, do ponto de vista energético, a auditoria energética tem por objetivos, entre outros:

- Especificar as formas de energia utilizadas;
- Examinar o modo como a energia é utilizada e os respetivos custos;
- Estabelecer a estrutura do consumo de energia;
- Determinar os consumos por processo, operação ou equipamento;
- Relacionar o consumo de energia com a produção;
- Identificar as possibilidades de melhoria dos rendimentos energéticos;
- Analisar técnica e economicamente as soluções encontradas;
- Propor um programa para as ações e investimentos a empreender;
- Propor um esquema operacional de gestão de energia na Empresa;
- Propor a substituição de equipamentos ligados ao processo por outros mais eficientes;
- Propor a alteração de fontes energéticas, caso se considere necessário.

### **2.3 Tipos de auditoria**

O tipo de auditoria a executar depende da finalidade com que a mesma é projetada. Podemos considerar uma auditoria como preliminar ou detalhada.

As auditorias industriais preliminares ou simples têm como finalidade a realização de um diagnóstico da situação energética de uma instalação, consistindo numa simples observação visual, que permite a identificação de falhas superficialmente perceptíveis, e na recolha de dados suscetíveis de fornecer informação sobre os consumos específicos de energia. As fontes de informação mais comuns prendem-se com a análise dos consumos energéticos e da faturação dos diferentes tipos de energia.

Já as auditorias industriais detalhadas consistem no levantamento aprofundado da situação energética da instalação, analisando-se as quantidades de energia utilizadas em cada uma das operações do processo de fabrico. Nestas consideram-se os efeitos interativos de todos os projetos, caracteriza-se o uso de energia de todos os equipamentos principais, incluem-se cálculos de redução de custos de energia detalhados e apresenta-se um estudo técnico-económico de viabilidade de investimentos para implementação das medidas identificadas.

## **2.4 Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia (SGCIE)**

O conceito de utilização racional de energia veio alterar decisivamente o modo de operação das indústrias, demonstrando ser possível prosperar sem que, para isso, tenham de se aumentar os consumos energéticos ou afetar a qualidade da produção. Nesse âmbito foi estabelecido em Portugal o SGCIE – Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia.

O SGCIE, regulado pelo Decreto-Lei n.º 71/2008 (Diário da República, 2008), de 15 de abril, e posteriormente alterado pela Lei n.º 7/2013, de 22 de janeiro, e pelo Decreto-Lei n.º 68-A/2015 (Diário da República, 2015), de 30 de abril, é uma das medidas previstas no Plano Nacional de Ação em Eficiência Energética (PNAEE) direcionada para a melhoria da eficiência energética na área da indústria, revogando o antigo Regulamento da Gestão do Consumo de Energia (RGCE), criado pelo Decreto-Lei n.º 58/82, de 26 de fevereiro, e regulamentado pela Portaria n.º 359/82, de 7 de abril. (SGCIE, 2021)

Os Decretos-Lei n.º 71/2008 e 118/2013 (Diário da República, 2013), de 20 de agosto, e subsequentes alterações, que determinam o Sistema de Certificação Energética dos Edifícios (SCE), o Regulamento de Desempenho Energético dos Edifícios de Habitação (REH) e o Regulamento de Desempenho Energético dos Edifícios de Comércio e Serviços (RECS), visam assegurar e promover a melhoria do desempenho energético dos edifícios. Ao abrigo do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 71/2008, os edifícios incluídos no âmbito da aplicação do SCE, anteriormente previsto nos termos conjugados dos Decretos-Lei n.ºs 78/2006, 79/2006 e 80/2006, todos de 4 de abril, não estão abrangidos pelo SGCIE, exceto quando integrados na área de uma instalação CIE.

O SGCIE tem como objetivos fundamentais a promoção da eficiência energética e monitorização dos consumos energéticos das instalações consumidoras intensivas de energia (CIE), ou seja, instalações com consumo anual igual ou superior a 500 toneladas equivalentes de petróleo (tep).

Para o efeito, prevê que as instalações CIE realizem, periodicamente, auditorias energéticas que incidam sobre as condições de utilização de energia e promovam o aumento da eficiência energética, incluindo a utilização de fontes de energia renováveis. Prevê, ainda, a elaboração e a respetiva execução de Planos de Racionalização do Consumo de Energia (PREn), estabelecendo Acordos de Racionalização do Consumo de Energia (ARCE) com a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), que contemplem objetivos mínimos de eficiência energética, associando ao seu cumprimento a obtenção de incentivos pelos operadores (entidades que exploram as instalações CIE). A gestão operacional do SGCIE é da competência da Agência para a Energia (ADENE).

Todavia, mesmo que verifiquem a condição de instalação CIE, existem exceções à aplicação do SGCIE, referidas de seguida:

- Instalações de cogeração juridicamente autónomas;
- Empresas de transportes e empresas com frotas próprias consumidoras intensivas de energia;
- Instalações CIE, sujeitas ao Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE).

Torna-se, ainda, de enorme importância a referência de que as instalações com consumo energético inferior a 500 tep/ano ou os edifícios sujeitos ao regime do SCE podem, de forma voluntária, aplicar o SGCIE.

Na Figura 9 apresenta-se um fluxograma com o resumo das obrigações legais conjugadas do SGCIE e SCE. (SCE, 2020)

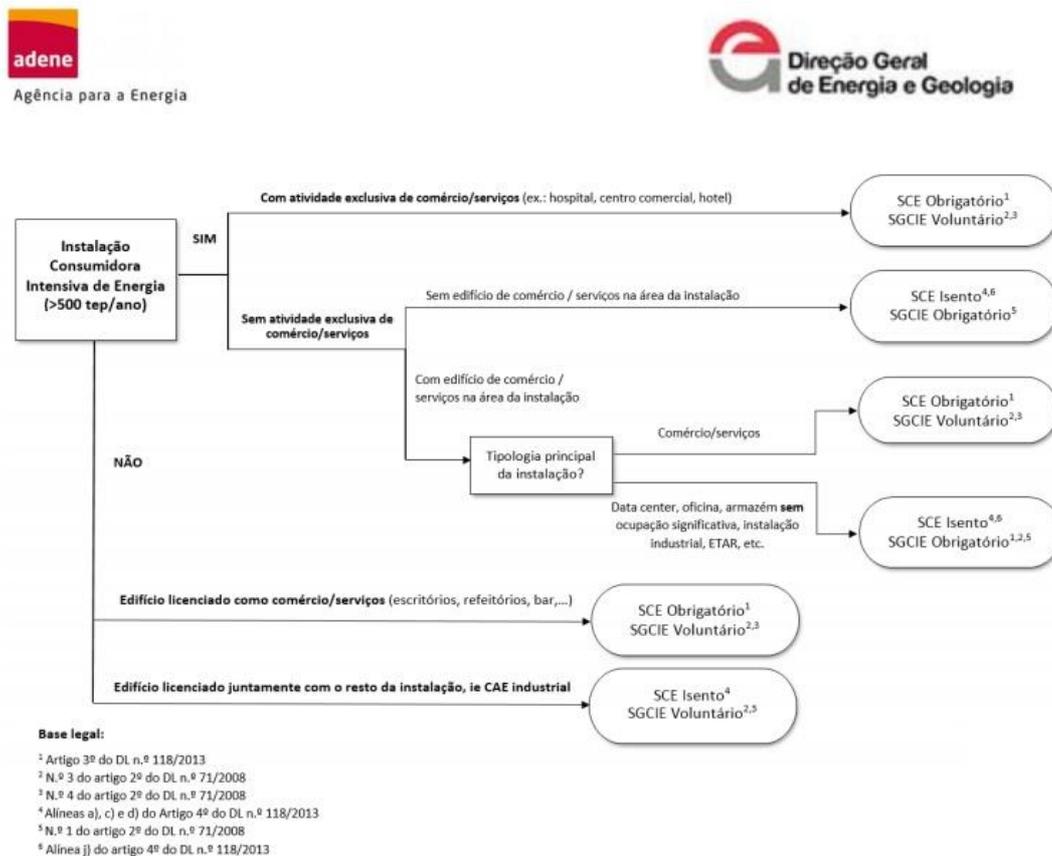


Figura 9 - Fluxograma ilustrativo do âmbito de aplicação do SGCIE e SCE (DGEG, 2020)

Os operadores de instalações CIE devem proceder ao registo das mesmas no prazo de quatro meses contados a partir do final do primeiro ano civil em que o estatuto CIE é atingido. Após registo das instalações, os operadores deverão recorrer a um Técnico reconhecido para executar uma auditoria energética e, com base nesta, elaborar um PReN que contemple objetivos mínimos de eficiência energética.

O Plano de Racionalização do Consumo de Energia é composto por um conjunto de medidas que visam a melhoria da eficiência energética da instalação auditada, através da redução dos seus consumos energéticos e, conseqüentemente, dos custos de energia. Estas medidas são definidas na sequência de uma auditoria energética e são responsáveis pelo estabelecimento de metas a alcançar, no fim da vigência do respetivo plano (8 anos), relativas aos indicadores intensidade energética, consumo específico de energia e intensidade carbónica.

O ano de referência do referido plano será o ano civil anterior à data de auditoria energética. Para instalações CIE multiprodutos, desagrega-se, sempre que possível, o consumo específico de energia referido anteriormente para cada tipo de produto.

No caso das instalações com consumo energético igual ou superior a 1 000 tep/ano, a auditoria e PReN devem ser apresentados à ADENE até 8 meses após o registo, sendo o PReN elaborado para um período de 8 anos. Nos restantes casos, a auditoria e PReN devem ser apresentados à ADENE até 16 meses após o registo, sendo o PReN elaborado igualmente para um período de 8 anos.

Como referido anteriormente, o PReN deve estabelecer metas relativas às Intensidades Energética e Carbónica e ao Consumo Específico de Energia, sempre que aplicável, tendo em conta os seguintes indicadores:

1. Intensidade Energética (IE), medida pelo quociente entre o consumo total de energia (considerando apenas 50% da energia resultante de resíduos endógenos e de outros combustíveis renováveis) e o Valor Acrescentado Bruto (VAB) das atividades empresariais diretamente ligadas a essas instalações industriais;
2. Consumo Específico de Energia (CE), medido pelo quociente entre o consumo total de energia (considerando apenas 50% da energia resultante de resíduos endógenos e de outros combustíveis renováveis) e o volume de produção;
3. Intensidade Carbónica (IC), medida pelo quociente entre o valor das emissões de gases com efeito de estufa, resultantes da utilização das várias formas de energia no processo produtivo, e o respetivo consumo total de energia.

No âmbito da aplicação do regulamento, torna-se imperativa a realização de auditorias energéticas e a elaboração do PReN conducente a uma melhoria de 6% dos indicadores referidos nos pontos 1 e 2 anteriores, em oito anos, quando se trate de instalações com consumo intensivo de energia igual ou superior a 1 000 tep/ano, ou melhoria de 4% dos mesmos indicadores para as restantes instalações, para o mesmo período de tempo. No que respeita à intensidade carbónica, é obrigatória, no mínimo, a manutenção dos valores históricos deste indicador.

Na Figura 10 apresenta-se um esquema ilustrativo do cálculo dos indicadores energéticos acima referenciados.

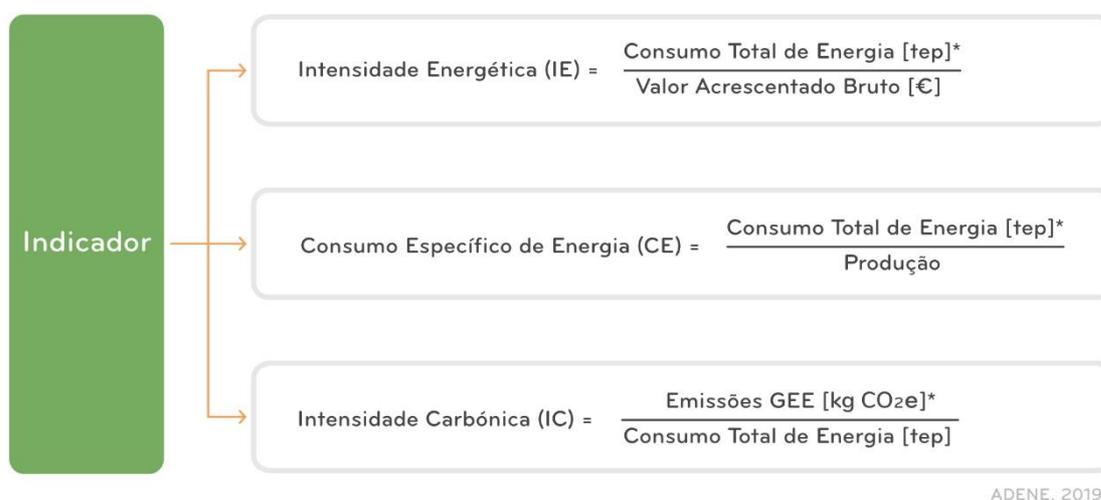


Figura 10 - Método de cálculo dos indicadores energéticos IE, CE e IC (ADENE, 2019)

O Relatório de Execução e Progresso (REP) deve ser entregue a cada 2 anos de vigência do ARCE, reportando o seu estado de implementação, no período a que respeita o relatório. Em cada um deles devem constar as metas e objetivos alcançados, desvios verificados e respetiva justificação, bem como, as medidas tomadas ou a tomar para a sua correção.

Para a avaliação do estado de implementação do ARCE, o REP deverá apresentar informação sobre a eficiência energética da instalação com recurso aos indicadores definidos no PReN. O REP deverá ser submetido no portal do SGCIE até 30 de abril do ano subsequente ao biénio a que se refere. O não cumprimento das metas ou a não implementação das medidas definidas no ARCE, e nos casos em que no ano seguinte ao relatório final de execução o operador não recupere os desvios, implica as seguintes penalizações:

- Quando o desvio a apurar no final do período de vigência do ARCE for igual ou superior a 25%, o pagamento pelo operador do montante de € 50 por tep/ano não evitado, o qual é agravado em 100% no caso de reincidência;
- Quando o desvio a apurar no final do período de vigência do ARCE for igual ou superior a 50%, para além do pagamento previsto na alínea anterior, o pagamento do valor recebido em virtude da concessão dos apoios previstos nos pontos 1 e 2 do Artigo 12.º do Decreto-Lei nº 71/2008, e do valor proporcional correspondente aos benefícios decorrentes do facto da instalação se encontrar abrangida pelo ARCE.

Os montantes pagos nos termos definidos anteriormente, mediante despacho do Diretor-Geral da DGEG, são reembolsáveis em 75%, desde que o operador recupere no ano subsequente à aplicação da penalidade os desvios ao cumprimento do ARCE que determinaram a aplicação da penalidade.

Na Figura 11 encontra-se representada a estrutura das penalizações por incumprimento ou não implementação das medidas previstas no ARCE.

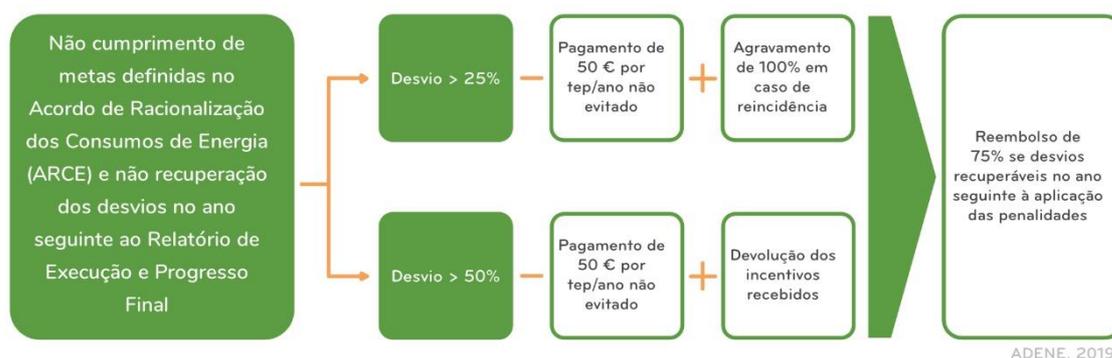


Figura 11 - Fluxograma ilustrativo das penalizações às instalações do SGCIE (ADENE, 2019)

Desde a entrada em vigor do SGCIE e até 2019, foram registadas cumulativamente no sistema 1 236 instalações. Na Figura 12 apresenta-se a evolução do registo de instalações consumidoras intensivas de energia relativo ao período 2008 - 2019. Os registos elevados referentes a 2008 devem-se ao facto de serem provenientes do extinto Regulamento de Gestão do Consumo de Energia (RGCE).

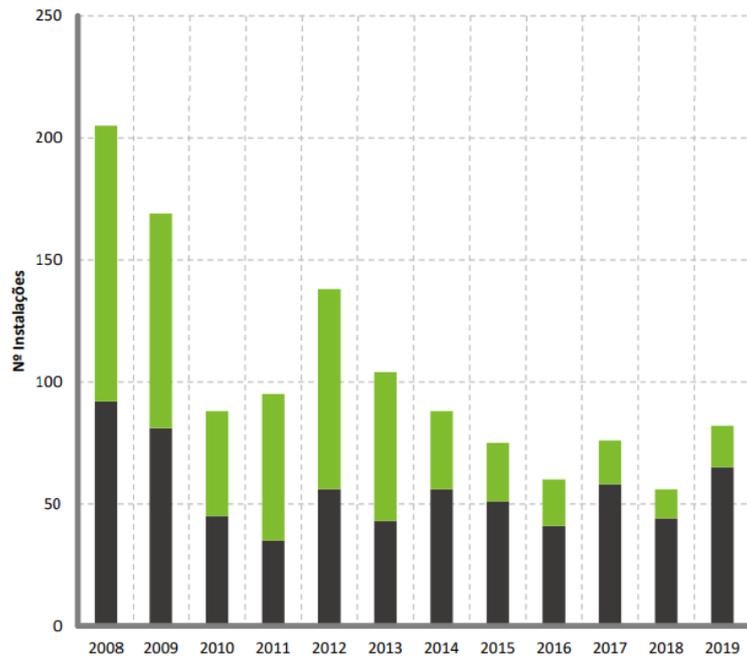


Figura 12 - Evolução do registo de novas instalações no SGCIE, onde a verde o consumo é superior a 1000 tep (ADENE, 2020)

Até ao ano de 2018, foram aprovados cumulativamente 1 647 PReN, sendo que o consumo de energia primária destes PReN totalizava cumulativamente 4 198 ktep. Na Figura 13 apresenta-se um gráfico referente à evolução do consumo de energia primária dos PReN aprovados.

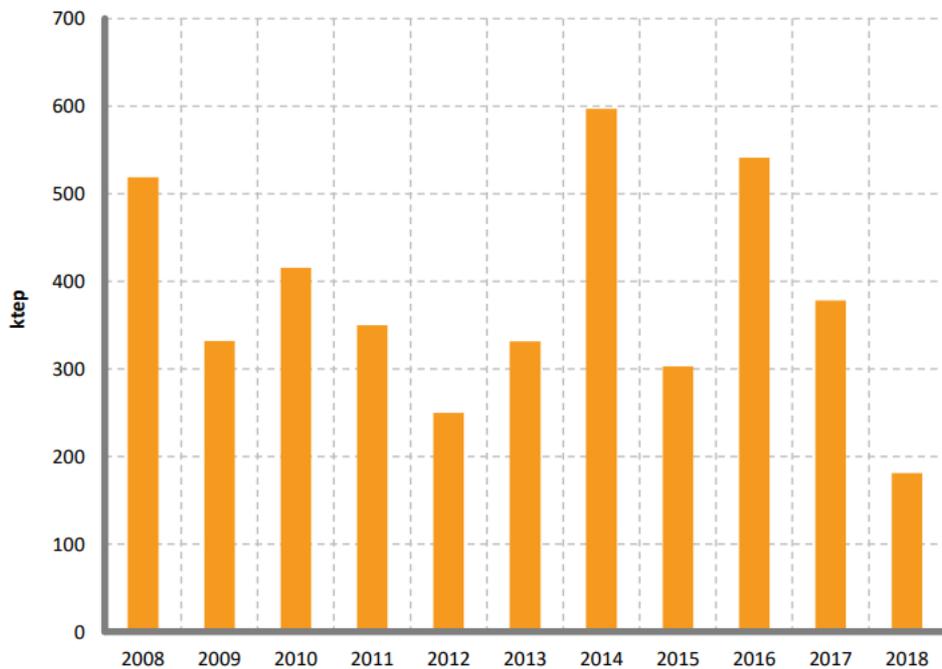


Figura 13 - Evolução do consumo de energia primária dos PReN aprovados (ADENE, 2020)

A eletricidade é a principal componente do consumo de energia primária dos PREn aprovados (57,9%), seguindo-se o gás natural (17,1%) e outros (16,8%), sendo que neste grupo se incluem as fontes renováveis (fotovoltaico, solar térmico, etc.), vapor e outros produtos derivados do petróleo.

Na Figura 14 encontra-se representada a distribuição do consumo de energia primária por vetor energético, sendo que esta repartição foi calculada com base no total acumulado de cada fonte, no período 2008 - 2018. Os fatores de conversão de energia utilizados provêm do Despacho n.º 17313/2008. (Diário da República, 2008)

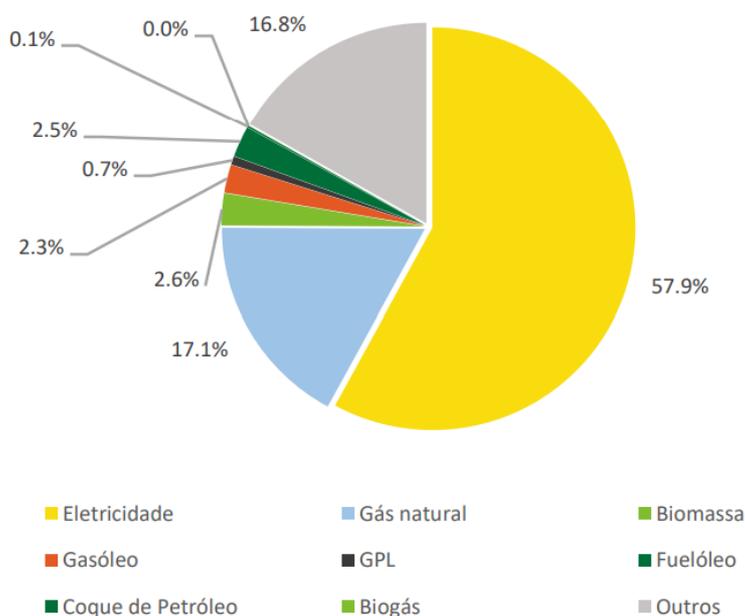


Figura 14 - Distribuição do consumo de energia primária por vetor energético dos PREn aprovados (ADENE, 2020)

No que diz respeito ao potencial de economias de energia, resultante da implementação das medidas de eficiência energética previstas nos acordos de racionalização dos consumos de energia dos PREn aprovados, este foi de 273 ktep, valor que equivale a 6,5% do consumo total de energia primária destes PREn. Quanto à redução das emissões de GEE, estas foram avaliadas em 693 kton de CO<sub>2</sub> equivalente.

Na Figura 15 apresenta-se um gráfico referente à evolução das potenciais economias de energia primária dos PREn aprovados. De notar que entre 2012 e 2018, a taxa de implementação das medidas de eficiência energética, previstas nos planos de racionalização, foi de, aproximadamente, 100%.

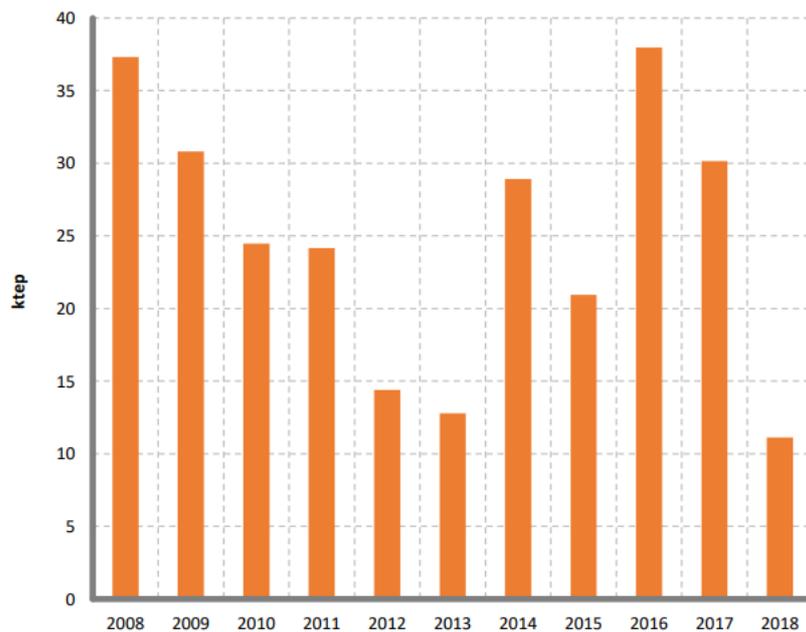


Figura 15 - Evolução do potencial de economias de energia dos PREN aprovados (ADENE, 2020)

Até 2018, foram apurados 395 milhões de euros (M€) no investimento em medidas de eficiência energética, que gerariam um potencial de redução dos custos energéticos na ordem dos 129 milhões de euros (M€).

No que diz respeito à distribuição do potencial de economias de energia dos PREN aprovados por vetor energético utilizado, a eletricidade é a principal componente (68,1%), seguindo-se o gás natural (11,8%) e o fuelóleo (10,9%).

Na Figura 16 encontra-se representada a distribuição mencionada, sendo que esta repartição foi gerada com base no total acumulado de cada fonte de energia, no período 2008 - 2018.

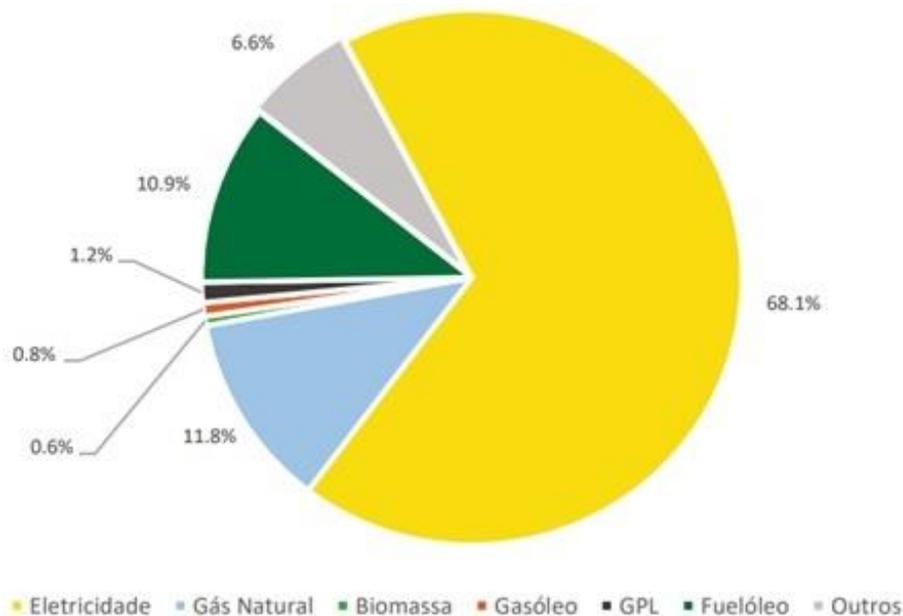


Figura 16 - Distribuição do potencial de economias de energia por vetor energético nos PREN aprovados (ADENE, 2020)

Por fim, torna-se importante fazer referência às medidas de eficiência energética que constam dos planos de racionalização e que visam a redução dos consumos de energia das instalações, e por consequência, a melhoria dos respetivos indicadores de eficiência energética. Estas designam-se por transversais quando comuns a qualquer setor de atividade e por específicas ou setoriais, quando exclusivas de determinados setores de atividade.

As medidas transversais, são por natureza as mais aplicadas e representam em média 91% da totalidade do potencial de economias de energia. Estas são as que podem ser aplicadas à generalidade das indústrias existentes em Portugal. As medidas deste tipo são as que proporcionam maior efeito no aumento da eficiência energética, sendo este o setor que mais contribui para a economia portuguesa e, como tal, é importante que os principais responsáveis pelo sector industrial possuam dados sucintos sobre a importância e o potencial impacto técnico-económico destas várias medidas.

Em 2018, o valor acumulado das medidas transversais totalizava 225 ktep, cerca de 5,9% do consumo total de energia primária dos PREN acumulados. As medidas transversais envolvem concretamente, medidas específicas aplicadas em Motores Elétricos, na Produção de Calor e Frio, na Iluminação, na Eficiência do Processo Industrial e Outras.

As principais medidas geradoras de economias de energia são as respeitantes à produção de calor e frio (28,5%), motores elétricos (24,1%) e eficiência do processo industrial (22,9%).

Na Figura 17 apresenta-se um gráfico referente à distribuição do potencial de economias de energia por tipologia de medida, sendo que esta repartição foi gerada com base no total acumulado de cada tipologia, no período 2008 - 2018.

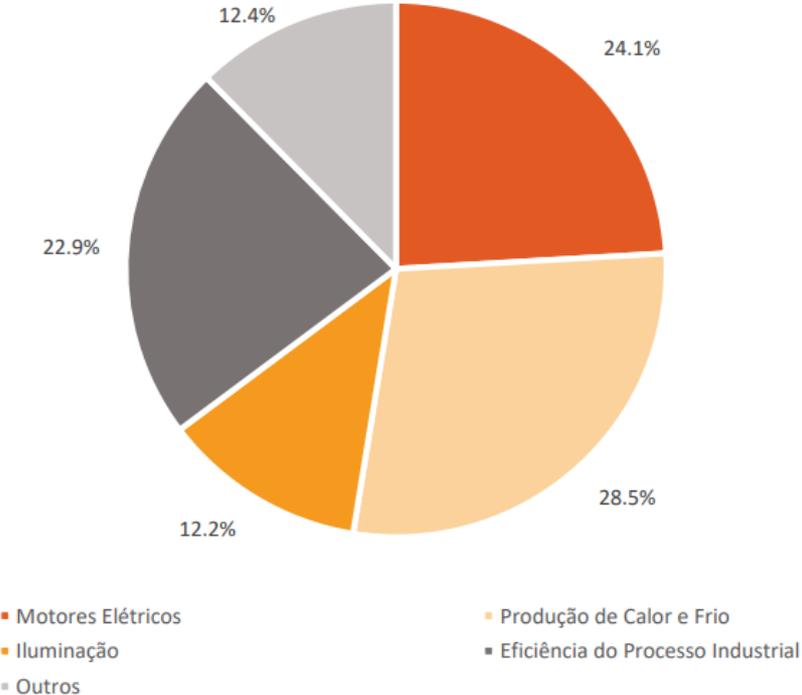


Figura 17 - Distribuição do potencial de economias de energia por tipologia de medida (ADENE, 2020)

### 3. METODOLOGIA DE UMA AUDITORIA ENERGÉTICA

Relativamente à execução de uma auditoria energética industrial, não existe uma metodologia plena que seja aplicável a todos os casos possíveis de auditar. No entanto, é imprescindível que se estabeleça a sequência de ações/etapas que permitam obter o conhecimento necessário da instalação analisada, com o intuito de detetar, quantificar e corrigir as perdas de energia existentes.

Na Figura 18 apresenta-se uma representação esquemática das quatro etapas com maior relevância no processo de auditoria energética. (ADENE, 2021)



Figura 18 - Etapas fundamentais num processo de auditoria energética industrial (ADENE, 2019)

#### 3.1 Recolha de dados e planeamento da intervenção

A recolha de dados e planeamento da intervenção constituem uma das etapas mais importantes do processo, sendo estes determinantes na qualidade do trabalho a desenvolver. Para definir uma metodologia estruturada para a realização da auditoria energética completa é enviado um pedido de informação à instalação, prévio à sua visita.

O pedido de informação deve reunir, pelo menos, a seguinte informação:

- Dados gerais da instalação;
- Descrição sucinta do processo produtivo;
- Dados de produção e respetivos horários de funcionamento;
- Faturas mensais dos consumos de energia que façam parte do âmbito da auditoria energética;
- Características técnicas dos principais equipamentos (geradores de calor, compressores, motores, bombas, ventiladores, entre outros);
- Esquemas da rede de distribuição da energia térmica.

### **3.2 Levantamentos e medições de campo**

Na instalação industrial, os trabalhos de campo numa auditoria detalhada iniciam-se com a realização numa reunião com o gestor de energia (ou representante) onde a equipa auditora apresenta o plano de trabalhos e esclarece as dúvidas referentes ao pedido prévio de informação e aos dados que serão recolhidos.

Durante a visita à empresa, a equipa auditora tem a oportunidade de conhecer as instalações, estabelecer objetivos, recolher a informação previamente solicitada, identificar os principais sectores/equipamentos consumidores de energia, definir o período de monitorização e identificar os pontos a monitorizar.

Nesta fase é dedicada especial atenção ao processo produtivo e sistemas auxiliares (central térmica, central de ar comprimido, iluminação, entre outros), estabelecem-se os fluxos de energia (térmica e elétrica), identificam-se os principais equipamentos (características, regime de funcionamento, horas de funcionamento, etc.) e efetuam-se as monitorizações aos principais consumidores de energia e produção.

É importante realçar a necessidade de efetuar monitorizações em simultâneo, para que os valores obtidos possam ser analisados de forma coerente e sistemática. Outro aspeto que deverá ser tido em conta é a definição da fronteira do sistema, o objetivo das medições e os tempos de medição.

### **3.3 Tratamento e análise da informação**

Efetuada o trabalho de campo, a análise e o tratamento dos dados recolhidos permitem avaliar o desempenho energético da instalação.

Nesta etapa da auditoria, realizam-se os balanços energéticos e mássicos, determinam-se os rendimentos energéticos, elaboram-se os diagramas de carga global da instalação e dos principais sectores/consumidores de energia e calculam-se os indicadores energéticos globais da instalação.

Posteriormente, identificam-se as medidas de racionalização dos consumos energéticos possíveis de implementar e efetua-se a determinação quantitativa das estimativas de economia.

### **3.4 Elaboração do relatório de auditoria energética e PREn**

A etapa final de uma auditoria energética passa pela elaboração um relatório de auditoria energética (relatório de AE), com o objetivo de apresentar ao gestor de energia (ou seu representante) toda a informação recolhida e analisada ao longo da auditoria de uma forma organizada e coerente.

Na análise detalhada é importante a determinação dos rendimentos energéticos dos principais equipamentos consumidores de energia, que deverão ser analisados sob um ponto de vista crítico e comparados com os equipamentos disponíveis no mercado que apresentem melhores desempenhos energéticos. De igual modo, é de extrema importância a análise detalhada do modo de operação no processo produtivo ou noutras atividades auxiliares, com a preocupação de se proceder a correções de práticas comportamentais. Com esta análise identificam-se possíveis alterações que conduzam a um incremento da eficiência energética, sem colocar em causa os níveis de atividade e a qualidade ou fiabilidade dos sistemas em análise.

Ao elaborar o relatório de AE, o auditor deverá ter presente que a auditoria energética constitui o primeiro passo para a implementação de um processo contínuo de gestão de energia, apresentando num Plano de Racionalização do Consumo de Energia (PREn) as medidas de eficiência energética passíveis de implementação, ao longo dum cronograma de tempo limitado, e que permitam alcançar a melhoria do desempenho energético pretendido.

## **4. ELABORAÇÃO DE UM CADERNO SUBSETORIAL PARA O BRANQUEAMENTO E TINGIMENTO TÊXTIL**

Na medida em que a instalação industrial alvo da auditoria energética que se apresenta se insere no ramo têxtil, nomeadamente no subsetor de acabamentos têxteis, tornou-se de extrema importância a análise do consumo geral de energia do subsetor em questão, sendo que, para o efeito, se procedeu à criação de um caderno subsetorial da classificação de atividade económica (CAE) 13301 – Branqueamento e Tingimento, correspondente ao CAE da instalação referida.

Um caderno subsetorial consiste essencialmente num estudo de natureza estatística, caracterizando em particular, os perfis dos consumos de energia de cada subsetor, as potenciais economias de energia e de custos, a identificação e tipificação das medidas de eficiência energética propostas e a comparação dos indicadores de eficiência energética entre as instalações do respetivo subsetor de atividade económica. (SGCIE, 2021)

### **4.1 Balanço energético da indústria têxtil portuguesa**

No ano de 2018, o consumo energético primário no setor da indústria têxtil dividiu-se pelos respetivos vetores energéticos da seguinte forma: (DGEG, 2020)

- Petróleo: 6 537 tep, correspondente a, aproximadamente, 2,5% do total de energia consumida no setor;
- Gás natural: 126 758 tep, correspondente a 49% do total de energia consumida no setor;
- Eletricidade: 82 306 tep, correspondente a 31,8% do total de energia consumida no setor;
- Calor (cogeração): 36 601 tep, correspondente a, aproximadamente, 14,1% do total de energia consumida no setor;
- Lenhas e resíduos vegetais: 6 594 tep, correspondente a, aproximadamente, 2,6% do total de energia consumida no setor.

Na Figura 19 apresenta-se um gráfico descritivo da informação acima mencionada. De referir que os fatores de conversão de energia utilizados provêm do Despacho nº 17313/2008 e que a componente “Calor (Cogeração)” é concernente à energia primária consumida nas instalações de cogeração. (Diário da República, 2008)

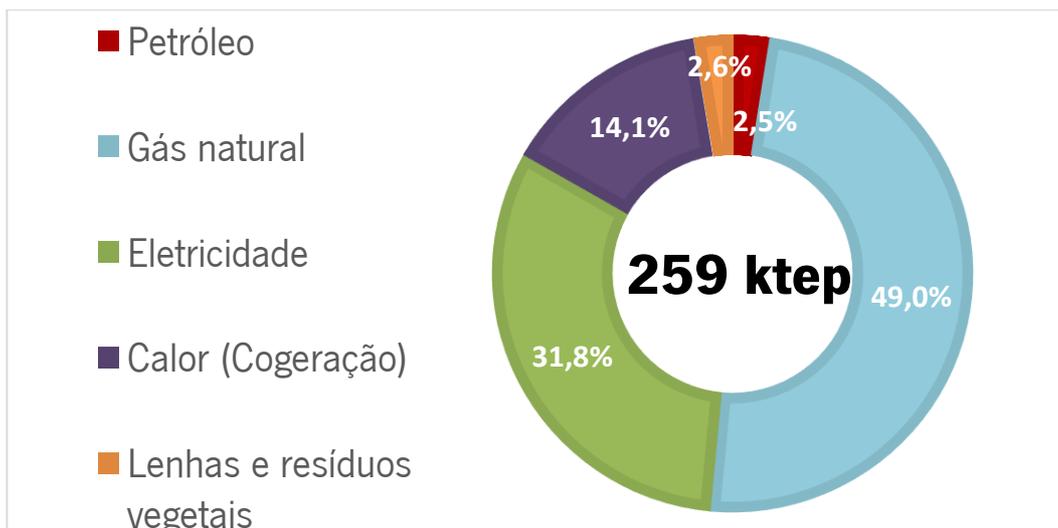


Figura 19 - Consumo de energia na indústria têxtil no ano de 2018 (DGEG, 2020)

Através da análise do documento mencionado, verificou-se que o setor da indústria têxtil, no ano de 2018, representou cerca de 1,2% do total de energia primária consumida em Portugal e cerca de 5,6% do total de energia consumida na indústria.

## 4.2 CAE 13301 – Branqueamento e Tingimento

O subsetor com a Classificação da Atividade Económica 13301 – Branqueamento e Tingimento, de acordo com os dados do INE, em 2018, tinha em atividade 78 unidades de produção que geraram um valor de vendas superior a 269 milhões de euros. Este subsetor de atividade, em termos de vendas de produtos, representa aproximadamente 7% do valor total das vendas do setor de Fabricação de Têxteis. (INE, 2021)

Realce-se que o presente caderno se refere à Classificação da Atividade Económica 13301 – Branqueamento e Tingimento, pelo que, não se conhece de toda a representatividade desta classe de atividade dentro da CAE 1330. Contudo, pode-se afirmar que as empresas da presente CAE (13301) são, de longe, as que geram maior valor de vendas neste subsetor – CAE 1330 – (mais do dobro do valor das vendas das outras 2 classes de atividade somadas), apesar do número de empresas associado à mesma atividade ser o que apresenta menor número no subsetor.

Em termos de consumos energéticos, trata-se de um subsector industrial considerado consumidor intensivo de energia, o que permite perspetivar um potencial de redução dos consumos de energia das instalações que o integram.

De forma a elaborar-se este estudo, foram analisadas cerca de 8 instalações deste subsetor de atividade, previamente auditadas pela equipa da Smartwatt, que se sujeitaram ao cumprimento do SGCIE – Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia.

### 4.3 Descrição dos processos produtivos

O subsetor da CAE 13301 tem como principal atividade o branqueamento e tingimento de têxteis. Na Figura 20 apresenta-se um fluxograma genérico do processo produtivo desta CAE.

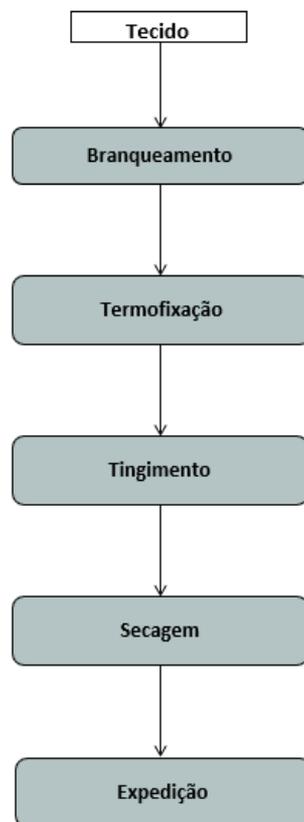


Figura 20 - Fluxograma simplificado do processo produtivo da CAE 13031

O processo de fabrico inicia-se com a etapa designada por branqueamento, que consiste numa operação de remoção da coloração amarelada (natural) do tecido, habitualmente realizada em barcas ou jets.

A etapa de termofixação é apenas realizada em tecidos de fibras sintéticas. As fibras originadas de produtos químicos mais utilizadas na tecelagem são a poliamida, o poliéster e o elastano ou licra. A termofixação destina-se a estabilizar as propriedades do tecido e a fixar as suas dimensões e ocorre passando o mesmo por uma máquina denominada râmola, a altas temperaturas. Esta operação serve também para facilitar o tingimento.

Posteriormente, dá-se a etapa de tingimento, que consiste numa operação destinada a colorir uniformemente o tecido com a aplicação de corantes, através de uma solução, designada por banho de tingimento. Juntamente com os corantes, são adicionados certos produtos químicos e auxiliares, onde a composição do banho de tingimento varia segundo a cor pretendida e o tipo de tecido/mistura de tecidos a tingir. Esta etapa é habitualmente realizada em barcas ou jets.

O tecido é depois sujeito a um processo de secagem, que tem como objetivo a remoção do excesso de água existente no mesmo. Esta operação pode ser realizada em espremedores (abertos ou tubulares), em râmolas e/ou em secadoras.

Por fim, é feita uma avaliação à cor, qualidade e especificações do tecido tingido. Se tudo estiver de acordo, este é embalado e empilhado, de modo a poder ser armazenado e expedido.

#### 4.4 Utilização de energia

As fontes energéticas mais utilizadas nesta atividade, com base no processamento efetuado aos dados das 8 instalações auditadas, encontram-se discriminadas na Tabela 1, onde se indica igualmente, a sua representatividade em termos de energia primária.

Tabela 1 - Desagregação do consumo de energia primária no processo de branqueamento e tingimento têxtil

Fonte de Energia	Representatividade	Utilidades
Energia Elétrica	31,012%	Força motriz em vários equipamentos dos processos produtivos, iluminação, ar comprimido, sistemas de bombagem e ventilação
Gás natural (1)	68,224%	Produção de vapor para os processos produtivos, climatização das naves industriais (controle da humidade e temperatura) e produção de Águas Quentes Sanitárias (AQS)
Gasóleo/Diesel	0,754%	Frota de transportes
Combustível para motor (Gasolina)	0,008%	Empilhadores e outros equipamentos consumidores
GPL (Gás de petróleo liquefeito)	0,002%	Empilhadores e produção de AQS

O consumo total de energia dessas instalações, verificado no ano de referência dos respectivos PReN, totalizou cumulativamente 16 206 tep, correspondendo a uma emissão de 41 041 toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub>.

Na Tabela 2 encontra-se representada a desagregação, por forma de energia, dos consumos energéticos e das emissões de CO<sub>2</sub> associadas a essas instalações da CAE 13301. De notar que os fatores de conversão de energia utilizados provêm do Despacho n° 17313/2008. (Diário da República, 2008)

Tabela 2 - Estrutura de consumos anuais de energia primária e de emissões de CO2 das instalações referidas

Fonte de Energia	Energia Final		Energia Primária		Emissões de CO2	
	Quantidade	Unidade	tep	%	t CO <sub>2eq</sub>	%
Energia Elétrica	23 375,0	MWh	5 025,6	31,012	10 986,3	26,679
Gás natural (1)	10 265,6	t	11 056,1	68,224	29 671,1	72,297
Gasóleo/Diesel	121,0	t	122,2	0,754	378,6	0,923
Combustível para motor (Gasolina)	1,3	t	1,3	0,008	3,9	0,009
GPL (Gás de petróleo liquefeito)	0,3	t	0,3	0,002	0,8	0,002
<b>Total</b>	–	–	<b>16 205,5</b>	<b>100</b>	<b>41 040,6</b>	<b>100</b>

Nas Figuras 21 e 22 apresentam-se, respetivamente, a distribuição de energia primária e emissões de CO<sub>2</sub> associadas a cada fonte energética.

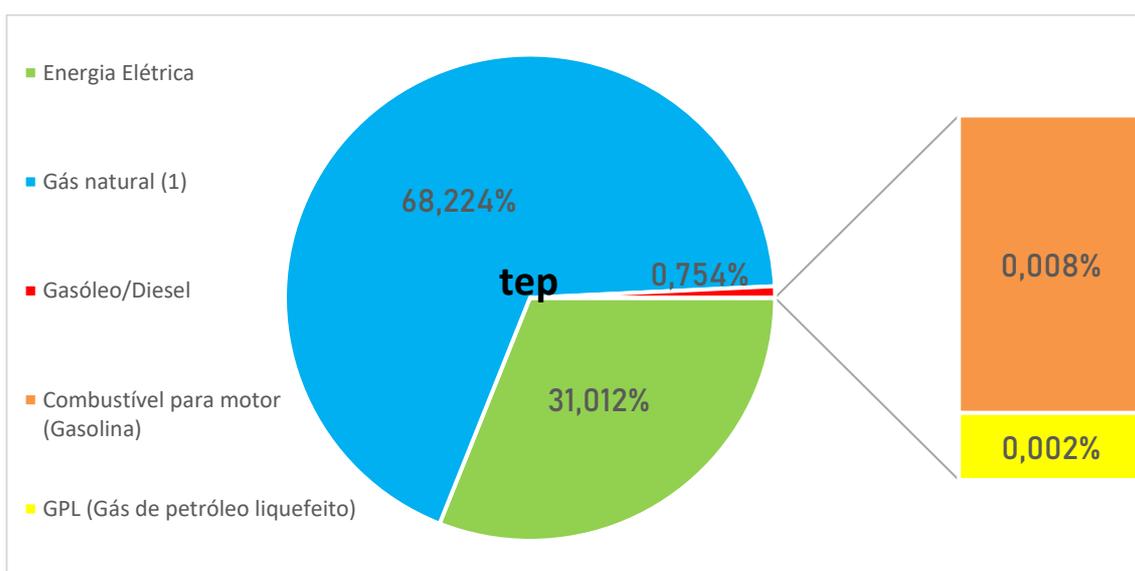


Figura 21 - Distribuição dos consumos de energia primária das instalações analisadas por vetor energético utilizado

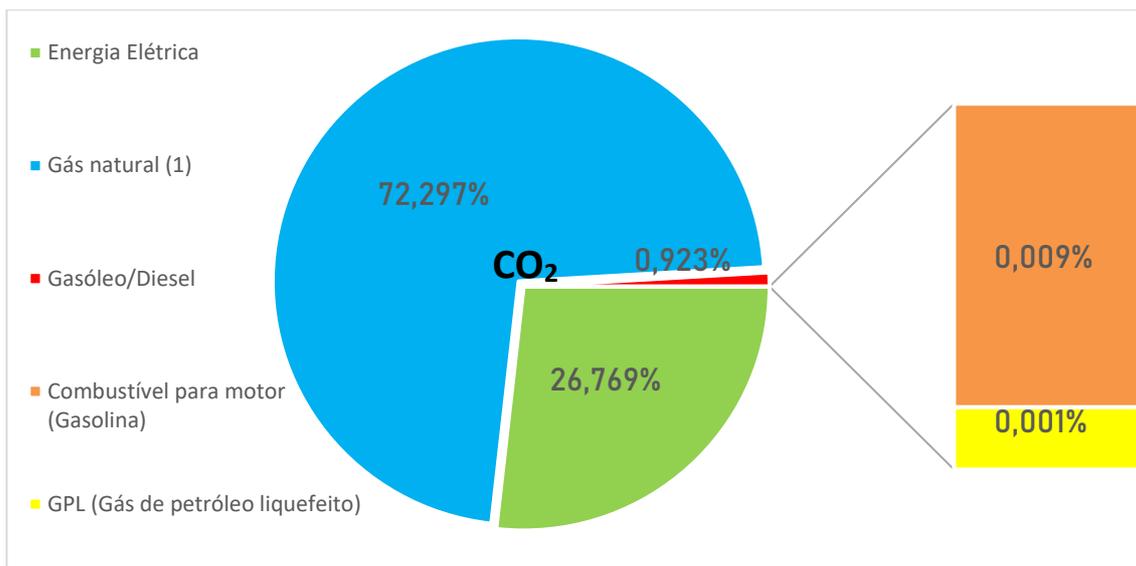


Figura 22 - Distribuição das emissões de CO<sub>2</sub> pelos respectivos vetores energéticos associados

Tendo em consideração a informação disponibilizada na Tabela 2 e nas Figuras 21 e 22, verifica-se que o gás natural é o componente predominante na estrutura de consumos das instalações mencionadas, representando cerca de 68% do total do consumo de energia primária, assim como nas emissões equivalentes de CO<sub>2</sub>, totalizando aproximadamente 72% das mesmas.

#### 4.5 Indicadores de eficiência energética

De modo a obter-se uma panorâmica das instalações mencionadas da CAE 13301, representaram-se os consumos energéticos de cada instalação em função da sua produção. Esta representação é apresentada, de seguida, na Figura 23.

Por norma, o consumo de energia é diretamente proporcional à produção. Tal relação pode ser verificada para este conjunto de instalações, conforme se pode observar na Figura 23. Existe uma ligeira dispersão de dados com vista à proporcionalidade entre os consumos de energia e a produção, confirmada pelo valor do coeficiente de correlação R, que se situa próximo da unidade.

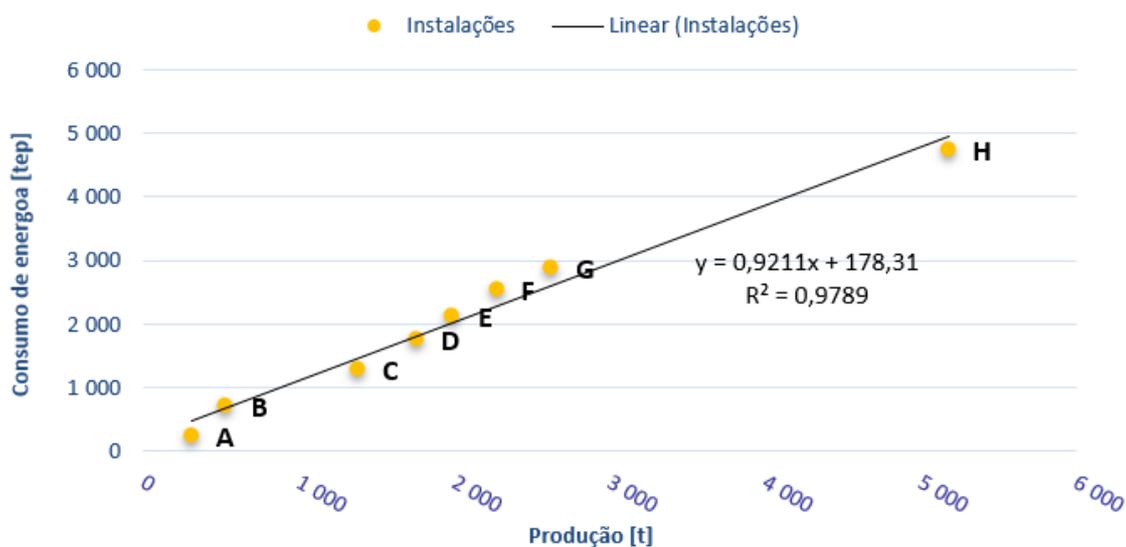


Figura 23 - Comparação entre o consumo de energia e a produção das instalações analisadas

Na Tabela 3, são apresentados os valores mínimos, máximos e de referência dos indicadores de eficiência energética Intensidade Energética (IE), Consumo Específico de Energia (CE) e Intensidade Carbônica (IC), relativos às 8 instalações analisadas.

De acordo com os valores presentes na tabela mencionada, é significativa a diferença que existe entre os valores mínimos e máximos dos indicadores referidos, nomeadamente os que respeitam ao Consumo Específico de Energia e à Intensidade Energética.

Tabela 3 - Valores dos indicadores de eficiência energética referentes às instalações analisadas

Variável Estatística	Indicadores de Eficiência Energética		
	IE (kgep/€)	CE (kgep/kg)	IC (tCO <sub>2eq</sub> /tep)
Mínimo	0,305	0,758	1,934
Valor de referência da amostra	1,007	1,010	2,533
Máximo	2,267	1,308	2,899

De referir, ainda, que o valor de referência da amostra, mencionado na tabela anterior, é determinado:

- Para a IE, pela soma dos consumos de energia das instalações sobre o total do valor acrescentado bruto das mesmas;
- Para o CE, pela soma dos consumos de energia das instalações sobre o total da produção das mesmas;
- Para a IC, pela soma das emissões de CO<sub>2</sub> das instalações sobre o total do consumo de energia das mesmas.

As diferenças entre os valores extremos referentes a cada indicador podem dever-se ao facto de as instalações operarem com diferentes tipos de tecidos (malha, sarja, cetim, entre outros) e também devido a métodos distintos de tingimento (em processo contínuo, semi-contínuo e descontínuo). Assim, é natural que umas instalações necessitem de maiores consumos de energia para a mesma quantidade de produção, logo, “penalizando” o consumo específico de energia, e do mesmo modo, outras serem igualmente penalizadas por produzirem produtos de menor valor acrescentado, afetando a intensidade energética do VAB.

Na Figura 24 apresenta-se um gráfico que relaciona o Consumo Específico de Energia com a Intensidade Energética das 8 instalações analisadas. Tendo em conta os valores apresentados na Tabela 3, da qual foram utilizados os valores de referência da amostra como eixos da figura referida, verifica-se que apenas 2 das 8 instalações se encontram abaixo do valor de referência, quer para a IE quer para o CE (quadrante sombreado a vermelho).

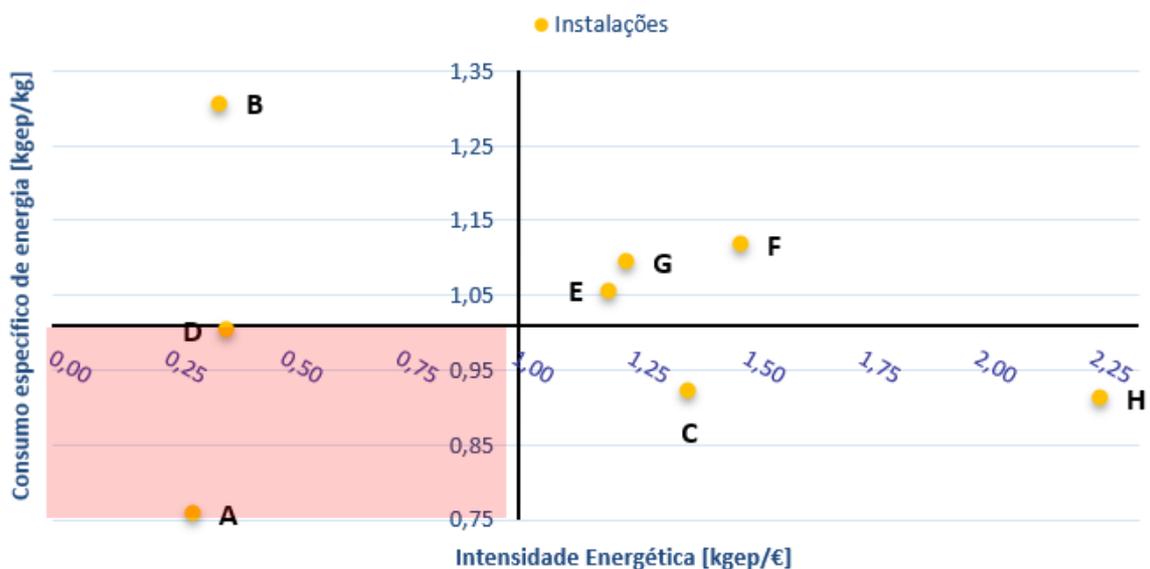


Figura 24 - Comparação entre o Consumo Específico de Energia e a Intensidade Energética das instalações analisadas

Pela análise da Figura 24, é possível desagregar-se as instalações em 4 grupos, correspondendo cada grupo a um quadrante. Assim sendo, tem-se então que:

- No grupo 1 (quadrante superior direito) figuram as instalações que apresentam simultaneamente o CE e a IE superiores aos respectivos valores de referência da amostra;
- No grupo 2 (quadrante superior esquerdo) encontram-se as instalações que apresentam o CE superior ao valor de referência e a IE inferior ao valor de referência;
- No grupo 3 (quadrante inferior esquerdo sombreado a vermelho) figuram as instalações que apresentam simultaneamente o CE e a IE inferiores aos respectivos valores de referência;
- No grupo 4 (quadrante inferior direito) encontram-se as instalações que apresentam o CE inferior ao valor de referência e a IE superior ao valor de referência.

A situação mais favorável para as instalações, do ponto de vista energético, é estarem integradas no grupo 3 ou o mais próximo possível. No caso das instalações analisadas neste subsector, verificaram-se duas ocorrências, correspondentes às instalações A e D, as quais, conciliando os dois indicadores de eficiência energética, apresentam o melhor desempenho energético – consumo específico de energia e intensidade energética, ambos inferiores aos respectivos valores de referência. Estas instalações utilizam uma menor quantidade de energia para produzir uma unidade de produto e necessitam de menos energia para gerar valor acrescentado, comparativamente às restantes instalações.

#### **4.6 Medidas de eficiência energética**

Depois de selecionadas as 59 medidas propostas nos PReN das 8 instalações analisadas, foram realizados, pelo autor, dois estudos às mesmas que, no total, permitem uma potencial economia de energia de 1 778 tep, equivalente à redução de 4 144 toneladas de CO<sub>2</sub> e uma redução da fatura energética na ordem dos 803 943 €, como se pode observar na Tabela 4.

Tabela 4 - Potenciais economias presentes nos PREn das instalações analisadas

Medidas de Utilização Racional de Energia (quantidade)	Energia (tep)			Redução das Emissões de CO <sub>2</sub> (tCO <sub>2eq</sub> )	Redução da Fatura Energética (€)
	Energia Elétrica	Gás Natural	Total		
59	830,2	947,8	1 778,0	4 144,2	803 943

A primeira análise, uma análise individualizada de todas as medidas, permitiu selecionar as 6 medidas mais frequentes e que apresentam um maior potencial de economia do consumo de energia primária neste subsetor. Estas medidas são apresentadas na Tabela 5, abaixo representada.

A segunda é uma análise por tipologia de medida, permitindo perceber quais as tipologias em que incidem as medidas descritas e qual a redução que permitem no consumo de energia primária. Estas medidas são apresentadas na Tabela 6.

Note-se que, em ambas as tabelas referidas, apenas são apresentadas as formas de energia em que as medidas de economia de energia surtem algum tipo de alteração, sendo excluídos da tabela aquelas para as quais não são apresentadas medidas.

#### 4.6.1 Análise individualizada das medidas

Na Tabela 5 são apresentadas as 6 medidas acima referidas. Através da sua análise, verifica-se que a implementação das mesmas permite uma redução de, aproximadamente, 1 254 tep do consumo de energia primária e 3 026 t nas emissões de CO<sub>2</sub>, o que corresponde a, aproximadamente, 71% do potencial de economia de energia da totalidade das medidas apresentadas e a 73% da redução das emissões de CO<sub>2</sub>.

Para a implementação das referidas medidas seria necessário um investimento de 1 347 390€, que teria um período de retorno médio de 2,3 anos.

Dentro das 6 medidas identificadas, as medidas “Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC)”, “Sistema de Gestão de Energia (SGE)”, e “Recuperação de Calor – Efluentes/Caldeira” destacam-se como as medidas com maior potencial de economia de energia para este subsetor.

Tabela 5 - Medidas de eficiência energética mais frequentes e com maior impacto nos PREn das instalações analisadas

Medida de Utilização Racional de Energia (MURE)	Forma de Energia	Peso da economia de energia no Consumo Total de Energia da Instalação	Economia de energia anual das medidas implementadas [tep/ano]			Peso da economia de energia no Total das Economias de Energia	Redução das emissões de CO <sub>2</sub> [t/ano]	Redução da Fatura Energética [€/ano]	Payback [anos] (Variação)
			Energia Elétrica	Gás Natural	Total				
Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC)	Energia Elétrica	7,9%	310,0	-	310,0	17,4%	698,4	173 858	4,4 (4,2 - 4,6)
Sistema de Gestão de Energia (SGE)	Energia Elétrica / Gás Natural	1,9%	92,0	186,5	278,5	15,7%	686,6	116 938	1,8 (0,5 - 3,9)
Redução das fugas de ar comprimido	Energia Elétrica	1,2%	140,8	-	140,8	7,9%	307,7	70 079	1,2 (0,3 - 2,2)
Substituição da Iluminação	Energia Elétrica	1,1%	92,9	-	92,9	5,2%	203,1	47 298	4,3 (2,3 - 7,4)
Recuperação de Calor - Efluentes/Caldeira	Gás Natural	1,8%	-	266,6	266,6	15,0%	715,5	104 238	1,3 (0,1 - 2,3)
Isolamento térmico de diversos componentes	Gás Natural	0,9%	-	164,8	164,8	9,3%	414,2	63 182	2,1 (0,3 - 8,2)
<b>Total</b>	-	<b>14,8%</b>	<b>635,7</b>	<b>617,9</b>	<b>1 253,6</b>	<b>70,5%</b>	<b>3 025,5</b>	<b>803 943</b>	<b>-</b>

#### 4.6.2 Análise das medidas por tipologia

Fazendo a análise das medidas referidas anteriormente, e desagregando-as pelas diferentes tipologias (Tabela 6), verifica-se que as medidas geradoras de maiores economias de energia, pertencem sucessivamente às tipologias “Recuperação de Calor (MT07)”, “Monitorização e Controlo (MT10)” e “Outros (MT18)”, as quais geram uma redução anual nos consumos de 1 133 tep, correspondente a, aproximadamente, 64% do total das reduções previstas.

No que respeita às emissões de CO<sub>2</sub>, estas medidas representam no seu conjunto uma redução anual aproximada de 2 733 t, correspondente a quase 66% do total das reduções previstas; relativamente à redução da fatura energética, correspondem a perto de 64% do total das economias de energia previstas.

Numa outra abordagem, as medidas de eficiência energética que ocorreram com maior frequência (nº de vezes), foram as respeitantes às tipologias “Isolamentos Térmicos (MT14)”, “Sistemas de Compressão (MT04)” e “Monitorização e Controlo (MT10)”.

Por fim, e de um modo geral, os períodos de retorno do investimento (PRI/*payback*) por natureza da medida, consideram-se atrativos.

Com a informação disponível respeitante às 8 instalações deste subsetor, no seu global, o investimento em medidas de eficiência energética foi de, aproximadamente, 2 891 658 €, gerando um PRI médio de 3,6 anos.

Tabela 6 - Medidas de utilização racional de energia mais frequentes e com maior impacto nos PReN das instalações analisadas

Tipologia da Medida	Nº de medidas implementadas	Economia de energia anual combinada das medidas implementadas [tep/ano]			Peso da economia de energia no Total das Economias de Energia	Redução das emissões de CO2 [t/ano]	Redução da Fatura Energética [€/ano]	Payback [anos] (Variação)
		Energia Elétrica	Gás Natural	Total				
Otimização de Motores (MT01)	2	69,0	–	69,0	3,9%	150,8	36 089	2,8 (0,9 - 4,7)
Sistemas de Bombagem (MT02)	3	25,9	–	25,9	1,4%	56,6	12 819	1,5 (0,5 - 2,2)
Sistemas de Compressão (MT04)	9	159,4	–	159,4	9,0%	348,5	79 548	2,8 (0,3 - 9,5)
Sistemas de Combustão (MT06)	3	–	99,9	99,9	5,6%	141,3	41 455	0,2 (0,0 - 0,4)
Recuperação de Calor (MT07)	5	–	266,6	266,6	15,0%	715,5	104 238	1,3 (0,1 - 2,3)
Iluminação Eficiente (MT09)	8	92,9	–	92,9	5,2%	203,1	47 298	4,3 (2,3 - 7,4)
Monitorização e Controlo (MT10)	9	108,7	233,3	342,0	19,2%	848,7	146 137	1,8 (0,0 - 3,9)
Manutenção de Equipamentos (MT13)	2	8,4	25,0	33,4	1,9%	97,2	11 557	0,5 (0,0 - 0,9)
Isolamentos térmicos (MT14)	11	-	164,8	164,8	9,3%	414,2	63 182	2,1 (0,3 - 8,2)
Outros (MT18)	7	365,9	158,2	524,1	29,5%	1 168,3	261 620	19,1 (2,8 - 68,7)
<b>Total</b>	<b>59</b>	<b>830,2</b>	<b>947,8</b>	<b>1 778,0</b>	<b>100%</b>	<b>3 025,5</b>	<b>4 144,2</b>	<b>–</b>

## **5. APRESENTAÇÃO DO CASO DE ESTUDO**

No presente capítulo é apresentada a auditoria de energia realizada a uma instalação CIE industrial, que constitui o caso de estudo real da presente dissertação. Por motivo de confidencialidade de dados, o nome da instalação e a especificação de certos parâmetros característicos da mesma não foram mencionados no estudo desenvolvido.

Nas condições previstas no Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril, a auditoria energética à instalação é obrigatória, dado que esta verificou, no ano civil anterior à mesma, um consumo anual de energia primária de 3 454,4 toneladas equivalente de petróleo (tep).

Assim, inicialmente são apresentados os elementos gerais da empresa/instalação, bem como os valores anuais de produções e consumos energéticos. Ainda na fase da macro auditoria, são brevemente descritos os serviços de energia e utilidades existentes.

Posteriormente, são descritos os procedimentos levados a cabo para realizar repartições de consumos por forma de energia, pelas áreas da instalação e por produto final. Por último, é analisada a evolução dos valores mensais dos indicadores de eficiência energética da instalação, bem como dos valores referentes à totalidade do ano de referência da auditoria.

### **5.1 Descrição geral da instalação**

A empresa alvo da auditoria energética executada localiza-se no distrito de Braga e dedica-se à prestação de serviços no sector têxtil, nomeadamente tinturaria e acabamentos de malhas, na sua maioria de algodão.

Esta está incluída no subsetor de “Acabamento de têxteis”, mais concretamente na CAE 13301 – Branqueamento e Tingimento.

O período de laboração da empresa, durante o ano de referência da presente auditoria (2019), deu-se nos dias úteis semanais, isto é, de segunda a sexta-feira, e foi estabelecido da seguinte forma:

- Setor produtivo: 3 turnos diários, sendo que o 1º turno corresponde ao horário das 6 – 14h, o 2º turno das 14 – 22h e o 3º turno que labora das 22 – 6h;
- Setor administrativo: 1 turno diário, correspondente ao horário das 9 – 18h;
- Setor laboratorial e de manutenção: 1 turno diário, correspondente ao horário das 9 – 18h;
- Setor de armazenamento e expedição: 1 turno diário, correspondente ao horário das 9 – 18h.

De acordo com os responsáveis da empresa, no ano referido, a instalação encontrou-se em funcionamento durante um total estimado de 240 dias úteis.

## 5.2 Processo produtivo

O setor produtivo da instalação pode ser dividido nos subsetores de tinturaria e acabamentos, sendo que os restantes setores da instalação (zona administrativa, laboratório, oficinas de manutenção, armazéns e utilidades) dão apoio aos dois subsectores produtivos.

Na Figura 25 encontra-se representado o fluxograma simplificado do processo produtivo da instalação alvo da auditoria energética executada.

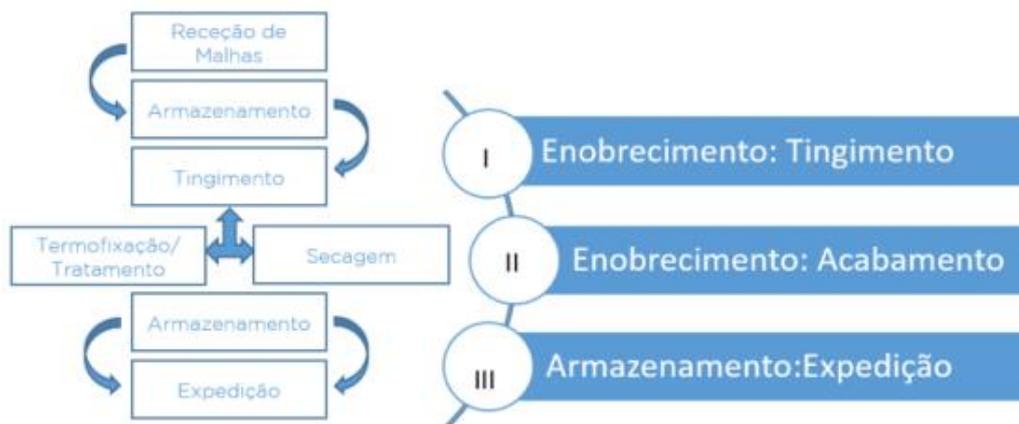


Figura 25 - Fluxograma simplificado do processo produtivo da instalação auditada

### 5.2.1 Tinturaria

Um dos principais processos de produção da empresa é o tingimento de malhas. Este subsetor é composto essencialmente por jets, barcas, máquinas de fechar, máquina de abrir e espremer e máquina de desenrolar.

O tingimento da malha dá-se maioritariamente nos jets, sendo que as barcas quase nunca são utilizadas. Os jets diferenciam-se pela capacidade de tecido que suportam. Face à preocupação que a empresa demonstra na área da eficiência energética, todos os jets são automatizados, sendo que a intervenção do operário apenas se dá ao nível do descarregamento/descarga da malha e introdução do programa de tingimento. A dosagem dos produtos químicos requeridos pelos programas de tingimento e a sua introdução nos jets também é feita de forma automática.

Neste processo, a malha é colocada em depósitos circulares e mergulhada sistematicamente em água com corantes. Cada cor é criada utilizando uma receita predefinida, misturando diferentes corantes no laboratório adjacente a esta zona produtiva. A malha é desenrolada e alimentada à máquina, unindo o início e o fim do rolo para criar um circuito fechado, e o corante adicionado a um reservatório lateral. Uma vez fechado o depósito, a malha é movimentada por um motor localizado no topo do jet, e sistematicamente emerso em água colorida. Esta água é aquecida e arrefecida consoante o programa definido para cada tipo de malha, ao passar por um permutador. Um sistema de válvulas automático faz a passagem de vapor para aquecimento, ou água fria para arrefecimento. A circulação desta água é feita utilizando um motor hidráulico.

A instalação dispõe atualmente de 40 jets, dispostos pelas tinturarias antiga e nova, sendo que se apresentam alguns exemplos dos mesmos na Figura 26.



Figura 26 - Jets instalados na tinturaria nova

As necessidades do processo de tingimento centram-se em:

- Água: a utilização deste recurso é oriunda do reservatório de água quente existente, sendo que este reservatório é alimentado pela água quente resultante da recuperação de calor do arrefecimento dos jets;
- Vapor: este vetor energético é utilizado para aquecer o banho de tingimento e provém das caldeiras a gás natural. A transferência de calor é realizada através de permutadores de calor situados à entrada de cada jet;
- Energia elétrica: este vetor energético proporciona a força motriz necessária aos equipamentos consumidores.

No sector da tinturaria, o vapor é essencialmente utilizado para aquecimento da água dos jets, consoante os ciclos definidos em cada máquina. Estes equipamentos encontram-se ligados a todas as redes do sistema, quer na zona antiga da tinturaria, quer na zona nova. A maioria dos equipamentos mencionados foram adquiridos em 2017 e 2018.

As operações associadas ao processo de tingimento resultam em grandes quantidades de água com elevada temperatura. Com vista em melhorar a eficiência energética do processo mencionado, a empresa auditada instalou um sistema para otimização do consumo de água nesta etapa, através da reutilização de água quente limpa, proveniente do arrefecimento das máquinas de tingimento, devidamente encaminhada para o depósito de água quente existente, responsável por grande parte da alimentação dos jets. Da implementação desta medida resultou não só o aproveitamento e reutilização de água quente, mas também a redução do consumo de energia associado à captação da mesma.

Uma vez que a água limpa não é a única suscetível de recuperação de calor, e visto que do processo de tingimento resultam também águas residuais (efluentes), fortemente contaminadas com cor, químicos, entre outros, foi implementado na instalação um sistema de recuperação de calor desses mesmos efluentes quentes, em parte dos equipamentos instalados, que, de outro modo, não seriam passíveis de reaproveitamento.

No entanto, durante o ano de 2017, o sistema de recuperação destes efluentes quentes apresentou inúmeras falhas e avarias graves no seu funcionamento e, portanto, encontra-se desativado desde então. De referir que, dos 40 jets utilizados no processo de tingimento, apenas 29 se encontram conectados a este sistema de recuperação de calor.

De forma a descrever-se mais facilmente o sistema de recuperação de calor mencionado, este encontra-se representado, de forma esquematizada, na Figura 27.

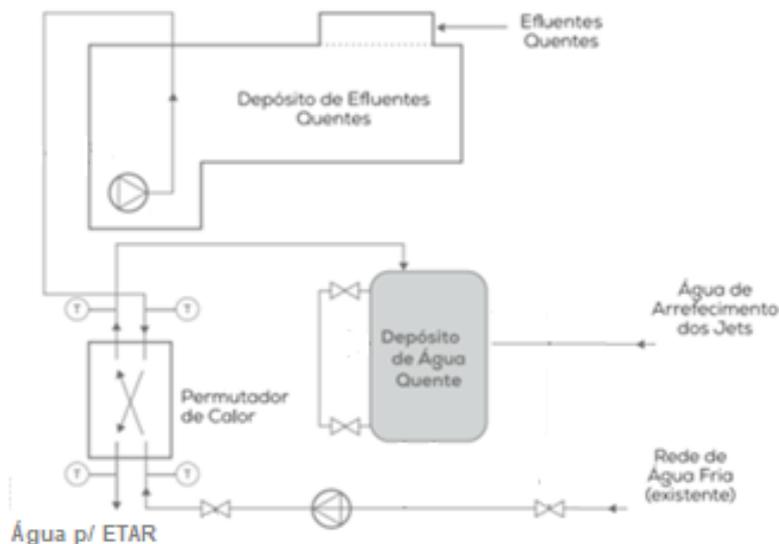


Figura 27 - Representação esquemática simplificada do sistema de recuperação de calor dos efluentes da tinturaria

Por norma, as instalações industriais estão encarregues dos respetivos meios de abastecimento e tratamento de água, necessária em quase todas as operações produtivas, assim como nos mais diversificados consumos. Na Estação de Tratamento de Águas Residuais (ETAR), os efluentes passam por diversos tipos de tratamento, visando-se a remoção dos compostos poluentes que os constituem. De referir ainda que, devido ao reaproveitamento de calor abordado, deve ser assegurada uma certa qualidade da água à entrada do processo, preferencialmente após a sua passagem pelo permutador de calor.

Relativamente aos restantes equipamentos utilizados no processo produtivo em análise, descrevem-se, primeiramente, as máquinas de fechar, que têm a tarefa de fechar a malha durante o processo produtivo. Para o efeito, utilizam no seu funcionamento eletricidade e ar comprimido.

Quanto à máquina de abrir e espremer, esta serve duas operações do processo, sendo estas a abertura da malha que está fechada e a remoção do excesso de água da malha quando esta acaba o programa de tingimento. O funcionamento desta máquina requer energia elétrica e ar comprimido. Na Figura 28 encontra-se representada a máquina de abrir utilizada na instalação.



Figura 28 - Máquina de abrir instalada na tinturaria antiga

Neste setor produtivo é também utilizada a máquina de desenrolar, cujo objetivo implícito da sua função (desenrolar malha), resulta da tendência natural do tecido enrolar quando exposto a temperaturas elevadas. Para o efeito, consome eletricidade e ar comprimido.

#### 5.2.2 Acabamentos

No subsetor produtivo de acabamento de têxteis, a malha é sujeita a um conjunto de operações que têm como finalidade o aumento do seu volume/massa volúmica ou a melhoria das suas propriedades de isolamento térmico, toque, regularidade dimensional e/ ou brilho, de acordo com as especificações indicadas. Os equipamentos que constituem este subsetor são as râmolas, máquina de laminar, compactador e *tumbler*.

As râmolas são utilizadas para efetuar operações de termofixação, de acabamento e de secagem. Para o efeito, utilizam a combustão direta de gás natural e energia elétrica. Na Figura 29 apresenta-se uma das quatro râmolas utilizadas na instalação.



Figura 29 - Râmola utilizada no subsetor produtivo dos acabamentos

Na operação de termofixação, que apenas se realiza em malhas obtidas de elastano, estabilizam-se as propriedades da malha e fixam-se as suas dimensões, de modo a prevenir o encolhimento e enrolamento da mesma. A malha atravessa a râmola passando por todos os campos e é posto em contacto com o ar quente que neles circula. De acordo com as especificações indicadas, é possível acelerar ou diminuir a velocidade com que a malha atravessa a máquina, de forma a controlar o seu tempo de exposição ao ar quente, assim como a temperatura do ar em cada um dos campos.

Cada râmola é equipada com um *foulard* de tingimento, que impregna a solução de acabamento à malha antes de prosseguir para o primeiro campo. No último campo de cada râmola efetua-se a secagem da malha, através da injeção de vapor gerado pela combustão direta de gás natural. A ventilação e o transporte da malha são realizados com recurso a motores elétricos instalados ao longo das râmolas.

A máquina de laminar é utilizada no corte da malha rente à sua superfície, de forma a retirar o pêlo. Este acabamento pode ser feito antes ou depois do tingimento da malha. Para o efeito, consome energia elétrica e ar comprimido. O equipamento referido encontra-se representado na Figura 30.



Figura 30 - Máquina de laminar utilizada na instalação

Posteriormente, tem-se o compactador, que é um equipamento utilizado para engomar/compactar a malha, utilizando para o efeito gás natural obtido por combustão direta, eletricidade e ar comprimido.

Relativamente ao *tumbler*, este apenas é utilizado para determinadas malhas, cujas especificações de secagem requerem a utilização deste equipamento. O seu princípio de funcionamento baseia-se essencialmente na exposição da malha ao calor, sendo que este é transferido através de uma corrente contínua de ar quente. Para o efeito, utiliza a combustão direta de gás natural e energia elétrica. O equipamento referido encontra-se representado na Figura 31.



Figura 31 - Tumbler utilizado na instalação

### 5.3 Utilidades energéticas da instalação

A instalação alvo da auditoria energética realizada utilizou três formas de energia distintas: energia elétrica, gás natural e gasóleo.

Na Figura 32 apresenta-se um esquema representativo dos fluxos de energia consumida na instalação.

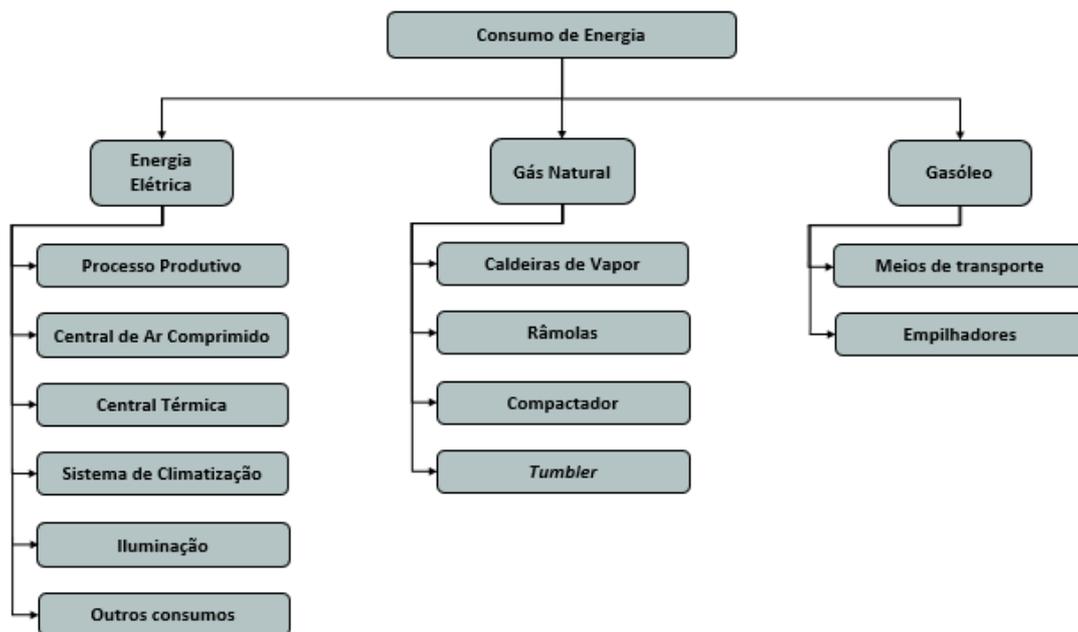


Figura 32 - Fluxograma simplificado dos fluxos de energia consumida na instalação

#### 5.3.1 Energia elétrica

A alimentação elétrica da instalação auditada e a respetiva medição é efetuada em média tensão (MT) a 15 kV, possuindo um posto de transformação (PT), com um único transformador instalado de 1 250 kVA.

Na Figura 33 apresenta-se, respetivamente, o transformador referido e a sua chapa de características.

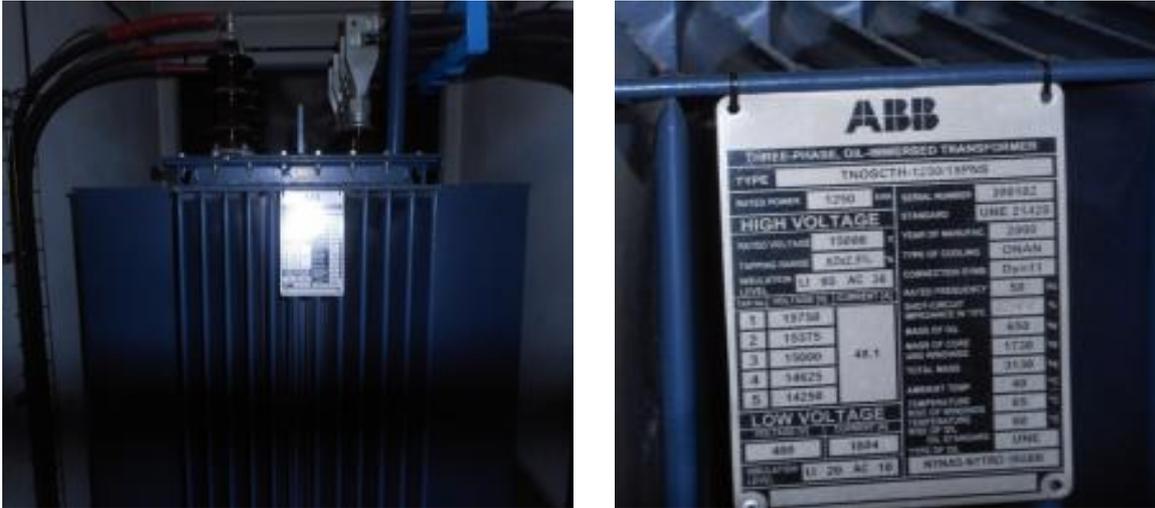


Figura 33 - Transformador ABB de 1 250 kVA e respetiva chapa de características

Do PT seguem cabos enterrados que fazem a ligação ao Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT). A partir deste ramificam-se as alimentações para os Quadros Parciais (QP), que por sua vez alimentam certas zonas e equipamentos utilizados na instalação.

A distribuição das principais ligações elétricas da instalação encontra-se representada na Figura 34.

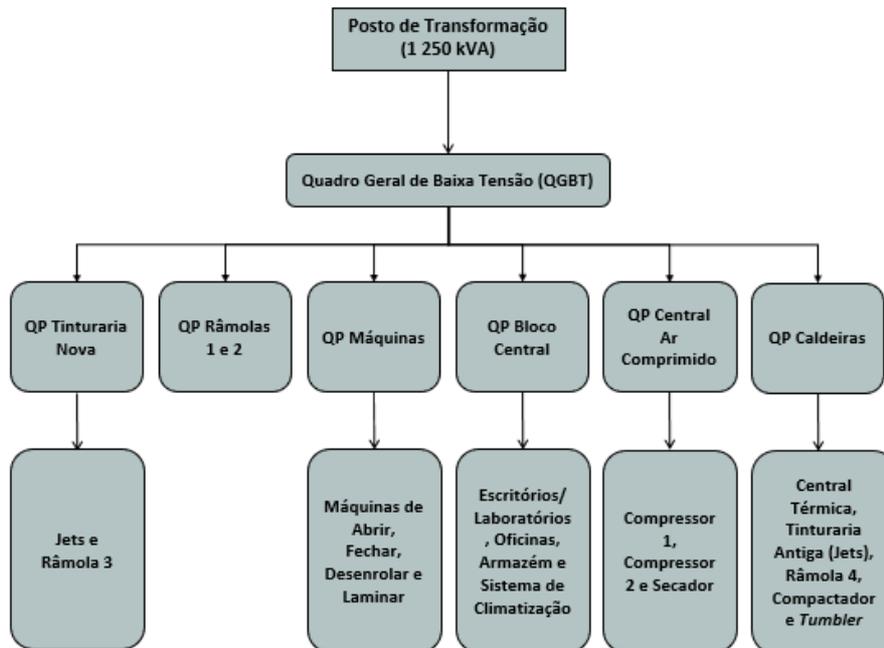


Figura 34 - Fluxograma simplificado das principais ligações elétricas da instalação e respetivas alimentações

## Distribuição e tarifas de Energia Elétrica

A eletricidade deve ser encaminhada, sempre em tempo real, para os locais de consumo. Para o efeito, esta circula em linhas de transporte, constituintes das redes de energia elétrica que se dividem nas seguintes classes: (ERSE, 2021)

- Muito Alta Tensão (MAT): utilizada para longas distâncias de transporte. A tensão entre fases tem um valor eficaz superior a 110 kV;
- Alta Tensão (AT): utilizada também para longas distâncias e, por vezes, abastecimento direto de grandes empresas. A tensão entre fases tem um valor eficaz superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV;
- Média Tensão (MT): obtida através da passagem da eletricidade pelos transformadores, que permitem que esta passe de AT para BT. A tensão entre fases tem um valor eficaz superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV;
- Baixa Tensão (BT): a eletricidade pode ainda passar novamente por transformadores, que a reduzem de MT para BT. A tensão entre fases tem um valor eficaz igual ou inferior a 1 kV.

Importa realçar que a instalação, como referido anteriormente, é abastecida a MT e que se aplicam ciclos semanais opcionais ao seu período de entrega de energia elétrica. Este período relaciona os valores de energia ativa da instalação, isto é, a energia que efetivamente produz trabalho.

Os períodos de entrega de energia elétrica aplicam-se de forma diferente nas instalações, em função do nível de tensão contratado pelas mesmas. No caso dos contratos de MAT, AT e MT, são aplicados ciclos semanais ou ciclos semanais opcionais.

Os períodos referidos são constituídos pelos seguintes horários tarifados: [6]

- Super Vazio: corresponde ao horário em que tanto a procura de energia como o preço são os mais reduzidos;
- Vazio: corresponde ao horário em que a procura de energia é baixa. O preço do seu abastecimento é o segundo mais reduzido dos horários tarifados;
- Cheias: corresponde ao horário em que a procura de energia é intermédia, sendo que o seu preço é o segundo mais alto dos horários tarifados;
- Ponta: corresponde ao horário em que tanto a procura de energia como o preço são os mais elevados.

De acordo com a Diretiva nº5/2019 de 18 de janeiro, apresenta-se na Figura 35 a composição do ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental. (ERSE, 2020)

Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	17.00/22.00 h	Ponta:	14.00/17.00 h
Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/17.00 h 22.00/24.00 h	Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/14.00 h 17.00/24.00 h
Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h	Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
<b>Sábado</b>		<b>Sábado</b>	
Cheias:	10.30/12.30 h 17.30/22.30 h	Cheias:	10.00/13.30 h 19.30/23.00 h
Vazio normal:	00.00/03.00 h 07.00/10.30 h 12.30/17.30 h 22.30/24.00 h	Vazio normal:	00.00/03.30 h 07.30/10.00 h 13.30/19.30 h 23.00/24.00 h
Super vazio:	03.00/07.00 h	Super vazio:	03.30/07.30 h
<b>Domingo</b>		<b>Domingo</b>	
Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h
Super vazio:	04.00/08.00 h	Super vazio:	04.00/08.00 h

Figura 35 - Composição do ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental

Esta mesma diretiva rege também as tarifas e preços para a eletricidade, fixadas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), em vigor no ano de 2019. Na Figura-36 apresenta-se a tarifa de acesso às redes em MT no ano referido.

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
<b>Potência</b>	Horas de ponta	(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Contratada	5,928	0,1949
		0,984	0,0324
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0499	
	Horas cheias	0,0387	
	Horas de vazio normal	0,0143	
	Horas de super vazio	0,0136	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0496	
	Horas cheias	0,0384	
	Horas de vazio normal	0,0142	
	Horas de super vazio	0,0137	
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>	
	Indutiva	0,0248	
	Capacitiva	0,0187	

Figura 36 - Tarifa de acesso às redes em MT no ano de 2019

Torna-se, ainda, relevante fazer referência aos períodos trimestrais de energia ativa, sendo que estes se encontram representados na Figura 37.

<b>Período</b>	<b>Início</b>	<b>Fim</b>
<b>I</b>	<b>1 de janeiro</b>	<b>31 de março</b>
<b>II</b>	<b>1 de abril</b>	<b>31 de junho</b>
<b>III</b>	<b>1 de julho</b>	<b>31 de setembro</b>
<b>IV</b>	<b>1 de outubro</b>	<b>31 de dezembro</b>

Figura 37 - Períodos trimestrais de energia ativa

No que diz respeito à energia reativa, esta é uma forma de energia elétrica que não produz trabalho, mas que é necessária ao funcionamento da maioria dos equipamentos elétricos ou eletromecânicos instalados em praticamente todas as instalações de utilização de energia, em particular, nas instalações afetas às unidades industriais. Uma vez que esta energia aumenta as perdas nas redes de distribuição, o seu consumo deve ser controlado.

### 5.3.2 Gás natural

O gás natural consumido na instalação é utilizado essencialmente nas caldeiras para a produção de vapor e nos queimadores incorporados nas râmolas. Este vetor energético é ainda requisitado, em menor quantidade, pelo compactador e *tumbler*.

### 5.3.3 Gasóleo

O consumo de gasóleo por parte da instalação está associado aos meios de transporte utilizados e ainda aos empilhadores.

O vetor energético mencionado é aquele que apresenta menores consumos de energia e respetivos encargos financeiros à instalação.

## 5.4 Setor das Utilidades

O setor das utilidades engloba os subsetores que não sejam constituintes do setor produtivo. No caso da instalação auditada, este setor é composto por:

- Central de ar comprimido;
- Central térmica;
- Iluminação;
- Sistema de climatização.

De seguida apresenta-se, detalhadamente, a descrição e caracterização dos subsetores mencionados.

### 5.4.1 Central de ar comprimido

De forma a produzir-se ar comprimido na instalação, existe uma central composta por dois compressores, dois depósitos com capacidade de 290 litros cada e sistema de secagem e filtragem do ar.

O ar comprimido é produzido a uma pressão de funcionamento de 7,5 bar, sendo utilizado essencialmente pelos equipamentos constituintes do setor produtivo.

Nas Tabelas 7, 8 e 9 e Figuras 38, 39, 40 e 41 apresentam-se os equipamentos utilizados na central de ar comprimido e respetivas características, assim como o esquema do circuito montado.

Tabela 7 - Características dos compressores da central de ar comprimido

Equipamento	Arrefecimento	Potência (kW)	Modulação	Caudal (m <sup>3</sup> /min)	Pressão Máxima. (bar)	Ano
Compressor 1	Ar	30	Variável	5,2	10	2015
Compressor 2	Ar	30	Carga-Vazio	5,0	10	2005



Figura 38 - Compressor 1 utilizado na central de ar comprimido

Tabela 8 - Características dos depósitos de ar comprimido

Equipamento	Quantidade	Volume (l)	Pressão máx. (bar)	Ano
Depósito ar comprimido	2	290	10	2014



Figura 39 - Depósitos de ar comprimido instalados na central

Tabela 9 - Características do secador de ar comprimido

Equipamento	Potência (kW)	Pressão máx. (bar)	Ano
Secador de ar	1,10	16,00	2013



Figura 40 - Secador de ar utilizado na central de ar comprimido

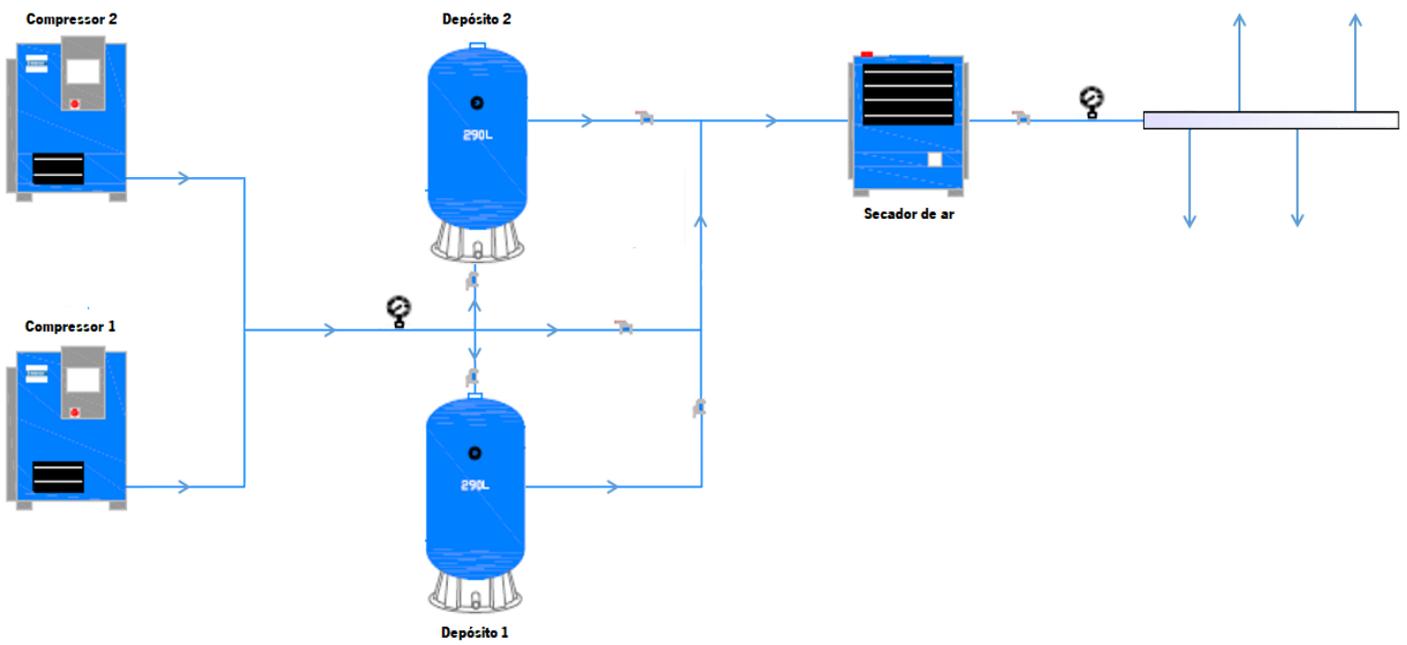


Figura 41 - Representação esquemática simplificada da central de ar comprimido

#### 5.4.2 Central térmica

A central térmica da instalação auditada é caracterizada por duas caldeiras de tubos de fumo, a gás natural, para produção de vapor saturado. O vapor é essencialmente utilizado na tinturaria para aquecimento da água que compõe o banho de tingimento, sendo produzido a 10 bar de pressão absoluta.

A rede de abastecimento possui um depósito de retorno de condensados, localizado junto à sala das caldeiras, fazendo posteriormente o abastecimento de água às mesmas. Destaque para a caldeira de vapor 1, que possui um economizador para aquecimento de água proveniente do depósito de condensados.

O sistema utiliza os gases de exaustão provenientes da caldeira 1 para aquecimento da água proveniente do depósito de condensados e, posteriormente, deposita direta e automaticamente a mesma na caldeira ou faz a sua recirculação de volta ao depósito.

As duas bombas de água utilizadas, responsáveis pela alimentação de água às caldeiras, apresentam, cada uma, uma potência de 15 kW, assim como os motores bomba de água associados às mesmas.

Na Tabela 10 e Figuras 42 e 43 apresentam-se as caldeiras mencionadas e respetivas características, assim como o esquema da central térmica.

Tabela 10 - Características das caldeiras de vapor

<b>Equipamento</b>	<b>Timbre (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Superfície de Aquecimento (m<sup>2</sup>)</b>	<b>Capacidade (l)</b>	<b>Capacidade nominal/máxima (kg/h)</b>	<b>Ano</b>	<b>Pressão de Serviço (bar)</b>
Caldeira vapor 1	17	300	19 900	6 000 /7 500	1986	12
Caldeira vapor 2	18,3	200	16 000	7 200 /8 200	1988	12



Figura 42 - Caldeira de vapor 1 instalada na central térmica

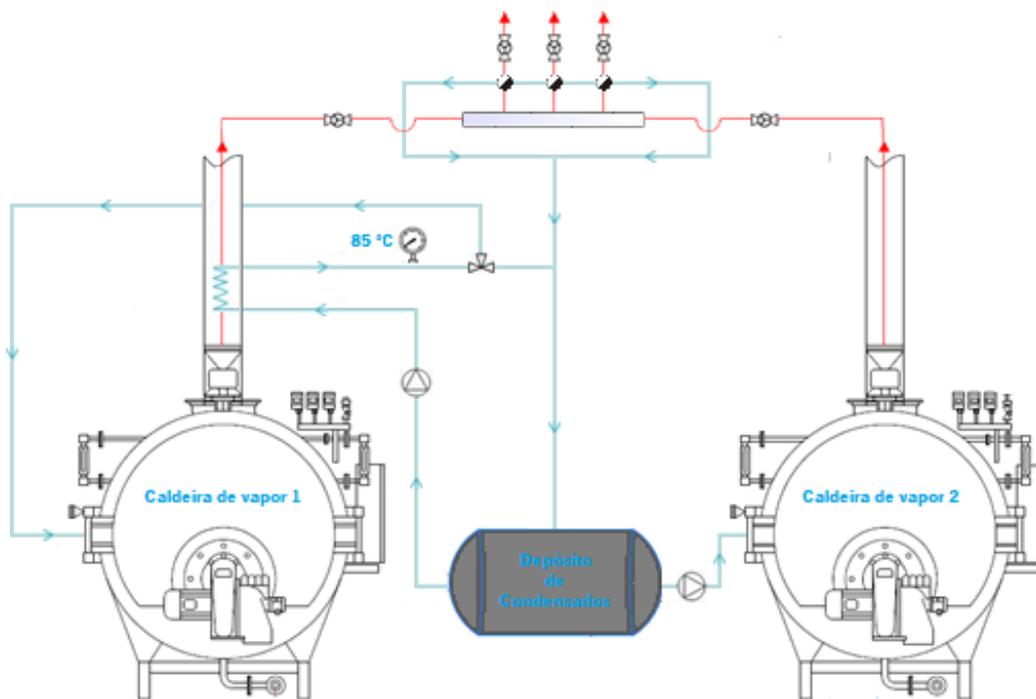


Figura 43 - Representação esquemática simplificada da central térmica

### 5.4.3 Iluminação

A iluminação da instalação auditada pressupõe já alterações para tecnologia LED, havendo, no entanto, locais com lâmpadas fluorescentes tubulares T8. Em muitos espaços onde decorrem os processos produtivos, como nas tinturarias e em zonas do subsetor de acabamentos, existem telhas translúcidas que permitem um aproveitamento da iluminação natural e, conseqüentemente, uma redução no consumo dos sistemas de iluminação instalados.

Na Figura 44 apresentam-se exemplos de luminárias utilizadas na iluminação interior da instalação.



Figura 44 - Exemplos de luminárias aplicadas para iluminação interior da instalação

A iluminação exterior é composta essencialmente por lâmpadas LED e lâmpadas de vapor de sódio. O controlo da iluminação exterior é realizado através de relógio. Na Figura 45 apresentam-se exemplos de luminárias utilizadas na iluminação exterior da instalação.



Figura 45 - Exemplos de luminárias aplicadas para iluminação exterior da instalação

Na Tabela 11 apresenta-se a exposição simplificada da iluminação aplicada na instalação, obtida através do levantamento efetuado durante o trabalho de campo e análise de documentação fornecida pela empresa auditada.

Tabela 11 - Resumo da iluminação aplicada na instalação

Tipo de Lâmpada	Tipo de Balastro	Potência de cada Lâmpada (W)	Quantidade de Luminárias	Quantidade de Lâmpadas	Potência do Grupo de Lâmpada (W)	Potência Total do Tipo de Lâmpada (kW)
Fluorescente Tubular	Magnético	18	29	89	1 706	22,19
		36	36	100	3 859	
		58	158	255	16 623	
LED	Eletrônico	9	1	2	19	22,97
		18	27	30	567	
		22	69	123	2 775	
		30	2	2	62	
		60	3	3	183	
		100	2	2	202	
		160	119	119	19 159	
Vapor de Sódio	Magnético	70	10	10	840	0,84
Iodetos Metálicos	Magnético	400	1	1	480	0,48

A análise efetuada à iluminação da instalação possibilitou a distribuição da mesma por tipo de lâmpada, tendo em consideração o número total de lâmpadas utilizadas e potência total da iluminação.

Em conformidade com a distribuição realizada, pode-se afirmar que:

- As lâmpadas fluorescente tubulares representam, aproximadamente, 60,3% do número total de lâmpadas aplicadas e cerca de 47,7% da potência total de iluminação;
- As lâmpadas LED constituem, aproximadamente, 38,2% do número total de lâmpadas aplicadas e cerca de 49,5% da potência total de iluminação;
- As lâmpadas de vapor de sódio representam, aproximadamente, 1,4% do número total de lâmpadas aplicadas e cerca de 1,8% da potência total de iluminação;
- As lâmpadas de iodetos metálicos constituem, aproximadamente, 0,1% do número total de lâmpadas aplicadas e cerca de 1,0% da potência total de iluminação.

#### 5.4.4 Sistema de climatização

De modo a assegurarem-se condições térmicas adequadas aos espaços, relevantes para as operações de produção e para o conforto térmico dos trabalhadores, existe um sistema de climatização implementado na instalação. Este sistema apresenta os seguintes componentes:

- Unidades de expansão direta, do tipo *split*, destinadas à climatização dos 5 escritórios da zona administrativa;
- Unidade de Tratamento de Ar (UTA), responsável pela climatização do espaço destinado ao setor produtivo dos acabamentos;
- Rede de condutas, encarregadas pelo transporte do ar de insuflação e retorno;
- Grelhas de retorno, que se encontram conectadas à rede de condutas, são responsáveis pela saída do ar do espaço produtivo dos acabamentos;
- Grelhas de insuflação, que se encontram conectadas à rede de condutas, são responsáveis pela entrada de ar climatizado no setor produtivo dos acabamentos;
- Ventilador de extração, responsável pela extração do ar das instalações sanitárias da empresa.

Nas Tabelas 12, 13 e 14 apresentam-se as características dos equipamentos que integram o sistema de climatização.

Tabela 12 - Características da Unidade de Tratamento de Ar (UTA)

Equipamento	Ventilador de Insuflação			Ventilador de extração		Potência dos motores dos ventiladores (kW)	Recuperador Roda Térmica
	Caudal de ar recirculado (m³/h)	Caudal de ar novo (m³/h)	Pressão estática (Pa)	Caudal de ar total (m³/h)	Pressão estática (Pa)		Eficiência de recuperação (%)
UTA	3 080	2 760	200	5 600	200	3,5	80,2

Tabela 13 - Características das Unidades de Expansão Direta do tipo "Split" - Mural

Equipamento	Quantidade	Fluido frigorigéneo	Arrefecimento			Aquecimento		
			Potência Arref. (kW)	Potência Elétrica (kW)	SEER	Potência Aquec. (kW)	Potência Elétrica (kW)	SCOP
Unidade de expansão direta – Split	5	R32	2,5	0,8	6,2	3,15	0,85	4,3

Tabela 14 - Características do ventilador de extração das instalações sanitárias

<b>Equipamento</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Caudal (m<sup>3</sup>/h)</b>	<b>Pressão estática (Pa)</b>	<b>Potência Elétrica (kW)</b>
Ventilador de extração	1	280	100	0,08

Na medida que as operações executadas nas râmolas requerem a aspiração de partículas resultantes do processo produtivo, a instalação dispõe, ainda, de um sistema de aspiração composto por 4 ventiladores de aspiração (1 para cada râmola). As características dos equipamentos mencionados encontram-se representadas na Tabela 15.

Tabela 15 - Características dos ventiladores de aspiração

<b>Equipamento</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Caudal (m<sup>3</sup>/h)</b>	<b>Pressão estática (Pa)</b>	<b>Potência Elétrica (kW)</b>
Ventiladores de aspiração	4	1050	120	0,55

## 6. CARACTERIZAÇÃO ENERGÉTICA DA INSTALAÇÃO

Neste capítulo apresenta-se a evolução dos consumos energéticos da instalação nos anos de 2018 e 2019, e respetivos custos associados, determinando-se a possível tendência de consumos e a evolução dos custos por unidade de energia considerada.

Referem-se igualmente as produções obtidas nos mesmos anos, permitindo-se, assim, a análise do consumo de energia em função da produção obtida, bem como o cálculo dos principais indicadores energéticos, recorrendo-se, para o efeito, à análise das emissões de GEE da instalação.

Os fatores de conversão utilizados para Energia Elétrica, Gás Natural e Gasóleo, representados na Tabela 16, provêm do Despacho nº 17313/2008. (Diário da República, 2008)

Tabela 16 - Fatores de conversão de energia provenientes do Despacho nº 17313/2008

Fatores de Conversão							
Vetor energético	Densidade [kg/m <sup>3</sup> ]	Poderes Caloríficos Inferiores			Fatores de Emissão		
		[MJ/kg]	[tep/kWh]	[tep/t]	kg CO <sub>2</sub> /GJ	kg CO <sub>2</sub> /kWh	kg CO <sub>2</sub> /tep
Energia Elétrica	-	3,6	0,000215	-	.	0,470	2 186
Gás natural (1)	0,840	45,1	-	1,077	64,1	-	2 684
Gasóleo/Diesel	835	42,3	-	1,010	74,0	-	3 098

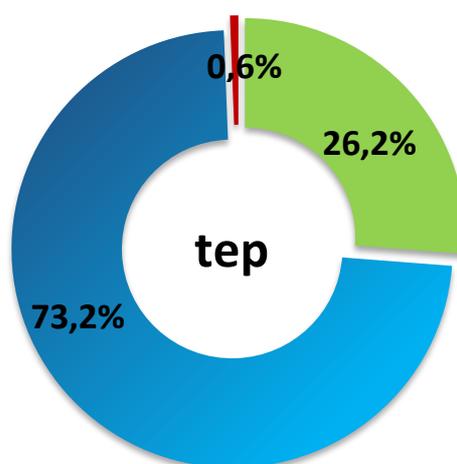
### 6.1 Consumos de energia e custos associados

Os vetores energéticos consumidos pela instalação alvo da presente auditoria são energia elétrica, gás natural e gasóleo.

Nas Tabelas 17 e 18 e Figuras 46, 47, 48 e 49 apresentam-se, respetivamente, a caracterização da energia consumida pela instalação em 2018 e no ano de referência (2019) e respetivos custos associados.

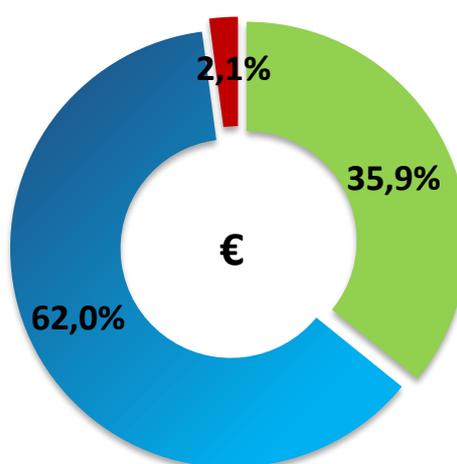
Tabela 17 - Consumo de energia na instalação e custos associados em 2018

Período de referência	Fonte de Energia	Consumo			Custo
		[tep]	[GJ]	[MWh]	[€]
2018	Energia Elétrica	866,7	14 512	4 031	397 789
	Gás natural (1)	2 417,0	101 213	28 115	687 773
	Gasóleo/Diesel	20,0	846	235	23 199
Total	-	3 303,7	116 570	32 381	1 108 761



■ Energia Elétrica ■ Gás natural (1) ■ Gasóleo/Diesel

Figura 46 - Distribuição dos consumos de energia por vetor energético em 2018

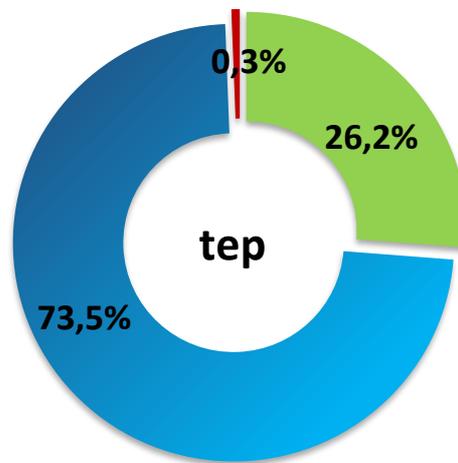


■ Energia Elétrica ■ Gás natural (1) ■ Gasóleo/Diesel

Figura 47 - Distribuição dos custos de energia por vetor energético em 2018

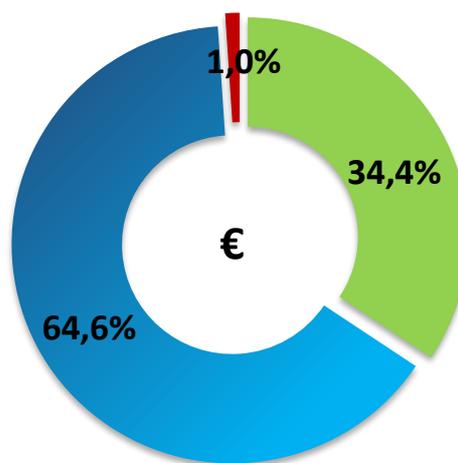
Tabela 18 - Consumo de energia da instalação e custos associados no ano de 2019

Período de referência	Fontes de Energia	Consumo			Custo
		[tep]	[GJ]	[MWh]	[€]
2019	Energia Elétrica	905,5	15 162	4 212	430 988
	Gás natural (1)	2 538,5	106 301	29 528	810 041
	Gasóleo/Diesel	10,4	435	121	13 126
Total	-	3 454,4	121 898	33 861	1 254 154



■ Energia Elétrica ■ Gás natural (1) ■ Gasóleo/Diesel

Figura 48 - Distribuição dos consumos de energia por vetor energético em 2019



■ Energia Elétrica ■ Gás natural (1) ■ Gasóleo/Diesel

Figura 49 - Distribuição dos custos de energia por vetor energético em 2019

Analisando-se a informação apresentada, pode-se concluir que o gás natural é a fonte de energia primária mais utilizada, representando cerca de 73,5% dos consumos globais da instalação. Por sua vez, a energia elétrica constitui 26,2% dos consumos, enquanto o gasóleo apenas está associado a menos de 1%.

Comparando-se os consumos de energia da instalação em 2018 e 2019, nota-se que a utilização de energia elétrica foi igual em percentagem em ambos (26,2%). No seguimento desta comparação surgiu a análise da evolução dos consumos energéticos globais da instalação, tendo como referência os anos mencionados, sendo que o resultado da mesma se encontra representado na Figura 50.

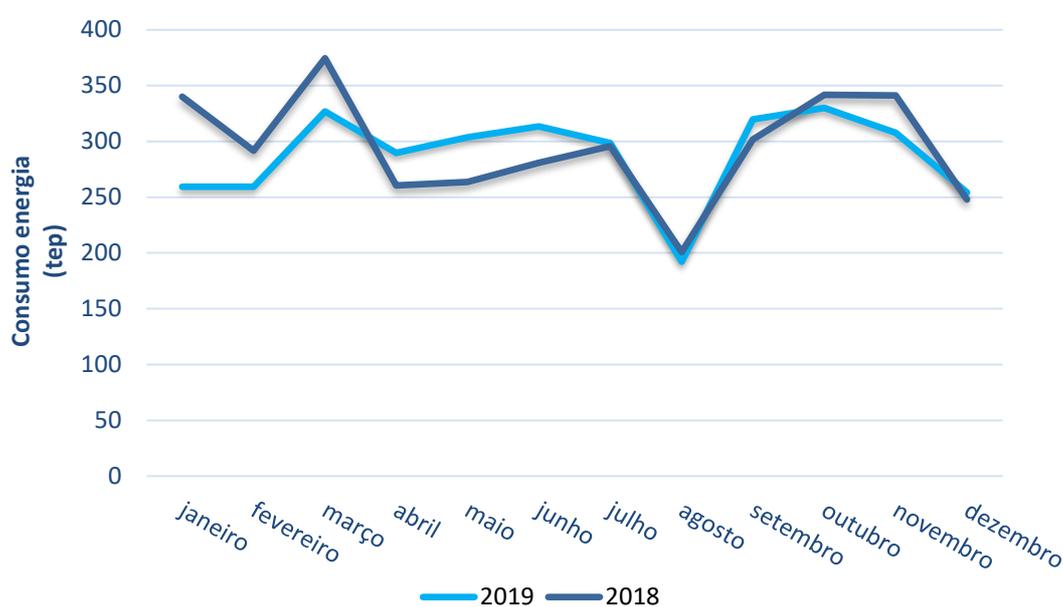


Figura 50 - Evolução do consumo de energia global da instalação

Através do estudo efetuado ao gráfico, resulta que o consumo de energia da instalação pode ser considerado quase constante ao longo do segundo semestre dos anos mencionados, apesar da ligeira redução do mesmo, de, aproximadamente, 10%, entre outubro e novembro de 2019, comparativamente a 2018.

No que diz respeito ao primeiro semestre, verifica-se que no ano de 2019 se registou um aumento do consumo de energia entre os meses de abril e julho, estimado em 15%, face ao mesmo período de 2018. Por outro lado, nos primeiros três meses do segundo ano do biénio é notória uma redução do consumo energético, na ordem dos 20%, em relação ao mesmo período do primeiro ano.

Tendo em conta a análise efetuada, tornou-se imprescindível relacionar os consumos mensais de energia da instalação com os diferentes vetores energéticos utilizados, sendo que os resultados do processamento realizado se encontram representados na Tabela 19 e Figura 51.

Tabela 19 - Consumo mensal de energia na instalação por vetor energético no ano de referência (2019)

2019	Energia Elétrica		Gás natural (1)		Gasóleo/Diesel		Total
	kWh	tep	t	tep	t	tep	
janeiro	310 697	66,8	177,9	191,6	0,8	0,8	259,2
fevereiro	298 509	64,2	181,0	194,9	0,2	0,2	259,3
março	376 209	80,9	226,6	244,0	2,1	2,1	327,0
abril	340 322	73,2	200,7	216,2	0,3	0,4	289,7
maio	362 108	77,9	209,6	225,7	0,0	0,0	303,6
junho	381 261	82,0	213,3	229,7	1,6	1,6	313,3
julho	377 097	81,1	201,3	216,8	0,8	0,8	298,6
agosto	257 075	55,3	126,3	136,0	0,9	0,9	192,2
setembro	396 152	85,2	217,6	234,3	0,2	0,2	319,7
outubro	418 709	90,0	221,6	238,7	1,3	1,3	330,0
novembro	375 957	80,8	208,8	224,9	1,8	1,9	307,6
dezembro	317 531	68,3	172,4	185,7	0,2	0,2	254,1
Total	4 211 627	905,5	2 357,0	2 538,5	10,3	10,4	3 454,4
Média	350 969	75,5	196,4	211,5	0,9	0,9	287,9

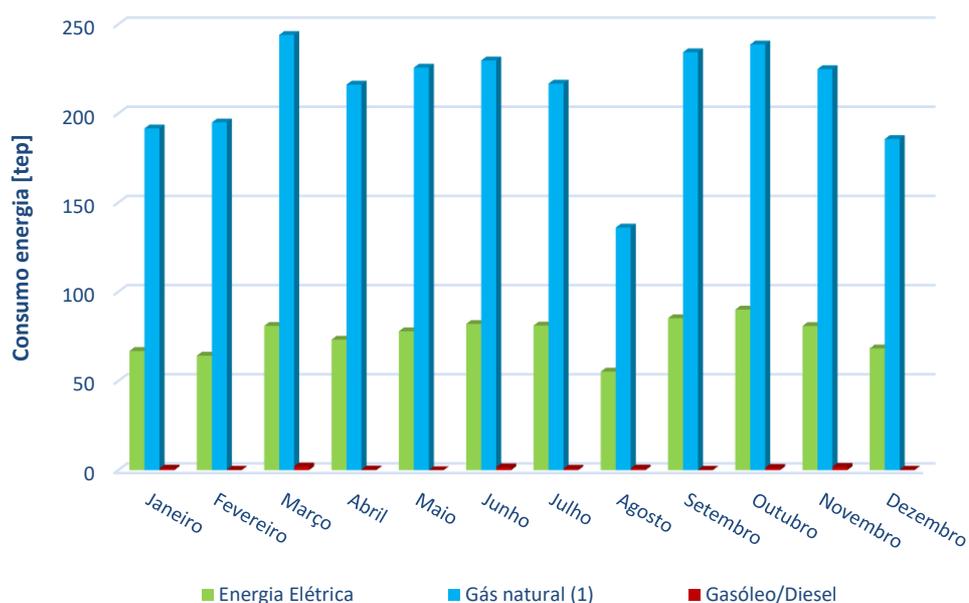


Figura 51 - Representação do consumo de energia da instalação por vetor energético ao longo do ano de referência (2019)

Analisando-se a informação apresentada, pode-se concluir que:

- A utilização de gás natural na instalação foi praticamente constante ao longo do ano, sendo o seu valor de consumo médio mensal de, aproximadamente, 2 539 tep. No entanto, nota-se que março foi o mês de maior consumo deste vetor energético (244 tep) e que, por sua vez, agosto foi o mês de menor consumo (136 tep);
- O consumo de energia elétrica ao longo do ano não apresentou grandes discrepâncias, sendo o seu valor de consumo médio mensal de 905,5 tep. Apesar disso, nota-se que outubro foi o mês que registou o maior consumo deste vetor energético (90 tep) e que, por outro lado, agosto foi o mês que apresentou o consumo mais reduzido (55 tep);
- A utilização de gasóleo foi praticamente constante ao longo do ano, sendo o seu valor médio de consumo mensal de, aproximadamente, 10,4 tep. Não obstante, é importante referir que março foi o mês em que se registou um consumo mais elevado deste vetor energético (2 tep) e que em maio não existiu consumo do mesmo.

Ao consumo de energia por parte da instalação estão associados encargos financeiros, referentes à obtenção dos diferentes vetores energéticos utilizados. De modo a efetuar-se o estudo destes encargos, surgiu a análise da evolução dos custos associados ao consumo de energia da instalação, tendo como referência os anos de 2018 e 2019, sendo que o resultado da mesma se encontra representado na Figura 52.

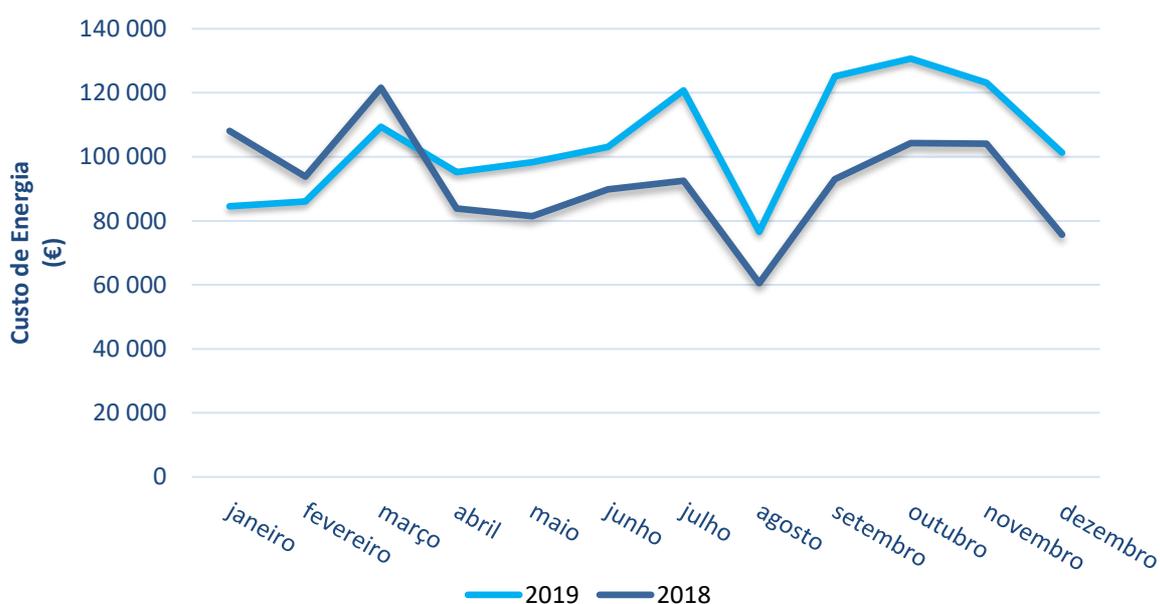


Figura 52 - Evolução dos custos mensais associados à energia consumida na instalação

Através do estudo efetuado ao gráfico, verifica-se que entre os meses de abril e dezembro de 2019 existiu um aumento de, aproximadamente, 25% dos custos energéticos da instalação, face ao mesmo período de 2018, sendo que este aumento foi praticamente constante ao longo dos meses referidos. Não obstante, existiram alguns picos de consumos, e, conseqüentemente, dos custos em análise, entre os meses de junho e julho e também entre setembro e outubro de 2019.

Por outro lado, nota-se a redução destes mesmos custos, na ordem dos 10%, nos primeiros quatro meses do segundo ano do biénio, em relação ao mesmo período do primeiro ano.

Tendo em conta a análise efetuada, tornou-se imprescindível relacionar os custos mensais da instalação, associados ao consumo de energia, com os diferentes vetores energéticos utilizados, sendo que os resultados do processamento efetuado se encontram representados na Tabela 20 e Figura 53.

Tabela 20 - Custo mensal associado ao consumo de energia na instalação por vetor energético no ano de referência (2019)

2019	Energia Elétrica		Gás Natural (1)		Gasóleo/Diesel		Total
	€	€/kWh	€	€/t	€	€/t	
janeiro	29 642	0,095	53 882	303	1 032	1 233	84 555
fevereiro	31 474	0,105	54 286	300	280	1 306	86 040
março	39 121	0,104	67 828	299	2 422	1 178	109 371
abril	34 875	0,102	59 862	298	440	1 263	95 176
maio	36 813	0,102	61 518	294	0	-	98 331
junho	38 967	0,102	62 058	291	2 052	1 283	103 076
julho	38 919	0,103	80 812	402	1 028	1 306	120 758
agosto	26 175	0,102	49 267	390	1 182	1 294	76 624
setembro	40 235	0,102	84 571	389	316	1 416	125 122
outubro	42 756	0,102	86 236	389	1 678	1 334	130 670
novembro	38 924	0,104	81 778	392	2 410	1 314	123 112
dezembro	33 088	0,104	67 944	394	287	1 347	101 318
Total	430 988	-	810 041	-	13 126	-	1 254 154
Média	35 916	0,102	67 503	344	1 094	1 276	104 513

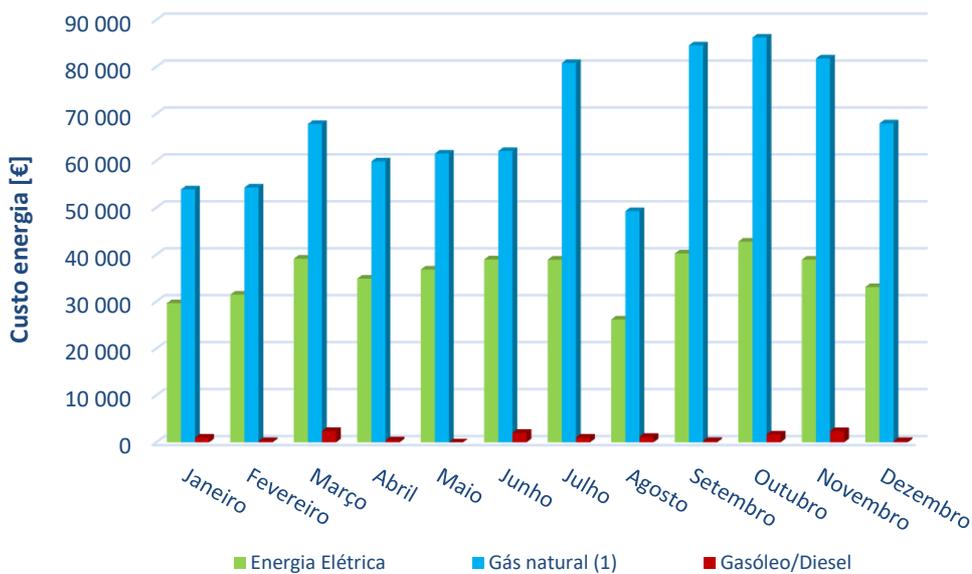


Figura 53 - Representação do custo associado aos vetores energéticos utilizados na instalação ao longo do ano de referência (2019)

Analisando-se a informação apresentada, pode-se concluir que:

- Os encargos financeiros associados à utilização de gás natural na instalação foram praticamente constantes ao longo dos primeiros 6 meses do ano de referência, sendo que o valor médio mensal do primeiro semestre se situa em, aproximadamente, 59 906€. Nos restantes seis meses do ano, regista-se um aumento considerável no mês de julho, cujo valor médio mensal foi de 80 812 €, seguido por uma redução considerável no mês de agosto, cujo valor médio mensal foi 49 267 €, sendo a existência de férias o principal motivo da redução mencionada, e por fim uma estabilização nos últimos quatro meses do ano, cujo valor de encargos se aproxima ao valor dos encargos obtidos no mês de julho;
- Os encargos financeiros associados ao consumo de energia elétrica por parte da instalação não apresentaram grandes discrepâncias ao longo do ano, sendo o seu custo médio mensal de, aproximadamente, 35 916 €. No entanto, nota-se que agosto foi o mês em que se registaram menores custos associados a este vetor energético, no valor de 26 175 €;
- Os custos associados à utilização de gasóleo pela instalação foram praticamente constantes ao longo do ano, sendo que o custo médio mensal deste vetor energético foi de, aproximadamente, 1 094 €. Não obstante, torna-se importante referir que março foi o mês em que se registaram maiores encargos financeiros deste vetor energético (2 422 €) e que em maio não existiram quaisquer custos associados a este vetor.

### 6.1.1 Evolução dos consumos e custos de energia elétrica

De modo a especificar-se a utilização de energia elétrica por parte da instalação, tornou-se imprescindível a análise da evolução dos consumos deste vetor energético nos anos de 2018 e 2019, sendo que o resultado da mesma se encontra representado na Figura 54.

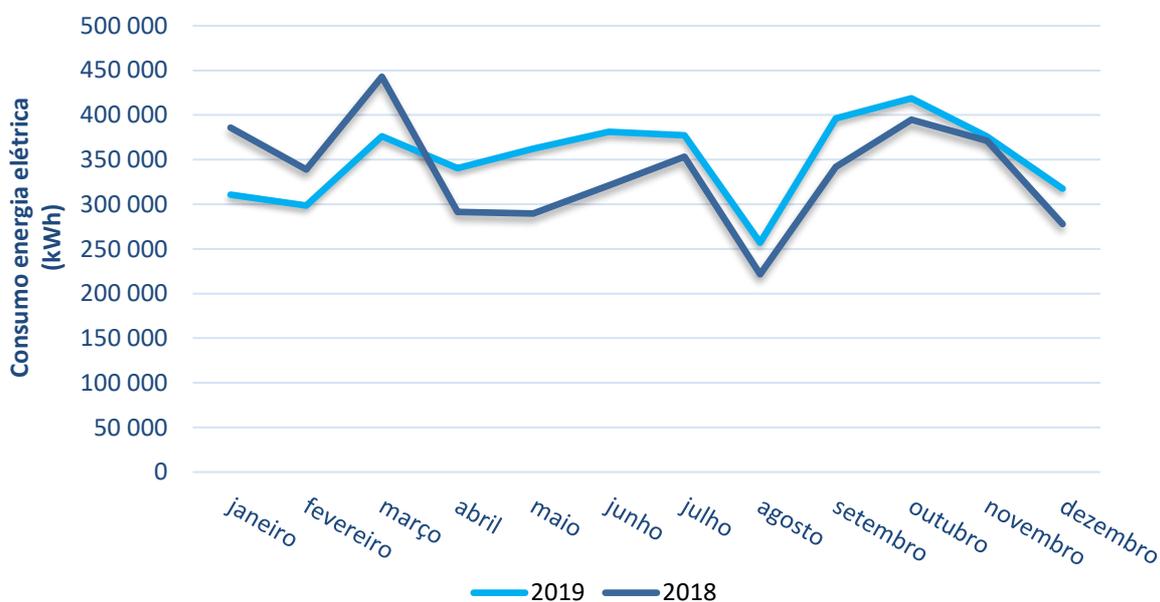


Figura 54 - Evolução do consumo de energia elétrica na instalação

Através do estudo efetuado ao gráfico, verificam-se aumentos do consumo de energia elétrica entre os meses abril e junho (20%) e também entre agosto e outubro (12%) de 2019, face ao mesmo período de 2018. O consumo associado a este vetor energético foi praticamente constante nos restantes meses do segundo semestre de ambos os anos.

Por outro lado, regista-se uma redução deste consumo, na ordem dos 15%, nos primeiros quatro meses do segundo ano do biénio, em relação ao mesmo período do primeiro ano.

No que diz respeito aos encargos financeiros associados a este vetor energético, apresenta-se na Figura 55 a distribuição dos custos globais e específicos de energia elétrica ao longo do ano de referência (2019).

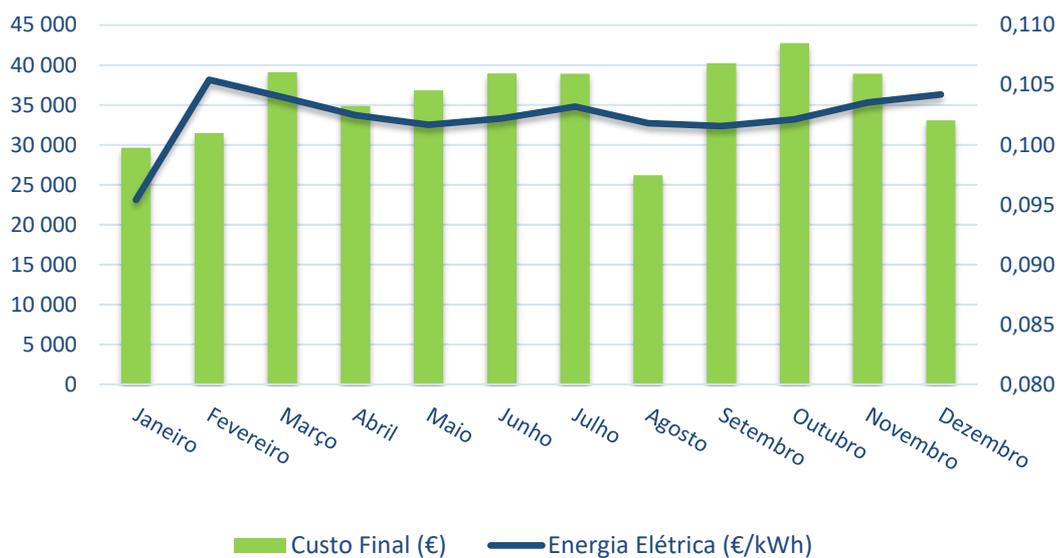


Figura 55 - Custos associados à utilização de energia elétrica no ano de referência

A análise do gráfico apresentado permite concluir que no período de janeiro a fevereiro existiu um aumento do custo específico de energia elétrica, na ordem dos 10%. Desde então, o custo específico associado a este vetor energético permaneceu praticamente constante.

Todavia, nota-se que o custo específico global de energia elétrica adquirida pela instalação, no ano de 2019, registou um aumento de, aproximadamente, 4%, face ao ano de 2018.

O processamento e tratamento das faturas de eletricidade fornecidas pela instalação permitiu verificar de que forma se distribuiu o consumo de energia elétrica na instalação, mediante o número de horas disponíveis em cada horário tarifado do ciclo semanal opcional, adotado nos anos de 2018 e 2019. A distribuição mencionada encontra-se representada na Figura 56.

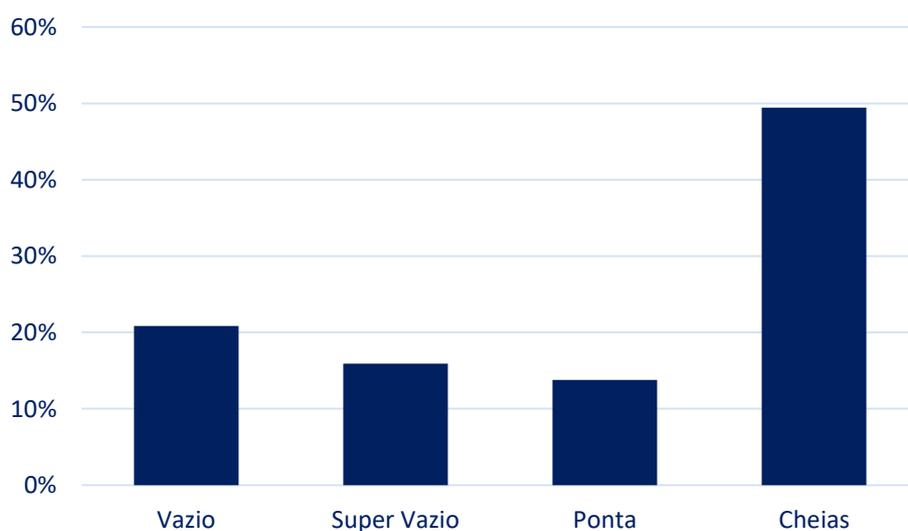


Figura 56 - Distribuição do consumo de energia elétrica por horário tarifado no período 2018-2019

Através do estudo efetuado ao gráfico, conclui-se que o consumo de energia elétrica por parte da instalação incidiu maioritariamente no horário tarifado de cheias.

Foram ainda determinados os consumos médios de energia elétrica por hora, relativos aos horários tarifados. Estes consumos foram obtidos através da relação do consumo total de energia de cada horário com o número de horas exatas correspondentes a tal horário. De igual modo, foram também determinados os custos médios por hora, associados à utilização deste vetor energético nos horários tarifados. Os resultados obtidos encontram-se representados na Figura 57.

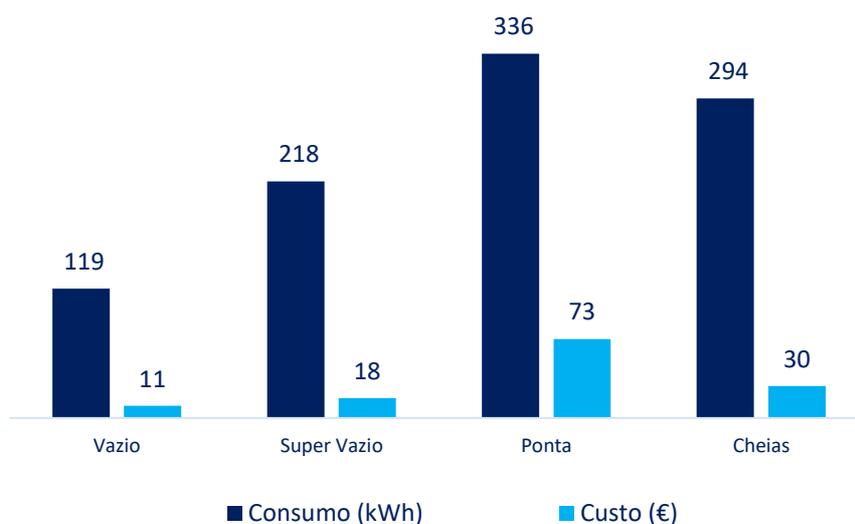


Figura 57 - Consumo e custo médios de energia elétrica por hora no período 2018-2019

Analisando-se o gráfico apresentado, verifica-se um consumo médio de energia elétrica por hora mais elevado nos horários de cheias e ponta, sendo que o custo médio por hora de utilização deste vetor energético no horário tarifado de ponta é superior ao dobro do custo de cada um dos restantes horários.

Ainda relativamente ao consumo de energia elétrica, tornou-se importante analisar os encargos financeiros associados a cada termo tarifado. A distribuição dos custos de energia elétrica nos anos de 2018 e 2019, pelos diferentes termos tarifados, encontra-se representada na Figura 58.

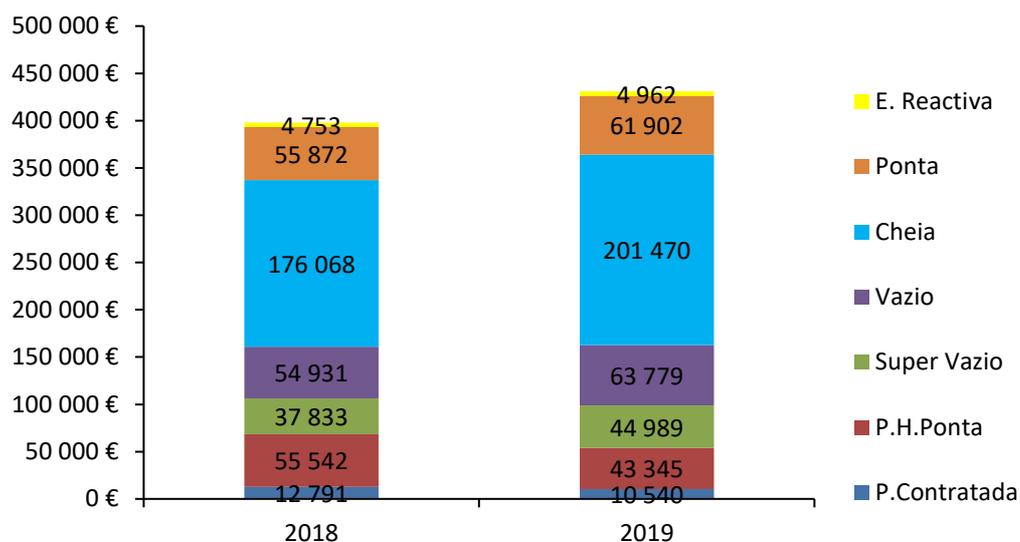


Figura 58 - Desagregação dos custos de energia elétrica por termo tarifado nos anos de 2018 e 2019

Através do estudo efetuado ao gráfico, verifica-se que os encargos financeiros associados ao consumo de energia elétrica estão maioritariamente afetos ao período de cheias, no valor de 201 470€ no ano de referência. De referir ainda que os encargos relacionados com a potência de horas de ponta são penosos para a instalação, só possíveis de atenuar caso o consumo de energia elétrica nas horas de ponta seja reduzido.

### 6.1.2 Evolução dos consumos e custos de gás natural

De modo a especificar-se a utilização de gás natural por parte da instalação, tornou-se imprescindível a análise da evolução dos consumos deste vetor energético nos anos de 2018 e 2019, sendo que o resultado da mesma se encontra representado na Figura 59.

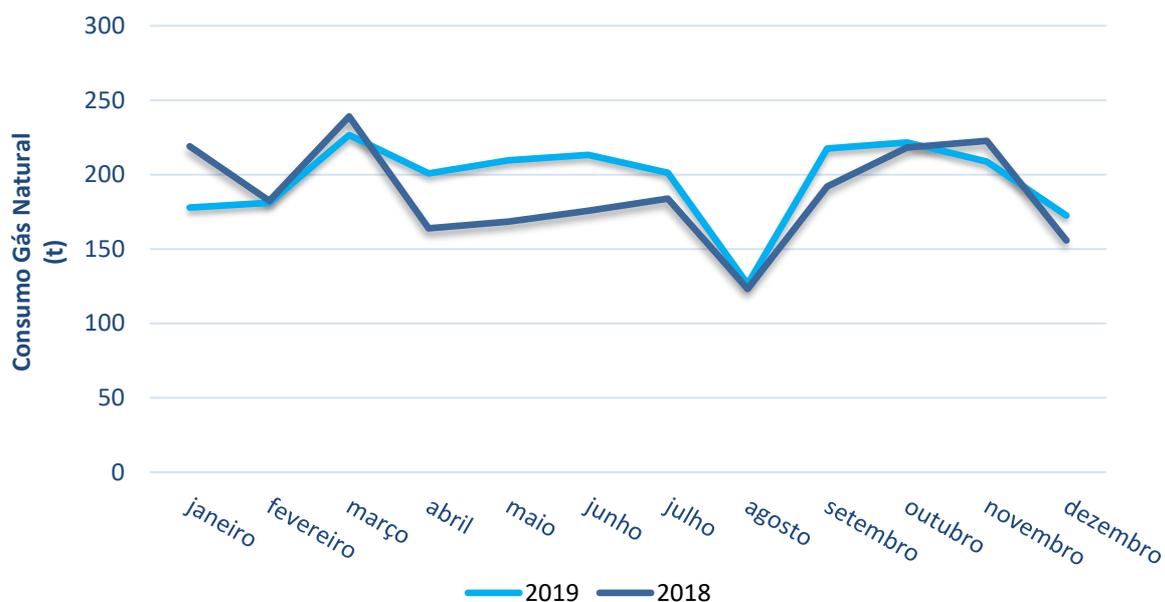


Figura 59 - Evolução do consumo de gás natural na instalação

Analisando-se o gráfico apresentado, pode-se concluir que o consumo de gás natural na instalação pode ser considerado praticamente constante ao longo do segundo semestre dos anos mencionados, apesar do ligeiro aumento do mesmo, na ordem dos 7%, entre agosto e outubro de 2019, em relação ao mesmo intervalo de tempo de 2018.

No que diz respeito ao primeiro semestre, verifica-se que em 2019 se registou um aumento do consumo deste vetor energético entre os meses de março e julho, estimado em 20%, face ao mesmo período de 2018. Por outro lado, entre os meses de janeiro e fevereiro do segundo ano do biénio é notória uma redução do consumo deste vetor energético, na ordem dos 10%, em relação ao mesmo período do primeiro ano. O consumo de gás natural nos meses de fevereiro e março foi semelhante em ambos os anos.

Tendo em conta a análise efetuada, tornou-se imprescindível caracterizar os encargos financeiros associados ao consumo de gás natural por parte da instalação, sendo que se apresenta na Figura 60 a distribuição dos custos globais e específicos deste vetor energético ao longo do ano de referência (2019).

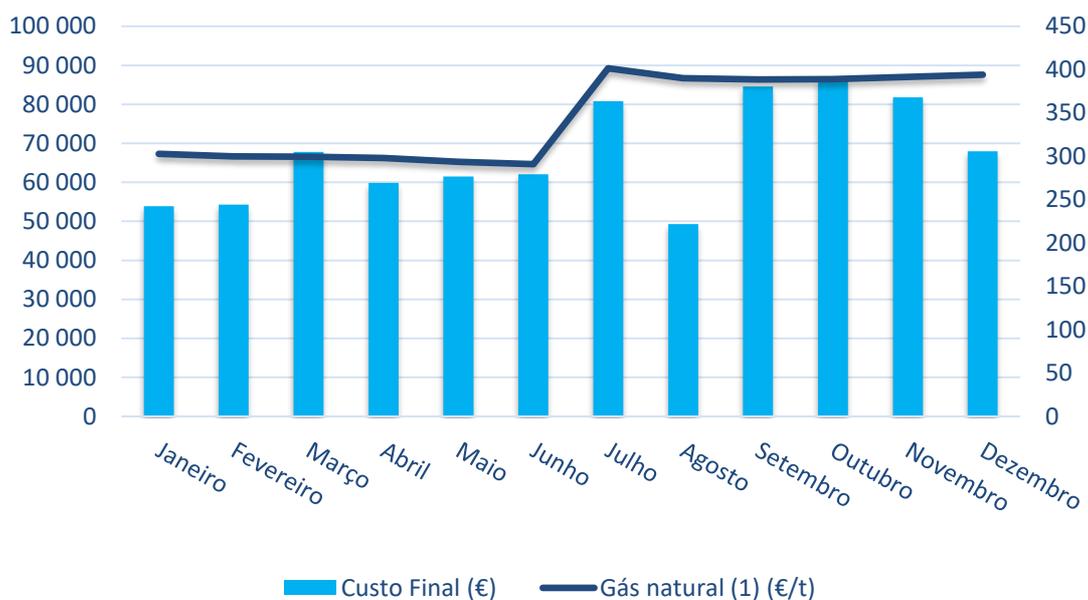


Figura 60 - Custos associados à utilização de gás natural no ano de referência

Através do estudo efetuado ao gráfico, verifica-se que no período de janeiro a junho o custo específico associado à utilização de gás natural permaneceu praticamente constante. Seguiu-se um aumento de, aproximadamente, 38% deste custo entre os meses de junho e julho, sendo que nos restantes meses do ano o custo específico associado a este vetor energético foi semelhante ao do sétimo mês.

Todavia, nota-se que o custo específico global de gás natural adquirido pela instalação, no ano de 2019, registou um aumento de, aproximadamente, 12%, face ao ano de 2018.

### 6.1.3 Evolução dos consumos e custos de gasóleo

De modo a especificar-se a utilização de gasóleo por parte da instalação, tornou-se imprescindível a análise da evolução dos consumos deste vetor energético nos anos de 2018 e 2019, sendo que o resultado da mesma se encontra representado na Figura 61.

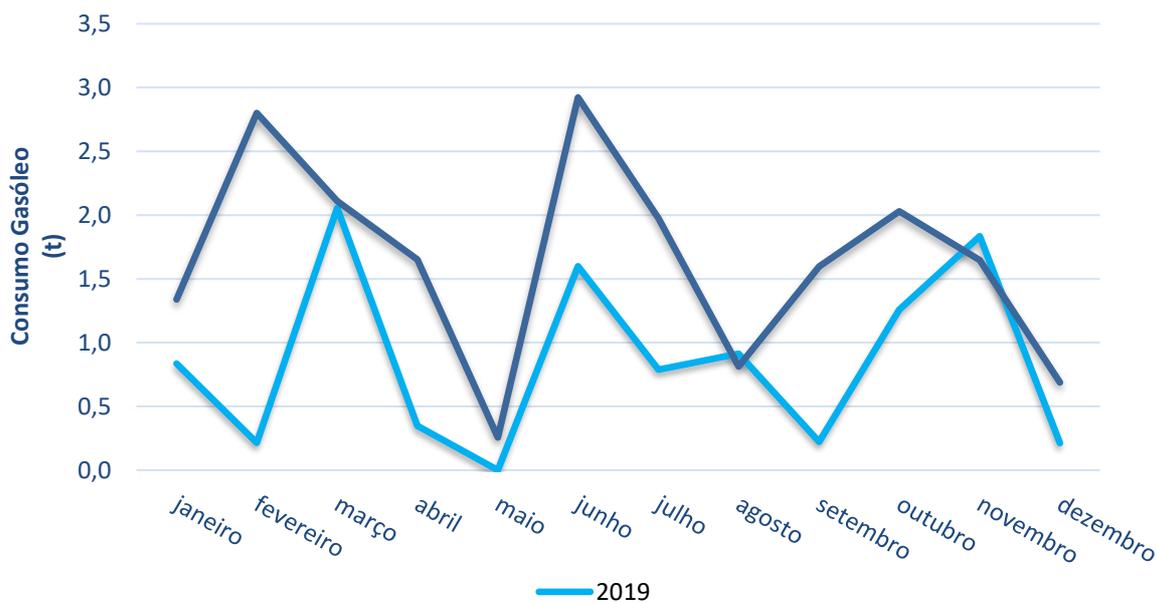


Figura 61 - Evolução do consumo de gásóleo na instalação

Analisando-se o gráfico apresentado, pode-se concluir que o consumo de gásóleo na instalação foi bastante irregular em ambos os anos. Dada a reduzida influência dos consumos deste vetor energético nos consumos globais da instalação, não será efetuado um estudo mais aprofundado dos mesmos. De notar, apenas, que os consumos máximos nos anos de 2018 e 2019 foram atingidos, respetivamente, nos meses de junho e março e que maio foi o mês em que se registaram os consumos mínimos de ambos os anos.

Tendo em conta a análise efetuada, tornou-se imprescindível caracterizar os encargos financeiros associados ao consumo de gásóleo por parte da instalação, sendo que se apresenta na Figura 62 a distribuição dos custos globais e específicos deste vetor energético ao longo do ano de referência (2019).

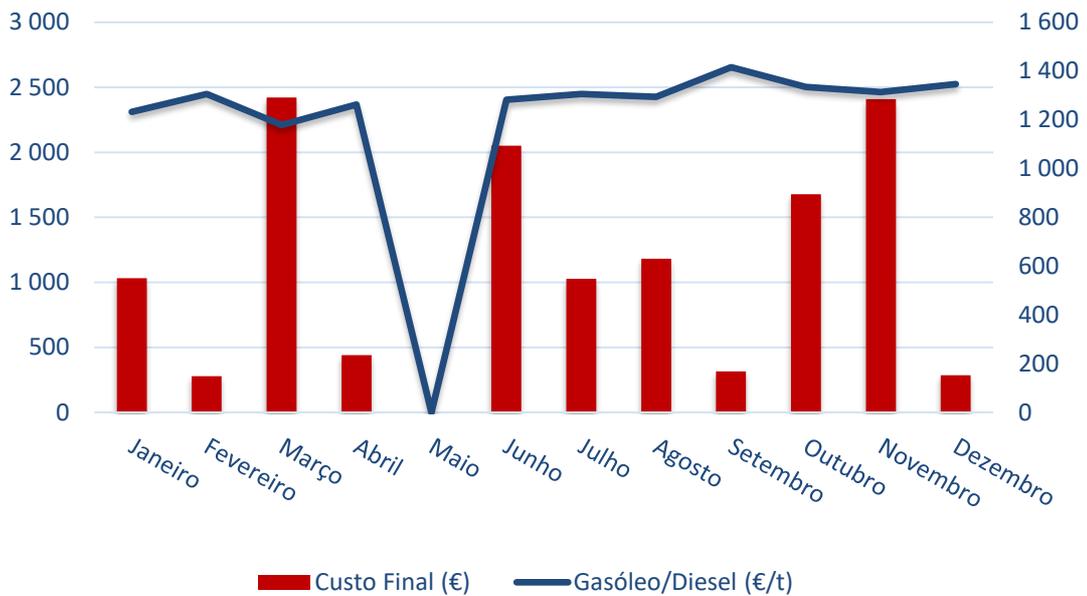


Figura 62 - Custo associados à utilização de gasóleo no ano de referência

Através do estudo efetuado ao gráfico, verifica-se que o custo específico associado à utilização de gasóleo foi praticamente constante ao longo do ano de referência, sendo que a diferença entre o mês de menor custo (março) e o mês de maior custo (setembro) se situa nos 20%. De referir ainda que, dado que não existiu consumo de gasóleo no mês de maio, não existiram também custos associados a este vetor energético, neste mês.

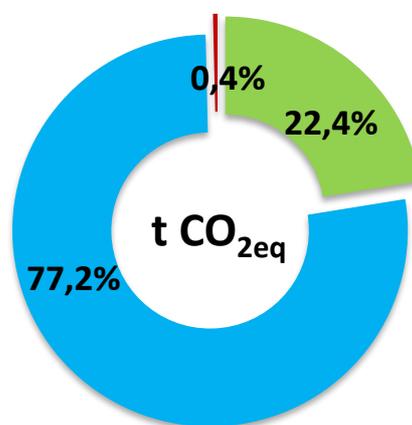
Todavia, nota-se que o custo específico global de gasóleo adquirido pela instalação, no ano de 2019, registou um aumento de, aproximadamente, 9%, face ao ano de 2018.

## 6.2 Emissões de GEE

Relativamente às emissões de GEE, quantificadas em toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente (t CO<sub>2eq</sub>), emitidas pelos diversos vetores energéticos da instalação, apresentam-se na Tabela 21 e Figura 63, respetivamente, a evolução mensal das mesmas no período de referência e a representatividade de cada vetor energético associado.

Tabela 21 - Emissões de GEE associadas aos vetores energéticos no ano de referência

2019	Energia Elétrica	Gás natural (1)	Gasóleo/Diesel	Total
Mês	t CO <sub>2eq</sub>	t CO <sub>2eq</sub>	t CO <sub>2eq</sub>	t CO <sub>2eq</sub>
janeiro	146,0	514,2	2,6	662,9
fevereiro	140,3	523,2	0,7	664,1
março	176,8	654,9	6,4	838,1
abril	160,0	580,1	1,1	741,2
maio	170,2	605,8	0,0	776,0
junho	179,2	616,5	5,0	800,7
julho	177,2	581,7	2,5	761,4
agosto	120,8	365,0	2,9	488,7
setembro	186,2	628,9	0,7	815,7
outubro	196,8	640,6	3,9	841,3
novembro	176,7	603,6	5,7	786,0
dezembro	149,2	498,3	0,7	648,2
Total	1 979,5	6 812,7	32,2	8 824,3
Média	165,0	567,7	2,7	735,4



■ Energia Elétrica ■ Gás natural (1) ■ Gasóleo/Diesel

Figura 63 - Distribuição das emissões de GEE por vetor energético no ano de referência

Analisando-se a informação apresentada, pode-se concluir que o gás natural foi o vetor energético com maior responsabilidade em termos de emissões de GEE (77,2%), seguido pela energia elétrica (22,4%) e, por fim, o gásóleo, que apenas correspondeu a, aproximadamente, 0,4% destas emissões.

Posteriormente neste relatório, no capítulo dos indicadores energéticos, será efetuado o estudo do indicador energético Intensidade Carbónica (IC), que relaciona as emissões de GEE mencionadas e o consumo de energia global da instalação.

### 6.3 Produção

De modo a proceder-se à contabilização da produção da instalação auditada, foram utilizados os dados fornecidos pela mesma, referentes à quantidade (em quilogramas) de malha processada no subsetor da tinturaria. Os resultados do tratamento de dados efetuado encontram-se representados na Tabela 22 e Figura 64.

Tabela 22 - Produção total obtida na instalação (dados de 2018 e 2019)

<b>Produção total (kg de malha processada)</b>		
Mês	2018	2019
janeiro	152 434	264 661
fevereiro	218 061	227 092
março	280 763	330 853
abril	249 097	192 303
maio	241 206	208 717
junho	246 846	183 909
julho	253 744	238 124
agosto	141 557	108 018
setembro	264 365	275 990
outubro	288 326	268 346
novembro	242 753	252 020
dezembro	173 909	129 565
<b>Total</b>	<b>2 753 060</b>	<b>2 679 598</b>
<b>Variação</b>	<b>-</b>	<b>-2,7%</b>



Figura 64 - Evolução da produção total da instalação

Analisando a informação apresentada, verifica-se que a instalação auditada registou uma quebra na produção na ordem dos 2,7%, em 2019, face ao mesmo período do ano de 2018.

Posteriormente neste relatório, na análise dos indicadores energéticos, será avaliado o impacto da produção na variação do Consumo Específico de Energia (CE) da instalação.

## **7. ANÁLISE DOS RESULTADOS DA AUDITORIA ENERGÉTICA**

No decorrer dos trabalhos de campo da presente auditoria, foram efetuadas monitorizações aos equipamentos consumidores de energia da instalação, de forma a poderem ser desagregados os seus respetivos consumos energéticos.

No presente capítulo apresentam-se os resultados obtidos das monitorizações efetuadas e respetivos cálculos consequentes.

De referir que, no âmbito da medição da quantidade de energia elétrica consumida e de algumas propriedades que lhe são intrínsecas, foram utilizados certos equipamentos de medição/monitorização aquando das visitas à instalação auditada, sendo que os equipamentos referidos se encontram representados no Anexo I desta dissertação.

### **7.1 Monitorização da utilização de energia elétrica**

A energia elétrica é responsável por 26,2% do consumo de energia da instalação, sendo que a sua utilização está associada a quase todos os equipamentos e setores da mesma. Os encargos financeiros associados a este vetor energético representam cerca de 430 988 €/ano.

Neste subcapítulo apresentam-se os diagramas de carga obtidos para cada equipamento ou subsetor monitorizado, assim como a desagregação do consumo de energia elétrica por equipamento/subsetor utilizado.

As monitorizações de energia efetuadas, no âmbito da desagregação dos consumos energéticos da instalação, ocorreram nos períodos de 27/10/2020 a 03/11/2020 e de 03/11/2020 a 06/11/2020, devido ao facto de não se possuírem analisadores de energia elétrica suficientes para todas as máquinas/subsetores a monitorizar.

#### **7.1.1 Circuito geral**

O diagrama de carga do circuito de entrada da instalação, que se apresenta na Figura 65, demonstra uma tendência de consumo elétrico mais elevada nos dias úteis, requerendo uma potência elétrica média diária de 600 kW. Ao domingo a potência média requerida é bastante inferior (cerca de 100 kW), sendo este consumo afeto apenas aos circuitos que alimentam os compressores, rãbola 1, sistema de climatização e uma parte dos jets da tinturaria nova.

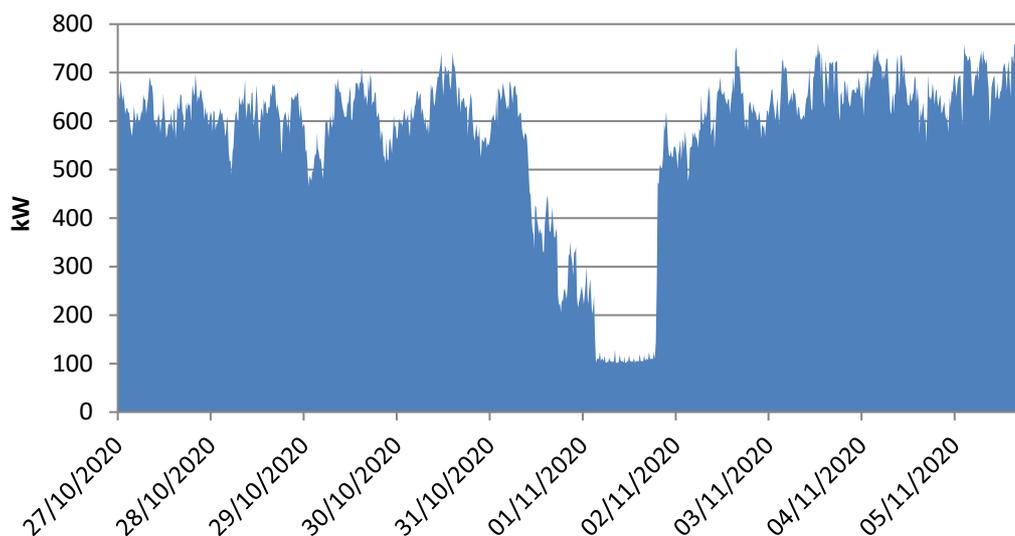


Figura 65 - Diagrama de carga do circuito geral da instalação

Os dados recolhidos e apresentados no gráfico originam o perfil de consumo de eletricidade da instalação, na medida em que possibilitam o cálculo da potência elétrica média diária requerida pela mesma, ao longo da semana.

Posteriormente nesta dissertação, apresentar-se-á, no capítulo destinado às medidas de racionalização energética idealizadas para a instalação, o projeto de um sistema solar fotovoltaico, cuja potência de sistema foi estimada com base nos dados obtidos do gráfico apresentado.

### 7.1.2 Jets

De forma a proceder-se à desagregação dos consumos de energia elétrica da instalação, foram monitorizados os principais circuitos que alimentam os jets utilizados no subsetor da tinturaria, no seu respetivo período de funcionamento, sendo que os diagramas de carga resultantes destas monitorizações se encontram representados nas Figuras 66 e 67.

Tendo em conta a informação apresentada nos gráficos mencionados, pode-se afirmar que os jets da tinturaria nova apresentam um consumo bastante mais reduzido durante o fim de semana, comparativamente aos dias úteis, e que os jets da tinturaria antiga acarretam uma maior potência consumida para a instalação, em relação aos jets da tinturaria mais recente.

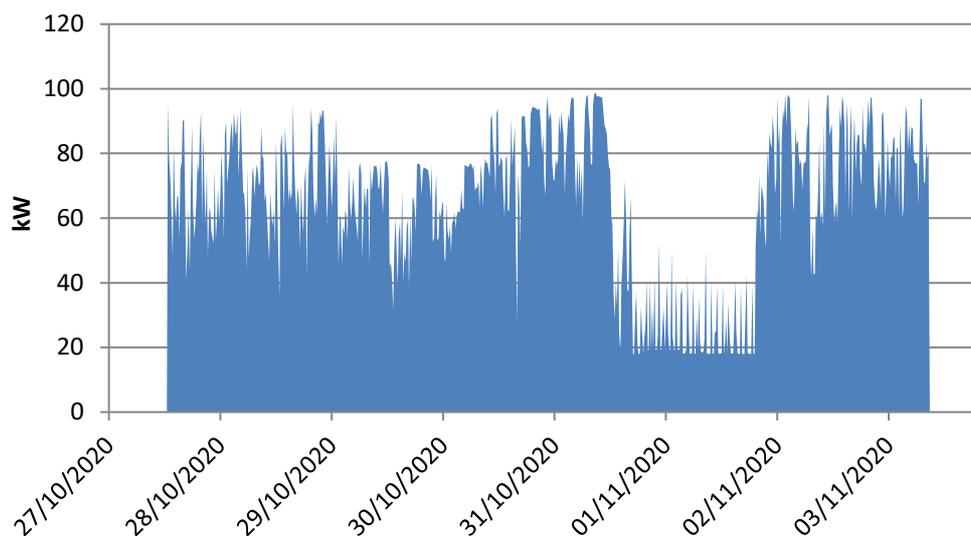


Figura 66 - Diagrama de carga dos jets da tinturaria nova

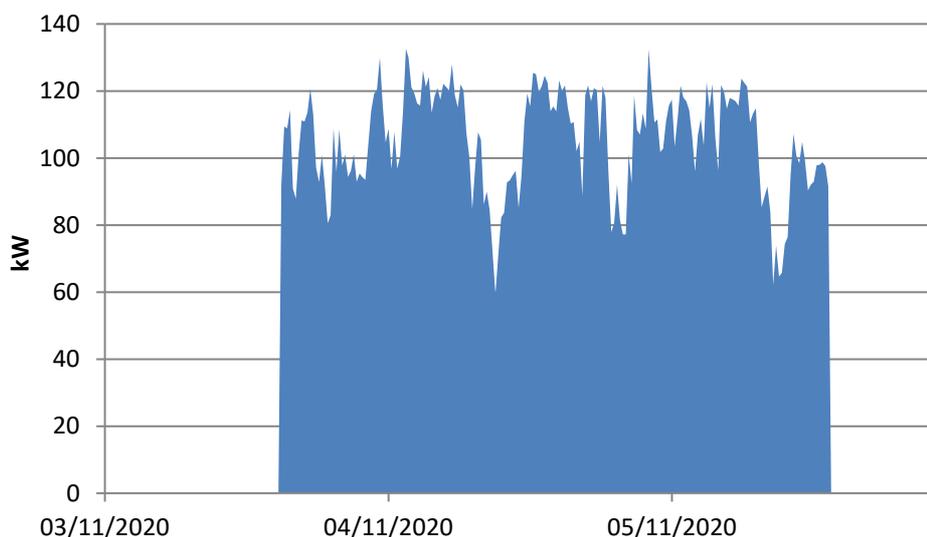


Figura 67 - Diagrama de carga dos jets da tinturaria antiga

### 7.1.3 Râmolas

Na sequência da desagregação dos consumos de energia elétrica da instalação, foram também monitorizados os circuitos que alimentam as râmolas utilizadas no processo produtivo, no seu respetivo período de funcionamento. Os diagramas de carga resultantes destas monitorizações apresentam-se, de seguida, nas Figuras 68, 69, 70 e 71.

A análise dos gráficos referidos permite concluir que a râmola 1 é a maior consumidora de energia deste grupo de máquinas e que aos domingos apenas esta râmola se encontra em operação na instalação (desprezando-se a quase nula operacionalidade da râmola 2).

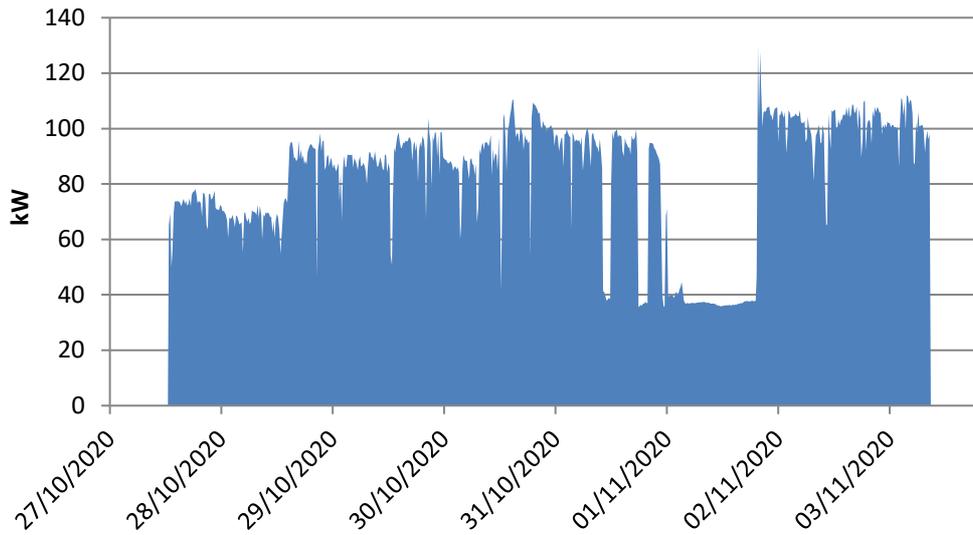


Figura 68 - Diagrama de carga da râmola 1

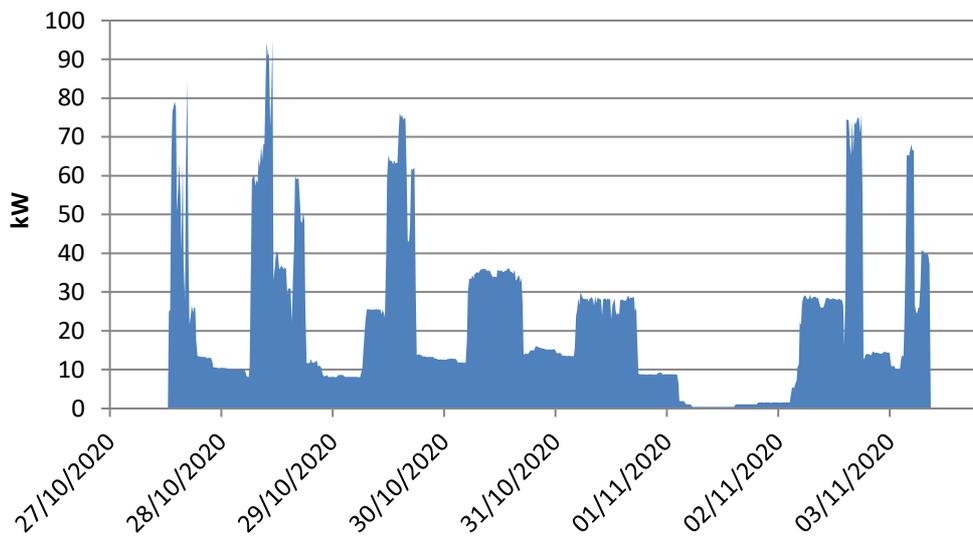


Figura 69 - Diagrama de carga da râmola 2

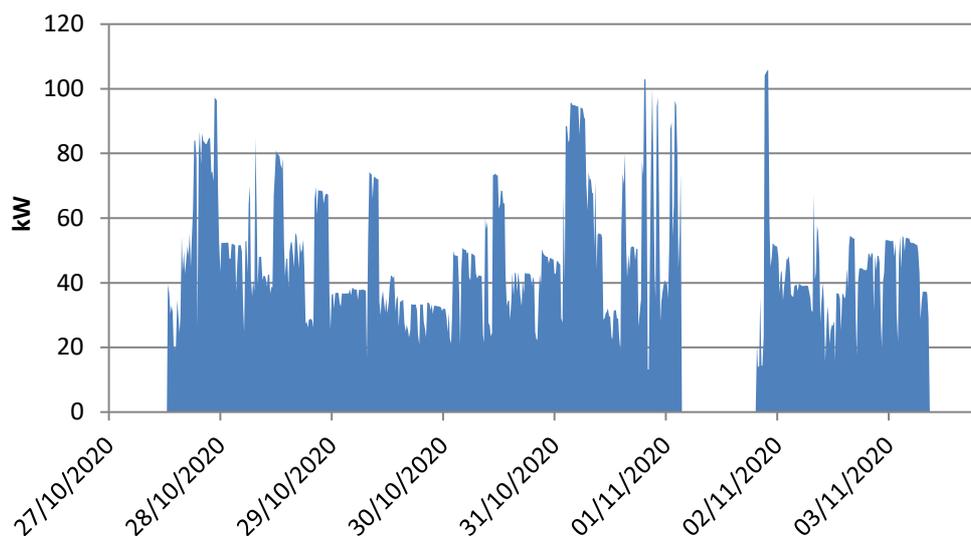


Figura 70 - Diagrama de carga da rãmol 3

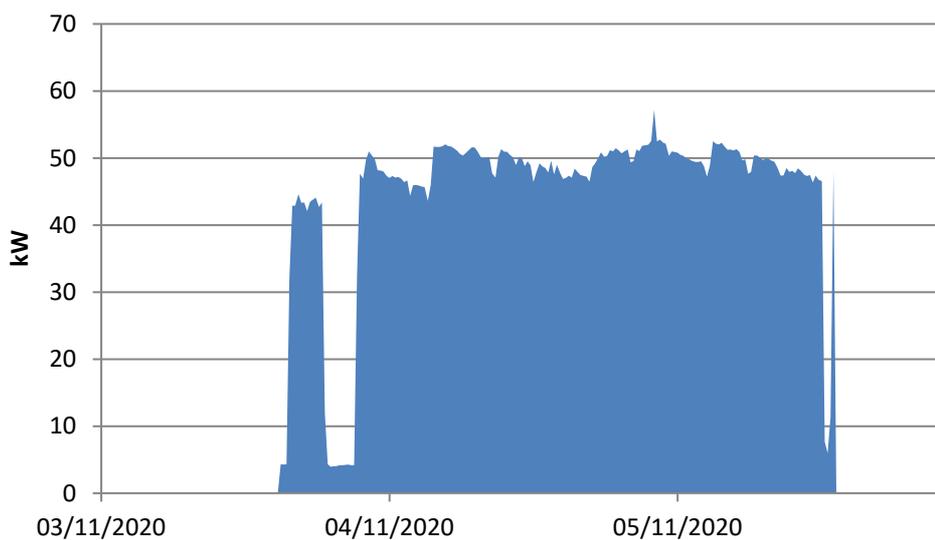


Figura 71 - Diagrama de carga da rãmol 4

#### 7.1.4 Maquinaria

No seguimento do objetivo recentemente mencionado, foi também monitorizado o circuito que alimenta as máquinas de abrir, fechar, desenrolar e laminar, no seu respetivo período de funcionamento, sendo que o diagrama de carga resultante da monitorização efetuada se encontra representado na Figura 72.

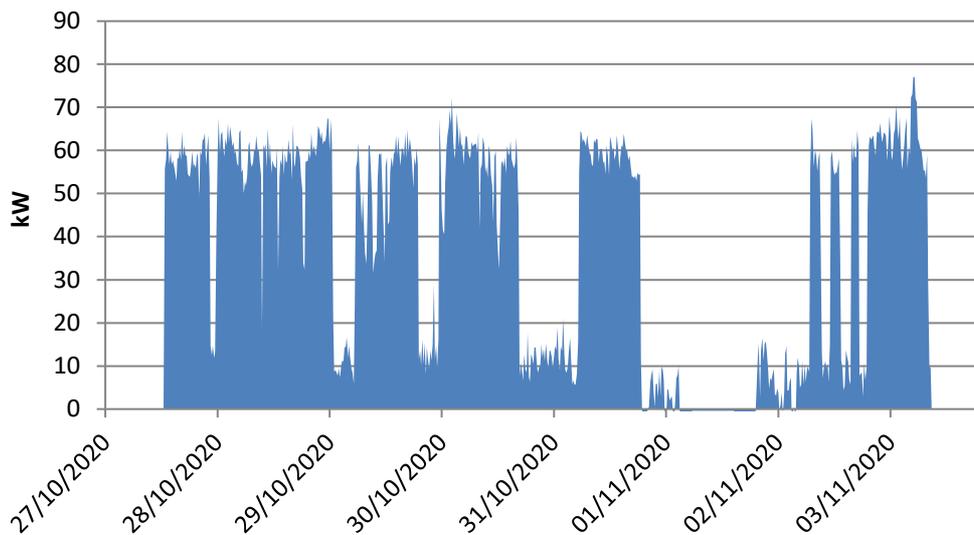


Figura 72 - Diagrama de carga da maquinaria utilizada no processo produtivo

#### 7.1.5 *Tumbler* e compactador

No âmbito do estudo levado a cabo neste capítulo, foi também monitorizado o circuito que alimenta o *tumbler* e o compactador, no seu respetivo período de funcionamento. O diagrama de carga resultante da monitorização efetuada apresenta-se, de seguida, na Figura 73.

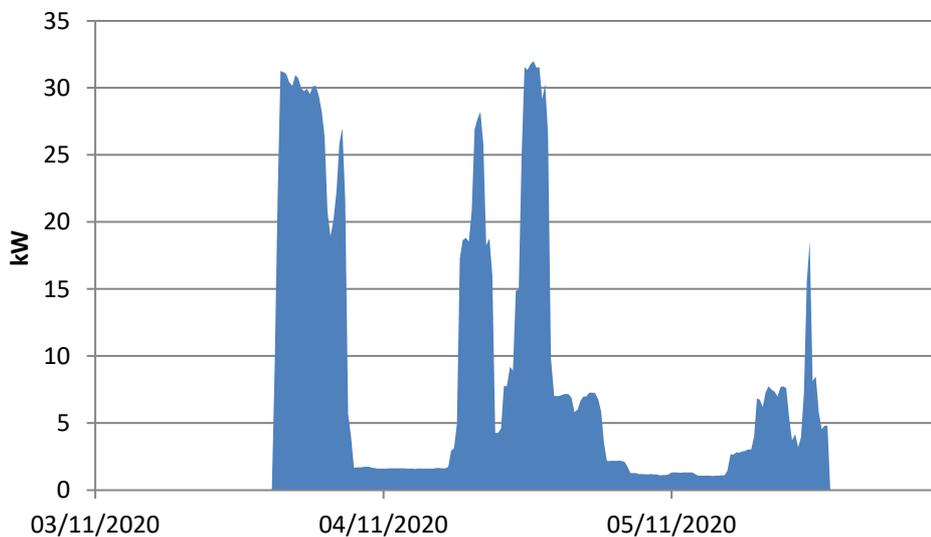


Figura 73 - Diagrama de carga do circuito que alimenta o *tumbler* e o compactador

### 7.1.6 Central de ar comprimido

Na sequência da desagregação dos consumos de energia elétrica da instalação, foi também monitorizado o circuito que alimenta a central de ar comprimido, no seu respetivo período de funcionamento, sendo que o diagrama de carga resultante desta monitorização se encontra representado na Figura 74.

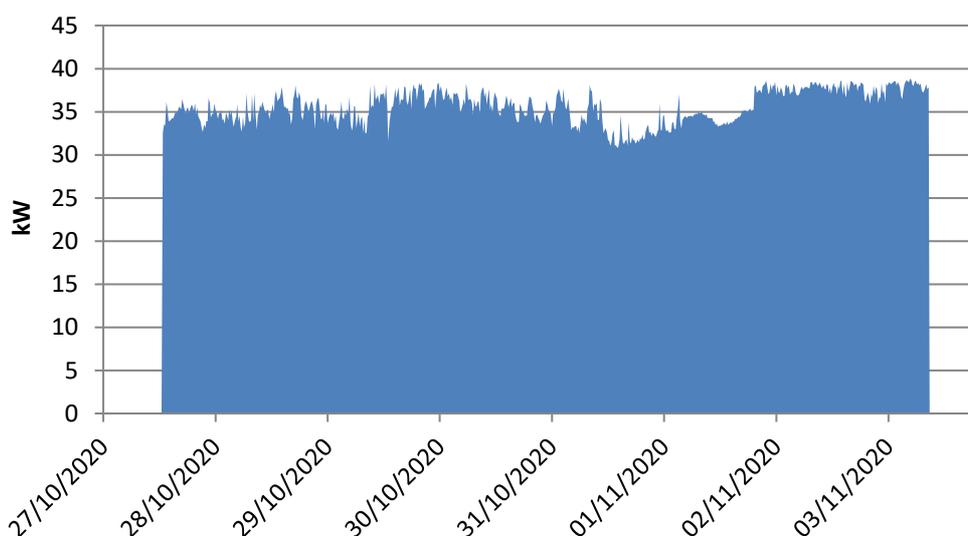


Figura 74 - Diagrama de carga da central de ar comprimido

O circuito monitorizado apresenta um diagrama de carga muito regular, mantendo uma potência absorvida acima dos 30 kW, mesmo nos períodos em que não existiu produção (1 de novembro). Deste modo, pode-se concluir que existe uma grande quantidade de fugas na rede de ar-comprimido. Posteriormente nesta dissertação, nomeadamente no capítulo destinado às medidas de racionalização energética da instalação, propõe-se a realização de uma auditoria à rede de ar comprimido, de forma a mitigar-se as fugas mencionadas.

### 7.1.7 Central térmica

A central térmica da instalação, pertencente ao setor das utilidades, foi também alvo de monitorização, nomeadamente o circuito que a alimenta, no seu respetivo período de funcionamento. O diagrama de carga resultante da monitorização efetuada apresenta-se, de seguida, na Figura 75.

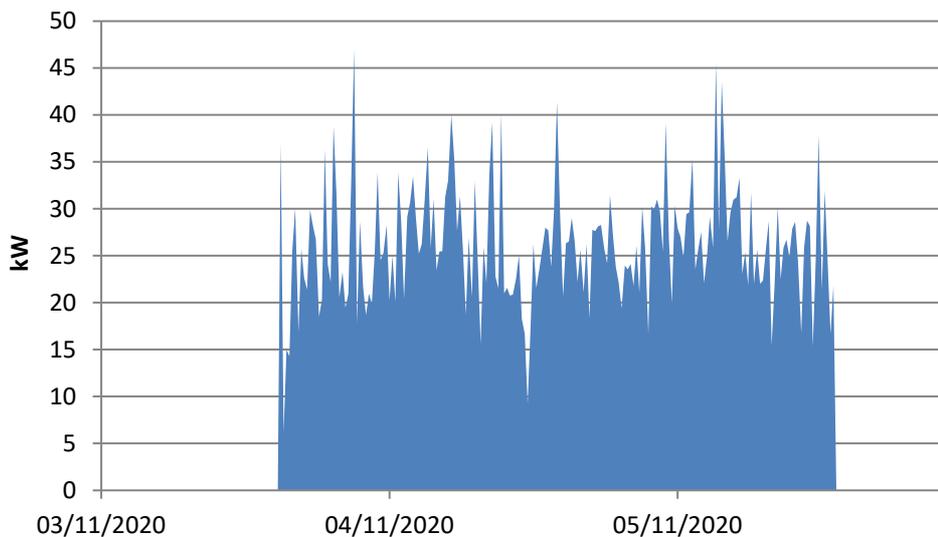


Figura 75 - Diagrama de carga da central térmica

#### 7.1.8 Sistema de climatização

No seguimento do objetivo mencionado, foi também monitorizado o circuito que alimenta o sistema de climatização, no seu respetivo período de funcionamento, sendo que o diagrama de carga resultante da monitorização efetuada se encontra representado na Figura 76.

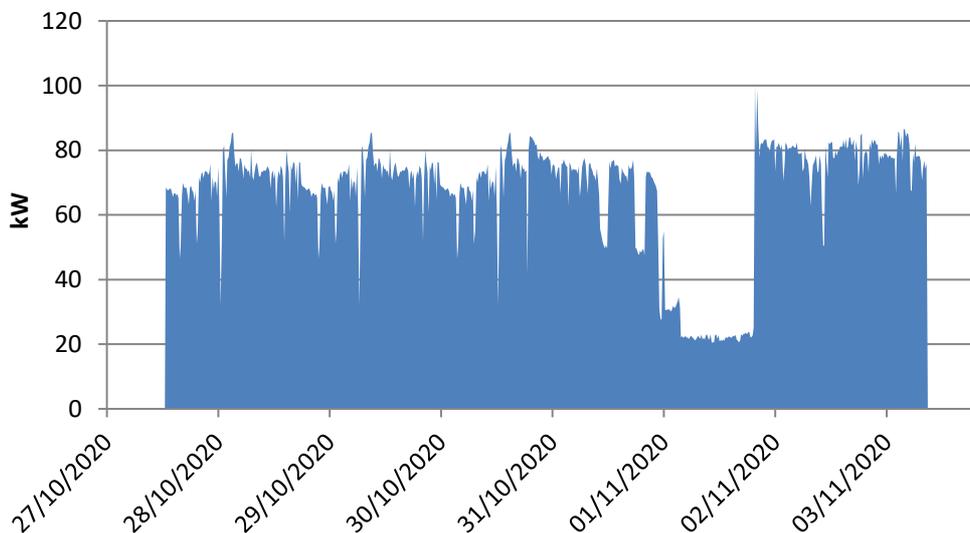


Figura 76 - Diagrama de carga do sistema de climatização

### 7.1.9 Iluminação

Com vista em calcular-se o consumo energético afeto à iluminação da instalação, após o levantamento dos equipamentos utilizados, atribuiu-se o número de horas de funcionamento a cada equipamento, com base no seu período de utilização.

Na Tabela 23 apresentam-se os resultados dos levantamentos e processamentos efetuados.

Tabela 23 - Consumo energético associado à iluminação da instalação

Tipo de Lâmpada	Tipo de Balastro	Potência de cada Lâmpada (W)	Quantidade de Luminárias	Quantidade de Lâmpadas	Potência do Grupo de Lâmpada (W)	Potência Total do Tipo de Lâmpada (kW)	Consumo do Grupo de Lâmpada (kWh/ano)	Consumo Total do Tipo de Lâmpada (kWh/ano)
Fluorescente Tubular	Magnético	18	29	89	1 706	22,19	3 788	95 103
		36	36	100	3 859		14 032	
		58	158	255	16 623		77 283	
LED	Eletrónico	9	1	2	19	22,97	38	125 355
		18	27	30	567		1 710	
		22	69	123	2 775		15 116	
		30	2	2	62		167	
		60	3	3	183		541	
		100	2	2	202		133	
		160	119	119	19 159		107 650	
Vapor de Sódio	Magnético	70	10	10	840	0,84	1 970	1 970
Iodetos Metálicos	Magnético	400	1	1	480	0,48	788	788
Total	-	-	457	736	-	46,48	-	223 216

Posteriormente nesta dissertação, nomeadamente no capítulo destinado às medidas de eficiência energética equacionadas para a instalação, serão apresentadas e analisadas soluções de iluminação mais eficientes, comparativamente ao sistema atualmente aplicado na instalação.

### 7.1.10 Desagregação da utilização por equipamento/subsetor consumidor

O levantamento e respetiva desagregação da utilização de energia elétrica foi estimada com base nas contagens realizadas aos respetivos equipamentos e subsectores consumidores deste vetor energético. O erro associado às mesmas foi inferior a 1%, quando comparadas com o contador geral da instalação.

Na Figura 77 apresenta-se o resultado do processamento efetuado aos dados recolhidos.

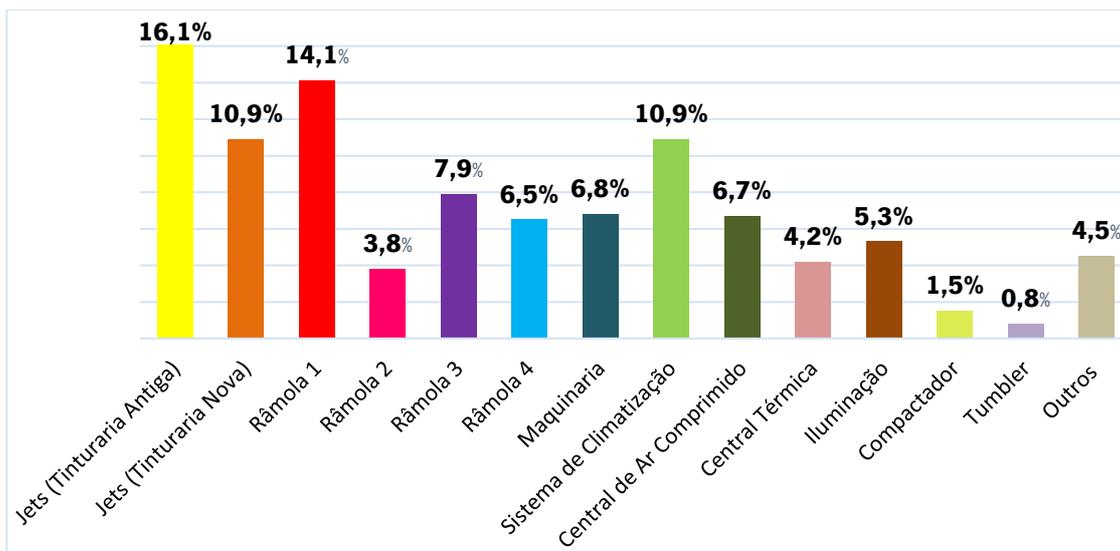


Figura 77 - Desagregação do consumo de energia elétrica por equipamento/subsetor

Tendo em consideração a informação disposta no gráfico mencionado, nota-se que os jets utilizados na tinturaria antiga são os principais equipamentos consumidores de energia elétrica na instalação (16,1%), seguidos da râmola 1 (14,1%), jets da tinturaria nova (10,9%), sistema de climatização (10,9%) e râmola 3 (7,9%).

Por sua vez, os equipamentos/subsetores associados a um menor consumo de eletricidade são a maquinaria utilizada no processo produtivo (6,8%), central de ar comprimido (6,7%), râmola 4 (6,5%), iluminação (5,3%), outros equipamentos/subsetores (4,5%), central térmica (4,2%), râmola 2 (3,8%), compactador (1,5%) e *tumbler* (0,8%).

## 7.2 Monitorização da utilização de gás natural

A utilização de gás natural na instalação está associada a 73,5% dos consumos energéticos da mesma, sendo que esta se dá maioritariamente no processo produtivo (jets e râmolas). Os encargos financeiros resultantes do consumo deste este vetor energético representam cerca de 810 041 €/ano.

Neste subcapítulo apresenta-se a desagregação da utilização de gás natural por equipamento consumidor, sendo a mesma possível graças à existência de contadores de caudal de gás associados a cada um dos equipamentos consumidores.

Posteriormente, expõem-se os resultados obtidos do estudo efetuado ao rendimento energético (ou eficiência térmica) da caldeira de vapor 1.

### 7.2.1 Desagregação da utilização por equipamento consumidor

O levantamento e respetiva desagregação da utilização de gás natural teve por base as contagens realizadas aos respetivos equipamentos consumidores. O erro associado às mesmas foi inferior a 1%, quando comparadas com o contador geral da instalação.

Na Figura 78 apresenta-se o resultado obtido do processamento efetuado aos dados recolhidos.

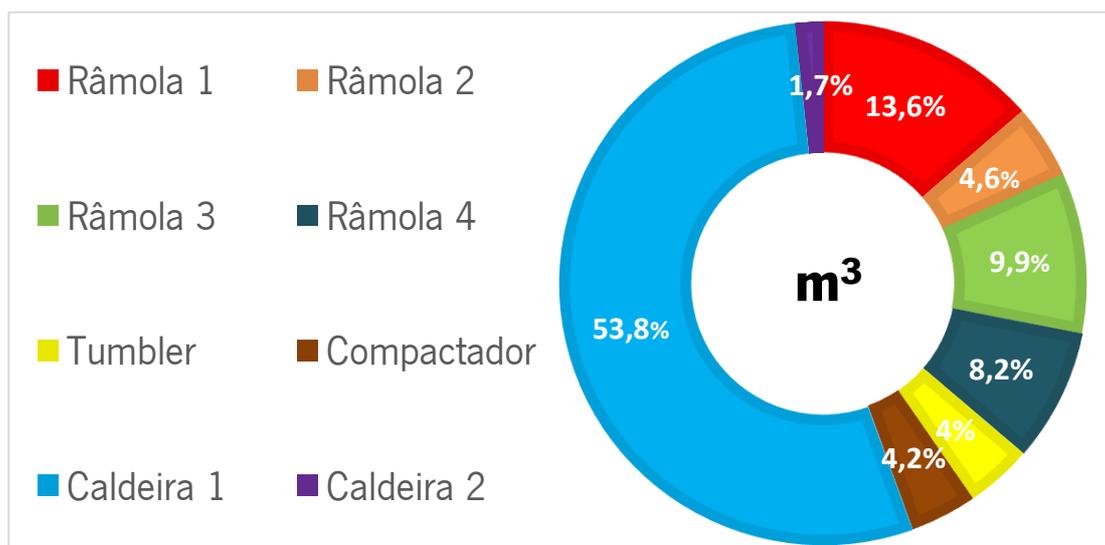


Figura 78 - Desagregação do consumo de gás natural por equipamento

Analisando-se o gráfico apresentado, pode-se concluir que a caldeira de vapor 1 é o principal equipamento consumidor de gás natural da instalação (53,8%), seguido da râmola 1 (13,6%), râmola 3 (9,9%) e râmola 4 (8,2%).

Por sua vez, os equipamentos associados a um menor consumo deste vetor energético são a râmola 2 (4,6%), compactador (4,2%), tumbler (4%) e caldeira de vapor 2 (1,7%).

### 7.2.2 Rendimento energético da caldeira de vapor 1

Na maioria das instalações industriais a exploração dos geradores de calor não é a mais eficiente, resultando em rendimentos térmicos mais baixos do que seria razoável, e tendo como consequência maiores consumos de energia e um incremento na emissão de poluentes atmosféricos.

A combustão incompleta ocorre quando a quantidade de comburente (oxigénio) não é suficiente para queimar todo o combustível, ou seja, quando se tem um excesso de ar de combustão reduzido relativamente ao valor ótimo, havendo formação de monóxido de carbono (CO) e/ou o aparecimento nos gases de combustão de elementos não queimados, tais como o carbono, o hidrogénio ou até mesmo hidrocarbonetos (mais usual em combustíveis não gasosos). (ADENE, 2021)

Estas ocorrências implicam perda de rendimento da caldeira, uma vez que estes elementos, não tendo sido queimados no interior da câmara de combustão, não libertam a sua energia, que acaba por se perder sob a forma de calor nos gases de combustão. Além disso, do carbono por queimar, só uma parte sai nos gases de combustão, depositando-se o resto nas paredes da câmara de combustão, formando uma camada isolante (fuligem) que dificulta a transmissão de calor entre os gases quentes e o fluido intermediário a aquecer.

Deste modo, tem-se que a regulação e otimização da combustão está diretamente relacionada com o ajuste do respetivo sistema de alimentação de ar ao queimador da caldeira de vapor. Essa regulação deve ser efetuada de modo que o excesso de ar de combustão se situe num valor ótimo (que depende do tipo de combustível), de que resultará um acréscimo do rendimento do processo de queima (com a correspondente economia de combustível), comparativamente à situação em que tais cuidados não são tidos em conta.

Na Tabela 24 apresentam-se os valores ótimos dos parâmetros de funcionamento de um equipamento de combustão, para os combustíveis mais frequentes na indústria. (ADENE, 2021)

Tabela 24 - Ponto ótimo de funcionamento de uma instalação de combustão

Parâmetro	Combustível			
	Gás Natural	GPL	Fuelóleo	Lenha
Excesso de ar (%)	5 a 10%	5 a 10%	15 a 20%	15 a 50%
Teor de CO <sub>2</sub>	11,4 - 10,9%	13,1 - 12,6%	13,7 - 13,2%	17,5 - 13,3%
Teor de O <sub>2</sub>	1,1 - 2,1%	1,1 - 2,1%	2,9 - 3,6%	2,9 - 7,2%
Teor de CO	0,0 - 0,1%	0,0 - 0,1%	0,0 - 0,1%	0,0 - 0,1%

De forma a determinar-se o excesso de ar de combustão nos geradores de calor, dependendo do tipo de combustível, faz-se uso da Figura 79, onde se relacionam os valores ótimos das % CO<sub>2</sub> e % O<sub>2</sub>, para o valor de excesso de ar correspondente.

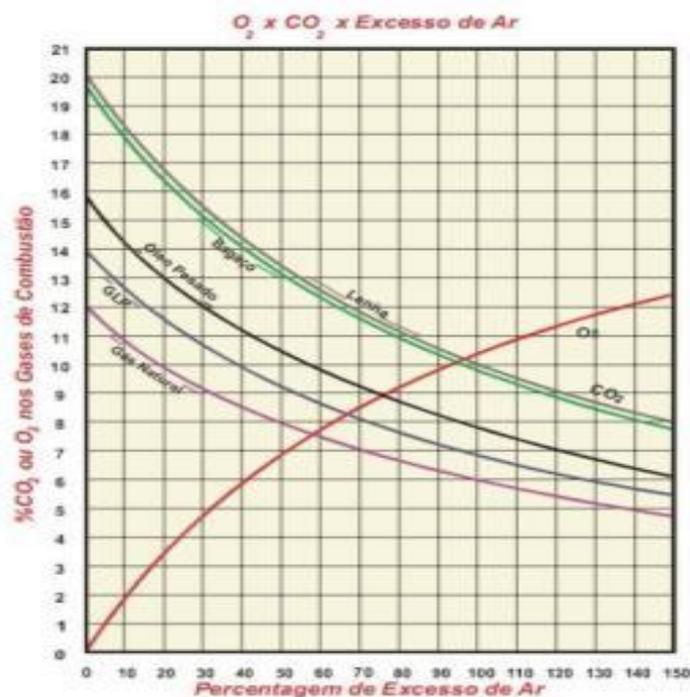


Figura 79 - Relação entre as % CO<sub>2</sub> , % O<sub>2</sub> e excesso de ar na combustão de certos combustíveis

No decorrer da auditoria à instalação não foram realizadas medições aos gases de combustão. No entanto, a instalação auditada tinha recentemente solicitado as medições mencionadas a uma empresa especializada no ramo, sendo que no presente estudo são utilizados os valores obtidos nos relatórios de ensaio realizados pela assistência técnica da empresa subcontratada.

Deste modo, apresentam-se na Tabela 25 os resultados do processamento efetuado aos dados obtidos dos relatórios de ensaio mencionados.

Tabela 25 - Valores dos parâmetros de funcionamento da caldeira de vapor 1

Caldeira de vapor 1			
Parâmetro	Mínimo	Média	Máximo
O <sub>2</sub> (%)	2,8	3,8	4,9
CO (%)	0,0001	0,0002	0,0025
CO <sub>2</sub> (%)	9,0	9,6	10,2
Temp. Gases de exaustão (°C)	191	207	226
Excesso de ar (%)	14	20	28
Temp. Ar de admissão (°C)	17	25	35
Pressão absoluta (bar)	8,6	9,9	10,8

Analisando-se os dados apresentados na tabela, pode-se afirmar que:

- Os valores de  $O_2$  são superiores aos recomendados para uma combustão ideal;
- Os valores de  $CO$  são praticamente nulos;
- Os valores de  $CO_2$  são ligeiramente inferiores aos valores ótimos;
- A combustão é completa, mas o excesso de ar é superior aos valores recomendados para uma combustão ideal;
- A temperatura dos gases de escape é demasiado elevada (superior a  $180\text{ }^\circ\text{C}$ ), uma indicação de que a caldeira poderá encontrar-se “suja”.

Posto isto, torna-se necessária uma análise criteriosa às propriedades estudadas, de forma a tornar-se rentável a combustão, do ponto de vista técnico e económico.

De forma a calcular-se o rendimento energético do equipamento analisado, foi utilizado o método indireto (ou método das perdas), que consiste numa contabilização das principais perdas existentes em todos os tipos de caldeiras.

O rendimento energético obtém-se através da diferença entre 100% e o somatório do total de perdas calculadas (em percentagem sobre a energia de entrada), tal como se demonstra na equação seguinte:

Equação 7.1 - Rendimento energético da caldeira de valor 1

$$\eta_{caldeira} = 100 - TP \quad (7.1)$$

Em que:

- $\eta_{caldeira}$  corresponde ao rendimento energético da caldeira (em %);
- $TP$  corresponde ao somatório da totalidade de perdas calculadas (em %).

A contabilização da totalidade de perdas existentes ( $TP$ ) engloba os seguintes tipos de perdas:

- Perdas associadas ao combustível nas cinzas volantes ( $P_{CV}$ ) (%);
- Perdas associadas ao combustível nas cinzas de fundo ( $P_{CF}$ ) (%);
- Perdas associadas ao calor sensível nos gases secos de combustão ( $P_{GC}$ ) (%);
- Perdas associadas à entalpia do vapor de água nos gases de combustão ( $P_{H_2O}$ ) (%);
- Perdas associadas a inqueimados nos gases de combustão ( $P_{CO}$ ) (%);
- Perdas por radiação, convecção e outras perdas não-contabilizáveis nas caldeiras ( $P_R$ ) (%);
- Perdas associadas às purgas ( $P_p$ ) (%).

Dado que a caldeira de vapor em estudo utiliza gás natural como combustível, não se consideraram relevantes as perdas associadas ao combustível nas cinzas volantes e nas cinzas de fundo, pois estas perdas apenas podem ser contabilizadas para combustíveis sólidos. Assim sendo, tem-se que  $P_{CV}$  e  $P_{CF}$  tomam o valor de 0%.

As perdas associadas ao calor sensível nos gases de combustão ( $P_{GC}$ ) podem ser calculadas através da seguinte equação:

Equação 7.2 - Perdas associadas ao calor sensível nos gases de combustão

$$P_{GC} = \frac{KT \times (T_G - T_{Ar}) \times 1 - \left(\frac{P_{CV} + P_{CF}}{100}\right)}{CO_2} \quad (7.2)$$

Onde:

- $T_G$  corresponde à temperatura dos gases de combustão à saída da caldeira (°C);
- $T_{Ar}$  corresponde à temperatura do ar de combustão à entrada da caldeira (°C);
- $CO_2$  corresponde à quantidade, em volume, de  $CO_2$  presente nos gases de combustão (%);
- $KT$  corresponde a uma constante que depende do combustível utilizado.

Os valores de  $KT$  de certos combustíveis, utilizados para cálculos com base no poder calorífico inferior (PCI), apresentam-se na Tabela 26.

Tabela 26 - Valores de  $K_T$  para alguns combustíveis

Combustível	Valor de $K_T$
Carvão	0,65
Gasóleo	0,51
Fuelóleo	0,54
Propano	0,45
Gás Natural	0,39

No que diz respeito às perdas associadas à entalpia do vapor de água nos gases de combustão ( $P_{H_2O}$ ), estas podem ser calculadas de acordo com a seguinte equação:

Equação 7.3 - Perdas associadas à entalpia do vapor de água nos gases de combustão

$$P_{H_2O} = \frac{(m_{H_2O}) + 9H \times (210 - 4,2 \times T_{Ar} + 2,1 \times T_G)}{PCI} \quad (7.3)$$

Em que:

- $m_{H_2O}$  corresponde à quantidade em peso de humidade no combustível nas condições de queima (%);
- $H$  corresponde à quantidade em peso de hidrogénio presente no combustível nas condições de queima (%);
- $PCI$  corresponde ao poder calorífico inferior do combustível nas condições de queima (kJ/kg).

As quantidades de hidrogénio e água (em %) presentes em determinados combustíveis apresentam-se na Tabela 27.

Tabela 27 - Quantidades de hidrogénio e água para alguns combustíveis

Combustível	% em peso de Hidrogénio	% em peso de água
Coque	2,0	2,0
Antracite	3,0	1,0
Madeira	6,8	15,0
Carvão	4,0	7,0
Gasóleo	13,0	0,0
Fuelóleo	11,5	0,0
Propano	18,2	0,0
Gás Natural	24,4	0,0

Relativamente às perdas associadas a inqueimados nos gases de combustão ( $P_{CO}$ ), estas podem ser determinadas através da seguinte equação:

Equação 7.4 - Perdas associadas a inqueimados nos gases de combustão

$$P_{CO} = \frac{K \times CO \times [1 - 0,01 \times (P_{CV} + P_{CF})]}{CO + CO_2} \quad (7.4)$$

Onde:

- $CO$  corresponde ao teor de monóxido de carbono dos gases de combustão (%);
- $K$  corresponde a uma constante que depende do combustível utilizado.

Os valores típicos de  $K$  para certos combustíveis apresentam-se na Tabela 28.

Tabela 28 - Valores típicos de K para alguns combustíveis

Combustível	Valor de $K$
Carvão	63,0
Gasóleo	53,0
Fuelóleo	54,0
Propano	48,0
Gás Natural	40,0

No caso das perdas por radiação, convecção e outras perdas não-contabilizáveis nas caldeiras ( $P_R$ ), apresentam-se na Tabela 29 os valores das mesmas à capacidade nominal (em %), utilizados para os vários tipos de caldeiras, podendo ser considerados corretos quando as caldeiras funcionam à capacidade máxima.

Tabela 29 - Perdas à capacidade nominal para vários tipos de caldeiras

Tipo de caldeira	Perdas à capacidade nominal (%)
Caldeiras de tubos de água e de tubos de fumo com potência igual ou superior a 5 MW	1,4
Caldeiras de tubos de água e de tubos de fumo com potência entre 2 e 5 MW	1,6
Caldeiras de tubos de água e de tubos de fumo com potência inferior a 2 MW	2,0
Caldeiras de refratário, caldeiras de tubos de fumo com topo seco e caldeiras com soleira de refratário	3,0
Caldeiras de água quente em ferro fundido	4,5

No caso das caldeiras se encontrarem abaixo dos regimes máximos de operação, pode considerar-se que as perdas variam na proporcionalidade inversa da razão entre o consumo atual de combustível e o consumo verificado para a capacidade máxima.

Por fim, tem-se as perdas associadas às purgas ( $P_P$ ), que apenas podem ser aplicadas a caldeiras de vapor, sendo calculadas através da seguinte equação:

Equação 7.5 - Perdas associadas às purgas

$$P_P = \frac{(T_P - T_{H2O}) \times P \times (100 - EP)}{(T_P - T_{H2O}) \times P + (100 - P) \times (660 - T_{H2O})} \quad (7.5)$$

Em que:

- $T_P$  corresponde à temperatura das purgas, medida após qualquer recuperação de calor ( $^{\circ}\text{C}$ );
- $T_{H2O}$  corresponde à temperatura da água de alimentação à caldeira (ou à entrada do economizador, caso exista) ( $^{\circ}\text{C}$ );
- $P$  corresponde à quantidade de purgas em relação ao total de água de alimentação fornecida à caldeira (incluindo qualquer produção de vapor flash) (%);
- $EP$  corresponde ao somatório das perdas mencionadas anteriormente ( $P_{CV}$ ,  $P_{CF}$ ,  $P_{GC}$ ,  $P_{H2O}$ ,  $P_{CO}$  e  $P_R$ ) (%).

Assim sendo, de acordo com a equação (7.1) e com os cálculos constantes no Anexo II, relativos às equações recentemente apresentadas, tem-se que o rendimento energético da caldeira de vapor 1 da instalação ( $\eta_{caldeira}$ ) é dado por:

$$\begin{aligned} \eta_{caldeira} &= 100 - (P_{CV} + P_{CF} + P_{GC} + P_{H2O} + P_{CO} + P_R + P_P) \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow \eta_{caldeira} &= 100 - (0 + 0 + 7,3938 + 2,6279 + 0,0008 + 1,6 + 0,6036) \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow \eta_{caldeira} &= 87,7739\% \end{aligned}$$

Deste modo, pode-se, então, concluir que o rendimento energético da caldeira de vapor 1, calculado através do método das perdas, é de, aproximadamente, 88%. A interpretação deste valor traduz-se num funcionamento estável e recomendado do gerador de calor estudado, dado que existem sempre perdas associadas à sua utilização, como é possível de se deduzir através das equações apresentadas.

De referir, ainda, que este rendimento pode ser aumentado, principalmente, pelo controlo e otimização dos parâmetros de funcionamento da caldeira para os seus respetivos valores ótimos, nomeadamente, reduzindo-se o excesso de ar, sem que para isso o teor de monóxido de carbono aumente para valores ilegais, e limpando-se as superfícies de transferência de calor. Deveria, também, ser analisada a possibilidade de se instalar um economizador (aquecedor da água de alimentação).

O estudo elaborado, relativo à determinação da eficiência térmica da caldeira de vapor 1, será extremamente importante na altura de se calcularem os consumos de gás natural associados ao gerador de calor em questão, nomeadamente no capítulo destinado às medidas de racionalização energética da instalação.

## 8. BALANÇO ENERGÉTICO GLOBAL DA INSTALAÇÃO

Neste capítulo apresenta-se a desagregação dos consumos energéticos globais da instalação, e respetivos custos associados, pelos diferentes setores e subsetores que a compõem, bem como a desagregação parcial dos consumos de energia elétrica, gás natural e gasóleo.

De forma a elaborar-se o balanço energético global da instalação, conseqüente das desagregações mencionadas, foram considerados dois setores principais na instalação, sendo estes o setor produtivo e o setor das utilidades. Os consumos afetos a estes setores foram divididos pelos seus respetivos subsetores, da seguinte forma:

### ➤ Setor Produtivo

- Tinturaria: consumos de energia elétrica e de gás natural associados aos equipamentos instalados neste subsetor;
- Acabamentos: consumos de energia elétrica e de gás natural associados aos equipamentos instalados neste subsetor.

### ➤ Setor das Utilidades

- Central de ar comprimido: consumo de energia elétrica associado aos equipamentos responsáveis pela produção de ar comprimido;
- Central térmica: consumos de energia elétrica e de gás natural associados às caldeiras e respetivos motores/bombas, responsáveis pela produção de vapor;
- Sistema de climatização: consumo de energia elétrica associado aos equipamentos instalados neste subsetor;
- Iluminação: consumo de energia elétrica associado aos sistemas de iluminação interior e exterior da instalação;
- Outros: consumos de energia elétrica e térmica (gás natural e gasóleo) não desagregados.

Deste modo, apresentam-se de seguida, respetivamente, a tabela representativa da desagregação do consumo de energia da instalação e respetivos custos associados (Tabela 30), no ano de referência da presente auditoria, pelos diferentes setores e subsetores que a constituem, assim como o diagrama representativo do balanço global de energia da instalação (Figura 80).

Tabela 30 - Desagregação dos consumos energéticos e respetivos encargos financeiros da instalação por setor e subsetor

	Energia Elétrica				Gás natural (1)				Gasóleo/Diesel				Total			
	kWh	tep	€	%	t	tep	€	%	t	tep	€	%	tep	€	% Consumo	% Custo
Setor Produtivo	2 880 753	619,4	294 796	68,4%	1048,9	1129,6	360 468	44,5%	0	0,0	0	0%	1749,0	655 264	50,6%	52,2%
Tinturaria	1 423 530	306,1	145 674	33,8%	0	0	0	0%	0	0	0	0%	306,1	145 674	8,9%	11,6%
Acabamentos	1 457 223	313,3	149 122	34,6%	1 048,9	1 129,6	360 468	44,5%	0	0	0	0%	1 442,9	509 590	41,8%	40,6%
Setor das Utilidades	1 330 874	286,1	136 192	31,6%	1308,1	1408,9	449 573	55,5%	10,3	10,4	13 126	100%	1705,4	598 891	49,4%	47,8%
Central de Ar Comprimido	282 179	60,7	28 876	6,7%	0	0	0	0%	0	0	0	0%	60,7	28 876	1,8%	2,3%
Central Térmica	176 888	38,0	18 101	4,2%	1 308,1	1 408,9	449 573	55,5%	0	0	0	0%	1 446,9	467 674	41,9%	37,3%
Sistema de Climatização	459 067	98,7	46 978	10,9%	0	0	0	0%	0	0	0	0%	98,7	46 978	2,9%	3,7%
Iluminação	223 216	48,0	22 842	5,3%	0	0	0	0%	0	0	0	0%	48,0	22 842	1,4%	1,8%
Outros Consumos	189 523	40,7	19 394	4,5%	0	0	0	0%	10,3	10,4	13 126	100%	51,1	32 520	1,5%	2,6%
<b>Total</b>	<b>4 211 627</b>	<b>905,5</b>	<b>430 988</b>	<b>100%</b>	<b>2357,0</b>	<b>2538,5</b>	<b>810 041</b>	<b>100%</b>	<b>10,3</b>	<b>10,4</b>	<b>13 126</b>	<b>100%</b>	<b>3454,4</b>	<b>1 254 154</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

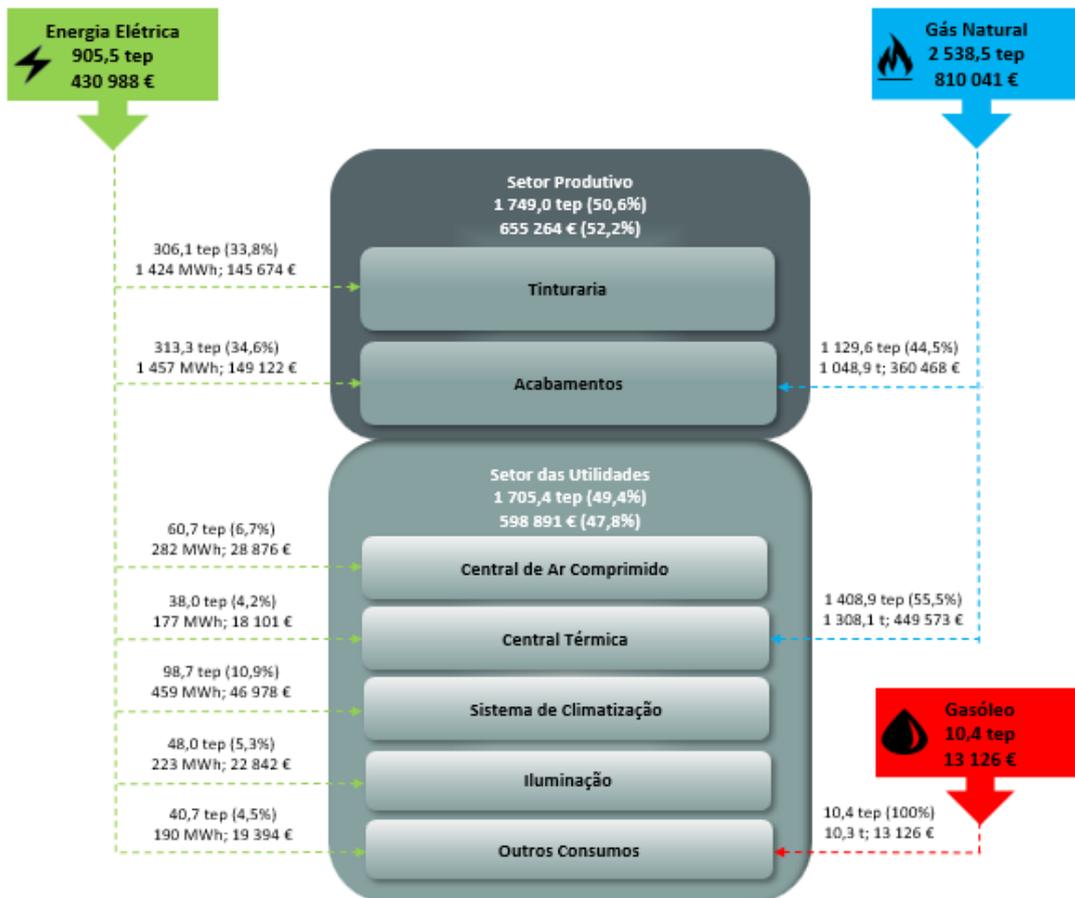


Figura 80 - Balanço energético global da instalação

Analisando-se a informação apresentada, pode-se concluir que o consumo de energia por parte da instalação, no ano de referência, afeto ao setor produtivo foi de 50,6%, sendo que os restantes 49,4% estão associados ao setor das utilidades.

No que diz respeito à distribuição dos encargos financeiros, resultantes dos consumos energéticos mencionados, tem-se que 52,2% destes estão relacionados com o setor produtivo e 47,8% com o setor das utilidades.

A auditoria realizada permitiu ainda aferir que da totalidade do consumo de energia alocado ao setor produtivo, cerca de 17,5% deste está relacionado com o subsetor da tinturaria e 82,5% com o subsetor dos acabamentos.

Relativamente ao consumo energético associado ao setor das utilidades, pode-se afirmar que cerca de 84,9% do mesmo provém da central térmica, na sua maioria através do consumo de gás natural pelas caldeiras para produção de vapor, e que os demais subsectores representam os restantes 15,1%, distribuídos de forma quase equitativa.

## 9. INDICADORES ENERGÉTICOS

Os indicadores energéticos são uma ferramenta utilizada nas auditorias com o objetivo de se analisar a evolução do consumo de energia numa instalação, num dado período de referência, face à produção, Valor Acrescentado Bruto (VAB) e emissões de CO<sub>2</sub> obtidas nesse mesmo período de referência. (ADENE, 2021)

Estes indicadores permitem aferir a eficiência energética da instalação auditada e são ainda utilizados no acompanhamento da evolução das MURE (Medidas de Utilização Racional de Energia).

Os principais indicadores energéticos, estudados anteriormente nesta dissertação no subcapítulo 2.4. “Legislação Portuguesa: SGCIE”, são a Intensidade Energética (IE), indicador definido como a razão entre o consumo total de energia e o Valor Acrescentado Bruto (VAB) da instalação, o Consumo Específico de Energia (CE), definido como a razão entre o consumo total de energia (considerando apenas 50% da energia resultante de resíduos endógenos e de outros combustíveis renováveis) e o valor de produção da instalação, e a Intensidade Carbónica (IC), que se traduz na razão entre as emissões de GEE e o consumo total de energia por parte da instalação.

### 9.1 Intensidade Energética (IE)

A intensidade energética representa a quantidade de energia, expressa em toneladas equivalentes de petróleo, necessária para produzir uma unidade de riqueza, num determinado processo. Trata-se de um indicador que reflete a conjugação de vários fatores, entre os quais se destacam a eficiência energética, sendo este o principal indicador de desempenho energético.

De forma simplificada, pode-se dizer que a intensidade energética reflete a contribuição da componente energética no valor acrescentado bruto de uma instalação.

Do ponto de vista da eficiência energética, interessa sobretudo que sejam gerados produtos cuja incrementação de energia seja a mais racional e valorizada possível. Para um mesmo consumo energético, quanto maior for o valor acrescentado, menor será o valor do indicador em estudo, significando que a energia consumida foi racionalizada, eliminando-se desperdícios ou consumos residuais, e, conseqüentemente, utilizada de uma forma mais eficiente.

O VAB da instalação, no ano de referência, foi calculado tendo por base o Despacho nº 17449/2008 de 27 de junho (Diário da República, 2008), da Direção Geral de Energia e Geologia, e o Sistema de Normalização Contabilística (SNC), através da seguinte fórmula:

$$VAB = (SNC71) + (SNC72) + (SNC74) + (SNC781) - (SNC61) - (SNC62) - (SNC688) \quad (1.6)$$

Em que:

- SNC 71 – representa os rendimentos associados às vendas;
- SNC 72 – representa os rendimentos associados às prestações de serviços;
- SNC 74 – representa os rendimentos associados aos trabalhos para a própria entidade;
- SNC 781 – representa os rendimentos suplementares;
- SNC 61 – representa os custos associados às mercadorias vendidas e às matérias consumidas;
- SNC 62 – representa os custos associados a fornecimentos e serviços externos;
- SNC 688 – representa outros custos e perdas operacionais.

De acordo com a documentação fornecida pela instalação auditada, apresenta-se na Tabela 31 os dados da declaração IES (Informação Empresarial Simplificada), necessários para cálculo do VAB.

Tabela 31 - Dados da declaração IES da instalação auditada

SNC	Designação	€
71	Vendas	50 364,80
72	Prestações de serviços	6 365 076,51
74	Trabalhos para a própria empresa	0,00
781	Rendimentos suplementares	7 708,60
61	Mercadorias vendidas e matérias consumidas	1 856 829,13
62	Fornecimentos e serviços externos	2 183 919,04
688	Outros custos e perdas operacionais	76 673,43

Assim sendo, tendo em conta a equação 1.6 e os dados apresentados na Tabela 31, tem-se, então, que o VAB da instalação auditada, no ano de referência, foi de 2 305 728,31 €.

Desta forma, apresenta-se na Tabela 32 o indicador Intensidade Energética (IE) da instalação, para o ano de referência (2019), tendo como base o consumo total de energia e o VAB calculados, assim como o valor deste indicador que se pretende alcançar no fim do período de redução (8 anos).

Tabela 32 - Indicador Intensidade Energética (IE)

2019 (Ano de referência da auditoria)			Redução IE de 6% (tep>1000) ao fim de 8 anos	
Consumo de Energia (tep/ano)	VAB (€/ano)	Intensidade Energética (IE) (kgep/€)	Redução da Intensidade Energética (kgep/€)	Valor da Intensidade Energética no fim da redução (kgep/€)
3 454,4	2 305 728,31	1,498	0,090	1,408

## 9.2 Consumo Específico de Energia (CE)

O consumo específico de energia (CE), como referido anteriormente, é o indicador que pode ser definido como a razão entre o consumo de energia e a produção, num dado período de tempo.

Assim sendo, para um mesmo valor de produção, o consumo específico de energia será tanto menor quanto menor for o consumo de energia da instalação. Por outro lado, para o mesmo consumo energético da instalação, o consumo específico de energia será tanto menor quanto maior for o volume de produção obtido.

Deste modo, apresenta-se na Tabela 33 o indicador Consumo Específico de Energia (CE) da instalação, para o ano de referência (2019), tendo como base o consumo total de energia e a produção obtida, assim como o valor deste indicador que se pretende alcançar no fim do período de redução (8 anos).

Tabela 33 - Indicador Consumo Específico de Energia (CE)

2019 (Ano de referência da auditoria)			Redução CE de 6% (tep>1000) ao fim de 8 anos	
Consumo de Energia (tep/ano)	Produção (kg/ano)	Consumo Específico de Energia (CE) (kgep/kg)	Redução do Consumo Específico de Energia (kgep/kg)	Valor do Consumo Específico de Energia no fim da redução (kgep/kg)
3 454,4	2 679 598	1,289	0,077	1,212

Tendo em conta que o consumo de energia e a produção variaram mensalmente, resultando desta forma numa variação do consumo específico de energia, tornou-se imprescindível caracterizar a desagregação e evolução destas variáveis ao longo do ano de referência, sendo que se apresentam na Tabela 34 e Figuras 81 e 82 os resultados obtidos.

Tabela 34 - Desagregação do consumo de energia, produção e consumo específico de energia ao longo do ano de referência (2019)

Mês do ano	Consumo de energia (kgep)	Produção (kg)	Consumo específico de energia (kgep/kg)
janeiro	259 249	264 661	0,980
fevereiro	259 336	227 092	1,142
março	326 985	330 853	0,988
abril	289 688	192 303	1,506
maio	303 572	208 717	1,454
junho	313 302	183 909	1,704
julho	298 631	238 124	1,254
agosto	192 215	108 018	1,779
setembro	319 722	275 990	1,158
outubro	329 997	268 346	1,230
novembro	307 579	252 020	1,220
dezembro	254 146	129 565	1,962
Total	3 454 422	2 679 598	1,289
Média	287 869	223 300	1,365

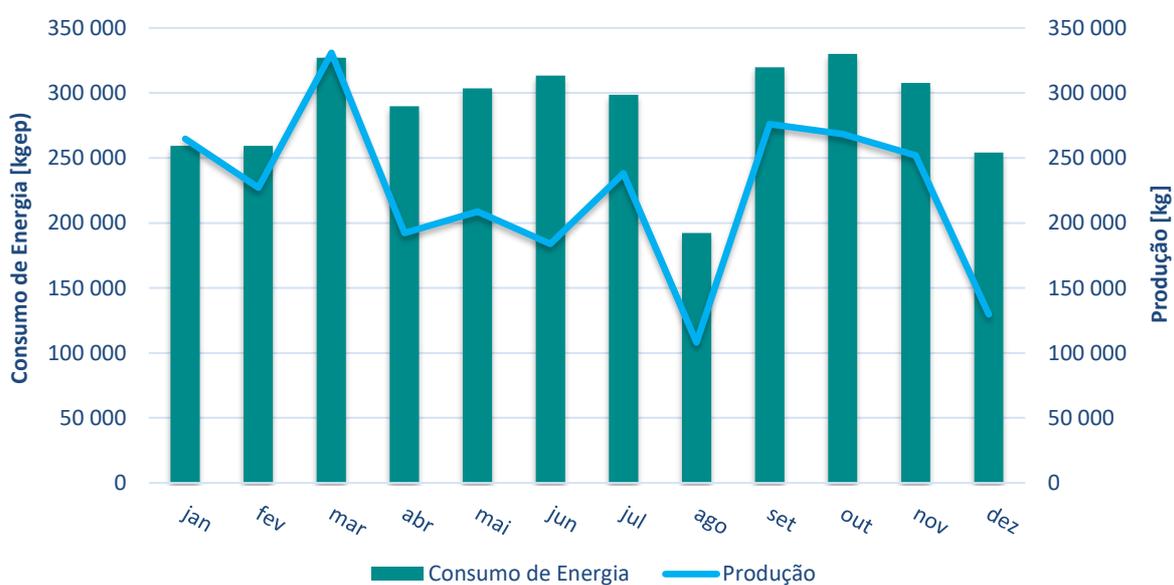


Figura 81 - Evolução do consumo de energia e da produção da instalação ao longo do ano de referência (2019)

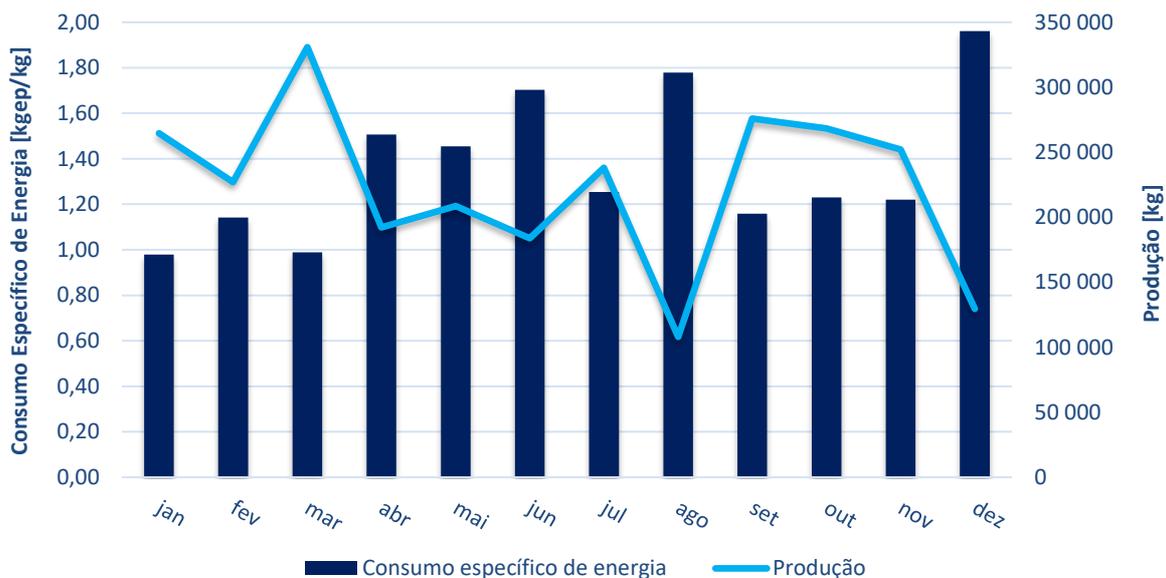


Figura 82 - Evolução do consumo específico de energia face à produção obtida ao longo do ano de referência (2019)

Analisando a informação disposta na tabela e gráficos apresentados, nota-se que o consumo específico de energia é superior nos meses de menor produção da instalação, o que indica que existem sistemas energéticos com consumos fixos e/ou sistemas que não dependem proporcionalmente das unidades produzidas.

No que diz respeito à relação entre o consumo mensal de energia e a produção da instalação, esta é não-linear e apresenta um consumo mínimo de, aproximadamente, 186 tep/mês. Esta relação pode ser observada através da Figura 83, onde se verifica que esta é não-linear, dado que o coeficiente de correlação  $R$  se situa afastado da unidade (praticamente metade).

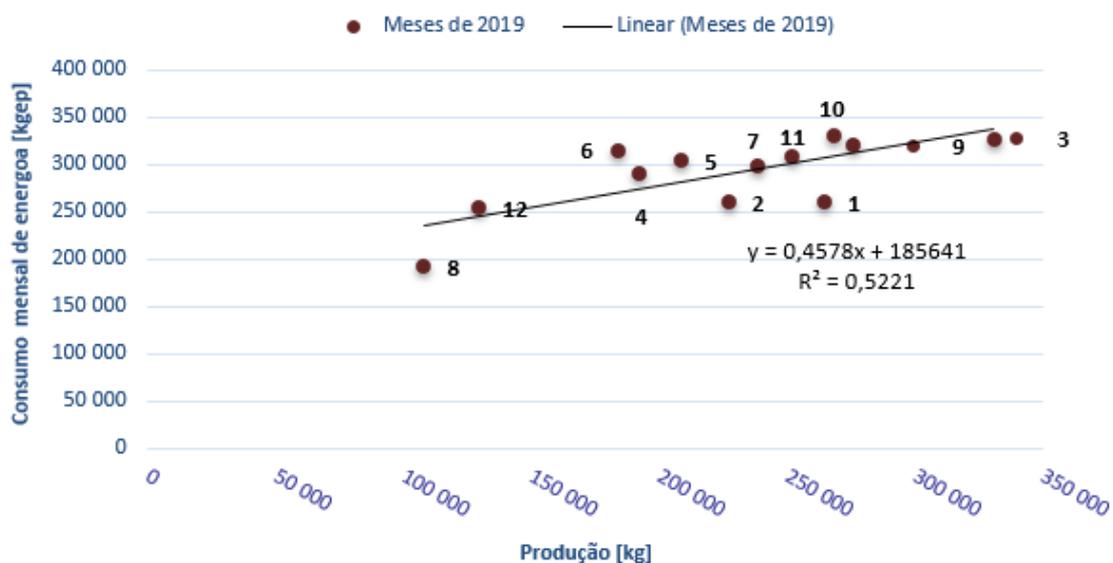


Figura 83 - Comparação entre o consumo mensal de energia e a produção da instalação ao longo do ano de referência (2019)

Para finalizar a análise deste indicador energético, tornou-se relevante a comparação entre o consumo específico de energia e a produção da instalação ao longo do ano de referência, sendo que esta encontra-se representada na Figura 84, do qual se pode concluir que, por norma, o consumo específico de energia tende a ser mais reduzido quanto maior for a produção da instalação.

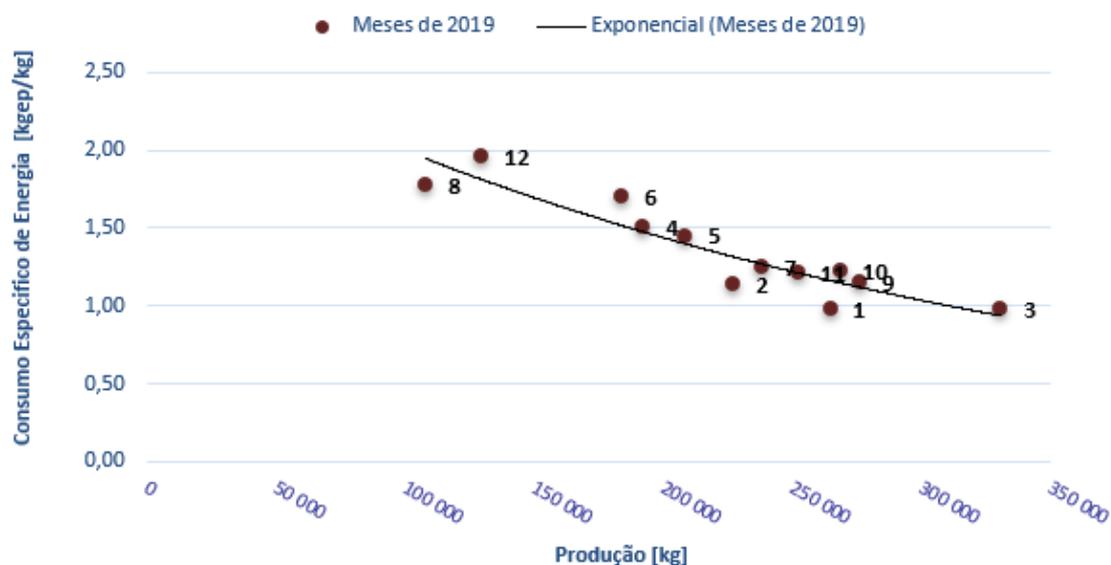


Figura 84 - Comparação entre o consumo específico de energia e a produção obtida ao longo do ano de referência (2019)

### 9.3 Intensidade Carbónica (IC)

A intensidade carbónica é definida como a razão entre a quantidade de emissões de GEE resultantes da utilização dos vetores energéticos e a totalidade de energia que efetivamente foi obtida nessa utilização.

Assim sendo, para um mesmo valor de consumo energético, a intensidade carbónica será tanto menor quanto menor forem as emissões de GEE associadas. Por outro lado, para as mesmas emissões de GEE, a intensidade carbónica será tanto menor quanto maior for o consumo de energia da instalação.

De referir que, dos três vetores energéticos utilizados na instalação, o gasóleo é aquele que apresenta maior emissões de GEE (3 098 kg CO<sub>2eq</sub>/tep), seguido pelo gás natural (2 684 kg CO<sub>2eq</sub>/tep) e por fim pela energia elétrica (2 186 kg CO<sub>2eq</sub>/tep).

Desta forma, apresenta-se na Tabela 35 o indicador Intensidade Carbónica (IC) da instalação, para o ano de referência (2019), tendo como base o consumo total de energia e as respetivas emissões de GEE, assim como o valor deste indicador que se pretende alcançar no fim do período de redução (8 anos).

Tabela 35 - Indicador Intensidade Carbónica (IC)

2019 (Ano de referência da auditoria)			Manutenção IC ao fim de 8 anos
Emissões de GEE (t CO <sub>2eq</sub> /ano)	Consumo de Energia (tep/ano)	Intensidade Carbónica (t CO <sub>2eq</sub> /tep)	Valor máximo de Intensidade Carbónica (t CO <sub>2eq</sub> /tep)
8 824,3	3 454,4	2,555	2,555

Dado que o consumo de energia e, conseqüentemente, as emissões de GEE variaram mensalmente, resultando desta forma numa variação da intensidade carbónica, tornou-se imprescindível caracterizar a desagregação e evolução destas variáveis ao longo do ano de referência, sendo que se apresentam na Tabela 36 e Figuras 85 e 86 os resultados obtidos.

Tabela 36 - Desagregação do consumo de energia, emissões de GEE e intensidade carbónica ao longo do ano de referência (2019)

Mês do ano	Consumo de energia (tep)	Emissões de CO <sub>2</sub> (t CO <sub>2eq</sub> )	Intensidade Carbónica (t CO <sub>2eq</sub> /tep)
janeiro	259,2	662,9	2,557
fevereiro	259,3	664,1	2,561
março	327,0	838,1	2,563
abril	289,7	741,2	2,559
maio	303,6	776,0	2,556
junho	313,3	800,7	2,556
julho	298,6	761,4	2,550
agosto	192,2	488,7	2,543
setembro	319,7	815,7	2,551
outubro	330,0	841,3	2,550
novembro	307,6	786,0	2,555
dezembro	254,1	648,2	2,550
Total	3 454,4	8 824,3	2,555
Média	287,9	735,4	2,555

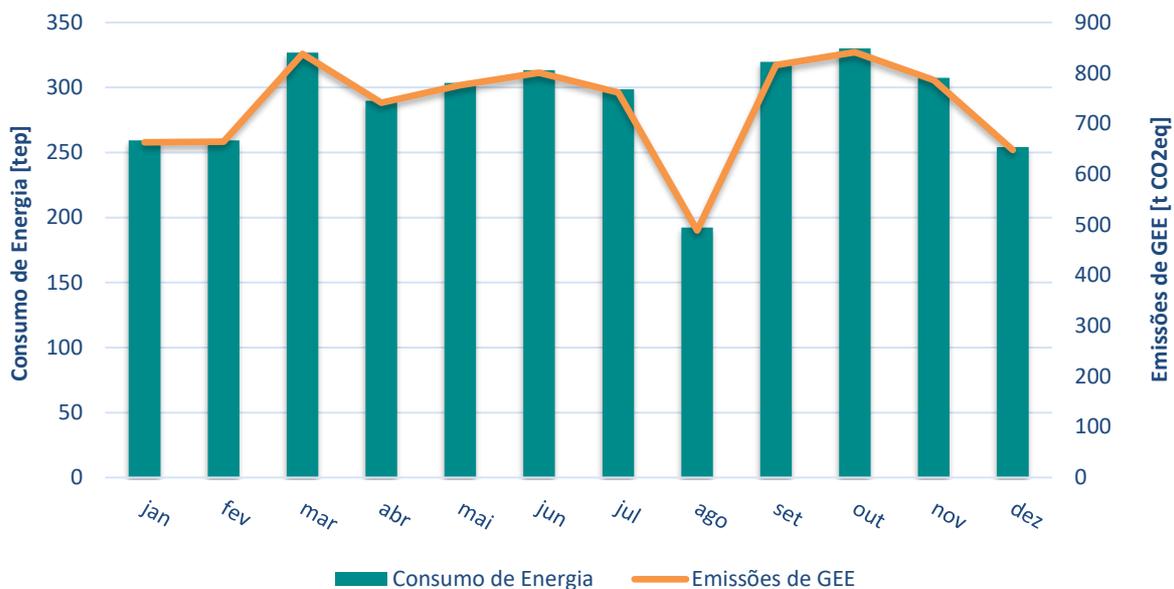


Figura 85 - Evolução do consumo de energia e das emissões de GEE da instalação ao longo do ano de referência (2019)

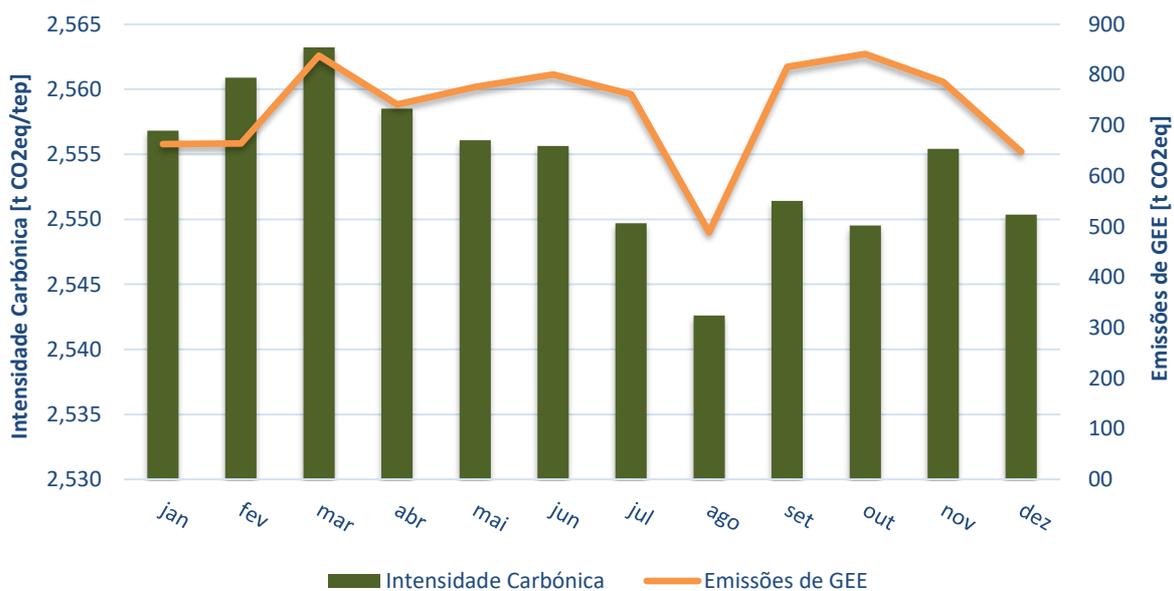


Figura 86 - Evolução da intensidade carbônica face às emissões de GEE da instalação ao longo do ano de referência (2019)

Analisando a informação apresentada na tabela e gráficos mencionados, pode-se concluir que a intensidade carbônica praticamente não varia para meses com consumos de energia semelhantes, devido à utilização de diferentes vetores energéticos na instalação que, por sua vez, emitem mais ou menos GEE, como mencionado anteriormente neste subcapítulo.

Em suma, como nesta instalação os vetores predominantes são a eletricidade e o gás natural, a intensidade carbônica reduz nos meses em que o consumo relativo de eletricidade aumenta.

## 10. MEDIDAS DE UTILIZAÇÃO RACIONAL DE ENERGIA (MURE)

Neste capítulo apresentam-se as medidas de utilização racional de energia (MURE) identificadas para a instalação auditada, assim como a descrição da situação atual, oportunidade de melhoria e a situação proposta (quando aplicável).

Como referido anteriormente nesta dissertação, as medidas de eficiência energética denominam-se transversais quando comuns a qualquer setor de atividade e por específicas ou setoriais, quando exclusivas de determinados setores de atividade. As medidas transversais, são por natureza as mais aplicadas e representam em média 91% da totalidade do potencial de economias de energia.

Deste modo, apresentam-se na Figura 87, as classificações das medidas transversais aplicadas nas instalações CIE portuguesas, por tipologia. (SGCIE, 2021)

<b>Medidas transversais</b>		
<b>Sistemas accionados por motores eléctricos</b>	MT1	Optimização de motores
	MT2	Sistemas de bombagem
	MT3	Sistemas de ventilação
	MT4	Sistemas de compressão
<b>Produção de calor e frio</b>	MT5	Cogeração
	MT6	Sistemas de combustão
	MT7	Recuperação de calor
	MT8	Frio industrial
<b>Iluminação</b>	MT9	Iluminação
<b>Eficiência do processo industrial</b>	MT10	Monitorização e controlo
	MT11	Tratamento de efluentes
	MT12	Integração de processos
	MT13	Manutenção de equipamentos
	MT14	Isolamentos térmicos
	MT15	Transportes
	MT16	Formação e sensibilização de recursos humanos
	MT17	Redução da energia reactiva

Figura 87 - Classificação das Medidas Transversais (MT) por tipologia

As MURE assentam, sempre que possível, numa análise do *payback* simples, a fim de ter em conta o prazo de rentabilidade do projeto e, deste modo, classificá-lo numa medida de curto ou longo prazo, consoante os anos que são necessários para abate do investimento inicial realizado.

Estas potenciais economias de energia qualificam-se, ainda, em função do tempo de retorno esperado, inferior a 8 anos (Tipo 1), superior a 8 anos (Tipo 2), e Medidas de Boa Gestão Energética (MBGE) (Tipo 3).

De referir, no entanto, que a componente financeira dos projetos elaborados deverá, em trabalhos futuros, ser alvo de uma análise específica, no que diz respeito a fatores financeiros a serem tomados em consideração, nomeadamente em termos de taxa de inflação, taxa de juros e impostos.

## **10.1 MURE #1 – Substituição da iluminação**

A iluminação interior da instalação auditada é composta por uma grande quantidade de luminárias com lâmpadas fluorescentes tubulares. Esta medida visa a substituição das luminárias mencionadas por uma solução de lâmpadas LED equivalentes.

Desta forma, propõe-se a alteração das lâmpadas fluorescentes tubulares que apresentam maior número de horas de utilização. As poupanças são calculadas através da diferença entre o consumo atual e o consumo esperado com a nova potência instalada para cada local, mantendo-se as horas de funcionamento registadas.

A tecnologia LED destaca-se em termos vantajosos por diversas razões, entre as quais:

➤ Quantidade de luminárias

A aplicação de luminárias LED, especialmente em espaços amplos, com pé direito elevado e nomeadamente ao nível do solo, permitem uma redução da quantidade de luminárias necessária para manter os níveis de iluminância necessários aos espaços. Esta característica é resultante da direccionalidade angular da tecnologia LED, que limita o seu foco de incidência apenas na direção necessária, ao contrário da iluminação fluorescente, que alcança os 360°.

➤ Potência e Fluxo Luminoso

As lâmpadas LED, comparativamente às lâmpadas fluorescentes tubulares, requerem uma menor potência para emitir o mesmo fluxo luminoso, cuja unidade de medida é o lúmen.

➤ Tempo de vida útil

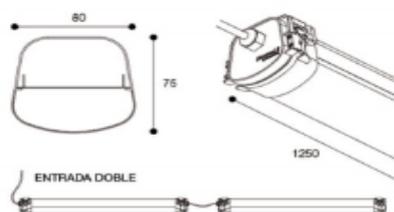
As lâmpadas fluorescentes sofrem especial desgaste quando são frequentemente ligadas e desligadas. O tempo de vida útil esperado para este tipo de lâmpadas situa-se entre as 10 000 e as 20 000 horas, enquanto as lâmpadas de tecnologia LED apresentam, tipicamente, um tempo de vida útil superior ao dobro das fluorescentes.

O investimento associado à substituição das luminárias fluorescentes tubulares da instalação totaliza cerca de 14 683,30 €, sendo que este valor apenas considera a aquisição das luminárias LED estudadas, na medida em que, em termos de mão-de-obra, existe a possibilidade de estas serem instaladas pelos funcionários da instalação. Na Tabela 37 e Figuras 88 e 89 apresentam-se, respetivamente, o tipo e quantidade de luminárias LED a implementar e respetivos custos de aquisição, e as ilustrações representativas dos equipamentos mencionados.

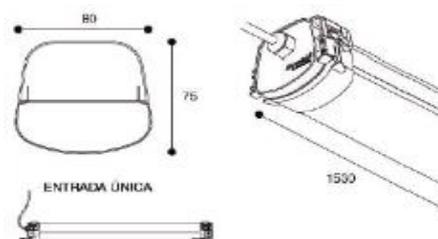
Tabela 37 - Luminárias LED a implementar na instalação e respetivos custos de aquisição

Referência	Potência (W)	Quantidade de Luminárias	Quantidade de Lâmpadas	Fluxo luminoso por lâmpada (lm)	Preço Unitário (€)	Preço Total (€)
Hermetic Line DL4H	37	13	13	5160	108,50	1 410,50
Hermetic Line DLN5L	33,5	46	46	4200	86,80	3 992,80
Hermetic Line DLN6H	57	73	7740	108,80	7 942,40	
Painel LED Slim	63	16	16	5733	83,60	1 337,60
Total	–	148	148	–	–	14 683,30

**HERMETIC LINE DL4H**



**HERMETIC LINE DLN5L**



**HERMETIC LINE DLN6H**

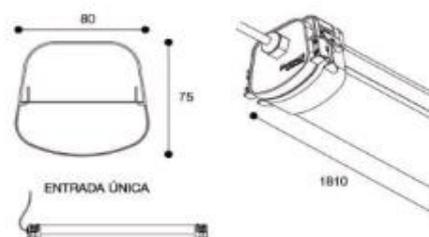


Figura 88 - Exemplos ilustrativos das luminárias LED do tipo “Hermetic Line” a implementar na instalação

### PAINEL LED SLIM

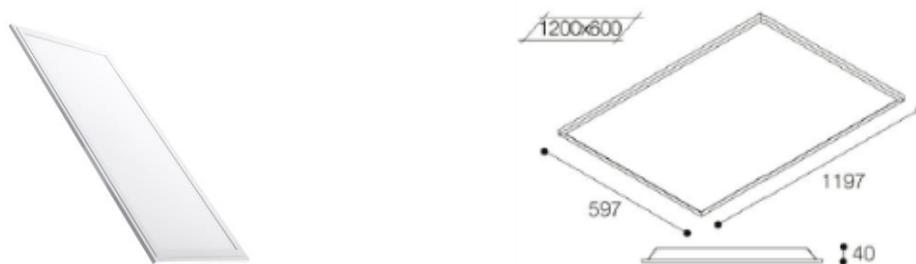


Figura 89 - Exemplo ilustrativo da luminária LED do tipo “Painel LED Slim” a implementar na instalação

Com vista na obtenção dos valores energéticos e monetários associados a esta medida, identificaram-se os dados relativos ao funcionamento dos equipamentos de iluminação da instalação e determinaram-se os seus respetivos consumos anuais, antes e depois da alteração proposta, sendo que o resultado do processamento efetuado se encontra representado nas Tabelas 38 e 39.

Tabela 38 - Consumo energético associado à iluminação da instalação antes da proposta de substituição idealizada

Tipo de Lâmpada	Tipo de Balastro	Potência de cada Lâmpada (W)	Quantidade de Luminárias	Quantidade de Lâmpadas	Potência do Grupo de Lâmpada (W)	Potência Total do Tipo de Lâmpada (kW)	Consumo do Grupo de Lâmpada (kWh/ano)	Consumo Total do Tipo de Lâmpada (kWh/ano)
Fluorescente Tubular	Magnético	18	29	89	1 706	22,19	3 788	95 103
		36	36	100	3 859		14 032	
		58	158	255	16 623		77 283	
LED	Eletrónico	9	1	2	19	22,97	38	125 355
		18	27	30	567		1 710	
		22	69	123	2 775		15 116	
		30	2	2	62		167	
		60	3	3	183		541	
		100	2	2	202		133	
		160	119	119	19 159		107 650	
Vapor de Sódio	Magnético	70	10	10	840	0,84	1 970	1 970
Iodetos Metálicos	Magnético	400	1	1	480	0,48	788	788
Total	–	–	457	736	–	46,48	–	223 216

Tabela 39 - Consumo energético associado à iluminação da instalação após a proposta de otimização

Tipo de Lâmpada	Tipo de Balastro	Potência de cada Lâmpada (W)	Quantidade de Luminárias	Quantidade de Lâmpadas	Potência do Grupo de Lâmpada (W)	Potência Total do Tipo de Lâmpada (kW)	Consumo do Grupo de Lâmpada (kWh/ano)	Consumo Total do Tipo de Lâmpada (kWh/ano)
Fluorescente Tubular	Magnético	18	29	89	1 706	6,22	3 788	13 861
		36	7	10	410		1 750	
		58	39	63	4 107		8 323	
LED	Eletrónico	9	1	2	19	30,31	38	163 159
		18	27	30	567		1 710	
		22	69	123	2 775		15 116	
		30	2	2	62		167	
		33,5	46	46	1 587		9 787	
		37	13	13	494		3 281	
		57	73	73	4 234		22 432	
		60	3	3	183		541	
		63	16	16	1 024		2 304	
		100	2	2	202		133	
		160	119	119	19 159		107 650	
Vapor de Sódio	Magnético	70	10	10	840	0,84	1 970	1 970
Iodetos Metálicos	Magnético	400	1	1	480	0,48	788	788
Total	-	-	457	602	-	37,85	-	179 778

Posto isto, tem-se que, mantendo-se as horas de funcionamento atuais, a substituição das luminárias fluorescentes tubulares pelas luminárias LED propostas induzirá uma poupança de 43 438kWh/ano, ou seja, 4 445 €/ano. Tendo em consideração o investimento a realizar e a poupança afeta, a melhoria proposta apresenta um *payback* simples de 3,3 anos.

Deste modo, apresentam-se na Tabela 40 e Figuras 90, 91 e 92, respetivamente, o resumo da MURE projetada e a comparação entre a situação atual e a situação após melhoria, em termos de consumo de energia elétrica, custos energéticos e emissões de GEE.

Tabela 40 - Resumo da MURE “Substituição da Iluminação”

MURE	Tipo de MT	Consumo anual atual				Consumo anual após melhoria				Poupança anual				Investimento (€)	Payback simples (anos)
		kWh	tep	€	t CO <sub>2eq</sub>	kWh	tep	€	t CO <sub>2eq</sub>	kWh	tep	€	t CO <sub>2eq</sub>		
Substituição da iluminação	MT 09 – Iluminação Eficiente	223 216	48,0	22 842	104,9	179 778	38,7	18 397	84,5	43 438	9,3	4 445	20,4	14 683	3,3

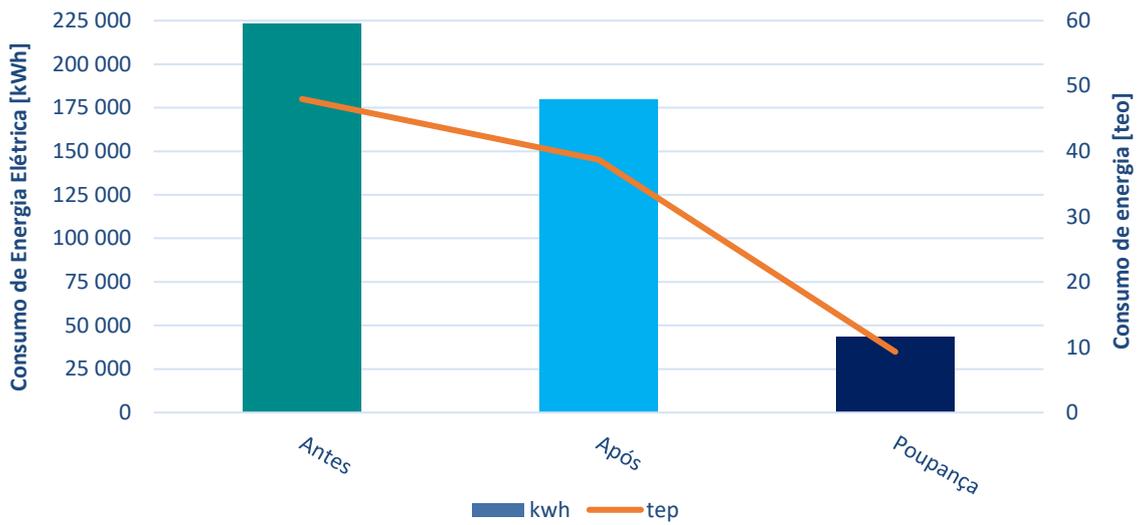


Figura 90 - Consumos de energia antes e após a implementação da MURE #1 e respetiva poupança resultante

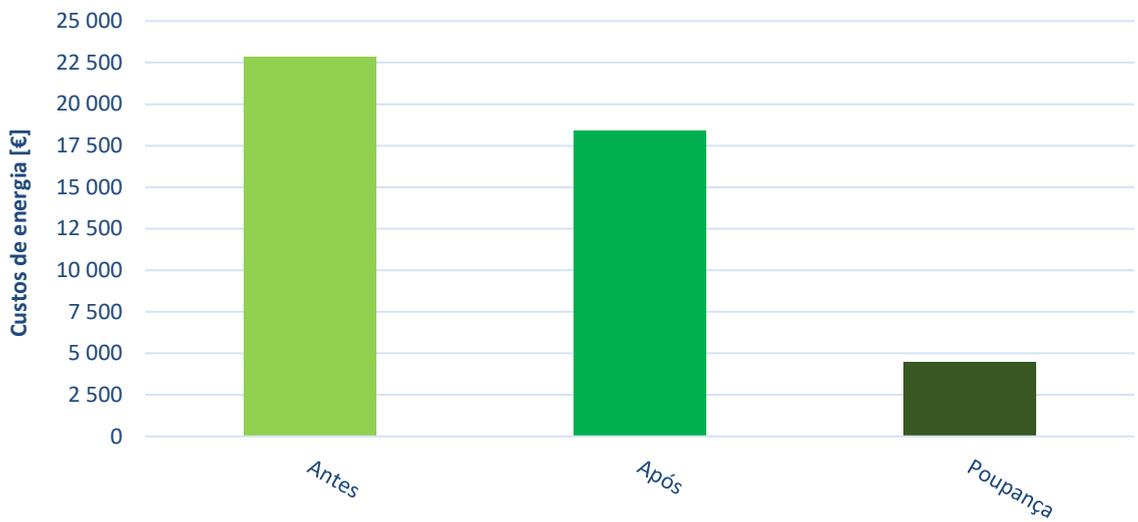


Figura 91 - Custos energéticos antes e após a implementação da MURE #1 e respetiva poupança resultante

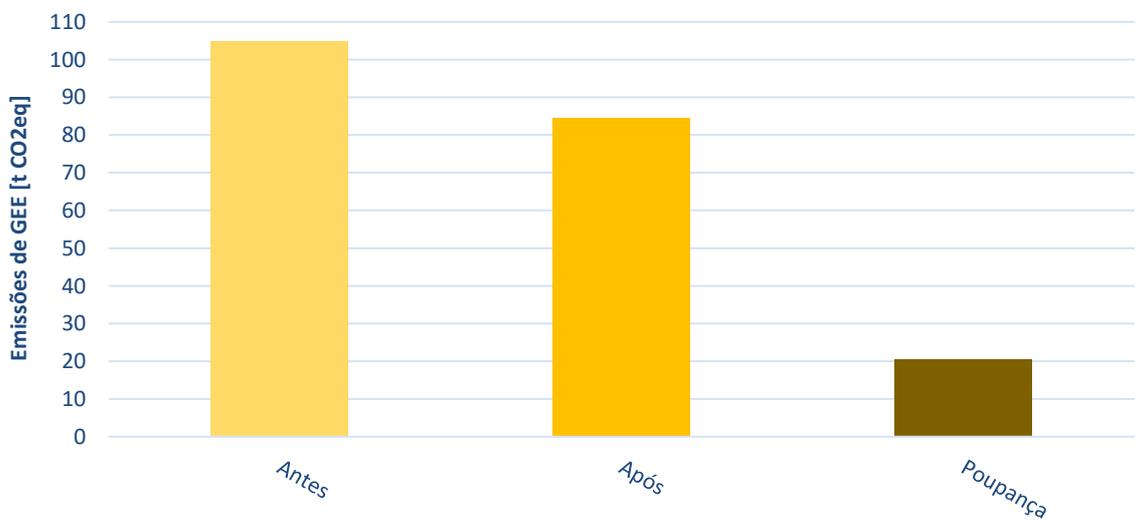


Figura 92 - Emissões de GEE antes e após a implementação da MURE #1 e respetiva poupança resultante

## **10.2 MURE #2 – Instalação de um Sistema de Gestão de Energia (SGE)**

Qualquer processo de gestão de energia tem necessariamente de começar pelo conhecimento da situação energética da instalação alvo de implementação de um SGE. O princípio fundamental deste processo é a identificação do objeto de gestão e, conseqüentemente, a avaliação de desempenho do mesmo.

De uma forma geral, a utilização de equipamentos controlados automaticamente introduz substanciais benefícios ao processo produtivo, sendo a aquisição destes equipamentos amortizada graças às economias de energia que proporcionam.

Um SGE tem como missão dar uma visão global e centralizada do estado de funcionamento de toda a instalação e, simultaneamente, permitir a atuação em tempo real caso ocorra alguma anomalia nos processos decorrentes. No caso concreto da instalação auditada, pretende-se a implementação de um SGE que monitorize constantemente os consumos dos principais equipamentos consumidores de energia.

A implementação de um SGE permitirá a redução dos consumos de energia da instalação, alertando e identificando ineficiências dos equipamentos utilizados, podendo os técnicos verificar quando é necessária a substituição, reparação ou manutenção dos mesmos, caso apresentem aumentos nos seus consumos específicos.

Através dos resultados obtidos pelo sistema, os operadores podem ser sensibilizados para os desvios operacionais dos equipamentos e respetivos custos associados, traduzindo-se esta medida num cuidado superior, por parte dos mesmos, com os consumos de energia, sendo esta mais uma forma de racionalização energética.

Espera-se ainda que o sistema permita a redução dos custos de energia elétrica dos equipamentos, através da modulação de cargas por horários tarifados, planeando o consumo preferencialmente para os horários de vazio e de super vazio, levando a uma maior eficiência global de toda a instalação elétrica.

Para além disto, o sistema fica encarregue do controlo e quantificação exata, por sector e subsector, das emissões de GEE resultantes dos processos decorrentes.

O SGE a implementar tem obrigatoriamente de monitorizar, em tempo real, os consumos de energia dos pontos de monitorização que se pretendem controlar. Para tal, deve permitir:

- A visualização instantânea dos consumos de todas os equipamentos ligados ao sistema, podendo a qualquer momento efetuar gráficos de consumos dos pontos de monitorização (por consumo ou produção de energia e por período horário). Os desvios de consumo, face ao esperado, devem ser facilmente detetáveis com o cálculo automático dos mesmos. Como o programa de gestão de energia fará parte de um programa de controlo global da empresa, devem também ser facilmente calculados em tempo real, todos os indicadores de eficiência energética;
- Para cada ponto de monitorização ou conjunto de vários pontos, o *software* SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*), deverá permitir programar um relatório, que poderá ser impresso ou extraído a qualquer momento, com os consumos energéticos e consequentes custos para o intervalo temporal pretendido, em formatos editáveis e não editáveis;
- A introdução de variáveis de processo dos diferentes sectores da instalação, de forma a calcular automaticamente os consumos específicos para cada sector. O carregamento (*upload*) destas variáveis poderá ser efetuado por via manual ou por via de ficheiros originados por outros programas;
- A futura expansão, e respetiva monitorização, da instalação, sendo apenas necessário, para o efeito, colocar novos contadores de energia e conversores adicionais nos locais definidos;
- A disponibilização de toda a informação sobre as variáveis monitorizadas (valores instantâneos e totalizadores), para posterior incorporação no SCADA geral da instalação, por intermédio de ODBC (*Open Database Connectivity*);
- A aquisição e monitorização, em tempo real, dos dados dos analisadores e com armazenamento em base de dados centralizada. Os dados obtidos podem ser recuperados, representados e impressos facilmente, tanto em tabelas como em gráficos de tendência;
- A simulação da fatura de energia mensal da instalação, respetiva aos valores obtidos dos pontos de consumo conectados ao sistema, e emissão de alarmes caso ocorram consumos anómalos ou quebras de serviço;
- A geração de relatórios pré-configurados e/ou criados à medida das necessidades;
- A construção de ecrãs personalizados e de opções de controlo remoto para os equipamentos.

No caso específico da instalação auditada, propõe-se a instalação de 12 analisadores de energia elétrica, implementados nos equipamentos/subsetores que se encontram assinalados na Figura 93.

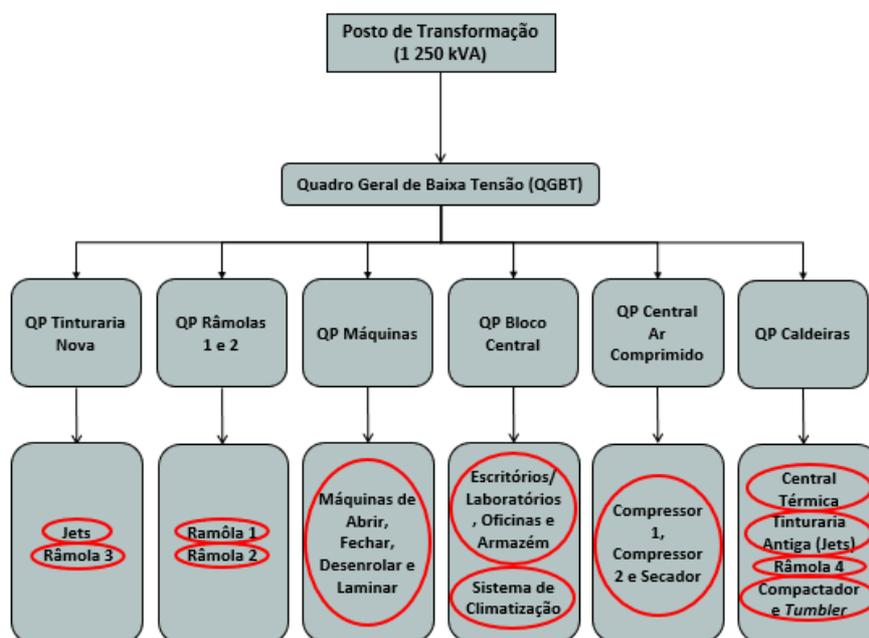


Figura 93 - Fluxograma representativo dos pontos de monitorização de energia elétrica propostos

Relativamente à gestão do consumo de energia térmica (gás natural e vapor) e ainda do consumo de água necessária aos processos, propõe-se a monitorização dos equipamentos apresentados na Tabela 41, aproveitando-se, sempre que possível, os contadores atualmente existentes, sendo estes os contadores de gás natural de todos os equipamentos mencionados (através dos quais foi possível a desagregação do consumo de gás natural por equipamento – subcapítulo 7.2.1) e o contador de vapor atualmente implementado na caldeira de vapor 1.

Tabela 41 - Identificação dos pontos de monitorização de gás natural, vapor e água propostos

Equipamento	Contadores de Gás Natural	Contadores de Vapor	Contadores de Água
Râmola 1	✓	✗	✗
Râmola 2	✓	✗	✗
Râmola 3	✓	✗	✗
Râmola 4	✓	✗	✗
Compactador	✓	✗	✗
Tumbler	✓	✗	✗
Caldeira de vapor 1	✓	✓	✓
Caldeira de vapor 2	✓	✗	✓

O investimento associado à instalação do SGE proposto é de 18 952 €, sendo que este valor engloba o custo de aquisição dos equipamentos e respetiva instalação/formação dos mesmos, bem como os ensaios necessários ao correto funcionamento do sistema. De notar que o orçamento apresentado requer visita do instalador, de forma a validar e confirmar os diâmetros das tubagens, comprimentos de cabos e operacionalidade dos equipamentos a integrar.

Na Tabela 42 apresenta-se o orçamento proposto para implementação do SGE, relativo aos equipamentos, *software* e instalações necessárias, bem como a validação do funcionamento do sistema.

Tabela 42 - Orçamento proposto para a implementação do SGE

Componente do SGE	Especificação do componente	Quantidade	Preço Total (€)
Analizador de energia elétrica	Tipo CVM–C10, trifásico, display LCD, 4 quadrantes, comunicação RS-485, protocolo MODBUS, entradas de corrente isoladas, alimentação auxiliar 230 V	2	18 952
Centralizador de impulsos	Modelo LM4I/40M, de 4 entradas e 4 saídas, protocolo MODBUS/RTU, comunicação RS-485	8	
Conversor	Modelo TCP 1RS+ (Ethernet para RS-485)	2	
	Modelo TCP RS-232/485 (para Ethernet)	2	
Transformador de intensidade	Tipo TC6 600/5	9	
	Tipo TC5,2 400/5	15	
	Tipo TC4 200/5	12	
Cablagem	Tipo U/UTP CAT6 AWG	1	
	Tipo LIYCY 2*0,75 mm <sup>2</sup>	1	
	Tipo LIYCY 4*0,50 mm <sup>2</sup>	1	
Contador de água	Modelo ITRON DN50, juntamente com o emissor Cyble	2	
Instalação elétrica	Instalação dos componentes elétricos do sistema e validação do seu funcionamento	1	
Software	Software PowerStudio SCADA	1	
Programação	Programação do software PowerStudio SCADA e validação do seu funcionamento	1	

A experiência, baseada em casos reais, de implementação de sistemas de gestão de energia tem demonstrado que a utilização destes sistemas tem conduzido a economias significativas de energia nas instalações em que foram implementados, geralmente na ordem dos 1,5%.

Desta forma, prevê-se que a implementação do SGE proposto gere economias de energia elétrica aproximadas de 63 174 kWh/ano, correspondentes a 13,6 tep/ano, e economias de gás natural que rondam as 35 toneladas anuais, que correspondem a 38,1 tep/ano. Estas economias de energia podem ser convertidas para as correspondentes poupanças financeiras que resultam, respetivamente, em cerca de 6 465 €/ano e 12 151 €/ano, totalizando, aproximadamente, 18 616 €/ano. Tendo em consideração o investimento a realizar e a poupança afeta, a melhoria proposta apresenta um *payback* simples de 1,0 anos.

Assim sendo, apresentam-se na Tabela 43 e Figuras 94, 95 e 96, respetivamente, o resumo da MURE projetada e a comparação entre a situação atual e a situação após melhoria, em termos de consumo de energia (eletricidade e gás natural), custos energéticos e emissões de GEE.

Tabela 43 - Resumo da MURE "Instalação de um Sistema de Gestão de Energia"

MURE	Tipo de MT	Consumo anual atual			Consumo anual após melhoria			Poupança anual			Investimento (€)	Payback simples (anos)
		tep	€	t CO <sub>2eq</sub>	tep	€	t CO <sub>2eq</sub>	tep	€	t CO <sub>2eq</sub>		
Instalação de um SGE	MT 10 – Monitorização e Controlo	3 444	1 241 029	8 792,2	3 392,3	1 222 413	8 660,3	51,7	18 616	131,9	18 952	1,0

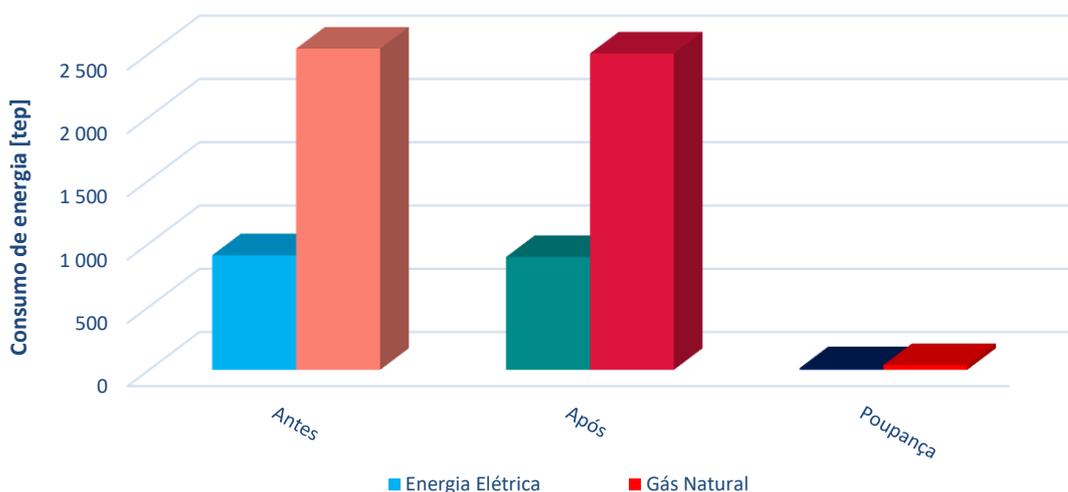


Figura 94 - Consumos de energia antes e após a implementação da MURE #2 e respetiva poupança resultante

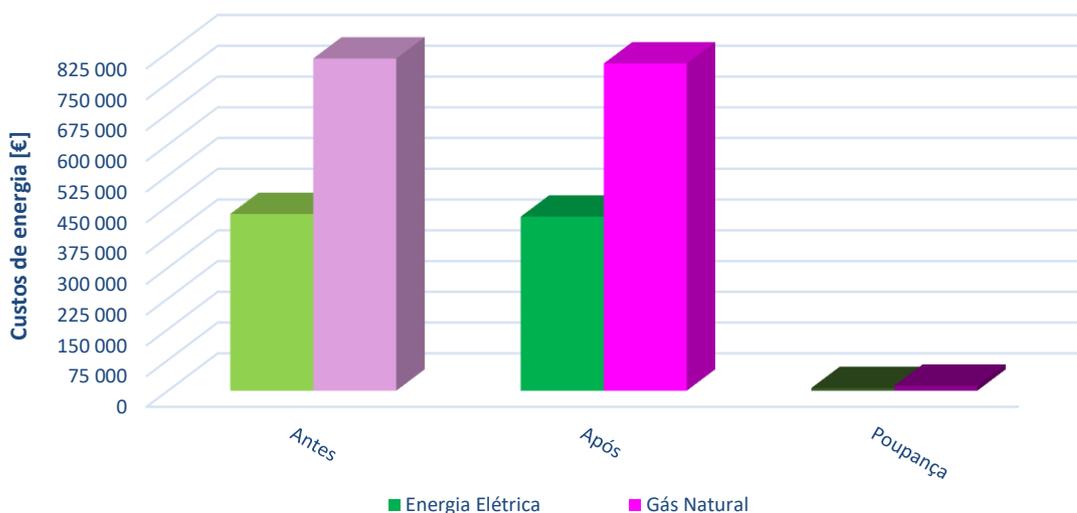


Figura 95 - Custos energéticos antes e após a implementação da MURE #2 e respetiva poupança resultante

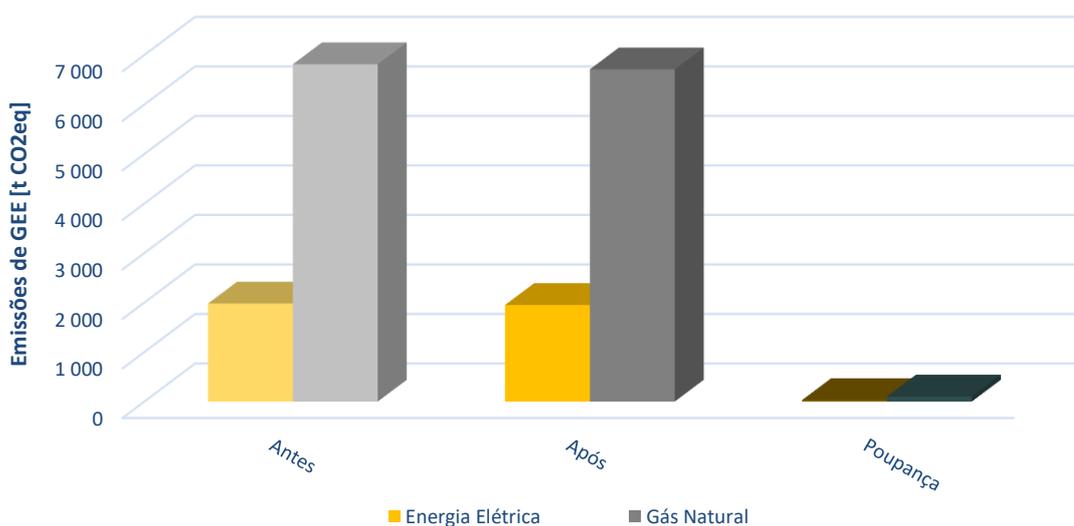


Figura 96 - Emissões de GEE antes e após a implementação da MURE #2 e respetiva poupança resultante

### 10.3 MURE #3 – Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC)

No nosso país, a produção de energia solar fotovoltaica é regulamentada pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro (Diário da República, 2014), responsável pela criação dos regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo, por intermédio das Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), e também aplicáveis à venda de energia elétrica à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), por intermédio de Unidades de Pequena Produção (UPP).

As UPP são unidades de produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, baseadas numa só tecnologia de produção, com capacidade máxima instalada de 1 MW, em que a totalidade de energia produzida tem obrigatoriamente de ser injetada na RESP. Estas unidades vieram substituir os anteriores regimes de microprodução e miniprodução.

As UPAC consistem em unidades de produção de energia elétrica destinada à satisfação das necessidades de abastecimento de eletricidade do próprio produtor (autoconsumo), sendo possível injetar o excedente de energia produzida na RESP, ao preço de mercado.

De referir que a rentabilidade de um sistema de autoconsumo não resulta da venda do excedente de energia elétrica produzida, mas da poupança gerada na fatura de eletricidade anual, através da redução da necessidade de aquisição de energia ao comercializador contratado, sendo este o principal motivo para a escolha da UPAC (em vez da UPP) na medida de racionalização energética que se apresenta.

Dado que se pretende vender a energia elétrica produzida em excesso à RESP, esta é realizada mediante a celebração de um contrato entre o produtor e o comercializador de último recurso (CUR) ou um comercializador de mercado livre, pelo prazo máximo de 10 anos, renováveis por períodos de 5 anos, sendo o preço da energia calculado de acordo com o disposto na Lei. A este valor acresce uma compensação mensal fixa, nos primeiros 10 anos, às UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW, sendo que esse valor é também calculado de acordo com o disposto na Lei.

Os requerimentos para instalação de uma UPAC, com injeção da energia excedente na RESP, são regulamentados pela Portaria n.º 14/2015, de 23 de janeiro (Diário da República, 2015), que estipula que o produtor necessita de obter um certificado de exploração da instalação, emitido pela DGEG, e um contador bidirecional ou equivalente (autónomo do contador da instalação de consumo) e que o produtor tem ainda de pagar umas das seguintes taxas de registos junto do Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção (SERUP):

- 30 €, caso a potência instalada seja igual ou inferior a 1,5 kW;
- 100 €, caso a potência instalada seja superior a 1,5 kW e igual ou inferior a 5 kW;
- 250 €, caso a potência instalada seja superior a 5 kW e igual ou inferior a 100 kW;
- 500 €, caso a potência instalada seja superior a 100 kW e igual ou inferior a 250 kW;
- 750 €, caso a potência instalada seja superior a 250 kW e igual ou inferior a 1 MW.

No caso da potência instalada ser superior a 1 MW, o produtor necessita de obter uma licença de produção e de exploração junto do SERUP. De notar ainda que os valores apresentados são atualizados periodicamente pela DGEG.

Relativamente ao processo de licenciamento da UPAC, o produtor necessita de seguir os seguintes passos:

- Efetuar o registo junto do SERUP;
- Efetuar o pagamento à DGEG da taxa de inscrição correspondente à potência instalada, como referido anteriormente;
- Após o pagamento da taxa segue-se a validação do registo pelos Operadores da Rede de Distribuição (ORD) e comercializador, no prazo de 10 dias úteis, e ainda a validação da DGEG, mediante os pareceres das entidades mencionadas;
- Após as validações necessárias, o produtor deve ainda efetuar um pedido de inspeção no prazo de 8 a 12 meses, tendo esta inspeção a finalidade de avaliar a conformidade da instalação com os regulamentos aplicáveis;
- Após a realização da inspeção, é elaborado um relatório que, em caso positivo, implica a emissão do certificado de exploração definitivo e autorizada a ligação da unidade de produção à instalação elétrica de utilização.

A medida de racionalização energética que se apresenta pressupõe a instalação de uma unidade de produção para autoconsumo (UPAC) com ligação à rede elétrica, utilizando um sistema solar fotovoltaico. Na Figura 97 apresenta-se um esquema simplificado da UPAC a implementar na instalação.

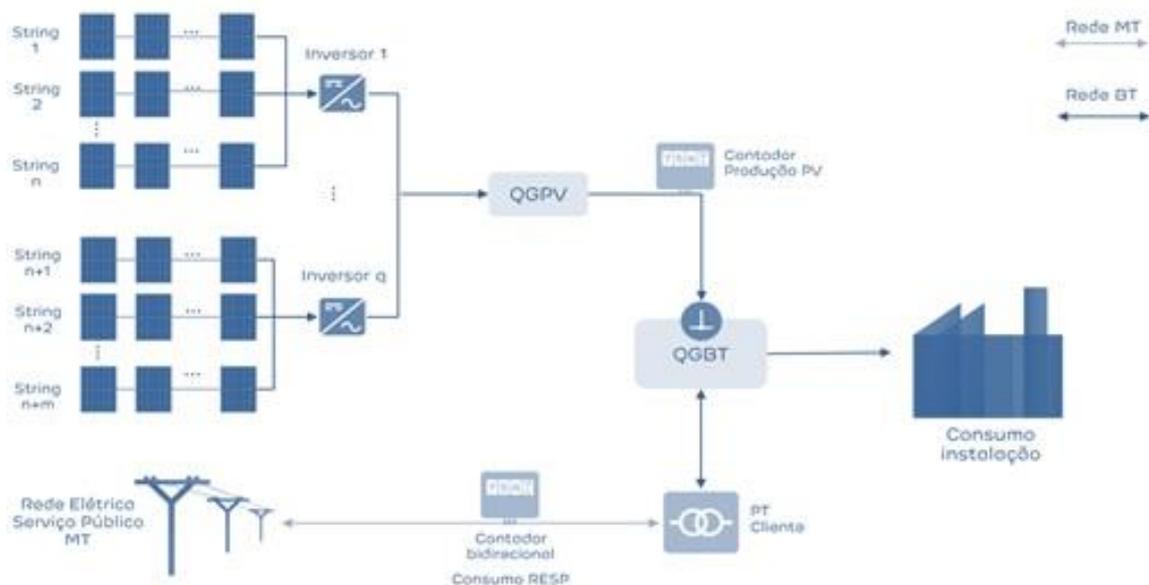


Figura 97 - Esquema representativo da UPAC a implementar na instalação

De forma a alcançar-se a melhor solução para o sistema a implementar, tornou-se fundamental a obtenção do perfil de consumo energético da instalação. Este perfil foi anteriormente abordado no subcapítulo 7.1.1 desta dissertação, sendo que o valor médio de potência elétrica diária requerida pela instalação contabiliza, aproximadamente, 600 kW. Ainda nesta etapa, foi gerado um ficheiro CSV, de 8 760 linhas, referente ao consumo horário anual da instalação e elaborado com base na monitorização dos consumos elétricos da mesma (anteriormente abordados no capítulo 7 desta dissertação), sendo este ficheiro imprescindível ao *software* de simulação do projeto.

De forma a suprir-se grande parte da energia elétrica consumida pela instalação, através da energia solar fotovoltaica gerada, propõem-se a instalação de um sistema solar fotovoltaico com potência de pico de 480 kWp.

No projeto do sistema, primeiramente, foram adotados os módulos fotovoltaicos a utilizar, sendo os mesmos correspondentes ao modelo “JKM405M-72HL-V” do fabricante *Jinko Solar*. Estes módulos apresentam inúmeras recomendações e revisões positivas nos estudos de mercado existentes, nomeadamente em termos de qualidade/preço, sendo esta a razão fundamental da sua escolha. As principais especificações deste modelo apresentam-se na Tabela 44. De referir que a ficha técnica do módulo fotovoltaico mencionado se encontra no Anexo IV.

Tabela 44 - Principais especificações do módulo fotovoltaico “JKM405M-72HL-V” do fabricante Jinko Solar

Parâmetro	Mínimo
Tipo de célula fotovoltaica	Silício monocristalino
Eficiência do módulo fotovoltaico ( $\eta_{mod}$ )	20,1%
Potência máxima ( $P_{mod}$ )	405 Wp
Tensão máxima ( $U_{maxMod(STC)}$ )	42,0 V
Intensidade máxima ( $I_{maxMod(STC)}$ )	9,65 A
Tensão em circuito aberto ( $U_{OC(STC)}$ )	50,1 V
Intensidade de curto-circuito ( $I_{SC(STC)}$ )	10,48 A
Coefficiente de temperatura em função da tensão ( $\Delta V$ )	-0,28%/°C

A potência do sistema fotovoltaico será a soma da potência de todos os módulos ligados entre si. Sabendo-se os valores de potência designada para o sistema e de potência do tipo de módulo fotovoltaico escolhido, determina-se o número de módulos fotovoltaicos ( $N^o_{Mod}$ ) adequados ao sistema, através da seguinte equação:

Equação 10.1 - Número de módulos fotovoltaicos a aplicar no sistema

$$N^{\circ}_{Mod} = \frac{P_{sist}}{P_{Mod}} \quad (10.1)$$

Em que:

- $P_{sist}$  corresponde à potência de pico do sistema fotovoltaico (Wp);
- $P_{mod}$  corresponde à potência de cada módulo fotovoltaico (Wp).

De seguida, deu-se a escolha do tipo de inversor a utilizar no sistema. O inversor é o equipamento que converte a corrente contínua (CC) produzida pelos módulos fotovoltaicos em corrente alternada (CA), com características similares à da rede elétrica. É um equipamento que possui, geralmente, um rendimento elevado e que desempenha um papel fundamental em todo o sistema. Se o inversor não funcionar, a energia não é injetada na rede e por isso o sistema fica isolado e sem possibilidade de ser utilizado. O tipo de inversor escolhido para o sistema idealizado corresponde ao modelo “SE25K” do fabricante *SolarEdge*. A escolha deste modelo advém da sua certificação pela DGEG, nomeadamente pela aprovação do Decreto-Lei nº162/2019, de 25 de outubro (Diário da República, 2019), bem como pelas avaliações bastante positivas que tem nos mercados deste tipo de equipamentos. As principais características deste modelo encontram-se representadas na Tabela 45. De notar que a ficha técnica do inversor mencionado se encontra no Anexo V.

Tabela 45 - Principais especificações do inversor “SE25K” do fabricante SolarEdge

Parâmetro	Mínimo
Potência máxima em CC ( $P_{maxInvCC}$ )	33 750 W
Tensão máxima em CC ( $U_{maxInvCC}$ )	900 V
Tensão mínima em CC ( $U_{minInvCC}$ )	400 V
Intensidade máxima em CC ( $I_{maxInvCC}$ )	37 A
Potência máxima em CA ( $P_{maxInvCA}$ )	25 000 W
Tensão máxima em CA ( $U_{maxInvCA}$ )	400/230 V
Intensidade máxima em CA ( $I_{maxInvCA}$ )	38 A
Eficiência máxima do inversor ( $\eta_{maxInv}$ )	98%
Número de entradas (inputs)/fileiras (strings) por entrada	3/2

Atualmente, os sistemas fotovoltaicos com potências instaladas de alguns kW não têm um único e poderoso inversor central. Ao invés disso, existe uma tendência crescente para a instalação de vários inversores de menor potência, cuja configuração se designa por inversores de fileira de módulos.

Neste projeto será utilizada a configuração mencionada, onde os inversores são montados próximos do sistema fotovoltaico e, deste modo, ligados individualmente a cada conjunto de fileira de módulos.

O número de inversores a utilizar no projeto ( $N^{\circ}_{Inv}$ ) pode ser determinado através da seguinte equação:

Equação 10.2 - Número de inversores a considerar no projeto

$$N^{\circ}_{Inv} = \frac{P_{Sist}}{P_{maxInvCC}} \quad (10.2)$$

Em que:

- $P_{maxInvCC}$  corresponde à potência máxima em CC do inversor selecionado (W).

Na medida em que os inversores são fabricados para vários níveis de potência, torna-se fundamental que o inversor selecionado se enquadre com o sistema fotovoltaico idealizado. Para tal, deve ser cumprida a seguinte relação:

Equação 10.3 - Relação de enquadramento do inversor com o sistema fotovoltaico

$$0,7 \times P_{Sist} < P_{maxInvCC} \times N^{\circ}_{Inv} < 1,2 \times P_{Sist} \quad (10.3)$$

De forma a determinar-se o número máximo de módulos fotovoltaicos que podem estar ligados numa fileira ( $N^{\circ}_{maxModFil}$ ), fez-se uso da seguinte equação:

Equação 10.4 - Número máximo de módulos fotovoltaicos que podem estar ligados numa fileira

$$N^{\circ}_{maxModFil} = \frac{U_{maxInvCC}}{U_{OC(-10)}} \quad (10.4)$$

Em que:

- $U_{maxInvCC}$  corresponde à tensão máxima em CC do inversor (V);
- $U_{OC(-10^{\circ}C)}$  corresponde à tensão em circuito aberto do módulo fotovoltaico, quando sujeito a uma temperatura de  $-10^{\circ}C$  (V).

Atendendo a que a tensão do módulo e, por conseguinte, a tensão total do sistema fotovoltaico são dependes da temperatura, as situações operacionais extremas de Inverno são determinantes para o dimensionamento do sistema fotovoltaico. Assim sendo, torna-se necessário calcular a tensão em circuito aberto do módulo fotovoltaico, quando sujeito a uma temperatura de  $-10^{\circ}C$  ( $U_{OC(-10^{\circ}C)}$ ), que pode ser determinada através da seguinte equação:

Equação 10.5 - Tensão em circuito aberto do módulo fotovoltaico, quando sujeito a uma temperatura de -10 °C

$$U_{OC(-10^{\circ}C)} = \left(1 - \frac{35^{\circ}C \times \Delta V}{100}\right) \times U_{OC(STC)} \quad (10.5)$$

Onde:

- $\Delta V$  corresponde ao coeficiente de temperatura em função da tensão do módulo fotovoltaico (%/°C);
- $U_{OC(STC)}$  corresponde à tensão em circuito aberto do módulo fotovoltaico nas condições normais de teste (V).

Dado que o aumento de temperatura provoca uma descida da tensão, estima-se que o número mínimo de módulos fotovoltaicos ligados em série num sistema seja determinado para a situação correspondente a um valor de temperatura máxima de 70 °C. Pretende-se desta forma garantir que a tensão instalada nos módulos não seja inferior à tensão mínima do inversor. Assim sendo, o número mínimo de módulos fotovoltaicos por fileira ( $N^{\circ}_{minModFil}$ ) pode ser calculado através da seguinte equação:

Equação 10.6 - Número mínimo de módulos fotovoltaicos por fileira

$$N^{\circ}_{minModFil} = \frac{U_{minInvCC}}{U_{maxMod(70^{\circ}C)}} \quad (10.6)$$

Em que:

- $U_{minInvCC}$  corresponde à tensão mínima em CC do inversor (V);
- $U_{maxMod(70^{\circ}C)}$  corresponde à tensão máxima do módulo fotovoltaico, quando sujeito a uma temperatura de 70 °C (V).

Torna-se, portanto, necessário calcular a tensão máxima do módulo fotovoltaico, quando sujeito a uma temperatura de 70 °C ( $U_{maxMod(70^{\circ}C)}$ ), podendo esta ser determinada através da seguinte equação:

Equação 10.7 - Tensão máxima do módulo fotovoltaico, quando sujeito a uma temperatura de 70 °C

$$U_{maxMod(70^{\circ}C)} = \left(1 + \frac{35^{\circ}C \times \Delta V}{100}\right) \times U_{maxMod(STC)} \quad (10.7)$$

Onde:

- $U_{maxMod(STC)}$  corresponde à tensão máxima do módulo fotovoltaico nas condições normais de teste (V).

Relativamente ao número de fileiras que o sistema deve conter, analisando-se as especificações do modelo de inversor utilizado, constantes na tabela X, verifica-se que este possui 3 entradas (inputs) e que cada entrada pode ser ligada a 2 fileiras (strings).

Deste modo, conclui-se que cada inversor pode, no máximo, estar conectado a 6 fileiras de módulos fotovoltaicos. Tendo sido propostos 14 inversores para o sistema, este pode, no máximo, agrupar 84 fileiras de módulos fotovoltaicos.

Dado que, no projeto apresentado, se propõe a utilização de 1 185 módulos fotovoltaicos e o número de módulos fotovoltaicos por fileira deve estar compreendido entre 11 e 16, a distribuição dos módulos foi efetuada por 79 fileiras, sendo que se estabeleceram 15 módulos por fileira.

No que diz respeito às tensões mínimas ( $U_{minFil}$ ) e máximas ( $U_{maxFil}$ ) de cada fileira, estas podem ser determinadas, em conformidade com os cálculos efetuados no Anexo III, da seguinte forma:

$$U_{minFil} = N^{\circ}_{ModFil} \times U_{maxMod(70^{\circ}C)} = 15 \times 37,88 = 568,20 V$$

$$U_{maxFil} = N^{\circ}_{ModFil} \times U_{OC(-10^{\circ}C)} = 15 \times 55,01 = 825,15 V$$

Através da análise da ficha técnica do modelo de inversor selecionado, verifica-se que estes valores de tensão mínima e máxima calculados estão dentro da gama de tensões suportadas pelo mesmo.

Relativamente às cablagens elétricas a serem utilizadas no sistema, dado que o principal objetivo da medida de racionalização que se apresenta é o dimensionamento dos principais componentes do sistema fotovoltaico, a sua simulação e respetiva análise económica, apenas foi efetuada uma estimativa generalizada dos custos de aquisição dos cabos a serem utilizados, que se apresentam posteriormente neste subcapítulo, juntamente com os restantes custos dos componentes focados. Estas ligações elétricas não necessitaram de ser dimensionadas pois o *software* utilizado para a simulação do sistema fotovoltaico propõe de forma automática as melhores opções a serem implementadas, de acordo com os dados inseridos relativos aos principais componentes do sistema.

De modo a simular-se o dimensionamento e funcionamento do sistema solar fotovoltaico que se pretende implementar, foi utilizado o *software* "PVsyst".

A primeira etapa a ser realizada foi a georreferenciação da instalação, de forma a verificar-se a existência de espaço disponível para a implementação dos módulos fotovoltaicos na cobertura da nave da mesma, devido às restrições espaciais impostas pelos responsáveis da instalação, e ainda a obtenção dos dados meteorológicos típicos do local onde a instalação se situa.

De seguida, foi efetuada a modelação da instalação, focando-se a cobertura da mesma, e a disposição dos módulos fotovoltaicos selecionados para o projeto pela área onde se pretende a implementação dos mesmos. Na Figura 98 apresentam-se os resultados da simulação realizada.

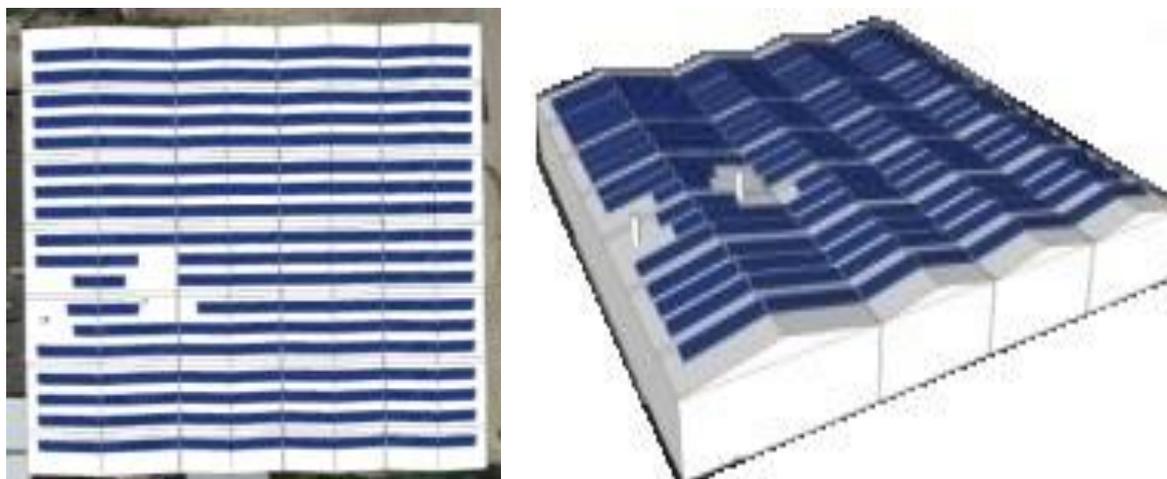


Figura 98 - Modelação da implementação dos módulos fotovoltaicos na cobertura da instalação

Posteriormente, selecionaram-se os ângulos de inclinação e azimute dos módulos fotovoltaicos, sendo estes, respetivamente, de  $30^\circ$  e  $0^\circ$ . Os valores dos ângulos foram estabelecidos de acordo com as recomendações do *software*.

Posto isto, foram inseridos no *software* todos os dados relativos aos módulos fotovoltaicos e inversores selecionados, incluindo os valores obtidos para as variáveis calculadas no Anexo III, assim como as informações geográficas da instalação e as necessidades de energia elétrica mensais da mesma. Foi também inserido um ficheiro em formato CSV (8760 linhas), relativo aos consumos horários anuais da instalação, de modo que fosse possível simular-se o desempenho da UPAC.

Através da simulação realizada pelo *software*, obteve-se uma estimativa da produção anual do sistema fotovoltaico idealizado. O relatório completo da simulação da UPAC projetada, gerado pelo *software* "PVsyst", encontra-se no Anexo VI.

Os resultados obtidos desta simulação encontram-se representados de forma resumida na Tabela 46. De referir que julho foi o mês com maior produção de energia, com um valor de produção estimado em 86 960 kWh.

Nota-se, ainda, que as perdas consideradas no sistema, calculadas pelo *software*, dizem respeito a perdas de indisponibilidade, nomeadamente devido a alturas de possível sombreamento, manutenção dos equipamentos/sistema ou fenómenos de intempérie.

Tabela 46 - Resultados obtidos da simulação do sistema solar fotovoltaico projetado

Mês	Necessidades Energéticas (kWh)	Autoconsumo Solar (kWh)	Injeção na Rede (kWh)
janeiro	310 697	40 180	530
fevereiro	298 509	39 330	1 250
março	376 209	57 350	0
abril	340 322	66 870	280
maio	362 108	74 330	0
junho	381 261	79 150	0
julho	377 097	86 960	0
agosto	257 075	70 440	11 450
setembro	396 152	73 250	0
outubro	418 709	32 720	0
novembro	375 957	45 880	0
dezembro	317 531	35 440	130
Total	4 211 627	701 900	13 640

Deste modo, foi possível estabelecer-se uma relação entre a energia elétrica adquirida à rede, a energia elétrica consumida pela instalação com origem no sistema solar fotovoltaico e ainda a energia produzida pelo sistema que foi injetada na rede. Os resultados desta relação encontram-se representados na Figura 99.

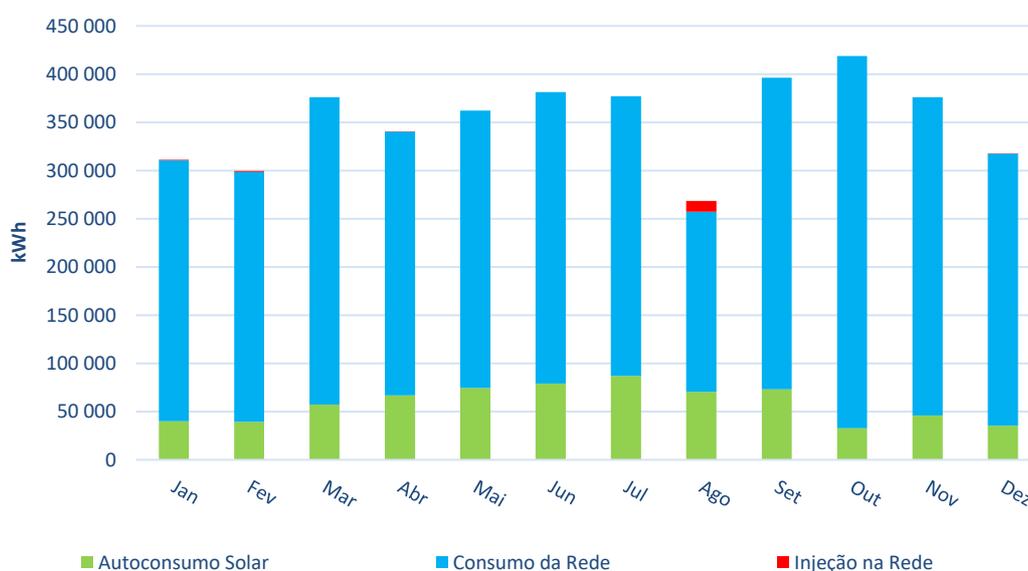


Figura 99 - Comparação entre o autoconsumo, o consumo de energia proveniente da rede e a injeção de energia na rede

O investimento associado à instalação da UPAC proposta é de 342 400 €, sendo que este valor engloba o custo de aquisição dos equipamentos selecionados e respetiva instalação, bem como os ensaios necessários ao correto funcionamento do sistema. Na Tabela 47 apresenta-se o orçamento proposto para a instalação da UPAC.

Tabela 47 - Orçamento proposto para a instalação da UPAC

Componente do SGE	Especificação do componente	Quantidade	Preço Total (€)
Módulos fotovoltaicos	Modelo “JKM405M-72HL-V” do fabricante Jinko Solar	1 185	342 400
Inversores	Modelo “SE25K” do fabricante SolarEdge	14	
Estrutura de fixação	Estrutura de fixação em alumínio dos módulos fotovoltaicos	1	
Instalação elétrica	Instalação dos componentes elétricos do sistema e validação do seu funcionamento	1	
Sistema de monitorização	Sistema que permite a análise, comparação e visualização de todos os dados do sistema fotovoltaico	1	
Cablagem e acessórios	Instalação dos elementos condutores designados para o projeto e validação do seu funcionamento	1	
Mão de obra	Trabalho manual executado no decorrer da instalação da UPAC	1	
Manutenção anual	Custo estimado em 1000€/ano para manutenção da UPAC, ao longo de um período de 25 anos	1	

Prevê-se que, através da instalação da UPAC proposta, sejam produzidos cerca de 715 540kWh/ano, sendo que deste valor, 701 900 kWh/ano são referentes a energia elétrica para autoconsumo e 13 640 kWh/ano são referentes a energia injetada na rede (excedente, que se verifica durante os fins-de-semana, feriados e períodos de paragem de produção).

Estima-se que a implementação deste sistema gere economias financeiras na ordem dos 71 827€/ano, sendo que estas economias totalizam as receitas associadas à energia que não foi adquirida à rede, devido à existência de autoconsumo, e as receitas da energia vendida à rede, no valor de 0,035 €/kWh, aquando da realização deste estudo. Tendo em consideração o investimento a realizar e a poupança afeta, a melhoria proposta apresenta um *payback* simples de 4,7 anos.

Assim sendo, apresentam-se na Tabela 48 e Figuras 100, 101 e 102, respetivamente, o resumo da MURE projetada e a comparação entre a situação atual e a situação após melhoria, em termos de consumo de energia elétrica, custos energéticos e emissões de GEE.

Tabela 48 - Resumo da MURE "Unidade de Produção para Autoconsumo"

MURE	Tipo de MT	Consumo anual atual				Consumo anual após melhoria				Poupança anual				Investimento (€)	Payback simples (anos)
		kWh	tep	€	t CO <sub>2eq</sub>	kWh	tep	€	t CO <sub>2eq</sub>	kWh	tep	€	t CO <sub>2eq</sub>		
UPAC	MT 18 – Outros	4 211 627	905,5	430 988	1 979,5	3 509 727	754,6	359 161	1 649,7	701 900	150,9	72 305	329,8	342 400	4,7

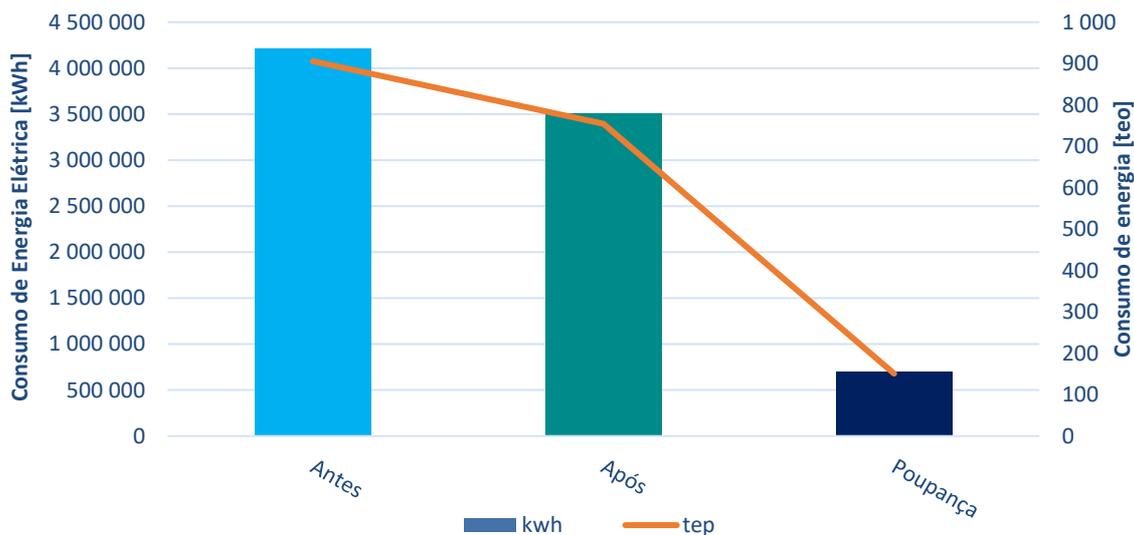


Figura 100 - Consumos de energia antes e após a implementação da MURE #3 e respetiva poupança resultante

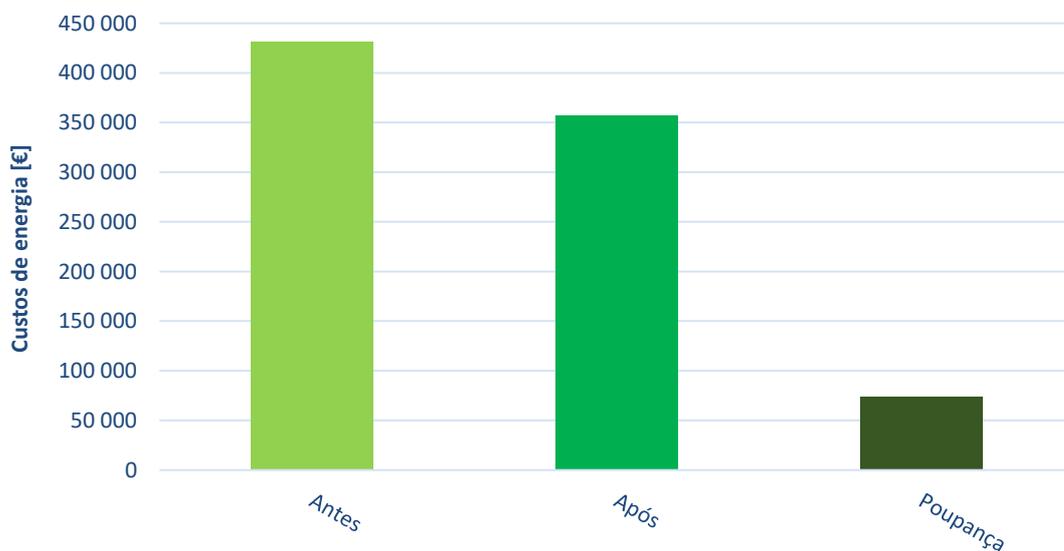


Figura 101 - Custos energéticos antes e após a implementação da MURE #3 e respetiva poupança resultante

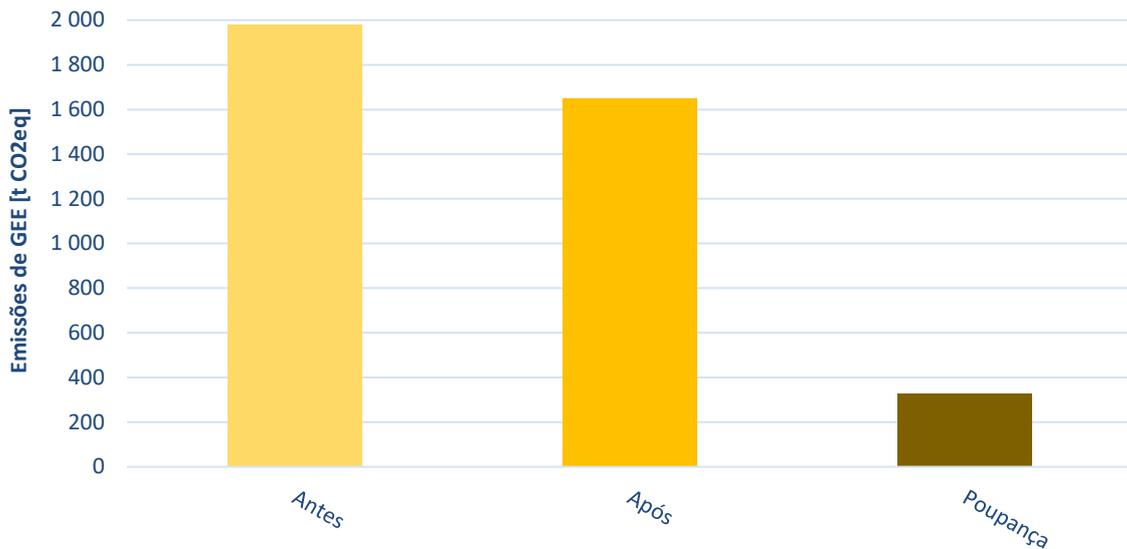


Figura 102 - Emissões de GEE antes e após a implementação da MURE #3 e respetiva poupança resultante

#### 10.4 MURE #4 – Auditoria à rede de ar comprimido

A central de ar comprimido representa um elevado consumo energético na instalação auditada, sendo que em toda a extensão da rede, as fugas são praticamente impossíveis de eliminar na sua totalidade. As fugas de ar comprimido podem representar, em média, cerca de 10 a 15 % do consumo de ar comprimido num SAC (Sistema de Ar Comprimido), havendo, contudo, instalações com valores superiores a estes (até 30-40%).

Essas fugas devem ser localizadas e reparadas com a máxima brevidade possível. Pequenas fugas são inevitáveis mesmo em redes bem concebidas e com uma adequada manutenção, mas é inaceitável que o seu valor represente mais de 8-10% do consumo dos compressores.

Os pontos que devem ser focados aquando da análise do controlo de fugas são as tubagens degradadas por corrosão, uniões de tubos (roscas, flanges, válvulas, entre outros), pontos de ligação, mangueiras plásticas para alimentação de máquinas, cilindros pneumáticos e electroválvulas de comando pneumático.

No decorrer dos trabalhos de campo da presente auditoria, foi verificada a existência de fugas de ar comprimido significativas, nomeadamente junto à maquinaria constituinte do setor produtivo e no setor dos acabamentos, nas proximidades do *tumbler*.

De forma a analisar-se o consumo da energia dos equipamentos integrantes da central de ar-comprimido, considerou-se um período onde a produção é inexistente, isto é, desde as 6h as 22h do dia 1 de novembro de 2020, tal como se pode verificar na Figura 103.

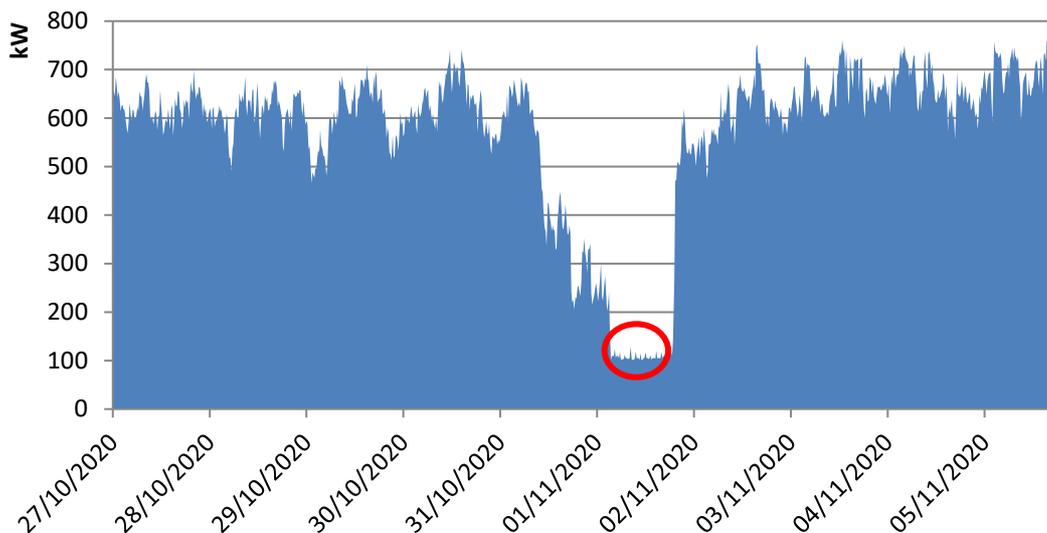


Figura 103 - Identificação do período de consumo energético da instalação onde a produção é inexistente

Na Figura 104 encontra-se representado o diagrama de carga do compressor 1 e do secador de ar, constituintes da central de ar comprimido da instalação, durante o período em que não existiu produção.

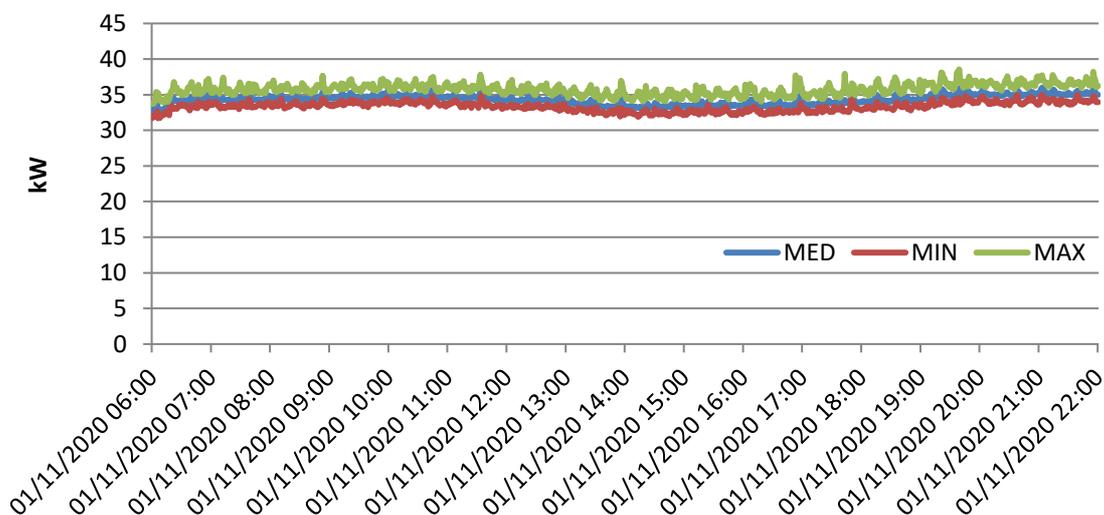


Figura 104 - Diagrama de carga do compressor 1 e secador de ar no referido período de análise

Tendo em conta que o regime de funcionamento deste circuito durante os períodos em que não existe produção se encontra nos 33 kW, estima-se que a percentagem de fugas de ar comprimido ronde os 73%, valor extremamente elevado, tendo em conta os valores médios de fugas anteriormente mencionados neste subcapítulo.

De forma a proceder-se à eliminação das fugas de ar comprimido identificadas, é necessário um investimento que consiste maioritariamente em 6 000 € para uma auditoria à rede de ar comprimido da instalação e aproximadamente 9 500 € para eventuais componentes da rede que necessitem de substituição. De notar que estes componentes devem ser alvo de orçamentos específicos, habitualmente expressos como resultado da auditoria realizada.

Propõe-se ainda a monitorização do funcionamento da central de ar comprimido da instalação, utilizando-se para tal um equipamento de deteção de fugas de ar comprimido, através de ultrassons, cujo custo de aquisição é de, sensivelmente, 800 €. Este equipamento permitirá identificar o aparecimento de novas fugas ou verificar o aumento das fugas de ar já existentes na instalação. Na Figura 105 apresenta-se um exemplo do equipamento proposto.



Figura 105 - Exemplo de equipamento de ultrassons utilizado na deteção de fugas de ar comprimido

Tendo em conta a informação recentemente apresentada, estima-se que o investimento associado à medida de racionalização energética projetada totalize, aproximadamente, 16 300 €.

Através da análise dos consumos energéticos mencionados, foi possível apurar um consumo anual energético global de 206 050 kWh para as fugas e sistemas com necessidades contínuas de ar comprimido, sendo que, se for atingido o objetivo de reduzir pelo menos 50% desse valor, obtém-se uma poupança de 103 025 kWh/ano, o equivalente a 10 543 €/ano. Tendo em consideração o investimento a realizar e a poupança afeta, a melhoria proposta apresenta um *payback* simples de 1,5 anos.

Esta medida de racionalização energética pode ser considerada como a primeira etapa na redução das fugas de ar-comprimido da instalação, pois a percentagem de fugas final continua a ser elevada, na ordem dos 37%. Desta forma, recomenda-se que estes sistemas continuem a ser alvo de monitorização contínua para uma melhoria da sua eficiência.

Para concluir, apresentam-se na Tabela 49 e Figuras 106, 107 e 108, respetivamente, o resumo da MURE projetada e a comparação entre a situação atual e a situação após melhoria, em termos de consumo de energia elétrica, custos energéticos e emissões de GEE.

Tabela 49 - Resumo da MURE "Auditoria à rede de ar comprimido"

MURE	Tipo de MT	Consumo anual atual				Consumo anual após melhoria				Poupança anual				Investimento (€)	Payback simples (anos)
		kWh	tep	€	t CO <sub>2eq</sub>	kWh	tep	€	t CO <sub>2eq</sub>	kWh	tep	€	t CO <sub>2eq</sub>		
Auditoria à rede de ar comprimido	MT 04 – Sistemas de Compressão	206 050	44,3	21 086	96,8	103 025	22,2	10 543	48,4	103 025	22,2	10 543	48,4	16 300	1,5

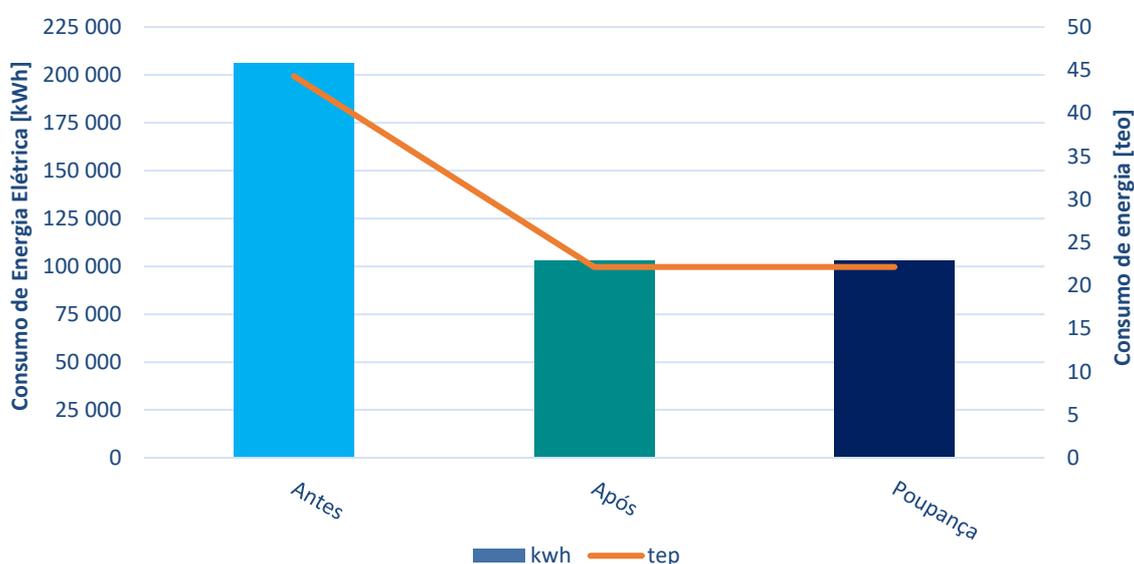


Figura 106 - Consumos de energia antes e após a implementação da MURE #4 e respetiva poupança resultante

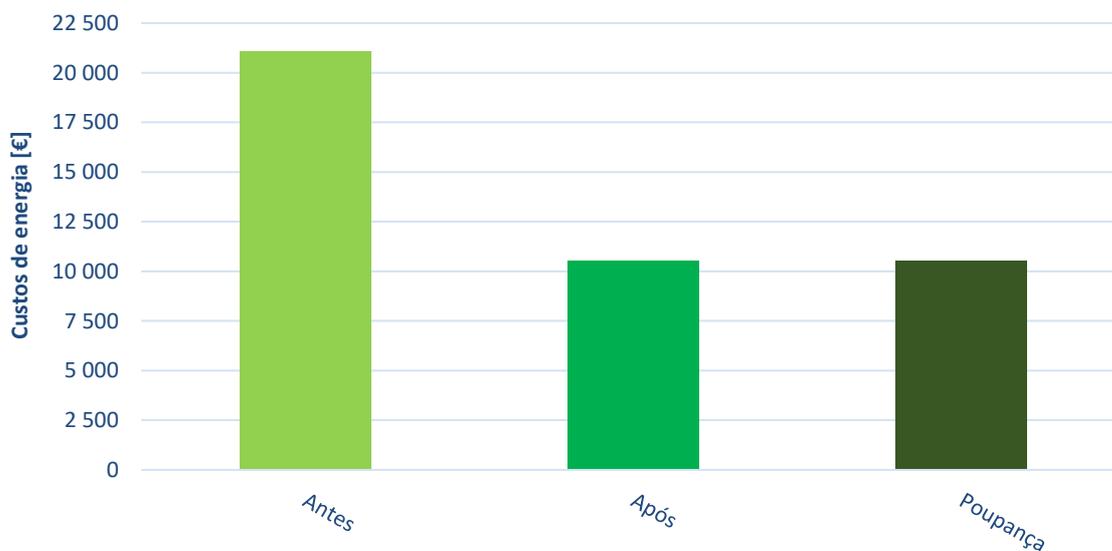


Figura 107 - Custos energéticos antes e após a implementação da MURE #4 e respetiva poupança resultante

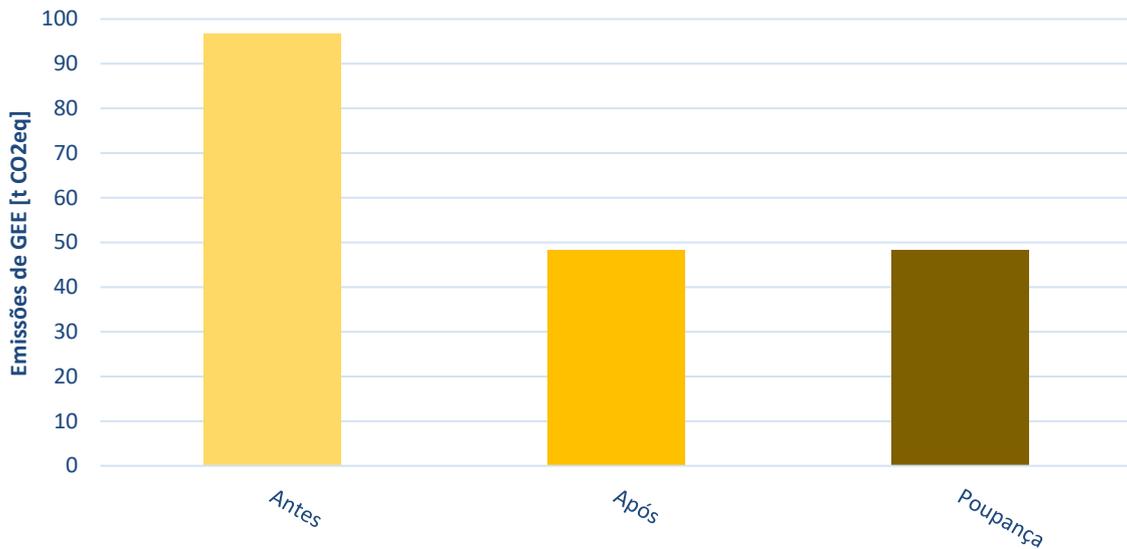


Figura 108 - Emissões de GEE antes e após a implementação da MURE #4 e respetiva poupança resultante

### 10.5 MURE #5 – Isolamento térmico da caldeira de vapor 1

A caldeira de vapor 1, componente responsável pela geração de, aproximadamente, 97% do vapor utilizado na instalação, apresenta um elevado número de horas de funcionamento e, como tal, aconselha-se que seja o mais eficiente possível. Para o efeito, a verificação e, se possível, redução das perdas energéticas associadas a este gerador de vapor constituem um método eficaz de racionalização energética do mesmo.

No decorrer da execução da auditoria, verificou-se que o isolamento térmico desta caldeira se encontra danificado, sendo inexistente em algumas superfícies, como se pode comprovar na Figura 109.

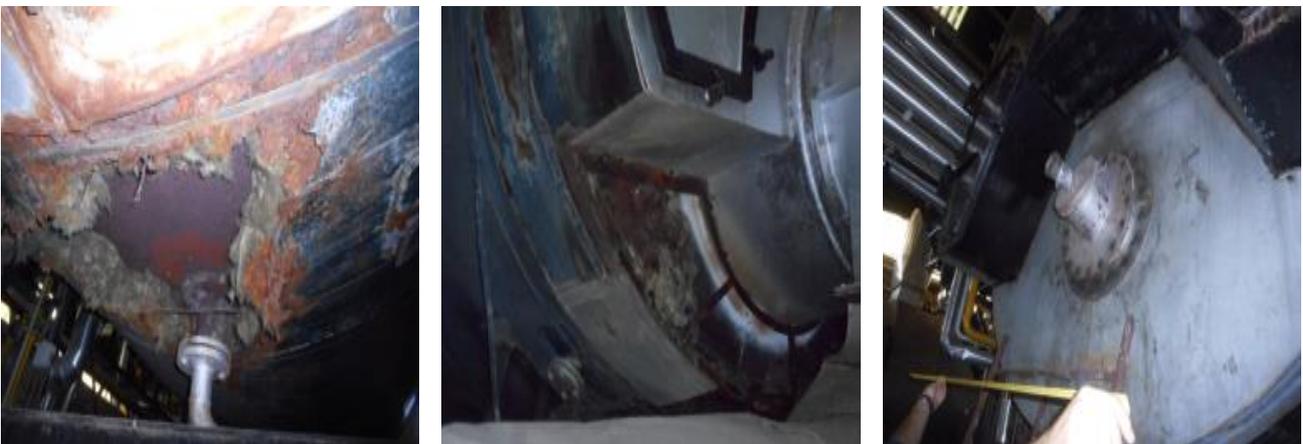


Figura 109 - Isolamento térmico danificado e falha de isolamento na caldeira de vapor 1

Aconselha-se, portanto, a renovação do isolamento térmico da caldeira em questão, com recurso a um isolamento de lã de rocha, visando-se a redução dos custos de operação deste equipamento. Este tipo de isolamento, sendo flexível, permite a sua aplicação em estruturas desiguais, como as caldeiras, com temperaturas de serviço elevadas, até 700 °C. Na Figura 110 apresentam-se alguns exemplos de caldeiras isoladas com lã de rocha.



Figura 110 - Exemplos de caldeiras isoladas com lã de rocha

O investimento associado à implementação da totalidade da medida equacionada estima-se que seja de, sensivelmente, 15 000 €, sendo que este valor compreende o custo de aquisição do isolamento de lã de rocha, a mão de obra necessária ao projeto e a instalação do mesmo.

Na Tabela 50 apresentam-se alguns dados afetos à medida de racionalização energética proposta.

Tabela 50 - Dados relativos à implementação de isolamento térmico na caldeira de vapor 1

Local do isolamento	Área total de isolamento (A)	Temperatura média registada no local de isolamento	Dias de funcionamento	Horas de funcionamento
Carcaça da caldeira	60 m <sup>2</sup>	125,4 °C	240 dias/ano	24 horas/dia

Com vista na obtenção dos valores energéticos e monetários associados a esta medida, propõe-se a determinação das perdas de energia da carcaça da caldeira de vapor 1, resultantes da transferência de calor, por convecção e radiação, entre a mesma e o meio envolvente.

Posteriormente, estas perdas podem ser convertidas para a correspondente quantidade de gás natural que seria utilizada na geração do vapor desperdiçado (e imprescindível ao processo produtivo), utilizando-se para tal o *PCI* do vetor energético mencionado, assim como o rendimento da caldeira estudada, e finalmente a sua conversão para o encaixe financeiro passível de ser obtido pela instalação auditada.

Na Tabela 51 encontram-se representados os parâmetros considerados na determinação das perdas energéticas da caldeira de vapor 1.

Tabela 51 - Parâmetros considerados na determinação das perdas energéticas da caldeira de vapor 1

Parâmetro	Valor
Emissividade do aço ao carbono a 125,4 °C ( $\sigma_{Aco}$ )	0,80
Temperatura média da carcaça da caldeira ( $T_C$ )	398,5 K
Temperatura média do meio envolvente ( $T_{Ar}$ )	297,9 K
Área total de isolamento (A)	60,0 m <sup>2</sup>
Constante de Stefan-Boltzmann ( $\epsilon$ )	$5,67 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$
Coefficiente de transferência de calor por convecção natural do ar (h)	10 W/m <sup>2</sup> ·K
Eficiência do isolamento de lã de rocha na redução de perdas ( $\eta_{isol}$ )	85%
Eficiência da caldeira de vapor 1 ( $\eta_{caldeira}$ )	88%
PCI do Gás Natural (1)	45,1 MJ/kg
Custo médio de aquisição de gás natural	0,344 €/kg

De forma a obter-se o valor de energia atualmente dissipada pelo sistema, começa-se, numa primeira fase, pelo cálculo da potência térmica total dissipada pela carcaça da caldeira de vapor 1 para o meio envolvente ( $Q_T$ ), através da seguinte equação:

Equação 10.8 - Potência térmica total dissipada pela carcaça da caldeira de vapor 1 para o meio envolvente

$$Q_T = Q_C + Q_R \quad (10.8)$$

Em que:

- $Q_C$  corresponde à potência térmica dissipada por convecção (W);
- $Q_R$  corresponde à potência térmica dissipada por radiação (W).

Para tal, torna-se imprescindível o cálculo da potência térmica dissipada por convecção ( $Q_C$ ), sendo esta possível de ser determinada através da seguinte equação:

Equação 10.9 - Potência térmica dissipada por convecção

$$Q_C = h \times A \times (T_C - T_A) \quad (10.9)$$

Onde:

- $h$  corresponde ao coeficiente de transferência de calor por convecção natural do ar ( $W/m^2 \cdot K$ );
- $A$  corresponde à área total de transferência de calor (área de isolamento) ( $m^2$ );
- $T_C$  corresponde à temperatura média da carcaça da caldeira de vapor 1 (K);
- $T_A$  corresponde à temperatura média do meio envolvente (K).

Relativamente à potência térmica dissipada por radiação ( $Q_R$ ), esta pode ser calculada através da seguinte equação:

Equação 10.10 - Potência térmica dissipada por radiação

$$Q_R = \sigma \times A \times \varepsilon \times (T_C^4 - T_A^4) \quad (10.10)$$

Em que:

- $\sigma$  corresponde à constante de Stefan-Boltzmann ( $W/m^2 \cdot K^4$ );
- $\varepsilon$  corresponde à emissividade da carcaça da caldeira de vapor 1 (aço ao carbono).

Posteriormente, torna-se necessária a determinação da energia atualmente dissipada pela carcaça da caldeira de vapor 1, por convecção e radiação, para o meio envolvente ( $E_{S/isol}$ ), através da seguinte equação:

Equação 10.11 - Energia atualmente dissipada pela carcaça da caldeira de vapor 1, por convecção e radiação, para o meio envolvente

$$E_{S/isol} (kWh/ano) = Q_T \times N^{\circ}_{dias} \times N^{\circ}_{horas} \quad (10.11)$$

Onde:

- $N^{\circ}_{dias}$  corresponde ao número de dias de funcionamento da caldeira de vapor 1 por ano;
- $N^{\circ}_{horas}$  corresponde ao número de horas diárias de funcionamento da caldeira de vapor 1.

Dado que se propõe a implementação de um isolamento de lã de rocha na carcaça da caldeira de vapor 1, que assegura, por norma, a redução das perdas por convecção e radiação na ordem dos 85% para o meio envolvente, a energia poupada através da referida implementação ( $E_{poupada}$ ), pode ser calculada através da seguinte equação:

Equação 10.12 - Energia poupada através da implementação de isolamento térmico

$$E_{poupada} (kWh/ano) = Q_T \times N^{\circ}_{dias} \times N^{\circ}_{horas} \times \eta_{isol} \quad (10.12)$$

Em que:

- $\eta_{isol}$  corresponde à eficiência do isolamento térmico de lã de rocha proposto na redução de perdas térmicas.

Esta energia anualmente poupada está diretamente envolvida com a energia que seria obtida por combustão de gás natural para a produção de vapor ( $E_{evitada}$ ) que, sem a implementação desta medida de racionalização energética, seria desperdiçada devido às perdas energéticas anteriormente analisadas neste subcapítulo. O valor correspondente à energia mencionada pode ser determinado através da seguinte equação:

Equação 10.13 - Energia que seria obtida por combustão de gás natural para a produção de vapor

$$E_{evitada} (MJ/ano) = \frac{E_{poupada}}{\eta_{caldeira}} \times 3,6 MJ/kWh \quad (10.13)$$

Onde:

- $\eta_{caldeira}$  corresponde ao rendimento energético da caldeira de vapor 1.

Assim sendo, de acordo com a equação (10.13) e em conformidade com os cálculos constantes no Anexo IV desta dissertação, relativos às equações apresentadas neste subcapítulo, tem-se então que a energia que seria obtida por combustão de gás natural para a produção de vapor ( $E_{evitada}$ ) é dada por:

$$E_{evitada} = \frac{526\,611,8}{0,88} \times 3,6 MJ/kWh = 2\,154\,321,0 MJ/ano$$

Deste modo, através do conhecimento dos valores da  $E_{evitada}$  e do  $PCI$  do gás natural (45,1MJ/kg), torna-se então possível a dedução da quantidade deste vetor energético que efetivamente pode ser poupada pela instalação, sendo que o resultado obtido foi de, aproximadamente, 47 768 kg/ano de gás natural.

Esta quantidade de gás natural economizada pode ser convertida para a poupança financeira que lhe está associada, através do seu custo médio de aquisição no ano de referência (0,344 €/kg), anteriormente estudado no subcapítulo 6.1 desta dissertação, resultando num total de 16 432 € poupados.

Através dos cálculos efetuados, que determinaram o valor da poupança afeta à melhoria proposta, e tendo em conta o investimento associado à implementação do projeto elaborado, a medida de racionalização energética estudada apresenta um *payback* simples de 0,9 anos.

Para concluir, apresentam-se na Tabela 52 e Figuras 111, 112 e 113, respetivamente, o resumo da MURE projetada e a comparação entre a situação atual e a situação após melhoria, em termos de consumo de gás natural, custos energéticos e emissões de GEE.

Tabela 52 - Resumo da MURE "Isolamento térmico da caldeira de vapor 1"

MURE	Tipo de MT	Consumo anual atual				Consumo anual após melhoria				Poupança anual				Investimento (€)	Payback simples (anos)
		t	tep	€	t CO <sub>2eq</sub>	t	tep	€	t CO <sub>2eq</sub>	t	tep	€	t CO <sub>2eq</sub>		
Isolamento térmico da caldeira de vapor 1	MT 14 – Isolamentos Térmicos	56,2	60,5	19 332	162,4	8,4	9,0	2 900	24,2	47,8	51,5	16 432	138,2	15 000	0,9

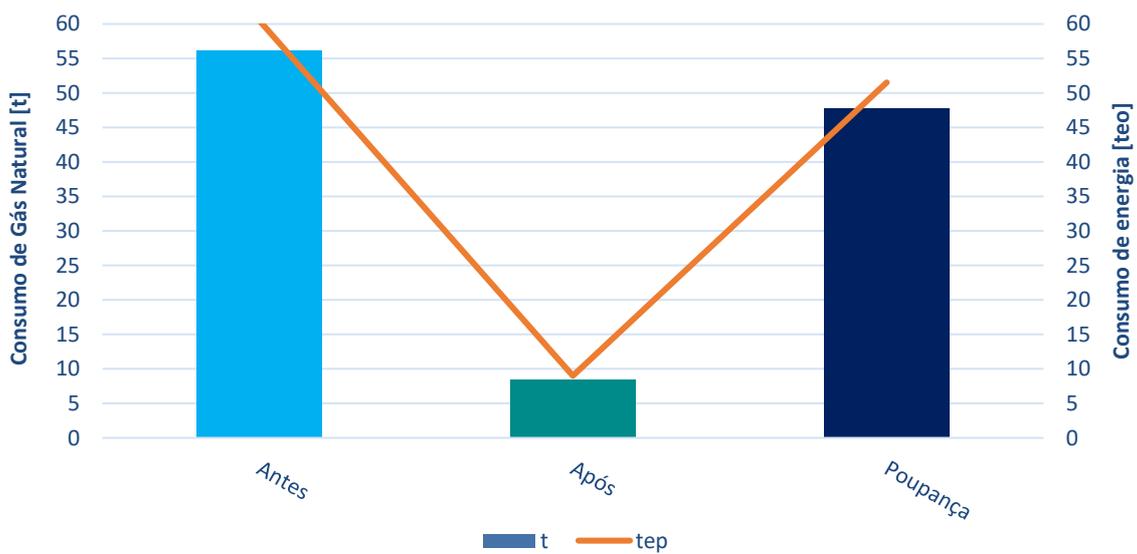


Figura 111 - Consumos de energia antes e após a implementação da MURE #5 e respetiva poupança resultante

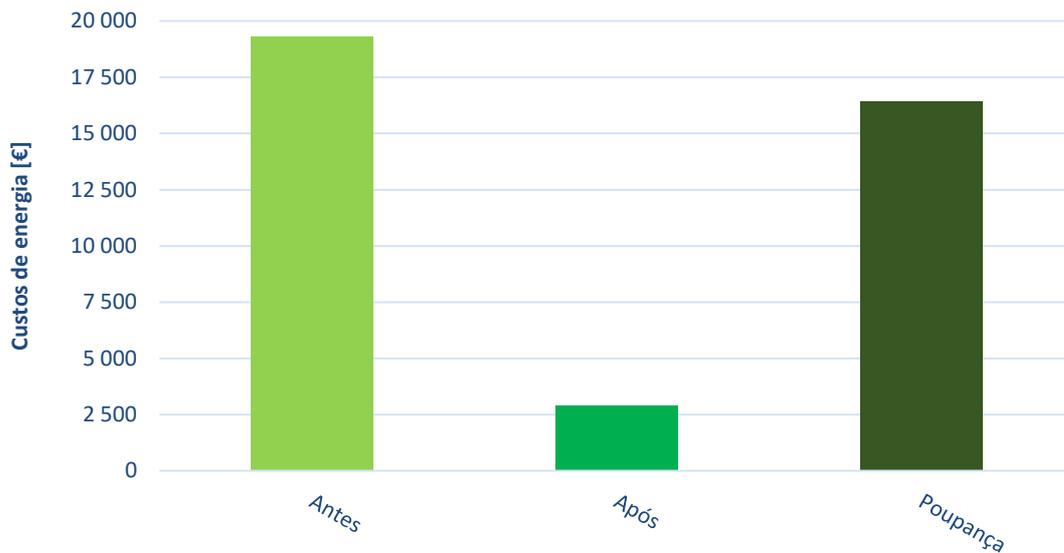


Figura 112 - Custos energéticos antes e após a implementação da MURE #5 e respetiva poupança resultante

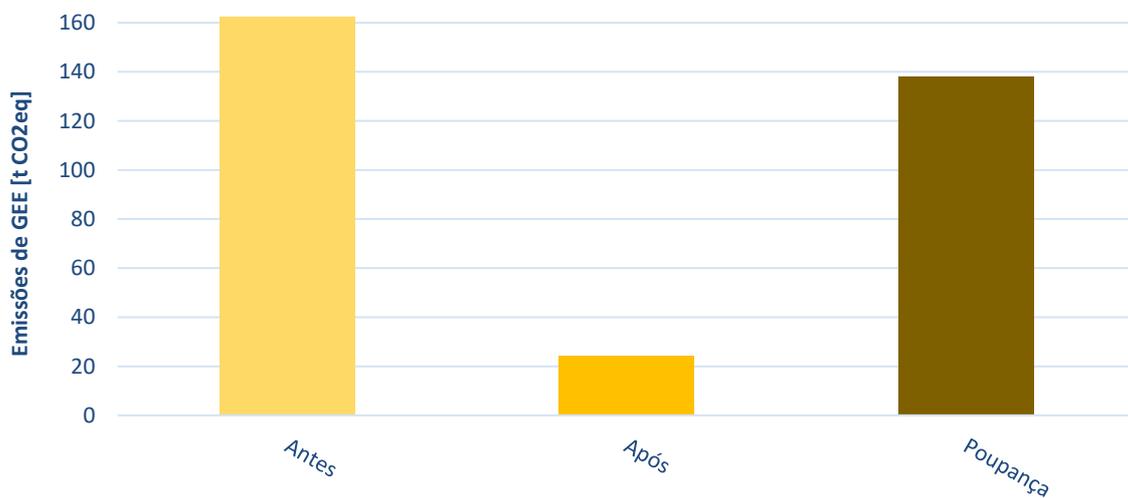


Figura 113 - Emissões de GEE antes e após a implementação da MURE #5 e respetiva poupança resultante

## 10.6 MURE #6 – Isolamento térmico de válvulas e tubagens

No decorrer dos trabalhos de campo da presente auditoria, verificou-se a ausência de isolamento térmico em válvulas e troços de tubagens, pertencentes ao circuito de vapor da instalação. Estas falhas de isolamento resultam em perdas energéticas nestes elementos, devido à transferência de calor existente com o meio envolvente, que por sua vez levam a perdas económicas, dado que é necessária a aquisição de gás natural, responsável pela produção de vapor que alimenta o circuito mencionado.

Como referido anteriormente, o circuito de vapor apresenta um elevado número de horas de funcionamento e, como tal, torna-se extremamente importante a mitigação das perdas energéticas existentes, nomeadamente nas válvulas e nos troços de tubagens pertencentes a este circuito.

Na Figura 114 apresentam-se exemplos de válvulas e troços de tubagens do circuito de vapor da instalação que carecem de isolamento térmico.



Figura 114 - Exemplos de válvulas e troços de tubagens da instalação desprovidos de isolamento térmico

A solução habitual neste tipo de situações são os isolamentos flexíveis para válvulas (*valve jackets*), adaptados para diversos tamanhos e com propriedades que permitem poupanças energéticas consideráveis. As principais vantagens deste tipo de soluções são a redução considerável das perdas térmicas (85 - 95%), a facilidade de montagem e desmontagem e a resistência a altas temperaturas.

Relativamente ao isolamento térmico de tubagens, propõe-se a aplicação de isolamento do tipo coquilha, com espessura uniforme, composto por recortes de blocos constituídos por fibras de lã de rocha. A densidade aconselhável para o material proposto deve rondar os 70 kg/ m<sup>3</sup>, enquanto a sua espessura se deva fixar nos 60 mm, parâmetros fundamentais para o suporte de temperaturas na ordem dos 500 a 600 °C.

Na Figura 115 apresenta-se um exemplo dos resultados térmicos obtidos, antes e após a implementação de um isolamento térmico para válvulas, do tipo *valve jacket*.

### Equipment: Globe Valve DN25 (thermographic report)

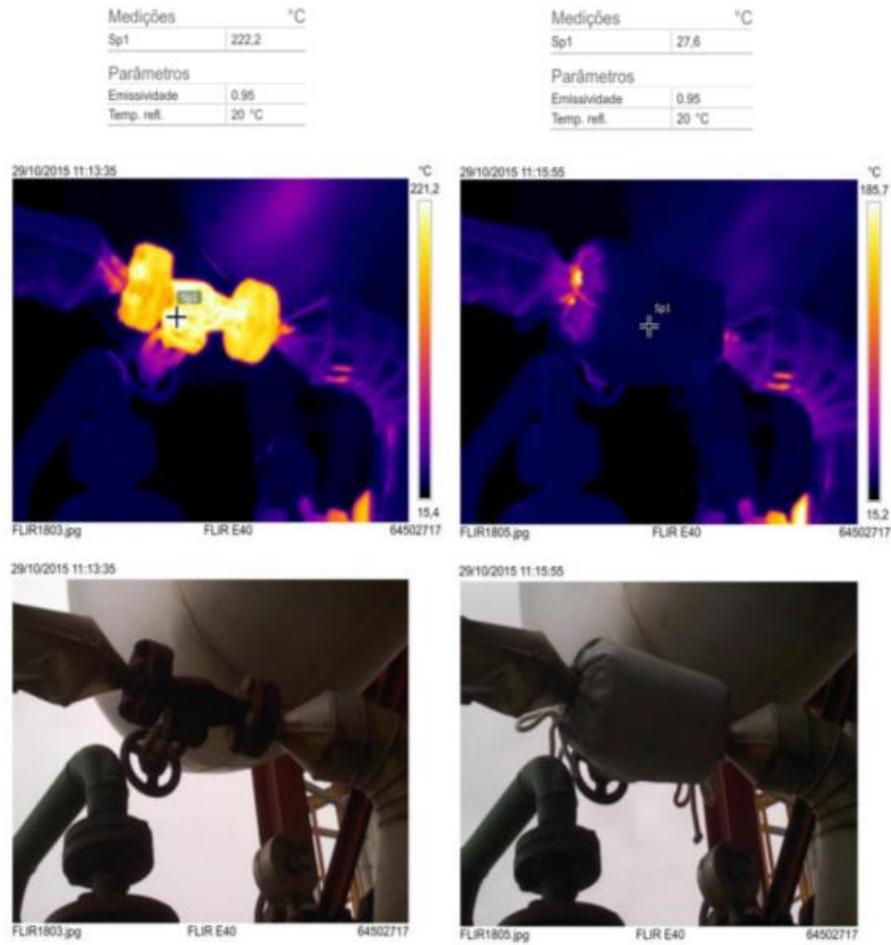


Figura 115 - Exemplo de resultados obtidos da implementação de isolamento térmico do tipo “valve jacket”

As válvulas e troços de tubagens, pertencentes ao circuito de vapor da instalação, que carecem de isolamento térmico encontram-se representadas na Tabela 53.

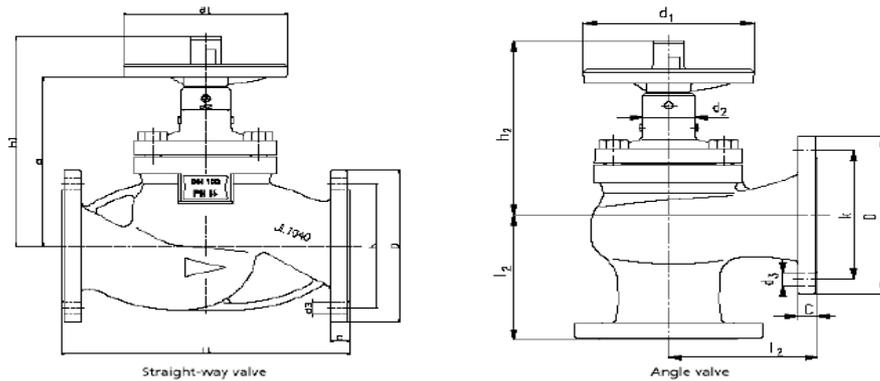
Tabela 53 - Válvulas e troços de tubagens desprovidas de isolamento térmico

<b>Coletor de Vapor - Geral</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Pressão (bar)</b>	<b>Temperatura média (° C)</b>	<b>Área a isolar (m<sup>2</sup>)</b>	<b>Horas /Dia</b>	<b>Dias/Ano</b>
DN 80	8 válvulas	10,0	175,0	1,56	24	240
DN 100	1 válvula	10,0	175,0	0,24	24	240
DN 150	4 válvulas	10,0	175,0	1,72	24	240
<b>Coletor de Vapor - Tinturaria</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Pressão (bar)</b>	<b>Temperatura média (° C)</b>	<b>Área a isolar (m<sup>2</sup>)</b>	<b>Horas /Dia</b>	<b>Dias/Ano</b>
DN 65	1 válvula	10,0	169,0	0,17	24	240
DN 80	3 válvulas	10,0	169,0	0,58	24	240
DN 80 - Tubagem	1 metro	10,0	169,0	0,63	24	240
DN 150	1 válvula	10,0	169,0	0,43	24	240
<b>Jets - Tinturaria</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Pressão (bar)</b>	<b>Temperatura média (° C)</b>	<b>Área a isolar (m<sup>2</sup>)</b>	<b>Horas /Dia</b>	<b>Dias/Ano</b>
DN 25	6 válvulas	10,0	163,5	0,35	24	240
DN 25 - Tubagem	5 metros	10,0	163,5	1,81	24	240
DN 40	3 válvulas	10,0	126,7	0,28	24	240
DN 50	1 válvula	10,0	163,5	0,12	24	240
DN 50 - Tubagem	1 metro	10,0	163,5	0,52	24	240
DN 65	6 válvulas	10,0	163,5	1,01	24	240

De notar, ainda, que as válvulas e tubagens acima referidas foram geometricamente equiparadas a um cilindro de diâmetro  $d$  e altura  $h$ , de modo a facilitarem-se os cálculos associados às respetivas áreas de isolamento, tendo estas sido calculadas de acordo com a fórmula que determina a área lateral de um cilindro, isto é, pelo produto de  $2\pi$  com o raio do sólido multiplicado pela sua altura.

Na Figura 116 apresentam-se as dimensões (em mm) das válvulas de ferro fundido analisadas (JL1040), com pressão nominal de 16 bar, onde se considerou que  $D = d$  e  $l_1 = h$ .

### Dimensões, PN 16, JL1040



### Dimensões em mm

PN	DN	l <sub>1</sub>	l <sub>2</sub>	h <sub>1</sub>	h <sub>2</sub>	d <sub>1</sub>	d <sub>2</sub>	a	D	k	n x d <sub>3</sub>	C	[kg]	
													Válvula passagem directa	Válvula Angular
16	15	130	90	175	150	125	47	137	95	65	4 x 14	14	3,1	3,2
	20	150	95	178	153	125	47	140	105	75	4 x 14	16	4	4
	25	160	100	184	151	125	47	146	115	85	4 x 14	16	4,7	4,8
	32	180	105	205	170	125	47	161	140	100	4 x 19	18	7,3	7,5
	40	200	115	210	172	125	47	166	150	110	4 x 19	18	7,7	7,7
	50	230	125	235	198	160	51	190	165	125	4 x 19	20	10,2	9,6
	65	290	145	246	198	160	51	201	185	145	4 x 19	20	17	16,3
	80	310	155	282	226	200	60	223	200	160	8 x 19	22	22	21,8
	100	350	175	304	244	200	60	245	220	180	8 x 19	24	32	30,8
	125	400	200	390	316	250	86	310	250	210	8 x 19	26	54	48,3
	150	480	225	408	320	250	86	328	285	240	8 x 23	26	70,5	65,7
	200	600	275	570	468	400	100	440	340	295	12 x 23	30	130	114,2
250	730	325	606	480	400	100	476	405	355	12 x 28	32	230	180,5	
300	850	375	660	510	400	93	530	460	410	12 x 28	32	328	267,5	

Figura 116 - Dimensões das válvulas JL1040 de PN16

O investimento associado à implementação da totalidade da medida equacionada estima-se que seja de, sensivelmente, 6 000 €, sendo que este valor compreende o custo de aquisição dos isolamentos mencionados, a mão de obra necessária ao projeto e a instalação do mesmo.

Visando-se a obtenção dos valores energéticos e monetários associados a esta medida, propõe-se a determinação das perdas de energia dos elementos descritos, resultantes da transferência de calor, por convecção e radiação, entre os mesmos e o meio envolvente.

Estas perdas podem, posteriormente, ser convertidas para a correspondente quantidade de gás natural que seria utilizada para a geração de vapor, imprescindível ao processo produtivo, utilizando-se para tal o *PCI* do vetor energético mencionado, assim como o rendimento da caldeira estudada, e finalmente a sua conversão para o encaixe financeiro obtido pela instalação auditada, de modo análogo ao método utilizado no subcapítulo 10.5 desta dissertação.

Na Tabela 54 encontram-se representados os parâmetros considerados na determinação das perdas energéticas das válvulas e treços de tubagens em análise.

Tabela 54 - Parâmetros considerados na determinação das perdas energéticas das válvulas e tubagens analisadas

Parâmetro	Valor
Emissividade do ferro fundido/aço ao carbono a 166,3 °C ( $\sigma_{FF}$ )	0,80
Temperatura média das válvulas/tubagens ( $T_C$ )	439,5 K
Temperatura média do meio envolvente ( $T_A$ )	297,9 K
Área total de isolamento (A)	9,42 m <sup>2</sup>
Constante de Stefan-Boltzmann ( $\epsilon$ )	5,67 x 10 <sup>-8</sup> W/m <sup>2</sup> *K <sup>4</sup>
Coefficiente de transferência de calor por convecção natural do ar (h)	10 W/m <sup>2</sup> *K
Eficiência dos isolamentos propostos na redução de perdas ( $\eta_{isol}$ )	85%
Eficiência da caldeira de vapor 1 ( $\eta_{caldeira}$ )	88%
PCI do Gás Natural (1)	45,1 MJ/kg
Custo médio de aquisição de gás natural	0,344 €/kg

A potência térmica total dissipada pelas válvulas e troços de tubagens para o meio envolvente ( $Q_T$ ) pode ser determinada através da equação (10.1), de modo análogo ao estudo realizado no subcapítulo anterior.

Para tal, torna-se primeiramente necessário o cálculo da potência térmica dissipada por convecção pelas válvulas e tubagens analisadas ( $Q_C$ ), sendo que esta pode ser determinada através da equação (10.9).

De seguida, recorre-se à determinação da potência térmica dissipada por radiação pelos elementos em análise ( $Q_R$ ), utilizando-se, para o efeito, a equação (10.10).

Deste modo, em função dos valores de os valores de  $Q_C$  e  $Q_R$ , determinados, procede-se à resolução da equação (10.8).

Assim sendo, torna-se então possível a determinação da energia atualmente dissipada pelas válvulas e troços de tubagens, por convecção e radiação, para o meio envolvente ( $E_{S/isol}$ ), através da equação (1.11).

Dado que se propõe a implementação de isolamentos do tipo *valve jacket* e do tipo coquilha (para as tubagens) que asseguram, por norma, a redução das perdas por convecção e radiação na ordem dos 85% para o meio envolvente, a energia poupada através da referida implementação ( $E_{poupada}$ ), pode ser calculada através da equação (1.12).

Esta energia anualmente poupada está diretamente envolvida com a energia que seria obtida por combustão de gás natural para a produção de vapor ( $E_{evitada}$ ) que, sem a implementação desta medida de racionalização energética, seria desperdiçada devido às perdas energéticas calculadas. O valor correspondente à energia mencionada pode ser determinado através da equação (1.13).

Assim sendo, de acordo com a equação (1.13) e em conformidade com os cálculos constantes no Anexo V desta dissertação, relativos às equações apresentadas neste subcapítulo, tem-se então que a energia que seria obtida por combustão de gás natural para a produção de vapor ( $E_{evitada}$ ) é dada por:

$$E_{evitada} = \frac{126\,885,7}{0,88} \times 3,6 \text{ MJ/kWh} = 519\,077,9 \text{ MJ/ano}$$

Deste modo, através do conhecimento dos valores de  $E_{evitada}$  e do  $PCI$  do gás natural (45,1MJ/kg), torna-se então possível a dedução da quantidade deste vetor energético que efetivamente pode ser poupada pela instalação, sendo o resultado obtido de, aproximadamente, 11 509 kg/ano de gás natural poupado.

Esta quantidade de gás natural economizada pode ser convertida para a poupança financeira que lhe está associada, através do seu custo médio de aquisição no ano de referência (0,344 €/kg), anteriormente estudado no subcapítulo 6.1 desta dissertação, resultando numa poupança anual de 3 959 €.

Através dos cálculos efetuados, que determinaram o valor da poupança afeta à melhoria proposta, e tendo em conta o investimento associado à implementação do projeto elaborado, a medida de racionalização energética estudada apresenta um *payback* simples de 1,5 anos.

Para concluir, apresentam-se na Tabela 55 e Figuras 117, 118 e 119, respetivamente, o resumo da MURE projetada e a comparação entre a situação atual e a situação após melhoria, em termos de consumo de gás natural, custos energéticos e emissões de GEE.

Tabela 55 - Resumo da MURE "Isolamento térmico de válvulas e tubagens"

MURE	Tipo de MT	Consumo anual atual				Consumo anual após melhoria				Poupança anual				Investimento (€)	Payback simples (anos)
		t	tep	€	t CO <sub>2eq</sub>	t	tep	€	t CO <sub>2eq</sub>	t	tep	€	t CO <sub>2eq</sub>		
Isolamento térmico de válvulas e tubagens	MT 14 – Isolamentos Térmicos	13,5	14,6	4 658	39,1	2,0	2,2	699	5,8	11,5	12,4	3 959	33,3	6 000	1,5

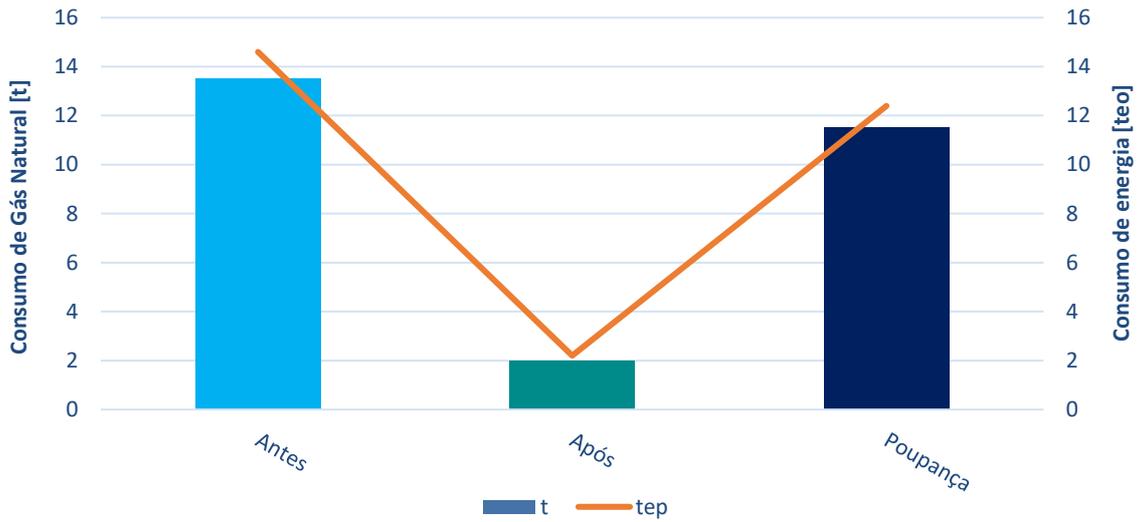


Figura 117 - Consumos de energia antes e após a implementação da MURE #6 e respetiva poupança resultante

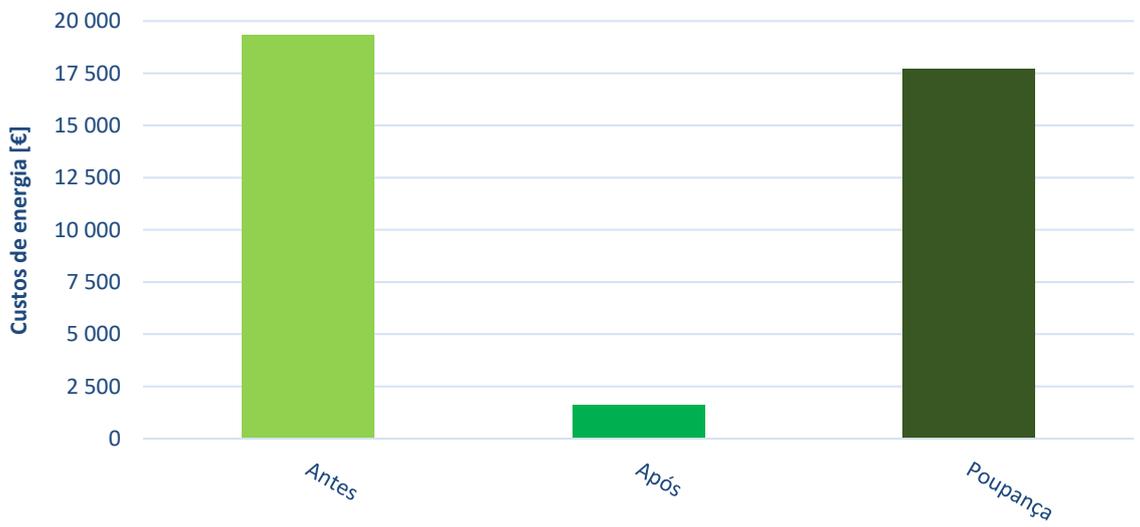


Figura 118 - Custos energéticos antes e após a implementação da MURE #6 e respetiva poupança resultante

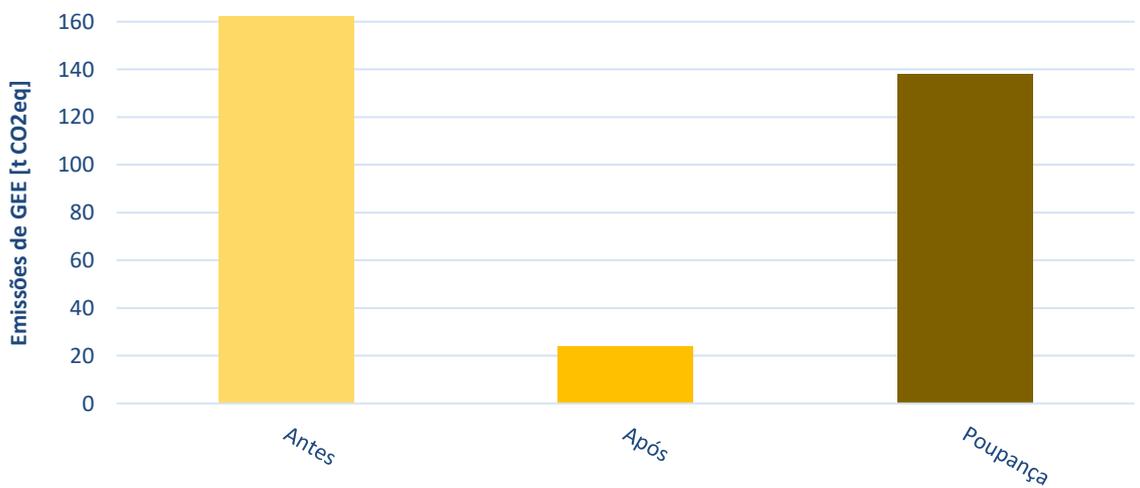


Figura 119 - Emissões de GEE antes e após a implementação da MURE #6 e respetiva poupança resultante

## **10.7 MURE #7 – Sistema de recuperação de calor dos efluentes quentes da tinturaria**

O sistema de recuperação de calor dos efluentes quentes da tinturaria da instalação encontra-se desativado desde 2017, devido a enormes falhas e erros operativos, tal como referido anteriormente nesta dissertação, nomeadamente no subcapítulo 5.2.1.

As águas residuais em questão são a base do reaproveitamento de calor projetado, dada a sua elevada temperatura, sendo estas provenientes do processo de tingimento. Devido ao facto de se utilizarem produtos químicos, que alteram a composição química da água, os efluentes resultantes do setor da tinturaria apresentam elevados graus de contaminação com cor e outras substâncias. Os jets são as máquinas responsáveis pelo processo de tingimento, sendo que, dos 40 jets operacionais da instalação, somente 29 se encontram conectados ao sistema de recuperação de calor existente.

Na medida em que o setor da tinturaria se divide por 2 edifícios, sendo estes a tinturaria nova e antiga, resulta que os equipamentos operantes na unidade mais recente, por questões relacionadas com o dimensionamento das tubagens, aquando da conceção do projeto, se encontram desconectados do sistema de recuperação de calor.

O projeto de racionalização energética proposto consiste na reativação do sistema de recuperação de calor em análise, uma vez que irá representar uma redução energética significativa nas necessidades de aquecimento da água que alimenta o processo de tingimento, através do reaproveitamento da energia térmica contida nos efluentes quentes da tinturaria, sendo esta devidamente transferida para a água proveniente da rede abastecedora, por intermédio do permutador de calor atualmente instalado.

No seguimento deste processo resulta água quente, direcionada para o depósito de água quente existente, e que alimenta os jets, e efluentes frios, devidamente encaminhados para a ETAR.

O permutador de calor instalado no sistema de recuperação é um permutador de placas do tipo água-água, sendo este o responsável pela transferência da energia térmica dos efluentes quentes da tinturaria para a água fria da rede. O permutador em análise é constituído por um conjunto de placas de aço inoxidável AISI 316, fabricadas por estampagem a frio, estrutura em aço ao carbono, tirantes de aperto e ligações de entrada e saída de fluidos. De referir, ainda, que em cada placa está colocada uma junta, de modo a garantir estanquicidade ao permutador, e que os fluidos circulam através dos canais formados pelas placas, de forma alternada entre estas, em regime de contracorrente.

De forma a ilustrar-se o funcionamento do equipamento descrito, apresenta-se, na Figura 120, a configuração geral de um permutador de placas.

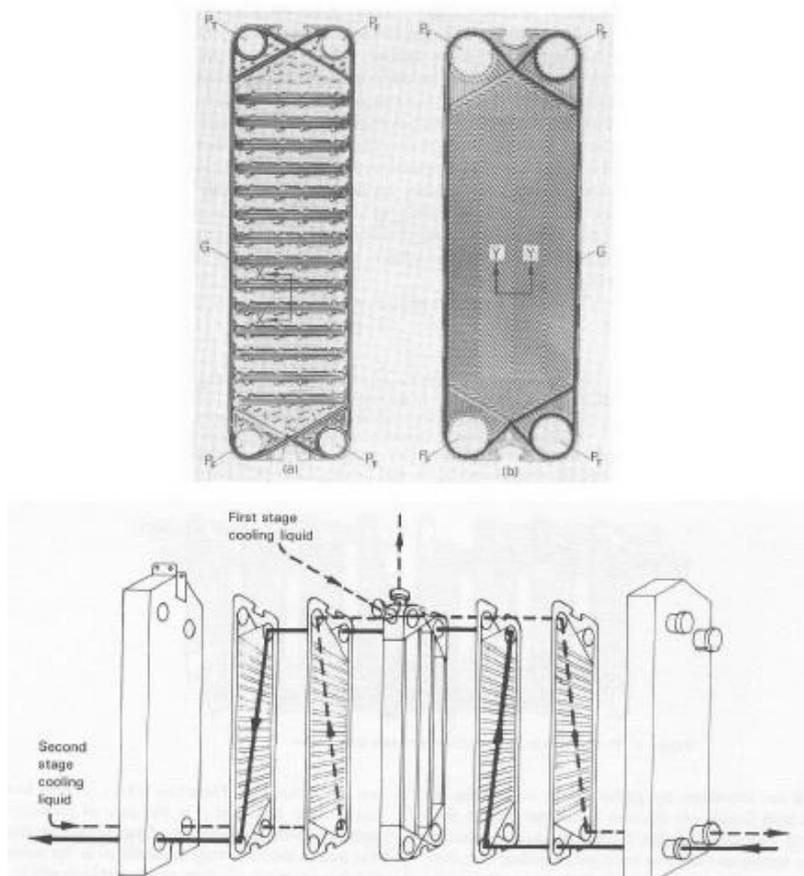


Figura 120 - Configuração geral de um permutador de placas

Com vista na simplificação do estudo que se apresenta, nomeadamente em relação às propriedades físicas e químicas dos efluentes quentes da tinturaria, adotou-se a premissa de que as propriedades referidas fossem aproximadas às propriedades da água. No entanto, devido ao facto dos efluentes mencionados serem provenientes de um processo industrial de tingimento e, deste modo, possuírem elevados teores de contaminação com cor e outras substâncias químicas, tem-se que os resultados do projeto apresentado são suscetíveis a erros derivados dos pressupostos assumidos.

De referir, ainda, que a superfície do permutador, responsável pelo escoamento dos fluidos, se encontra sujeita à ação de deposição das impurezas contidas nestes fluidos. Consequentemente, existe a possibilidade de ocorrência de fenómenos corrosivos ou de outras reações químicas entre os fluidos circulatórios e os materiais que constituem o permutador.

As especificações do permutador de placas, instalado no sistema de recuperação de calor dos efluentes quentes da tinturaria, encontram-se representadas na Tabela 56.

Tabela 56 - Especificações do permutador de placas "ARSOPI THERMAL FH 30"

Fabricante	Modelo	Pressão máxima de trabalho (bar)	Temperatura máxima de operação (°C)	Coefficiente global de transferência de calor (W/m² K)	Caudal máximo (m³/h)	Área de transferência de calor por placa (m²)	Nº total de placas	Área total (m²)
Arsopi Thermal	FH 30	20,0	180,0	4652 – 6978	285	0,49	35	17,15

No que diz respeito às dimensões do permutador mencionado, estas apresentam-se, de seguida, na Figura 121, conjuntamente com a representação técnica do permutador em análise.

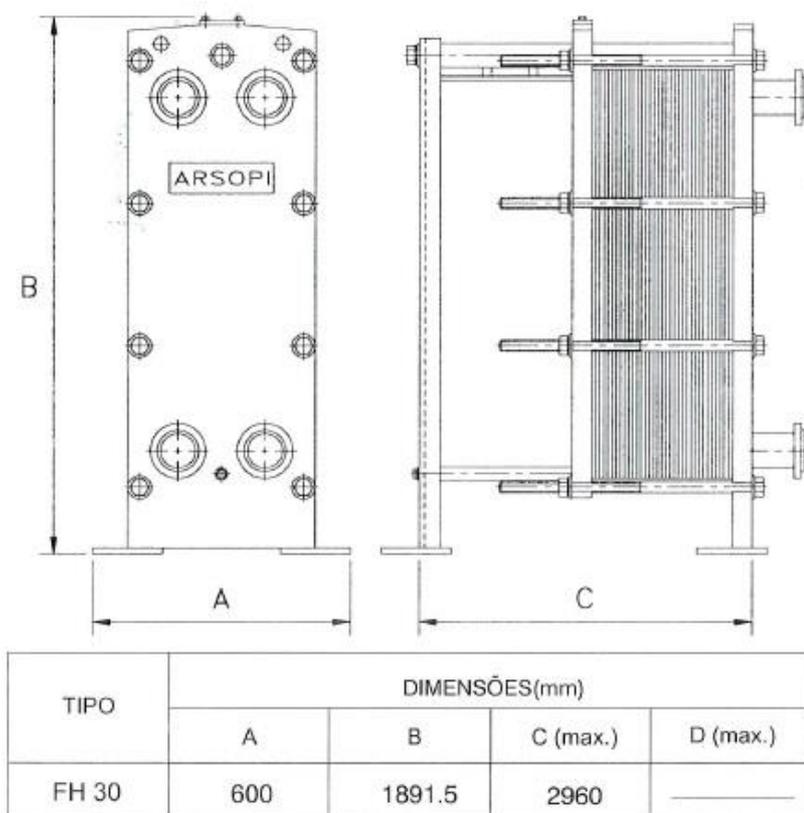


Figura 121 - Desenho técnico do permutador de placas "ARSOPI THERMAL FH 30" e respetivas dimensões

De acordo com os relatórios fornecidos pela instalação, relativos à identificação dos componentes do sistema de recuperação de calor danificados e conseqüente cotação de substituição/reparação (permutador de calor, filtro, bomba de água e respetivas tubagens e acessórios), e em conformidade com os orçamentos executados, estima-se que o investimento associado a esta medida de racionalização energética contabilize cerca de 12 490 €.

Com vista na obtenção dos valores energéticos e monetários associados a esta medida, propõe-se a determinação da totalidade de energia passível de ser reaproveitada pelo sistema de recuperação de calor em estudo, caso este seja reativado.

Posteriormente, esta energia reaproveitada pode ser convertida para a correspondente quantidade de gás natural que seria utilizada na geração de vapor, responsável pelo aquecimento do banho de tingimento, utilizando-se para tal o *PCI* do vetor energético mencionado, assim como o rendimento da caldeira estudada, e finalmente a sua conversão para o encaixe financeiro passível de ser obtido pela instalação auditada.

Para o efeito, começa-se pelo cálculo do caudal volumétrico médio de efluentes quentes que podem circular no sistema, utilizando-se, para tal, os dados referentes às águas residuais tratadas na ETAR, durante o ano de referência (2019). Os resultados do processamento efetuado encontram-se representados na Tabela 57.

Tabela 57 - Registos mensais de água tratada na ETAR no ano de referência (2019)

2019	Total de água tratada	Nº de dias úteis	Nº de horas diárias	Nº total de horas mensais	Caudal volumétrico médio
Mês	m <sup>3</sup>	dias	h/dia	h/mês	m <sup>3</sup> /h
janeiro	20 595	22	24	528	39,0
fevereiro	22 382	20	24	480	46,6
março	21 019	21	24	504	41,7
abril	38 632	20	24	480	80,5
maio	29 288	22	24	528	55,5
junho	28 347	18	24	432	65,6
julho	38 098	23	24	552	69,0
agosto	11 084	9	24	216	51,3
setembro	19 898	21	24	504	39,5
outubro	39 603	23	24	552	71,7
novembro	34 128	20	24	480	71,1
dezembro	32 585	21	24	504	64,7
Total	335 659	240	288	5 760	696,2
Média	27 972	20	24	480	58,0

Assim sendo, de acordo com os resultados obtidos na tabela anterior, pode-se estimar que o caudal volumétrico médio de efluentes tratados na ETAR ( $\dot{m}_{v_{ET}}$ ), resultantes de todos os jets da instalação, ao longo de 2019, foi de, aproximadamente, 58 m<sup>3</sup>/h.

No entanto, dado que o valor mencionado advém do volume total de água residual tratada, torna-se, nesta fase, necessário o cálculo do caudal volumétrico médio de efluentes tratados na ETAR, provenientes dos jets conectados ao sistema de recuperação de calor ( $\dot{m}_{v_{ERC}}$ ), sendo o mesmo possível através da seguinte equação:

Equação 10.14 - Caudal volumétrico médio de efluentes tratados na ETAR, provenientes dos jets conectados ao sistema de recuperação de calor

$$\dot{m}_{v_{ERC}} (m^3/h) = \dot{m}_{v_{ET}} \times \frac{V_{ERC}}{V_{ET}} \quad (10.14)$$

Em que:

- $\dot{m}_{v_{ET}}$  corresponde ao caudal volumétrico médio do total de efluentes tratados na ETAR ( $m^3/h$ );
- $V_{ERC}$  corresponde à capacidade total dos jets conectados ao sistema de recuperação de calor (litros);
- $V_{ET}$  corresponde à capacidade total de todos os jets da instalação (litros).

De forma a obter-se o valor resultante do rácio entre  $V_{ERC}$  e  $V_{ET}$ , apresentam-se, na Tabela 58, alguns dados relativos aos jets implementados na instalação.

Tabela 58 - Dados relativos aos jets utilizados na instalação

Local do isolamento	Capacidade total (litros)	Distribuição (%)	Dias de funcionamento	Horas de funcionamento
Jets desconectados do sistema de recuperação de calor	19 500	28	240 dias/ano	5 760 horas/ano
Jets conectados ao sistema de recuperação de calor	49 449	72	240 dias/ano	5 760 horas/ano
Total	68 949	100	–	–

Na medida em que a instalação auditada possui e disponibilizou relatórios técnicos recentes de análise aos efluentes quentes resultantes do processo de tingimento, elaborados por uma empresa especializada no ramo, não foram realizados testes específicos às águas residuais em questão. Em conformidade com o processamento efetuado aos relatórios técnicos mencionados, tem-se que a temperatura média dos efluentes quentes da tinturaria ( $T_{EQ}$ ) foi estimada em cerca de 52,8 °C.

A instalação auditada forneceu ainda alguns dados históricos relativos ao funcionamento do sistema de recuperação de calor em estudo, no seu último ano completo de operação (2016). A análise e tratamento destes dados possibilitou não só a determinação do caudal volumétrico médio de água fria da rede bombeada para o sistema ( $\dot{m}_{v_{H20F}}$ ), contabilizado em, aproximadamente, 0,007m<sup>3</sup>/s (25 m<sup>3</sup>/h), mas também a medição da sua temperatura média ( $T_{H20F}$ ), sendo que a mesma foi estimada em cerca de 21,3 °C.

Nesta fase do projeto, torna-se de extrema importância a identificação de certos parâmetros relevantes à determinação da energia reaproveitada pelo sistema de recuperação de calor dos efluentes da tinturaria, sendo estes parâmetros apresentados, de seguida, na Tabela 59.

Tabela 59 - Parâmetros considerados na determinação da energia reaproveitada pelo sistema de recuperação de calor

Parâmetro	Valor
Temperatura média da água fria da rede ( $T_{H20F}$ )	294,5 K
Massa volúmica da água a 21,3 °C ( $\rho_{H20F}$ )	998,0 kg/m <sup>3</sup>
Capacidade térmica mássica da água a 21,3 °C ( $C_{p_{H20F}}$ )	4 181 J/kg*K
Viscosidade absoluta da água a 21,3 °C ( $\mu_{H20F}$ )	959*10 <sup>-6</sup> N*s/m <sup>2</sup>
Condutividade térmica da água a 21,3 °C ( $k_{H20F}$ )	0,606 W/m*K
Número de Prandtl da água a 21,3 °C ( $Pr_{H20F}$ )	6,62
Temperatura média dos efluentes quentes da tinturaria ( $T_{EQ}$ )	326,0 K
Massa volúmica da água a 52,8 °C ( $\rho_{EQ}$ )	986,2 kg/m <sup>3</sup>
Capacidade térmica mássica da água a 52,8 °C ( $C_{p_{EQ}}$ )	4 182 J/kg*K
Viscosidade absoluta da água a 52,8 °C ( $\mu_{EQ}$ )	520*10 <sup>-6</sup> N*s/m <sup>2</sup>
Condutividade térmica da água a 52,8 °C ( $k_{EQ}$ )	0,646 W/m*K
Número de Prandtl da água a 52,8 °C ( $Pr_{EQ}$ )	3,37
Condutividade térmica do aço inoxidável AISI 316 ( $k_{AISI316}$ )	13,9 W/m*K
Espaçamento entre placas AISI 316 (b)	0,0035 m
Espessura de cada placa AISI 316 ( $\Delta x$ )	0,001 m
Eficiência da caldeira de vapor 1 ( $\eta_{caldeira}$ )	88%
PCI do Gás Natural (1)	45,1 MJ/kg
Custo médio de aquisição de gás natural	0,344 €/kg

De forma a obter-se o valor correspondente à energia total passível de ser reaproveitada pelo sistema de recuperação de calor, procede-se, nesta altura, ao cálculo da potência térmica resultante da transferência de calor entre os efluentes quentes da tinturaria e a água fria da rede ( $Q$ ), através do método “Eficiência térmica - Número de unidades transferidas” ( $\varepsilon$ -NTU), de acordo com a seguinte equação:

Equação 10.15 - Potência térmica resultante da transferência de calor entre os efluentes quentes da tinturaria e a água fria da rede

$$\varepsilon = \frac{Q}{Q_{max}} \Leftrightarrow Q = \varepsilon \times Q_{max} \quad (10.15)$$

Em que:

- $\varepsilon$  corresponde à eficiência térmica do permutador de calor;
- $Q$  corresponde à potência térmica resultante da transferência de calor ocorrida (W);
- $Q_{max}$  corresponde à potência térmica máxima possível de ser transferida, em regime de contracorrente (W).

Para tal, torna-se imprescindível o cálculo da eficiência térmica do permutador de calor ( $\varepsilon$ ), sendo esta possível de ser determinada através da seguinte equação:

Equação 10.16 - Eficiência térmica do permutador de calor

$$\varepsilon = \frac{\exp[(1 - C_r) \times NTU_{min}] - 1}{\exp[(1 - C_r) \times NTU_{min}] - C_r} \quad (10.16)$$

Onde:

- $C_r$  corresponde ao ratio entre o valor mínimo obtido pelo produto do caudal de um dos fluidos com a sua capacidade térmica mássica e o valor máximo obtido através do produto do caudal do outro fluido com a sua respetiva capacidade térmica mássica;
- $NTU_{min}$  corresponde ao número mínimo de unidades transferidas no processo de transferência de calor.

De modo a determinar-se o valor de  $C_r$ , utiliza-se a seguinte expressão:

Equação 10.17 - Ratio Cr

$$C_r = \frac{(\dot{m}_m \times C_p)_{min}}{(\dot{m}_m \times C_p)_{max}} \quad (10.17)$$

Em que:

- $\dot{m}_m$  corresponde ao caudal mássico médio do fluido analisado (kg/s);
- $C_p$  corresponde à capacidade térmica mássica do respetivo fluido (J/kg\*K).

Com vista na obtenção dos caudais mássicos médios da água fria da rede ( $\dot{m}_{m_{H20F}}$ ) e dos efluentes quentes da tinturaria ( $\dot{m}_{m_{EQ}}$ ), faz-se uso da seguinte relação:

Equação 10.18 - Caudal mássico

$$\dot{m}_m = \rho \times \dot{m}_v \quad (10.18)$$

Onde:

- $\rho$  corresponde à massa volúmica do fluido analisado (kg/m<sup>3</sup>);
- $\dot{m}_v$  corresponde ao caudal volumétrico médio do respetivo fluido (m<sup>3</sup>/s).

Com o intuito de se determinar o número mínimo de unidades transferidas no processo de transferência de calor ( $NTU_{min}$ ), utiliza-se a seguinte equação:

Equação 10.19 - Número mínimo de unidades transferidas no processo de transferência de calor

$$NTU_{min} = \frac{U \times A_T}{(\dot{m}_m \times C_p)_{min}} = \frac{U \times A_T}{(\dot{m}_{m_{H20F}} \times C_{p_{H20F}})} \quad (10.19)$$

Em que:

- $U$  corresponde ao coeficiente global de transferência de calor (W/m<sup>2</sup>\*K);
- $A_T$  corresponde à área total de transferência de calor (m<sup>2</sup>).

Na medida em que as 35 placas que constituem o permutador de calor possuem exatamente a mesma geometria e dimensões e, conseqüentemente, a mesma área de transferência de calor, o coeficiente global de transferência de calor ( $U$ ), pode ser calculado através da seguinte expressão:

Equação 10.20 - Coeficiente global de transferência de calor

$$U = \frac{1}{R_T} \quad (10.20)$$

Onde:

- $R_T$  corresponde à resistência térmica total do processo de transferência de calor (m<sup>2</sup>\*K/W).

De forma a determinar-se a resistência térmica total do processo ( $R_T$ ), resultante da transferência de calor ocorrida entre a água fria da rede e a placa de aço inoxidável, da resistência térmica oferecida pela própria placa e ainda da transferência de calor dada entre a placa e os efluentes quentes, recorre-se à seguinte equação:

Equação 10.21 - Resistência térmica total do processo

$$R_T = \frac{1}{h_{H20F}} + \frac{\Delta x}{k_{AISI316}} + \frac{1}{h_{EQ}} \quad (10.21)$$

Em que:

- $h_{H20F}$  corresponde ao coeficiente de transferência de calor por convecção da água fria da rede ( $W/m^2 \cdot K$ );
- $\Delta x$  corresponde à espessura de cada placa constituinte do permutador de calor (m);
- $k_{AISI316}$  corresponde à condutividade térmica do aço inoxidável AISI 316 ( $W/m \cdot K$ );
- $h_{EQ}$  corresponde ao coeficiente de transferência de calor por convecção dos efluentes quentes da tinturaria ( $W/m^2 \cdot K$ ).

Nesta fase do estudo que se apresenta, torna-se imprescindível o cálculo dos coeficientes de transferência de calor por convecção da água fria da rede e dos efluentes quentes da tinturaria.

O coeficiente de transferência de calor por convecção da água fria da rede ( $h_{H20F}$ ) pode ser determinado com base na seguinte expressão:

Equação 10.22 - Coeficiente de transferência de calor por convecção da água fria da rede

$$Nu_{H20F} = \frac{h_{H20F} \times D_e}{k_{H20F}} \Leftrightarrow h_{H20F} = \frac{Nu_{H20F} \times k_{H20F}}{D_e} \quad (10.22)$$

Onde:

- $Nu_{H20F}$  corresponde ao número de Nusselt da água fria da rede;
- $D_e$  corresponde ao diâmetro equivalente de cada placa de aço inoxidável (m);
- $k_{H20F}$  corresponde à condutividade térmica da água fria da rede ( $W/m \cdot K$ ).

De modo a caracterizar-se o regime de escoamento da água fria da rede, procede-se ao cálculo do seu número de Reynolds ( $Re_{H20F}$ ), através da seguinte equação:

Equação 10.23 - Número de Reynolds da água fria da rede

$$Re_{H20F} = \frac{\rho_{H20F} \times v_{H20F} \times D_e}{\mu_{H20F}} \quad (10.23)$$

Em que:

- $\rho_{H20F}$  corresponde à massa volúmica da água fria da rede ( $\text{kg}/\text{m}^3$ );
- $v_{H20F}$  corresponde à velocidade média de escoamento da água fria da rede ( $\text{m}/\text{s}$ );
- $\mu_{H20F}$  corresponde à viscosidade absoluta da água fria da rede ( $\text{N}^*\text{s}/\text{m}^2$ ).

Para tal, torna-se necessário o cálculo da velocidade de escoamento da água fria da rede ( $v_{H20F}$ ), sendo o mesmo possível através da seguinte relação:

Equação 10.24 - Velocidade de escoamento da água fria da rede

$$v_{H20F} = \frac{\dot{m}_{v_{H20F}}}{A_{Placa}} \quad (10.24)$$

Onde:

- $\dot{m}_{v_{H20F}}$  corresponde ao caudal volumétrico médio da água fria da rede ( $\text{m}^3/\text{s}$ );
- $A_{Placa}$  corresponde à área de transferência de calor de cada placa de aço inoxidável AISI 316 ( $\text{m}^2$ ).

Tendo em conta a informação constante na ficha técnica do permutador de placas em análise, o diâmetro equivalente de cada placa de aço inoxidável ( $D_e$ ) pode ser estimado através da seguinte expressão:

Equação 10.25 - Diâmetro equivalente de cada placa de aço inoxidável

$$D_e = 2 \times b \quad (10.25)$$

Em que:

- $b$  corresponde ao espaçamento existente entre as placas de aço inoxidável AISI 316 (m).

Assim sendo, em conformidade com os cálculos constantes no anexo VI, que determinam o número de Reynolds da água fria da rede, pode-se concluir que o regime de escoamento deste fluido é do tipo laminar.

Conhecendo-se o regime de escoamento do fluido, procede-se, nesta fase, ao cálculo do número de Nusselt da água fria da rede ( $Nu_{H20F}$ ), determinado em função dos respetivos números Reynolds e Prandtl, através da seguinte equação:

Equação 10.26 - Número de Nusselt da água fria da rede

$$Nu_{H20F} = 0,332 \times Re_{H20F}^{\left(\frac{1}{2}\right)} \times Pr_{H20F}^{\left(\frac{1}{3}\right)} \quad (10.26)$$

Onde:

- $Pr_{H20F}$  corresponde ao número de Prandtl da água fria da rede.

No que diz respeito ao coeficiente de transferência de calor por convecção dos efluentes quentes da tinturaria ( $h_{EQ}$ ), este pode ser determinado de forma análoga a  $h_{H20F}$ , isto é, com base na seguinte expressão:

Equação 10.27 - Coeficiente de transferência de calor por convecção dos efluentes quentes da tinturaria

$$Nu_{EQ} = \frac{h_{EQ} \times D_e}{k_{EQ}} \Leftrightarrow h_{EQ} = \frac{Nu_{EQ} \times k_{EQ}}{D_e} \quad (10.27)$$

Em que:

- $Nu_{EQ}$  corresponde ao número de Nusselt dos efluentes quentes;
- $D_e$  corresponde ao diâmetro equivalente de cada placa de aço inoxidável (m);
- $k_{EQ}$  corresponde à condutividade térmica dos efluentes quentes (W/m<sup>2</sup>\*K).

De forma a caracterizar-se o regime de escoamento dos efluentes quentes da tinturaria, procede-se ao cálculo do seu número de Reynolds ( $Re_{EQ}$ ), através da seguinte equação:

Equação 10.28 - Número de Reynolds dos efluentes quentes da tinturaria

$$Re_{EQ} = \frac{\rho_{EQ} \times v_{EQ} \times D_e}{\mu_{EQ}} \quad (10.28)$$

Onde:

- $\rho_{EQ}$  corresponde à massa volúmica dos efluentes quentes (kg/m<sup>3</sup>);
- $v_{EQ}$  corresponde à velocidade média de escoamento dos efluentes quentes (m/s<sup>2</sup>);
- $\mu_{EQ}$  corresponde à viscosidade absoluta dos efluentes quentes (N\*s/m<sup>2</sup>).

Para o efeito, torna-se fundamental o cálculo da velocidade média de escoamento dos efluentes quentes ( $v_{EQ}$ ), sendo o mesmo possível através da seguinte relação:

Equação 10.29 - Velocidade média de escoamento dos efluentes quentes

$$v_{EQ} = \frac{\dot{m}_{v_{EQ}}}{A_{Placa}} \quad (10.29)$$

Em que:

- $\dot{m}_{v_{H20F}}$  corresponde ao caudal volumétrico médio dos efluentes quentes (m<sup>3</sup>/s).

Assim sendo, em conformidade com os cálculos constantes no anexo VI, que determinam o número de Reynolds dos efluentes quentes da tinturaria, pode-se concluir que o regime de escoamento deste fluido é do tipo laminar.

Tendo em conta o regime de escoamento obtido, procede-se, nesta fase, ao cálculo do número de Nusselt dos efluentes quentes da tinturaria ( $Nu_{EQ}$ ), determinado em função dos respectivos números Reynolds e Prandtl, através da seguinte equação:

Equação 10.30 - Número de Nusselt dos efluentes quentes da tinturaria

$$Nu_{EQ} = 0,332 \times Re_{EQ}^{\left(\frac{1}{2}\right)} \times Pr_{EQ}^{\left(\frac{1}{3}\right)} \quad (10.30)$$

Onde:

- $Pr_{H20F}$  corresponde ao número de Prandtl dos efluentes quentes da tinturaria.

Com o intuito de se averiguar qual a potência térmica máxima possível de ser transferida, em regime de contracorrente, no permutador de calor estudado ( $Q_{max}$ ), procede-se ao cálculo da seguinte equação:

Equação 10.31 - Potência térmica máxima possível de ser transferida, em regime de contracorrente

$$Q_{max} = (\dot{m}_m \times C_p)_{min} \times (T_{EQ} - T_{H20F}) \quad (10.31)$$

Em que:

- $T_{EQ}$  corresponde à temperatura média dos efluentes quentes da tinturaria (K);
- $T_{H20F}$  corresponde à temperatura média da água fria da rede (K).

Em conformidade com os cálculos efetuados no anexo VI, relativos às equações apresentadas neste subcapítulo, torna-se, nesta fase, de enorme importância a determinação das temperaturas de saída da água fria da rede e dos efluentes quentes da tinturaria, isto é, a obtenção da temperatura da água quente direcionada para o depósito existente ( $T_{H20Q}$ ) e da temperatura da água encaminhada para a ETAR ( $T_{ETAR}$ ), respetivamente.

A temperatura da água quente direcionada para o depósito de água quente existente ( $T_{H20Q}$ ) pode ser calculada através da seguinte expressão:

Equação 10.32 - Temperatura da água quente direcionada para o depósito existente

$$T_{H20Q} = T_{H20F} + \frac{Q}{(\dot{m}_m \times C_p)_{H20F}} \quad (10.32)$$

No que diz respeito à temperatura da água encaminhada para a ETAR ( $T_{ETAR}$ ), esta pode ser obtida com base na seguinte equação:

Equação 10.33 - Temperatura da água encaminhada para a ETAR

$$T_{ETAR} = T_{EQ} - \frac{Q}{(\dot{m}_m \times C_p)_{EQ}} \quad (10.33)$$

Na medida em que, num permutador de placas, a diferença de temperatura média ( $\Delta T_M$ ) toma o valor da média logarítmica da diferença de temperaturas ( $\Delta T_{LM}$ ), tem-se, então, que a mesma pode ser determinada através da seguinte expressão:

Equação 10.34 - Média logarítmica da diferença de temperaturas

$$\Delta T_M = \Delta T_{LM} = \frac{(T_{EQ} - T_{H20Q}) - (T_{ETAR} - T_{H20F})}{\ln \left[ \frac{(T_{EQ} - T_{H20Q})}{(T_{ETAR} - T_{H20F})} \right]} \quad (10.34)$$

Procede-se, de seguida, à obtenção do valor teórico da potência térmica resultante da transferência de calor entre os efluentes quentes da tinturaria e a água fria da rede ( $Q_{TR}$ ), através da seguinte equação:

Equação 10.35 - Valor teórico da potência térmica resultante da transferência de calor entre os efluentes quentes da tinturaria e a água fria da rede

$$Q_{TR} = U \times A_T \times \Delta T_{LM} \quad (10.35)$$

Desta forma, em conformidade com os valores real e teórico obtidos para a potência térmica resultante da transferência de calor entre os efluentes quentes da tinturaria e a água fria da rede, obtidos através dos cálculos constantes no anexo VI desta dissertação, torna-se, nesta fase, possível a obtenção do erro relativo ( $E_R$ ) associado à potência térmica estudada. Este erro pode ser determinado com base na seguinte expressão:

Equação 10.36 - Erro relativo associado à potência térmica estudada

$$E_R = \frac{|Q - Q_{TR}|}{Q_{TR}} \times 100 \quad (10.36)$$

Por fim, de forma a concluir-se o estudo desta medida de racionalização energética, torna-se imprescindível o cálculo da energia reaproveitada pelo sistema de recuperação de calor dos efluentes quentes da tinturaria ( $E_{reaproveitada}$ ), através da potência térmica real do sistema, anteriormente estimada, e respetivo tempo de funcionamento anual, sendo o mesmo aproximadamente igual ao tempo de funcionamento da ETAR, isto é, de 5 760 horas/ano.

Esta energia pode ser determinada com base na equação (10.11), em que, para tal,  $E_{s/isol}$  corresponde a  $E_{reaproveitada}$  e  $Q_T$  corresponde a  $Q$ .

O consumo de energia efetivamente evitado pela instalação ( $E_{evitada}$ ) é equivalente à energia que seria obtida pela combustão de gás natural, utilizado na geração de vapor, responsável pelo aquecimento do banho de tingimento. Este consumo de energia pode ser calculado através da equação (10.13) em que, para tal,  $E_{poupada}$  corresponde a  $E_{reaproveitada}$ .

Assim sendo, de acordo com a equação (10.13) e em conformidade com os cálculos constantes no Anexo VI desta dissertação, relativos às equações apresentadas neste subcapítulo, tem-se então que a energia que seria obtida por combustão de gás natural para a produção de vapor ( $E_{evitada}$ ) é dada por:

$$E_{evitada} = \frac{869\,131,8}{0,88} \times 3,6 \text{ MJ/kWh} = 3,56 \times 10^6 \text{ MJ/ano}$$

Desta forma, através do conhecimento dos valores de  $E_{evitada}$  e do  $PCI$  do gás natural (45,1MJ/kg), torna-se, então, possível a dedução da quantidade deste vetor energético que efetivamente pode ser poupada pela instalação, sendo o resultado obtido de, aproximadamente, 78 936 kg/ano de gás natural poupado.

Esta quantidade de gás natural economizada pode ser convertida para a poupança financeira que lhe está associada, através do seu custo médio de aquisição no ano de referência (0,344 €/kg), anteriormente estudado no subcapítulo 6.1 desta dissertação, resultando numa poupança anual de 27 154 €.

Através dos cálculos efetuados, que determinaram o valor da poupança afeta à melhoria proposta, e tendo em conta o investimento associado à implementação do projeto elaborado, a medida de racionalização energética estudada apresenta um *payback* simples de 0,5 anos.

Para concluir, apresentam-se na Tabela 60 e Figuras 122, 123 e 124, respetivamente, o resumo da MURE projetada e a comparação entre a situação atual e a situação após melhoria, em termos de consumo de gás natural, custos energéticos e emissões de GEE.

Tabela 60 - Resumo da MURE "Reativação do sistema de recuperação de calor dos efluentes quentes da tinturaria"

MURE	Tipo de MT	Consumo anual atual				Consumo anual após melhoria				Poupança anual				Investimento (€)	Payback simples (anos)
		t	tep	€	t CO <sub>2eq</sub>	t	tep	€	t CO <sub>2eq</sub>	t	tep	€	t CO <sub>2eq</sub>		
Sistema de recuperação de calor dos efluentes quentes	MT 07 – Recuperação de calor	1 308,1	1 408,9	449 573	3 780,9	1 229,2	1 323,9	422 419	3 552,7	78,9	85,0	27 154	228,2	12 490	0,5

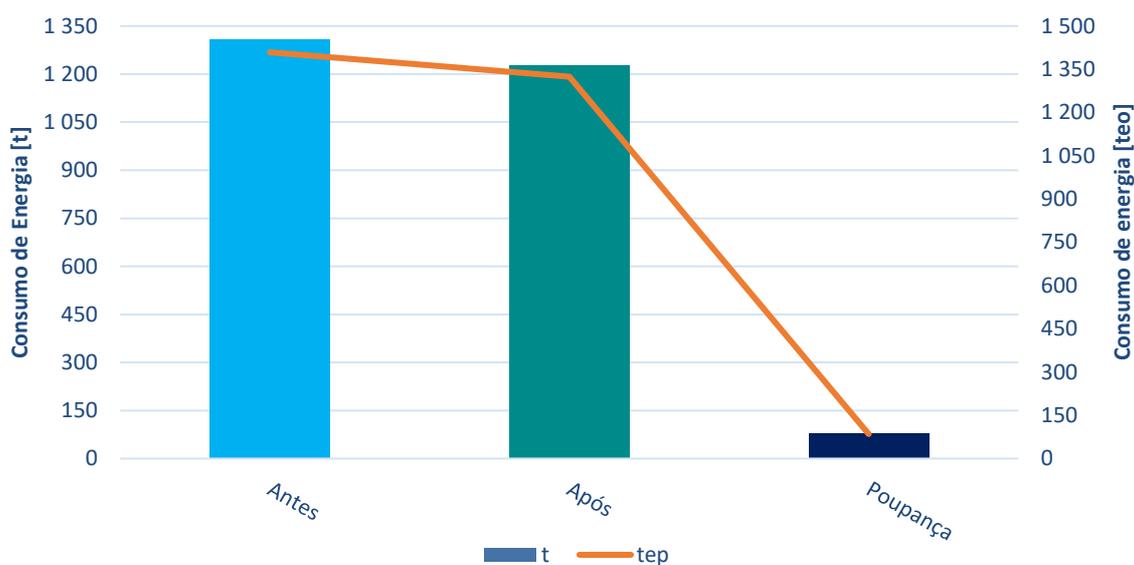


Figura 122 - Consumos de energia antes e após a implementação da MURE #7 e respetiva poupança resultante

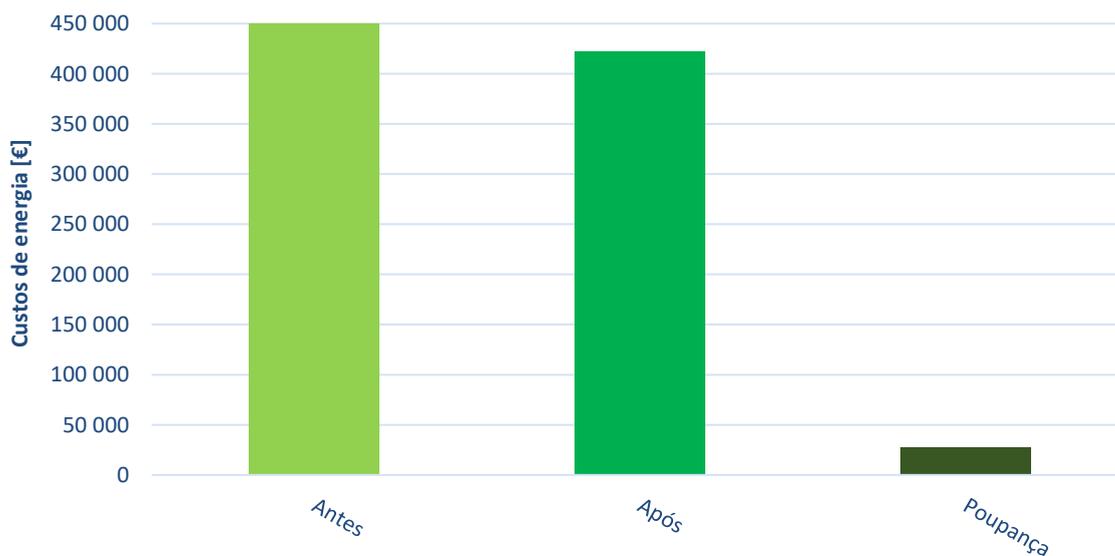


Figura 123 - Custos energéticos antes e após a implementação da MURE #7 e respetiva poupança resultante

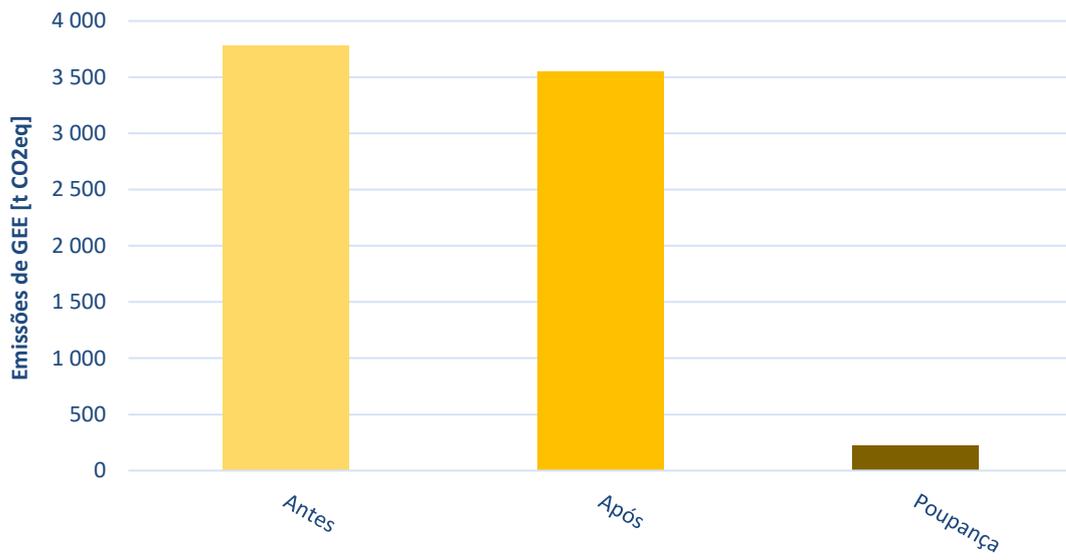


Figura 124 - Emissões de GEE antes e após a implementação da MURE #7 e respetiva poupança resultante

## **11. PLANO DE RACIONALIZAÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA (PREN)**

Em concordância com o referido no subcapítulo 2.4 – “SGCIE” desta dissertação, o Plano de Racionalização do Consumo de Energia (PREn) baseia-se num conjunto de medidas que visam a melhoria da eficiência energética da instalação auditada, através da redução dos seus consumos de energia e, conseqüentemente, dos respetivos custos energéticos. Estas medidas são definidas na sequência de uma auditoria energética e são responsáveis pelo estabelecimento de metas a alcançar, no fim da vigência do respetivo plano (oito anos), relativas aos indicadores intensidade energética, consumo específico de energia e intensidade carbónica.

No âmbito da aplicação do Decreto-Lei nº 68A/2015, que resulta da revisão do Decreto-Lei nº 71/2008, torna-se imperativa a elaboração do PREn da instalação auditada, conducente a uma melhoria (redução) de 6% dos indicadores Intensidade Energética (IE) e Consumo Específico de Energia (CE) e a manutenção dos valores históricos do indicador Intensidade Carbónica (IC), num período de oito anos, devido ao facto do consumo energético da instalação ter sido superior a 1 000 tep, no ano de referência da presente auditoria.

O Decreto-Lei referido impõe, também, que o PREn realizado preveja a implementação, nos primeiros três anos, de todas as medidas (MURE) identificadas para a instalação com um período de retorno do investimento (PRI), neste relatório referido como *payback* simples, igual ou inferior a cinco anos e a concretização das restantes medidas (com PRI superior a cinco anos) até ao final do período acordado para o respetivo plano.

Por fim, torna-se, ainda, importante de referir que, em conformidade com a informação apresentada no capítulo 2.4 desta dissertação, o PREn se designa por Acordo de Racionalização dos Consumos Energéticos (ARCE), após a sua aprovação pela DGEG.

### **11.1 Resumo das MURE a implementar**

Na Tabela 61 apresentam-se, de forma resumida, as principais características das MURE projetadas para a instalação auditada, bem como os resultados obtidos no âmbito da redução dos indicadores energéticos analisados.

Tabela 61 - Principais características das MURE projetadas e respetiva influência nos indicadores energéticos da instalação

MURE	Tipo de MT	Economia energética anual (tep)	Economia financeira anual (€)	Investimento (€)	Payback simples (anos)	Redução da Intensidade Energética (IE) [kgep/€]	Redução do Consumo Específico de Energia (CE) [kgep/kg]	Redução da Intensidade Carbónica (IC) [t CO <sub>2eq</sub> /tep]
Substituição da iluminação	MT 09 – Iluminação Eficiente	9,3	4 445	14 683	3,3	0,004	0,003	-0,0010
Instalação de um Sistema de Gestão de Energia (SGE)	MT 10 – Monitorização e Controlo	51,7	18 616	18 952	1,0	0,022	0,019	-0,0001
Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC)	MT 18 – Outros	150,9	72 305	342 400	4,7	0,065	0,056	-0,0169
Auditoria à rede de ar comprimido	MT 04 – Sistemas de Compressão	22,2	10 543	16 300	1,5	0,010	0,008	-0,0024
Isolamento térmico da caldeira de vapor 1	MT 14 – Isolamentos Térmicos	51,5	16 432	15 000	0,9	0,022	0,019	0,0019
Isolamento térmico de válvulas e tubagens	MT 14 – Isolamentos Térmicos	12,4	3 959	6 000	1,5	0,005	0,005	0,0005
Sistema de recuperação de calor dos efluentes quentes	MT 07 – Recuperação de Calor	85,0	27 154	12 490	0,5	0,037	0,032	0,0033
Total	–	383,0	153 454	425 825	2,8	0,166	0,143	-0,0147

Na medida em que o indicador energético Intensidade Carbónica (IC) apresentou uma redução negativa, pode-se concluir, desde já, que o objetivo de redução/manutenção deste indicador não será possível de se concretizar, no período de vigência do presente PREn, tendo em conta os valores estimados.

## 11.2 Cronograma de implementação das MURE idealizadas

De forma a estabelecerem-se prazos concernentes às MURE projetadas, na Tabela 62 apresenta-se uma proposta de calendarização para implementação das respetivas medidas de eficiência energética, onde constam as reduções obtidas para os consumos energéticos (tep) e para as emissões de gases com efeito de estufa (t CO<sub>2eq</sub>).

Tabela 62 - Cronograma de implementação das MURE projetadas

MURE	Unidade	Reduções nos consumos de energia (tep) e nas emissões de GEE (t CO <sub>2eq</sub> )								Total
		Ano 2020	Ano 2021	Ano 2022	Ano 2023	Ano 2024	Ano 2025	Ano 2026	Ano 2027	
Substituição da iluminação	tep	0	0	9,3	0	0	0	0	0	9,3
	tCO <sub>2eq</sub>	0	0	20,4	0	0	0	0	0	20,4
Instalação de um Sistema de Gestão de Energia (SGE)	tep	0	51,7	0	0	0	0	0	0	51,7
	tCO <sub>2eq</sub>	0	131,9	0	0	0	0	0	0	131,9
Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC)	tep	0	0	150,9	0	0	0	0	0	150,9
	tCO <sub>2eq</sub>	0	0	329,8	0	0	0	0	0	329,8
Auditoria à rede de ar comprimido	tep	0	22,2	0	0	0	0	0	0	22,2
	tCO <sub>2eq</sub>	0	48,4	0	0	0	0	0	0	48,4
Isolamento térmico da caldeira de vapor 1	tep	0	51,5	0	0	0	0	0	0	51,5
	tCO <sub>2eq</sub>	0	138,2	0	0	0	0	0	0	138,2
Isolamento térmico de válvulas e tubagens	tep	0	0	12,4	0	0	0	0	0	12,4
	tCO <sub>2eq</sub>	0	0	33,3	0	0	0	0	0	33,3
Sistema de recuperação de calor dos efluentes quentes	tep	0	85,0	0	0	0	0	0	0	85,0
	tCO <sub>2eq</sub>	0	228,2	0	0	0	0	0	0	228,2
<b>Total</b>	tep	0	210,4	172,6	0	0	0	0	0	383,0
	tCO <sub>2eq</sub>	0	546,7	383,5	0	0	0	0	0	930,2

### 11.3 Projeção anual dos indicadores energéticos analisados

De modo a finalizar-se a elaboração do presente PReN, consequente da análise intensiva dos resultados obtidos da auditoria energética executada, apresenta-se, na Tabela 63, a previsão anual dos valores correspondentes aos indicadores energéticos (IE, CE e IC) da instalação, ao longo dos oito anos de vigência do respetivo plano de racionalização energética.

Tabela 63 - Projeção anual dos indicadores energéticos da instalação ao longo da vigência do PReN

Indicador Energético	Parâmetro	Ano 2020	Ano 2021	Ano 2022	Ano 2023	Ano 2024	Ano 2025	Ano 2026	Ano 2027
Intensidade Energética (IE)	Consumo de Energia (tep)	3 454,4	3 244,0	3 071,4	3 071,4	3 071,4	3 071,4	3 071,4	3 071,4
	VAB (€)	2 305 728	2 305 728	2 305 728	2 305 728	2 305 728	2 305 728	2 305 728	2 305 728
	IE (kgep/€)	1,498	1,407	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	<b>1,332</b>
Consumo Específico de Energia (CE)	Consumo de Energia (tep)	3 454,4	3 244,0	3 071,4	3 071,4	3 071,4	3 071,4	3 071,4	3 071,4
	Produção (kg)	2 679 598	2 679 598	2 679 598	2 679 598	2 679 598	2 679 598	2 679 598	2 679 598
	CE (kgep/kg)	1,289	1,211	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	<b>1,146</b>
Intensidade Carbônica (IC)	Emissões de GEE (tCO <sub>2eq</sub> )	8 824,3	8 277,6	7 894,1	7 894,1	7 894,1	7 894,1	7 894,1	7 894,1
	Consumo de Energia (tep)	3 454,4	3 244,0	3 071,4	3 071,4	3 071,4	3 071,4	3 071,4	3 071,4
	IC (tCO <sub>2eq</sub> /tep)	2,555	2,552	2,570	2,570	2,570	2,570	2,570	<b>2,570</b>

Analisando-se a informação exposta na tabela anterior, pode-se concluir que os resultados obtidos na Tabela 61 – “Principais características das MURE projetadas e respetiva influência nos indicadores energéticos da instalação” (subcapítulo 11.1), para a redução dos indicadores energéticos da instalação, são confirmados, desta forma, pelos valores estimados para estes mesmos indicadores no último ano do PReN (2027).

Em conformidade com os valores mencionados, e tendo em conta que a instalação auditada apresentou um consumo de energia superior a 1 000 tep/ano, é possível afirmar-se que os indicadores Intensidade Energética (IE) e Consumo Específico de Energia (CE), representados com a cor verde, cumprem, ambos, com a redução de 6% imposta no âmbito da auditoria energética realizada.

Por outro lado, o indicador Intensidade Energética (IC), representado a vermelho, que deve garantir, pelo menos, a manutenção dos seus valores históricos, apresentou um desvio de 0,6% em relação ao valor máximo permitido.

## 12. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

A elaboração do presente trabalho teve como principal foco a análise e caracterização das condições de utilização de energia de uma instalação industrial CIE concreta, inserida no subsetor de branqueamento e tingimento têxtil, abrangida pelo Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia (SGCIE). O estudo descrito tornou-se possível graças à realização de uma auditoria energética ao estabelecimento mencionado, sendo o objetivo final da mesma a definição de um Plano de Racionalização do Consumo de Energia (PREn) da instalação.

Importa referir, novamente, que nas condições previstas pelo Decreto-Lei n.º 68-A/2015, exige-se a execução de uma auditoria energética, visto que a instalação alvo apresentou, no ano civil de 2019, um consumo anual de energia primária de 3 454,4 toneladas equivalente de petróleo (tep) (superior a 500 tep/ano).

De forma a levarem-se a cabo as diferentes etapas que compõe uma auditoria energética industrial, revelou-se deveras imprescindível a criteriosa inspeção e análise do modo de operação dos principais equipamentos/subsetores consumidores de energia da instalação. Através dos estudos e monitorizações efetuadas, chegou-se à conclusão de que a caldeira de vapor 1 é o principal equipamento consumidor de gás natural (53,8%) da instalação e que os jets utilizados na tinturaria antiga são responsáveis pelo consumo mais elevado de energia elétrica (16,1%).

Na medida em que a instalação auditada se insere no subsetor de acabamentos têxteis, tem-se que o gás natural, como é habitual, acarreta a maior percentagem do consumo de energia primária da instalação (73,5%), representando cerca de 64,6% dos custos associados à obtenção de energia por parte da mesma. A situação descrita pode ser explicada com base no consumo avultado de vapor por parte dos equipamentos responsáveis pelo processo produtivo de branqueamento e tingimento (jets), bem como pelo consumo associado às râmolas no processo produtivo de acabamentos.

Em conformidade com o ênfase atribuído à temática da eficiência energética ao longo da presente dissertação, foram identificadas e projetadas Medidas de Utilização Racional de Energia (MURE) para a instalação auditada, com vista na redução dos seus consumos energéticos, bem como das respetivas emissões de GEE e custos de energia.

As medidas de eficiência energética apresentadas incidem maioritariamente na monitorização/automatização do consumo de energia elétrica, através da implementação de um SGE, produção e conseqüente consumo deste vetor energético, graças ao projeto de uma UPAC, e na supressão/eliminação de desperdícios de energia existentes, nomeadamente através da substituição da iluminação atual, execução de uma auditoria à rede de ar comprimido, aplicação de isolamento térmico em componentes da rede de vapor (caldeira de vapor 1, troços de tubagens e válvulas) e ainda pela reativação do sistema de recuperação de calor dos efluentes quentes da tinturaria.

A implementação das medidas de racionalização energética descritas, que constituem o PREn da instalação, geraria poupanças na ordem dos 153 454 €/ano, correspondendo a um PRI/*payback* simples de, aproximadamente, 2,8 anos. Após este período, a instalação auditada colmataria anualmente, no mínimo, cerca de 12% dos seus atuais custos energéticos. Em termos de emissões de GEE, a concretização das medidas equacionadas proporcionaria uma redução anual de 930,2 toneladas de dióxido de carbono equivalente ( $tCO_{2eq}$ ).

Para concluir, analisando-se o PREn elaborado, tem-se que, apesar das elevadas condicionantes impostas à instalação devido ao seu elevado consumo energético, superior a 1000 tep/ano, as previsões em termos de indicadores energéticos cumprem as metas legais atualmente em vigor, isto é, a redução de 6%, em 8 anos, do Consumo Específico de Energia (CE) e da Intensidade Energética (IE). No que diz respeito ao indicador Intensidade Carbónica (IC), cujo valor atual deveria de ser, pelo menos, mantido, obteve-se um aumento aproximado de 1%, face ao valor máximo permitido.

No que concerne a trabalhos futuros, a instalação auditada, após celebrar o ARCE com a DGEG, terá de se submeter a Relatórios de Execução e Progresso (REP), a cada biénio dos 8 anos de celebração do referido acordo. Em termos de possíveis estudos futuros, torna-se importante fazer referência a um estudo económico do projeto abordado mais detalhado, de forma a averiguar-se, com maior clareza e exatidão, a viabilidade da implementação das medidas de eficiência energética propostas nesta dissertação e ainda de outras possíveis medidas de concretização futura.

## BIBLIOGRAFIA

- ADENE. (2021). *Manual de Auditorias Energética na Indústria*. Obtido de Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia: [https://www.sgcie.pt/files/adene2019/Adene\\_jul2019.html#p=4](https://www.sgcie.pt/files/adene2019/Adene_jul2019.html#p=4)
- AIE. (2020). *World Energy Balances Overview*. Obtido de International Energy Agency: <https://www.iea.org/reports/world-energy-balances-overview#world>
- DGEG. (2020). *Balanço Energético Nacional 2018*. Obtido de Direção-Geral de Energia e Geologia: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/balancos-energeticos/balancos-energeticos-nacionais/>
- DGEG. (2020). *Energia em Números - Edição 2020*. Obtido de Direção-Geral de Energia e Geologia: <https://www.dgeg.gov.pt/media/43zf5nvd/energia-em-n%C3%BAmoros-edi%C3%A7%C3%A3o-2020.pdf>
- Diário da República. (2008). *Decreto Lei n° 71/2008*. Obtido de Diário da República Eletrónico: <https://dre.pt/application/conteudo/249821>
- Diário da República. (2008). *Despacho n° 17313/2008*. Obtido de Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética: [https://www.pnaee.pt/wp-content/uploads/2020/10/Despacho-17313\\_2008.pdf](https://www.pnaee.pt/wp-content/uploads/2020/10/Despacho-17313_2008.pdf)
- Diário da República. (2008). *Despacho n° 17449/2008*. Obtido de Diário da República Eletrónico: <https://dre.pt/application/conteudo/3290785>
- Diário da República. (2013). *Decreto Lei n° 118/2013*. Obtido de Diário da República Eletrónico: <https://dre.pt/application/conteudo/499237>
- Diário da República. (2014). *Decreto Lei n° 153/2014*. Obtido de Diário da República Eletrónico: <https://dre.pt/application/conteudo/58406974>
- Diário da República. (2015). *Decreto Lei n° 68-A/2015*. Obtido de Diário da República Eletrónico: <https://dre.pt/application/conteudo/67123272>
- Diário da República. (2015). *Portaria n° 14/2015*. Obtido de Diário da República Eletrónico: <https://dre.pt/application/conteudo/66321164>
- Diário da República. (2019). *Decreto Lei n° 162/2019*. Obtido de Diário da República Eletrónico: <https://dre.pt/application/conteudo/125692189>

- ERSE. (2020). *Tarifas de acesso às redes - 2019*. Obtido de DRE nº13/2019: <https://www.dgeg.gov.pt/media/43zf5nvd/energia-em-n%C3%BAmeros-edi%C3%A7%C3%A3o-2020.pdf>
- ERSE. (2021). *Regulamento da qualidade de serviço do setor elétrico*. Obtido de Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos: <https://www.erse.pt/ebooks/regulamentos-manuais-guias/eletricidade/regulamento-da-qualidade-de-servico-dos-setores-eletrico-e-do-gas/>
- INE. (2021). *Indicadores das Empresas por Atividade Económica*. Obtido de Instituto Nacional de Estatística: [https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine\\_indicadores&userLoadSave=Load&use\\_rTableOrder=9964&tipoSeleccao=0&contexto=pq&selTab=tab1&submitLoad=true&xlang=pt](https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_indicadores&userLoadSave=Load&use_rTableOrder=9964&tipoSeleccao=0&contexto=pq&selTab=tab1&submitLoad=true&xlang=pt)
- National Geographic. (2018). *The Greenhouse Effect and our Planet*. Obtido de National Geographic: <https://www.nationalgeographic.org/article/greenhouse-effect-our-planet/>
- SCE. (2020). *Edifícios abrangidos pelo SCE e SGCIE*. Obtido de Sistema de Certificação Energética dos Edifícios: <https://www.sce.pt/a9-como-devem-ser-abordados-os-edificios-abrangidos-pelos-sgcie-e-sce/>
- SGCIE. (2021). *Cadernos Subsetoriais*. Obtido de Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia: <https://sgcie.pt/sistema-de-gestao-dos-consumos-intensivos-de-energia/informacao/cadernos-subsetoriais/>
- SGCIE. (2021). *Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia*. Obtido de Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia: <https://sgcie.pt/sistema-de-gestao-dos-consumos-intensivos-de-energia/o-regulamento/enquadramento-e-objectivos/>

## ANEXO I – EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NAS MEDIÇÕES E MONITORIZAÇÕES EFETUADAS

Ao longo dos trabalhos de campo da presente auditoria foram efetuadas várias medições e monitorizações distintas a certos equipamentos ou componentes de sistemas da instalação.

De forma a proceder-se à desagregação dos consumos de eletricidade, foram utilizados analisadores de energia elétrica, bem como pinças amperimétricas para medições pontuais de circuitos, entre outras medições diversas.

O analisador de energia “CIRe3” do fabricante *Circutor*, assim como o registador de energia potência “PEL 103” do fabricante *Chauvin Arnoux*, foram equipamentos utilizados nas leituras efetuadas à instalação, ressalvando-se o facto de armazenarem em memória interna do próprio equipamento os dados obtidos, podendo posteriormente ser descarregados e tratados adequadamente. Relativamente à pinça amperimétrica, foi utilizado o modelo “7022” do fabricante *HT Instruments*.

Na figura seguinte apresentam-se, respetivamente, os equipamentos mencionados.



No que diz respeito à medição da temperatura dos mais variados materiais e componentes de equipamentos/sistemas da instalação, foi utilizado o termómetro de contacto e infravermelhos “556” do fabricante *Fluke*. De seguida, apresenta-se uma ilustração do termómetro descrito.



## ANEXO II – CÁLCULOS UTILIZADOS NA DETERMINAÇÃO DO RENDIMENTO ENERGÉTICO DA CALDEIRA DE VAPOR 1

Neste anexo apresentam-se os cálculos auxiliares utilizados na determinação do rendimento energético da caldeira de vapor 1 ( $\eta_{caldeira}$ ).

De notar que, como referido anteriormente, a caldeira de vapor em estudo utiliza gás natural como combustível, sendo que, por este motivo, não se consideraram relevantes as perdas associadas ao combustível nas cinzas volantes e nas cinzas de fundo, pois estas perdas apenas podem ser contabilizadas para combustíveis sólidos. Assim sendo, tem-se que  $P_{CV}$  e  $P_{CF}$  tomam o valor de 0%.

- Resolução da equação (7.2) – Perdas associadas ao calor sensível nos gases secos de combustão ( $P_{GC}$ ):

Dados:

- $T_G$ : a temperatura dos gases de combustão à saída da caldeira (obtida através dos parâmetros de funcionamento da caldeira – Tabela 8) é de 207 °C;
- $T_{Ar}$ : a temperatura do ar de admissão à entrada da caldeira (obtida através dos parâmetros de funcionamento da caldeira – Tabela 8) é de 25 °C;
- $CO_2$ : a quantidade, em volume, de  $CO_2$  presente nos gases de combustão (obtida através dos parâmetros de funcionamento da caldeira – Tabela 8) é de 9,6 %;
- $KT$ : o valor desta constante para gás natural (obtido através da Tabela 9) é de 0,39.

Deste modo, procede-se à determinação da equação (7.2):

$$\begin{aligned} P_{GC} &= \frac{KT \times (T_G - T_{Ar}) \times 1 - \left(\frac{P_{CV} + P_{CF}}{100}\right)}{CO_2} \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow P_{GC} &= \frac{0,39 \times (207 - 25) \times 1 - \left(\frac{0 + 0}{100}\right)}{9,6} \Leftrightarrow \\ &\Leftrightarrow P_{GC} = 7,3938\% \end{aligned}$$

- Resolução da equação (7.3) – Perdas associadas à entalpia do vapor de água nos gases de combustão ( $P_{H2O}$ ):

Dados:

- $m_{H2O}$ : a quantidade em peso de humidade no combustível, nas condições de queima, (obtida através da Tabela 9) é de 0%;
- $H$ : a quantidade em peso de hidrogénio presente no combustível, nas condições de queima, (obtida através da Tabela 9) é de 24,4%;
- $PCI$ : o poder calorífico inferior do gás natural (1), nas condições de queima, (obtido através do Despacho nº 17 313/2008) é de 45 100 kJ/kg.

Desta forma, procede-se à determinação da equação (7.3):

$$P_{H2O} = \frac{(m_{H2O}) + 9H \times (210 - 4,2 \times T_{Ar} + 2,1 \times T_G)}{PCI} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow P_{H2O} = \frac{0 + 9 \times 24,4 \times (210 - 4,2 \times 25 + 2,1 \times 207)}{45\ 100} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow P_{H2O} = 2,6279\%$$

- Resolução da equação (7.4) – Perdas associadas a inqueimados nos gases de combustão ( $P_{CO}$ ):

Dados:

- $CO$ : o teor de monóxido de carbono dos gases de combustão (obtido através dos parâmetros de funcionamento da caldeira – Tabela 8) é de 0,0002%;
- $K$ : o valor desta constante para gás natural (obtido através da Tabela 10) é de 40.

Assim sendo, procede-se à determinação da equação (7.4):

$$P_{CO} = \frac{K \times CO \times [1 - 0,01 \times (P_{CV} + P_{CF})]}{CO + CO_2} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow P_{CO} = \frac{40 \times 0,0002 \times [1 - 0,01 \times (0 + 0)]}{0,0002 + 9,6} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow P_{CO} = 0,0008\%$$

- Determinação das Perdas por radiação, convecção e outras perdas não-contabilizáveis nas caldeiras ( $P_R$ ):

No que diz respeito às perdas por radiação, convecção e outras perdas não-contabilizáveis nas caldeiras ( $P_R$ ), dado que a caldeira de vapor em estudo é constituída por tubos de fumo, a sua potência (obtida através dos dados constantes nos relatórios de ensaio processados) é de 4,8 MW (compreendida entre 2 e 5 MW) e opera habitualmente na sua capacidade máxima, pode-se considerar (através da Tabela 11) que estas perdas tomam o valor de 1,6%.

- Resolução da equação (7.5) – Perdas associadas às purgas ( $P_p$ ):

Dados:

- $T_P$ : a temperatura das purgas (obtida através da temperatura de saturação do vapor a 10 bar) é de 179,9 °C;
- $T_{H2O}$ : a temperatura da água de alimentação da caldeira, medida após a passagem pelo economizador, é de 85 °C;
- $P$ : a quantidade de purgas em relação ao total de água de alimentação fornecida à caldeira foi estimada em 4% (através do processamento do relatório técnico de TSD (Total de Sólidos Dissolvidos);
- $EP$ : o somatório das perdas mencionadas anteriormente ( $P_{CV}$ ,  $P_{CF}$ ,  $P_{GC}$ ,  $P_{H2O}$ ,  $P_{CO}$  e  $P_R$ ) é de 11,6225%.

Deste modo, procede-se à determinação da equação (7.5):

$$P_p = \frac{(T_P - T_{H2O}) \times P \times (100 - EP)}{(T_P - T_{H2O}) \times P + (100 - P) \times (660 - T_{H2O})} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow P_p = \frac{(179,9 - 85) \times 4 \times (100 - 11,6225)}{(179,9 - 85) \times 4 + (100 - 4) \times (660 - 85)} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow P_p = 0,6036\%$$

Através dos valores determinados neste anexo, foi então possível a resolução da equação (7.1) e, conseqüentemente, a determinação do rendimento energético da caldeira de vapor 1 ( $\eta_{caldeira}$ ), sendo que o cálculo referido se apresenta na parte final do subcapítulo 7.2.2.

## ANEXO III – CÁLCULOS UTILIZADOS NO DIMENSIONAMENTO DA MURE #3 - UPAC

Neste anexo apresentam-se os cálculos auxiliares utilizados no capítulo 10.3 - MURE #3, nomeadamente no dimensionamento de uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) para ser implementada na instalação.

- Resolução da equação (10.1) – Número de módulos fotovoltaicos adequados ao sistema ( $N^{\circ}_{Mod}$ ):

Dados:

- $P_{sist}$ : a potência de pico do sistema fotovoltaico (obtida com base no perfil de consumo de energia elétrica da instalação) é de 480 kWp;
- $P_{mod}$ : a potência de cada módulo fotovoltaico (obtida através das especificações do módulo selecionado – Tabela 8) é de 405 Wp.

Deste modo, procede-se à determinação da equação (10.1):

$$N^{\circ}_{Mod} = \frac{P_{sist}}{P_{Mod}} \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow N^{\circ}_{Mod} = \frac{480\,000}{405} = 1\,185,19$$

Assim sendo, verifica-se que o número de módulos fotovoltaicos a implementar no sistema é de, aproximadamente, 1 185.

- Resolução da equação (10.2) – Número de inversores a utilizar no projeto ( $N^{\circ}_{Inv}$ ):

Dados:

- $P_{sist}$ : a potência de pico do sistema fotovoltaico (obtida com base no perfil de consumo de energia elétrica da instalação) é de 480 kWp;
- $P_{maxInvCC}$ : a potência máxima do inversor em CC (obtida através das especificações do inversor selecionado – Tabela 9) é de 33 750 W.

Desta forma, procede-se à determinação da equação (10.2):

$$N^{\circ}_{Inv} = \frac{P_{Sist}}{P_{maxInvCC}} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow N^{\circ}_{Inv} = \frac{480\ 000}{33\ 750} = 14,2$$

Em conformidade com os cálculos efetuados, verifica-se que o número de inversores a implementar no sistema é de, aproximadamente, 14.

➤ Resolução da inequação (10.3) – Verificação do enquadramento do inversor com o sistema fotovoltaico selecionado

Dados:

- $P_{sist}$ : a potência de pico do sistema fotovoltaico (obtida com base no perfil de consumo de energia elétrica da instalação) é de 480 kWp;
- $P_{maxInvCC}$ : a potência máxima do inversor em CC (obtida através das especificações do inversor selecionado – Tabela 9) é de 33 750 W;
- $N^{\circ}_{Inv}$ : o número de inversores do projeto (obtido através dos cálculos constantes neste anexo) é de, aproximadamente, 14.

Deste modo, procede-se à determinação da inequação (10.3):

$$0,7 \times P_{Sist} < P_{maxInvCC} \times N^{\circ}_{Inv} < 1,2 \times P_{Sist} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow 336\ 000 < 472\ 500 < 576\ 000$$

Assim sendo, pode-se concluir que o tipo de inversor selecionado cumpre com os requisitos necessários ao enquadramento com o sistema fotovoltaico.

➤ Resolução da equação (10.5) – Tensão em circuito aberto do módulo fotovoltaico, quando sujeito a uma temperatura de  $-10\ ^{\circ}\text{C}$  ( $U_{OC(-10^{\circ}\text{C})}$ ):

Dados:

- $\Delta V$ : o coeficiente de temperatura em função da tensão do módulo fotovoltaico (obtido através das especificações do módulo selecionado – Tabela 8) é de  $-0,28\ \%/^{\circ}\text{C}$ ;
- $U_{OC(STC)}$ : a tensão em circuito aberto do módulo fotovoltaico nas condições normais de teste (obtida através das especificações do módulo selecionado – Tabela 8) é de 50,1 V.

Desta forma, procede-se à determinação da equação (10.5):

$$U_{OC(-10^{\circ}C)} = \left(1 - \frac{35^{\circ}C \times \Delta V}{100}\right) \times U_{OC(STC)} \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow U_{OC(-10^{\circ}C)} = \left(1 - \frac{35^{\circ}C \times -0,28}{100}\right) \times 50,1 = 55,01 \text{ V}$$

Em conformidade com os cálculos efetuados, verifica-se que a tensão em circuito aberto do módulo fotovoltaico, quando sujeito a uma temperatura de  $-10^{\circ}C$ , é de, aproximadamente, 55 V.

➤ Resolução da equação (10.4) – Número máximo de módulos fotovoltaicos por fileira ( $N^{\circ}_{maxModFil}$ ):

Dados:

- $U_{maxInvCC}$ : a tensão máxima em CC do inversor (obtida através das especificações do inversor selecionado – Tabela 9) é de 900 V;
- $U_{OC(-10^{\circ}C)}$ : a tensão em circuito aberto do módulo fotovoltaico, quando sujeito a uma temperatura de  $-10^{\circ}C$  (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) é de, aproximadamente, 55 V.

Deste modo, procede-se à determinação da equação (10.4):

$$N^{\circ}_{maxModFil} = \frac{U_{maxInvCC}}{U_{OC(-10)}} \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow N^{\circ}_{maxModFil} = \frac{900}{55,01} = 16,36$$

Assim sendo, verifica-se que o número máximo de módulos fotovoltaicos por fileira a implementar no sistema corresponde a, aproximadamente, 16 módulos.

➤ Resolução da equação (10.7) – Tensão máxima do módulo fotovoltaico, quando sujeito a uma temperatura de  $70^{\circ}C$  ( $U_{maxMod(70^{\circ}C)}$ ):

Dados:

- $\Delta V$ : o coeficiente de temperatura em função da tensão do módulo fotovoltaico é de  $-0,28\%/^{\circ}C$ ;
- $U_{maxMod(STC)}$ : a tensão máxima do módulo fotovoltaico nas condições normais de teste (obtida através das especificações do módulo selecionado – Tabela 8) é de 42 V.

Desta forma, procede-se à determinação da equação (10.7):

$$U_{maxMod(70^{\circ}C)} = \left(1 + \frac{35^{\circ}C \times \Delta V}{100}\right) \times U_{maxMod(STC)} \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow U_{maxMod(70^{\circ}C)} = \left(1 + \frac{35^{\circ}C \times -0,28}{100}\right) \times 42,0 = 37,88 V$$

Em conformidade com os cálculos efetuados, verifica-se que a tensão máxima do módulo fotovoltaico, quando sujeito a uma temperatura de 70 °C, é de, aproximadamente, 38 V.

➤ Resolução da equação (10.6) – Número mínimo de módulos fotovoltaicos por fileira

( $N^{\circ}_{minModFil}$ ):

Dados:

- $U_{minInvCC}$ : a tensão mínima em CC do inversor (obtida através das especificações do inversor selecionado – Tabela 9) é de 400 V;
- $U_{maxMod(70^{\circ}C)}$ : a tensão máxima do módulo fotovoltaico, quando sujeito a uma temperatura de 70 °C (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) é de, aproximadamente, 38 V.

Deste modo, procede-se à determinação da equação (10.6):

$$N^{\circ}_{minModFil} = \frac{U_{minInvCC}}{U_{maxMod(70^{\circ}C)}} \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow N^{\circ}_{minModFil} = \frac{400}{37,88} = 10,56$$

Assim sendo, verifica-se que o número mínimo de módulos fotovoltaicos por fileira a implementar no sistema corresponde a, aproximadamente, 11 módulos.

# ANEXO IV – FICHA TÉCNICA DO MÓDULO FOTOVOLTAICO SELECIONADO PARA O PROJETO DA UPAC

jinkosolar.us



## Eagle 72 HM G2 390-410 Watt

MONO PERC HALF CELL MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%



### KEY FEATURES



#### Diamond Cell Technology

Uniquely designed high performance 5 busbar mono PERC half cell



#### High Voltage

UL and IEC 1500V certified; lowers BOS costs and yields better LCOE



#### Higher Module Power

Decrease in current loss yields higher module efficiency



#### Shade Tolerance

More shade tolerance due to twin arrays



#### PID FREE

Reinforced cell prevents potential induced degradation



#### Strength and Durability

Certified for high snow (5400Pa) and wind (2400 Pa) loads

- ISO9001:2008 Quality Standards
- ISO14001:2004 Environmental Standards
- OHSAS18001 Occupational Health & Safety Standards
- IEC61215, IEC61730 certified products
- UL1703 certified products

Nomenclature:

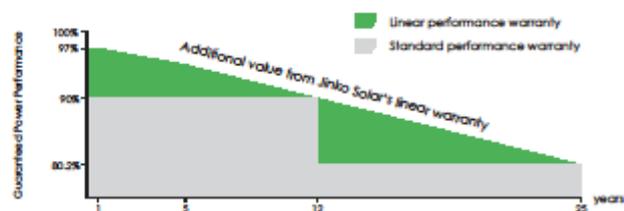
**JKM410M-72HL-V**

Code	Cell	Code	Cell	Code	Certification
null	Full	null	Normal	null	1000V
H	Half	L	Diamond	V	1500V

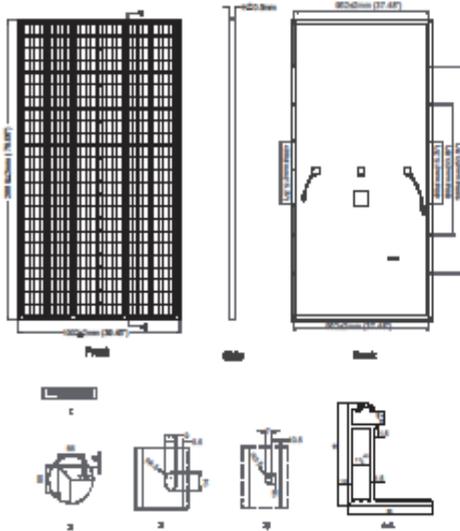


### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

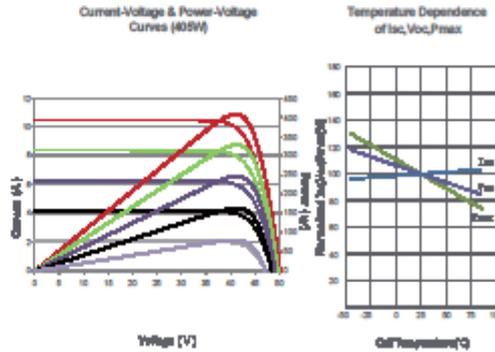
10 Year Product Warranty + 25 Year Linear Power Warranty



## Engineering Drawings



## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

<b>Cell Type</b>	Mono PERC Diamond Cell (158.75 x 158.75 mm)
<b>No. of Half-cells</b>	144 (6x24)
<b>Dimensions</b>	2008 x 1002 x 40mm (79.06 x 39.45 x 1.57 inch)
<b>Weight</b>	22.5 kg (49.6 lbs)
<b>Front Glass</b>	3.2mm Anti-reflection Coating, High Transmittance, Low Iron, Tempered Glass
<b>Frame</b>	Anodized Aluminum Alloy
<b>Junction Box</b>	IP67 Rated
<b>Output Cables</b>	12AWG, (+) 1400mm(55.12 in), (-) 1400mm(55.12 in) or Customized Length
<b>Film Type</b>	Type 1

## Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

26pcs/pallet, 52pcs/stack, 572pcs/40'HQ Container

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM390M-72HL-V		JKM395M-72HL-V		JKM400M-72HL-V		JKM405M-72HL-V		JKM410M-72HL-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	390Wp	294Wp	395Wp	298Wp	400Wp	302Wp	405Wp	306Wp	410Wp	310Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.1V	39.1V	41.4V	39.3V	41.7V	39.6V	42.0V	39.8V	42.3V	40.0V
Maximum Power Current (Imp)	9.49A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A	9.65A	7.72A	9.69A	7.76A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V	50.1V	48.7V	50.4V	48.9V
Short-circuit Current (Isc)	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A	10.48A	8.22A	10.60A	8.26A
Module Efficiency STC (%)	19.38%		19.63%		19.88%		20.13%		20.38%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum System Voltage	1500VDC(UL)/1500VDC(IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.36%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: ☀️ Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> 🌡️ Cell Temperature 25°C ☁️ AM=1.5

NOCT: ☀️ Irradiance 800W/m<sup>2</sup> 🌡️ Ambient Temperature 20°C ☁️ AM=1.5 🌬️ Wind Speed 1m/s

• Power measurement tolerance: ± 0.5%

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.  
JKM390-410M-72HL-V-A1-U8

## ANEXO V – FICHA TÉCNICA DO INVERSOR SELECIONADO PARA O PROJETO DA UPAC



### Specifically designed to work with power optimizers

- ▄ Superior efficiency (98%)
- ▄ Small, lightest in its class, and easy to install
- ▄ Built-in module-level monitoring
- ▄ Internet connection through Ethernet or wireless
- ▄ IP65 – outdoor and indoor installation
- ▄ Fixed voltage inverter for longer strings
- ▄ Smart Energy Management control
- ▄ Optional integrated DC Safety Unit - eliminates the need for external DC isolators (SE25K and SE27.6K only)
- ▄ Optional DC surge protection and DC fuses (SE25K and SE27.6K only)

[solaredge.com](http://solaredge.com)

**solar**edge

# Three Phase Inverter

SE12.5K - SE27.6K

	SE12.5K	SE15K	SE16K	SE17K	SE25K	SE27.6K	
<b>OUTPUT</b>							
Rated AC Power Output	12500	15000	16000	17000	25000 <sup>1)</sup>	27600	VA
Maximum AC Power Output	12500	15000	16000	17000	25000 <sup>1)</sup>	27600	VA
AC Output Voltage - Line to Line / Line to Neutral (Nominal)	380 / 220 ; 400 / 230						Vac
AC Output Voltage - Line to Neutral Range	184 - 264.5						Vac
AC Frequency	50/60 ± 5						Hz
Maximum Continuous Output Current (per Phase)	20	23	25.5	26	38	40	A
Grids Supported - Three Phase	3 / N / PE (WYE with Neutral)						V
Utility Monitoring, Islanding Protection, Configurable Power Factor, Country Configurable Thresholds	Yes						
<b>INPUT</b>							
Maximum DC Power (Module 57°C)	16850	20250	21600	22950	33750	37250	W
Transformer-less, Ungrounded	Yes						
Maximum Input Voltage	900						Vdc
Nominal DC Input Voltage	750						Vdc
Maximum Input Current	21	22	23	23	37	40	Adc
Reverse-Polarity Protection	Yes						
Ground-Fault Isolation Detection	700kΩ Sensitivity				350kΩ Sensitivity <sup>2)</sup>		
Maximum Inverter Efficiency	98				98.3		%
European Weighted Efficiency	97.7	97.6	97.7	97.7	98	98	%
Nighttime Power Consumption	< 2.5				< 4		W
<b>ADDITIONAL FEATURES</b>							
Supported Communication Interfaces <sup>3)</sup>	RS485, Ethernet, Zigbee (optional), Wi-Fi (optional), Built-in GSM (optional)						
Smart Energy Management	Export Limitation, Home Energy Management						
<b>DC SAFETY UNIT (OPTIONAL)</b>							
2-pole Disconnection	N/A				1000V / 40A		
DC Surge Protection	N/A				Type II, field replaceable		
DC Fuses on Plus & Minus	N/A				Optional, 20A		
Compliance	N/A				UTE-C15-712-1		
<b>STANDARD COMPLIANCE</b>							
Safety	IEC-62108 (EN50178), IEC-62109, AS3100						
Grid Connection Standards <sup>4)</sup>	VDE-AR-N-4105, G59/3, AS-4777, EN 50438, CEI-021, VDE 0126-1-1, CEI-016 <sup>5)</sup> , BDEW						
Emissions	IEC61000-6-2, IEC61000-6-3, IEC61000-3-11, IEC61000-3-12						
RoHS	Yes						
<b>INSTALLATION SPECIFICATIONS</b>							
AC Output Gland Diameter / Wire Cross Section	15-21mm / Solid wire 2.5-16 mm <sup>2</sup> , Stranded wire 2.5-10 mm <sup>2</sup>				18-25mm / Solid wire 2.5-16 mm <sup>2</sup> , Stranded wire 2.5-10 mm <sup>2</sup>		
DC Input	2 MC4 pairs				3 MC4 pairs		
DC Input with Safety Unit	N/A				Gland diameter 5 - 10 mm Wire cross section 0.5 - 13.5 mm <sup>2</sup>		
Dimensions (HxWxD)	540 x 315 x 260						mm
Dimensions with Safety Unit (HxWxD)	N/A				775 x 315 x 260		mm
Weight	33.2				45		kg
Weight with Safety Unit	N/A				48		kg
Operating Temperature Range	-20 - +60 <sup>6)</sup> (M40 version -40 - +60)						°C
Cooling	Fan (user replaceable)						
Noise	< 50				< 55		dBA
Protection Rating	IP65 - Outdoor and Indoor						
Mounting	Bracket Provided						

<sup>1)</sup> 24.99kVA in the UK

<sup>2)</sup> Where permitted by local regulations

<sup>3)</sup> Refer to Datasheets -> Communications category in Downloads page for specifications of optional communication options: <http://www.solaredge.com/groups/support/downloads>

<sup>4)</sup> For all standards refer to Certifications category in Downloads page: <http://www.solaredge.com/groups/support/downloads>

<sup>5)</sup> Models SE25K and SE27.6K only

<sup>6)</sup> For power de-rating information refer to: <http://www.solaredge.com/sites/default/files/ie-temperature-de-rating-note.pdf>

# ANEXO VI – RELATÓRIO COMPLETO DE SIMULAÇÃO DO PVSYS CONCERNENTE AO PROJETO DA UPAC DIMENSIONADA



Version 7.1.1

## PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Relatório Dissertação

System power: 480 kWp

Braga - Portugal

| Marco Mendes



PVsyst V7.1.1  
Simulation date:  
29/05/21 19:49  
with v7.1.1

## Project: Relatório Dissertação

Variant: New simulation variant

### Project summary

<b>Geographical Site</b> Braga Portugal	<b>Situation</b> Latitude 41.55 °N Longitude -8.42 °W Altitude 188 m Time zone UTC	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Braga Meteonorm 7.3 (1991-2010), Sat=100% - Synthetic		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 30 / 0 °	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Monthly values
<b>System information</b> <b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>	
Nb. of modules 1185 units Pnom total 480 kWp	Nb. of units 14 units Pnom total 350 kWac Pnom ratio 1.371	

### Results summary

Produced Energy 715.5 MWh/year	Specific production 1491 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 82.69 %
		Solar Fraction SF 22.84 %

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Special graphs	7
P50 - P90 evaluation	8



## Project: Relatório Dissertação

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.1.1  
Simulation date:  
29/05/21 19:49  
with v7.1.1

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>		<b>No 3D scene defined, no shadings</b>											
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Models used</b>										<b>Horizon</b>	
Orientation		Transposition Perez										Free Horizon	
Fixed plane		Diffuse Perez, Meteorom											
Tilt/Azimuth		Circumsolar separate											
<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>											
No Shadings		Monthly values											
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
231	200	280	245	269	274	280	191	285	311	270	236	3073	MWh

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	SMA
Model	JKM405M-72H-V	Model	SE25K-EU-APACIAUS
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	405 Wp	Unit Nom. Power	25.0 kWac
Number of PV modules	1185 units	Number of Inverters	14 units
Nominal (STC)	480 kWp	Total power	350 kWac
Modules	79 Strings x 15 in series	Operating voltage	390-800 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.37
Pmpp	439 kWp		
U mpp	559 V		
I mpp	785 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	480 kWp	Total power	350 kWac
Total	1185 modules	Nb. of Inverters	14 units
Module area	2384 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.37
Cell area	2116 m <sup>2</sup>		

### Array losses

<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>		<b>Module Quality Loss</b>				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	12 mΩ	Loss Fraction	-0.8 %			
Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Loss Fraction	1.5 % at STC					
Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s							
<b>Module mismatch losses</b>		<b>Strings Mismatch loss</b>						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %					
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

### System losses

--



**PVsyst V7.1.1**  
Simulation date:  
29/05/21 19:49  
with v7.1.1

## Project: Relatório Dissertação

Variant: New simulation variant

### System losses

#### Unavailability of the system

Time fraction	3.2 %
	11.7 days,
	3 periods



# Project: Relatório Dissertação

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.1.1  
Simulation date:  
29/05/21 19:49  
with v7.1.1

## Main results

### System Production

Produced Energy

715.5 MWh/year

Specific production

1491 kWh/kWp/year

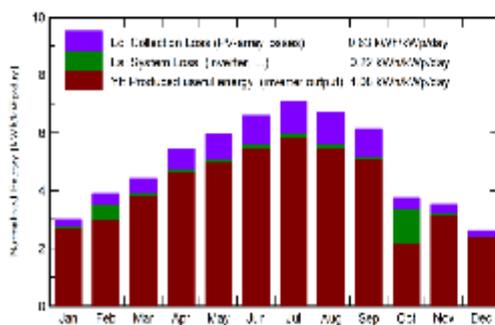
Performance Ratio PR

82.69 %

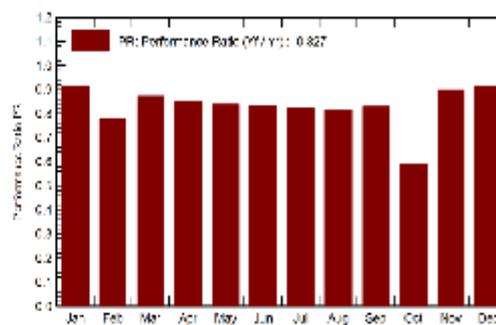
Solar Fraction SF

22.84 %

### Normalized productions (per installed kWp)



### Performance Ratio PR



### Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	57.3	26.99	9.19	92.9	91.3	41.57	230.6	40.18	0.53	190.5
February	75.2	33.81	10.23	108.8	106.9	47.87	200.3	39.33	1.25	160.9
March	113.1	57.88	12.23	137.1	134.4	58.58	279.7	57.35	0.00	222.4
April	149.5	68.23	13.07	164.1	160.4	68.62	244.8	66.87	0.28	177.9
May	185.3	77.55	15.70	185.1	180.5	75.97	269.3	74.33	0.00	195.0
June	206.0	77.72	18.60	197.8	192.7	80.96	274.3	79.15	0.00	195.2
July	225.1	71.22	19.46	220.5	215.0	88.96	280.5	86.96	0.00	193.5
August	196.3	61.15	20.12	208.8	204.1	83.77	191.2	70.44	11.45	120.8
September	151.9	48.31	18.48	184.4	180.6	74.89	285.1	73.25	0.00	211.9
October	89.2	48.19	16.21	116.3	113.9	50.06	311.0	32.72	0.00	278.3
November	65.5	28.98	11.94	106.2	104.2	46.83	270.0	45.88	0.00	224.1
December	48.3	24.37	9.99	81.0	79.5	36.33	235.8	35.44	0.13	200.4
Year	1562.5	624.40	14.63	1803.0	1763.5	754.42	3072.7	701.90	13.64	2370.8

### Legends

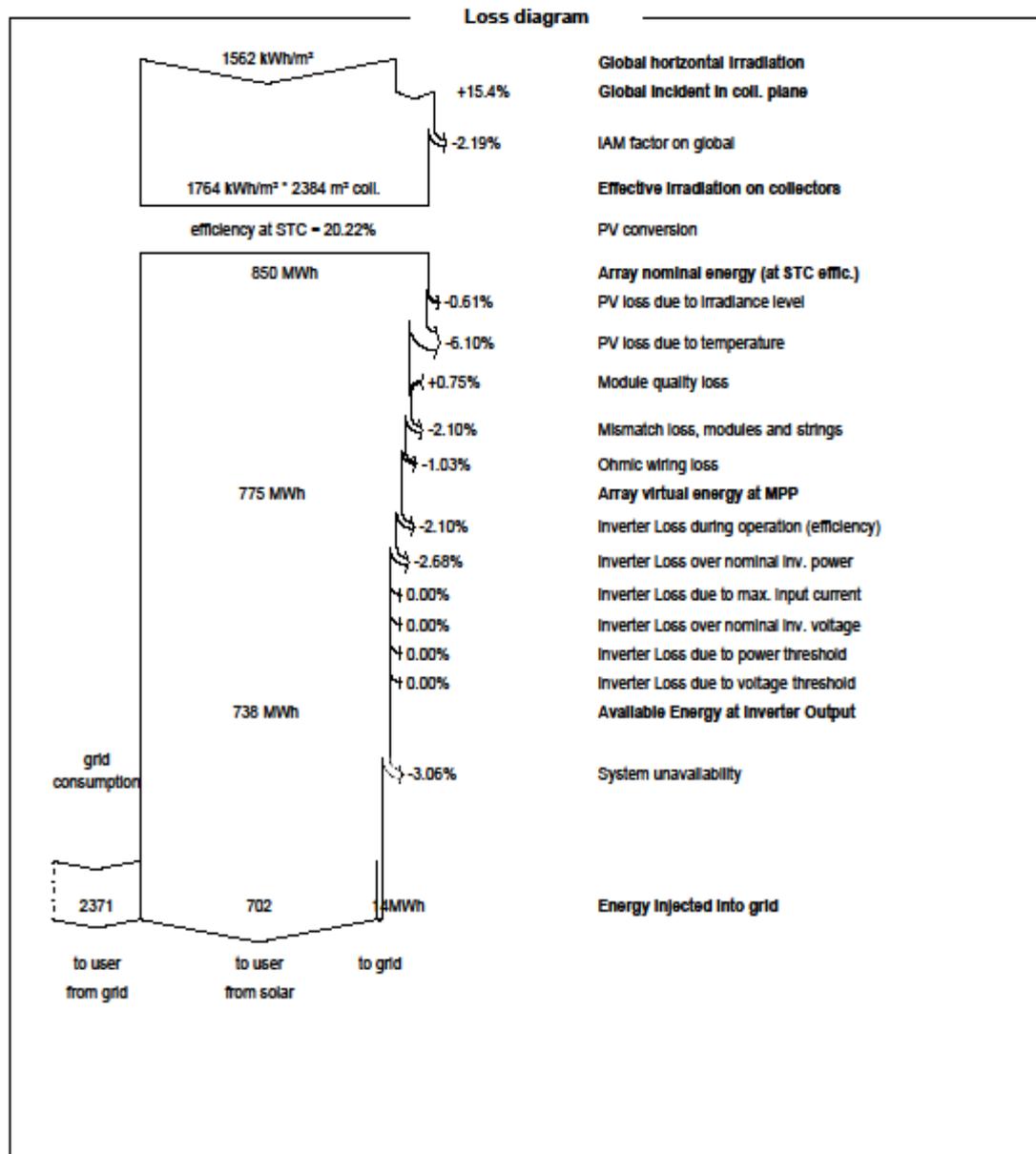
GlobHor	Global horizontal Irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse Irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid



PVsyst V7.1.1  
 Simulation date:  
 29/05/21 19:49  
 with v7.1.1

## Project: Relatório Dissertação

Variant: New simulation variant





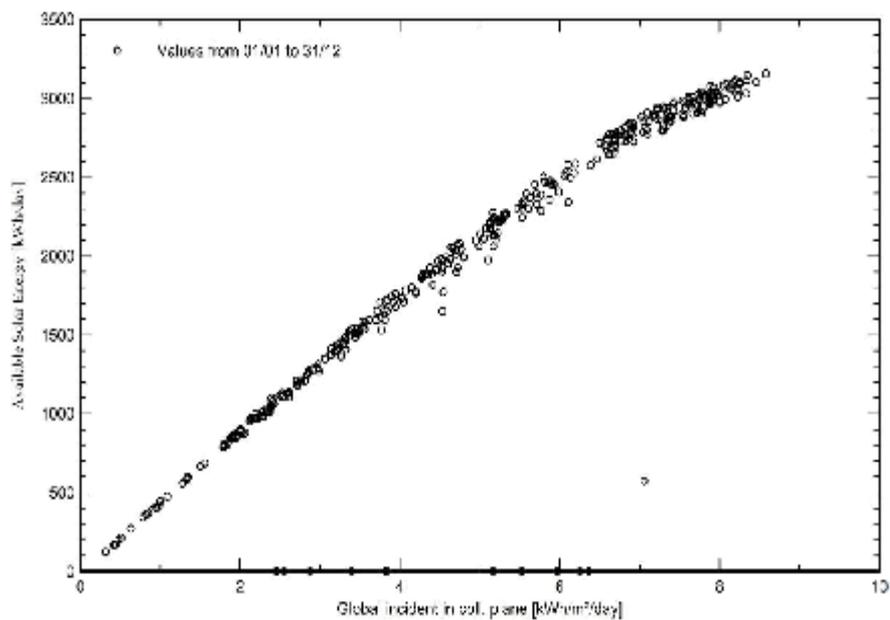
PVsyst V7.1.1  
Simulation date:  
29/05/21 19:49  
with v7.1.1

## Project: Relatório Dissertação

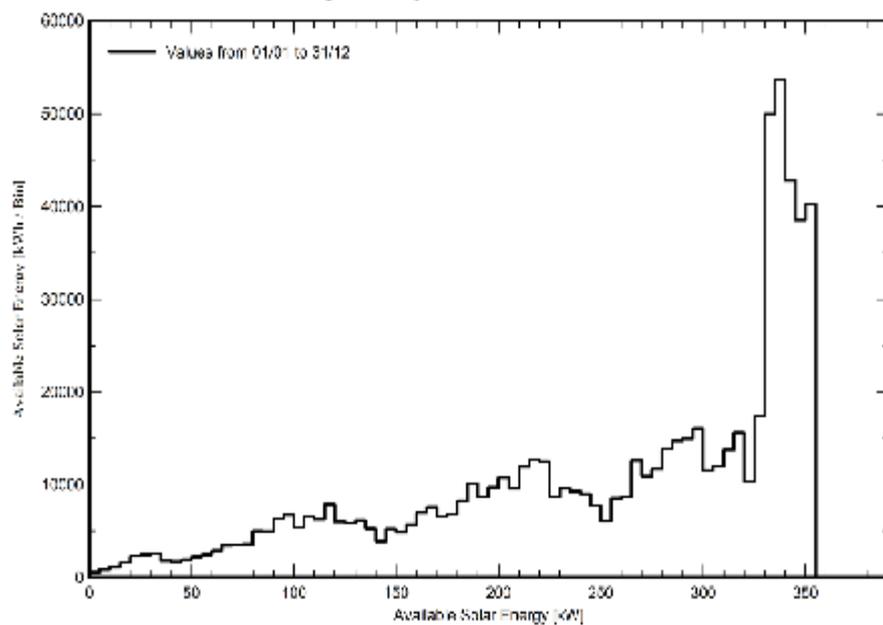
Variant: New simulation variant

### Special graphs

#### Daily Input/Output diagram



#### System Output Power Distribution





PVsyst V7.1.1  
Simulation date:  
29/05/21 19:49  
with v7.1.1

## Project: Relatório Dissertação

Variant: New simulation variant

### P50 - P90 evaluation

#### Meteo data

Meteo data ~~Meteonorm~~ 7.3 (1991-2010), Sat=100%  
Kind Not defined  
Year-to-year variability(Variance) 0.5 %

#### Specified Deviation

Global variability (meteo + system)  
Variability (Quadratic sum) 1.9 %

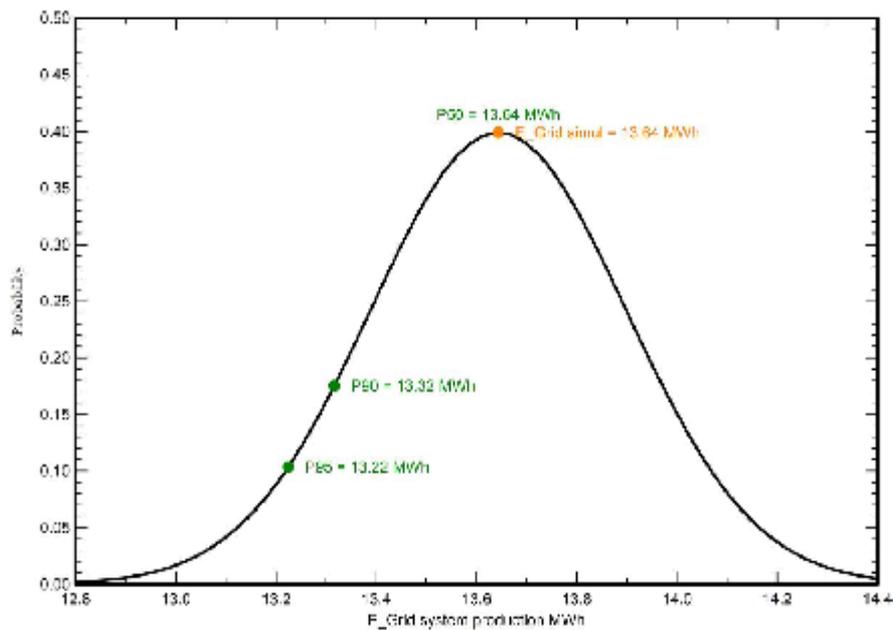
#### Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters 1.0 %  
Inverter efficiency uncertainty 0.5 %  
Solling and mismatch uncertainties 1.0 %  
Degradation uncertainty 1.0 %

#### Annual production probability

Variability 0.26 MWh  
P50 13.64 MWh  
P90 13.32 MWh  
P95 13.22 MWh

### Probability distribution



## ANEXO VII – CÁLCULOS UTILIZADOS NO PROJETO DA MURE #5 - ISOLAMENTO TÉRMICO DA CALDEIRA DE VAPOR 1

Neste anexo apresentam-se os cálculos auxiliares utilizados no capítulo 10.5 - MURE #5, nomeadamente na determinação da energia evitada pela instalação graças à implementação de isolamento térmico na caldeira de vapor 1.

- Resolução da equação (10.9) – Potência térmica dissipada por convecção pela caldeira de vapor 1 ( $Q_C$ ):

Dados:

- $h$  : o coeficiente de transferência de calor por convecção natural do ar (obtido através da Tabela 8) foi estimado em cerca de  $10 \text{ W/m}^2\text{K}$ ;
- $A$  : área total de transferência de calor - área de isolamento - (obtida através da Tabela 8) é de, aproximadamente,  $60 \text{ m}^2$ ;
- $T_C$ : a temperatura média da carcaça da caldeira de temperatura vapor 1 (obtida através da tabela 8) é de, aproximadamente,  $398,5 \text{ K}$ ;
- $T_A$ : a temperatura média do meio envolvente (obtida através da tabela 8) foi estimada em cerca de  $297,9 \text{ K}$ .

Deste modo, procede-se à determinação da equação (10.9):

$$Q_C = h \times A \times (T_C - T_A) \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow Q_C = 10 \times 60 \times (398,5 - 297,9) = 60\,360 \text{ W}$$

Assim sendo, verifica-se que a potência térmica dissipada por convecção pela caldeira de vapor 1 é de, aproximadamente,  $60\,360 \text{ W}$ .

- Resolução da equação (10.10) – Potência térmica dissipada por radiação pela caldeira de vapor 1 ( $Q_R$ ):

Dados:

- $\sigma$ : a constante de Stefan-Boltzmann (obtida através da Tabela 8) é de, aproximadamente, cerca de  $5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$ ;
- $A$ : área total de transferência de calor - área de isolamento - (obtida através da Tabela 8) é de, aproximadamente,  $60 \text{ m}^2$ ;
- $\varepsilon$ : a emissividade da carcaça da caldeira de vapor 1 (aço ao carbono) (obtida através da tabela 8) a  $124,3 \text{ }^\circ\text{C}$  foi estimada em cerca de  $0,80$ ;
- $T_C$ : a temperatura média da carcaça da caldeira de temperatura vapor 1 (obtida através da tabela 8) é de, aproximadamente,  $398,5 \text{ K}$ ;
- $T_A$ : a temperatura média do meio envolvente (obtida através da tabela 8) foi estimada em cerca de  $297,9 \text{ K}$ .

Desta forma, procede-se à determinação da equação (10.10):

$$Q_R = \sigma \times A \times \varepsilon \times (T_C^4 - T_A^4) \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow Q_R = 5,67 \times 10^{-8} \times 60 \times 0,80 \times (398,5^4 - 297,9^4) = 47\,199,6 \text{ W}$$

Em conformidade com os cálculos efetuados, verifica-se que a potência térmica dissipada por radiação pela caldeira de vapor 1 é de, aproximadamente,  $47\,200 \text{ W}$ .

- Resolução da equação (10.8) – Potência térmica total dissipada pela carcaça da caldeira de vapor 1 para o meio envolvente ( $Q_T$ ):

Dados:

- $Q_C$ : a potência térmica dissipada por convecção pela caldeira de vapor 1 (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) é de, aproximadamente,  $60\,360 \text{ W}$ ;
- $Q_R$ : a potência térmica dissipada por radiação pela caldeira de vapor 1 (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) é de, aproximadamente,  $47\,200 \text{ W}$ .

Deste modo, procede-se à determinação da equação (10.8):

$$Q_T = Q_C + Q_R \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow Q_T = 60\,360 + 47\,199,6 = 107\,559,6 \text{ W}$$

Assim sendo, verifica-se que a potência térmica total dissipada pela carcaça da caldeira de vapor 1 para o meio envolvente é de, aproximadamente, 107 560 W.

➤ Resolução da equação (10.11) – Energia atualmente dissipada pela carcaça da caldeira de vapor 1, por convecção e radiação, para o meio envolvente ( $E_{s/isol}$ ):

Dados:

- $Q_T$ : a potência térmica total dissipada pela carcaça da caldeira de vapor 1 para o meio envolvente (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) é de, aproximadamente, 107 560 W;
- $N^{\circ}_{dias}$ : o número de dias de funcionamento da caldeira de vapor 1 por ano (obtido através da Tabela 8) foi estimado em cerca de 240;
- $N^{\circ}_{horas}$ : o número de horas diárias de funcionamento da caldeira de vapor 1 (obtido através da tabela 8) é de 24 horas.

Desta forma, procede-se à determinação da equação (10.11):

$$E_{s/isol} = Q_T \times N^{\circ}_{dias} \times N^{\circ}_{horas} \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow E_{s/isol} = 107\,559,6 \times 240 \times 24 = 619\,543,3 \text{ kWh/ano}$$

Em conformidade com os cálculos efetuados, verifica-se que a energia atualmente dissipada pela carcaça da caldeira de vapor 1, por convecção e radiação, para o meio envolvente é de, aproximadamente, 619 543 kWh/ano.

➤ Resolução da equação (10.12) – Energia poupada graças à implementação de isolamento de lã-de-rocha na caldeira de vapor 1 ( $E_{poupada}$ ):

Dados:

- $Q_T$ : a potência térmica total dissipada pela carcaça da caldeira de vapor 1 para o meio envolvente (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) é de, aproximadamente, 107 560 W;
- $N^{\circ}_{dias}$ : o número de dias de funcionamento da caldeira de vapor 1 por ano (obtido através da Tabela 8) foi estimado em cerca de 240;
- $N^{\circ}_{horas}$ : o número de horas diárias de funcionamento da caldeira de vapor 1 (obtido através da tabela 8) é de 24 horas;
- $\eta_{isol}$ : a eficiência do isolamento térmico de lã de rocha proposto (obtida através da tabela 8) foi estimada em cerca de 85%.

Deste modo, procede-se à determinação da equação (10.12):

$$E_{poupada} (kWh/ano) = Q_T \times N^{\circ}_{dias} \times N^{\circ}_{horas} \times \eta_{isol} \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow E_{poupada} = 107\,559,6 \times 240 \times 24 \times 0,85 = 526\,611,8 \text{ kWh/ano}$$

Assim sendo, verifica-se que a energia poupada graças à implementação de isolamento de lã de rocha na caldeira de vapor 1 é de, aproximadamente, 526 612 kWh/ano.

➤ Resolução da equação (10.13) – Energia que seria obtida por combustão de gás natural para a produção de vapor ( $E_{evitada}$ ):

Dados:

- $E_{poupada}$ : a energia poupada graças à implementação de isolamento de lã de rocha na caldeira de vapor 1 (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) é de, aproximadamente, 526 612 kWh/ano;
- $\eta_{caldeira}$ : o rendimento energético da caldeira de vapor 1 (obtido através do estudo efetuado no subcapítulo 7.2.2 desta dissertação e constante na Tabela 8) toma o valor de 88%.

Desta forma, procede-se à determinação da equação (10.13):

$$E_{evitada} (MJ/ano) = \frac{E_{poupada}}{\eta_{caldeira}} \times 3,6 MJ/kWh \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow E_{evitada} = \frac{526\,611,8}{0,88} \times 3,6 MJ/kWh = 2\,154\,321,0 MJ/ano$$

Em conformidade com os cálculos efetuados, verifica-se que a energia que seria obtida por combustão de gás natural para a produção de vapor que, sem a implementação desta medida de racionalização energética, seria desperdiçada é de, aproximadamente, 2 154 321 MJ/ano.

## ANEXO VIII – CÁLCULOS UTILIZADOS NO PROJETO DA MURE #6 - ISOLAMENTO TÉRMICO DE VÁLVULAS E TUBAGENS

Neste anexo apresentam-se os cálculos auxiliares utilizados no capítulo 10.6 - MURE #6, nomeadamente na determinação da energia evitada pela instalação graças à implementação de isolamento térmico em válvulas e troços de tubagens.

- Resolução da equação (10.9) – Potência térmica dissipada por convecção pelas válvulas e tubagens analisadas ( $Q_C$ ):

Dados:

- $h$  : o coeficiente de transferência de calor por convecção natural do ar (obtido através da Tabela 8) foi estimado em cerca de  $10 \text{ W/m}^2\text{K}$ ;
- $A$  : área total de transferência de calor - área de isolamento - (obtida através da Tabela 8) é de, aproximadamente,  $9,42 \text{ m}^2$ ;
- $T_C$ : a temperatura média das válvulas e troços de tubagens em análise (obtida através da tabela 8) foi estimada em cerca de  $439,5 \text{ K}$ ;
- $T_A$ : a temperatura média do meio envolvente (obtida através da tabela 8) foi estimada em cerca de  $297,9 \text{ K}$ .

Deste modo, procede-se à determinação da equação (10.9):

$$Q_C = h \times A \times (T_C - T_A) \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow Q_C = 10 \times 9,42 \times (439,5 - 297,9) = 13\,338,7 \text{ W}$$

Assim sendo, verifica-se que a potência térmica dissipada por convecção pelas válvulas e tubagens analisadas é de, aproximadamente,  $13\,339 \text{ W}$ .

- Resolução da equação (10.10) – Potência térmica dissipada por radiação pelas válvulas e tubagens analisadas ( $Q_R$ ):

Dados:

- $\sigma$ : a constante de Stefan-Boltzmann (obtida através da Tabela 8) é de, aproximadamente, cerca de  $5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$ ;
- $A$ : área total de transferência de calor - área de isolamento - (obtida através da Tabela 8) é de, aproximadamente,  $9,42 \text{ m}^2$ ;
- $\varepsilon$ : a emissividade das válvulas e troços de tubagens analisadas (ferro fundido/aço ao carbono) (obtida através da tabela 8) a  $166,3 \text{ }^\circ\text{C}$  foi estimada em cerca de  $0,80$ ;
- $T_C$ : a temperatura média das válvulas e troços de tubagens em análise (obtida através da tabela 8) é de, aproximadamente,  $439,5 \text{ K}$ ;
- $T_A$ : a temperatura média do meio envolvente (obtida através da tabela 8) foi estimada em cerca de  $297,9 \text{ K}$ .

Desta forma, procede-se à determinação da equação (10.10):

$$Q_R = \sigma \times A \times \varepsilon \times (T_C^4 - T_A^4) \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow Q_R = 5,67 \times 10^{-8} \times 9,42 \times 0,80 \times (439,5^4 - 297,9^4) = 12\,577,5 \text{ W}$$

Em conformidade com os cálculos efetuados, verifica-se que a potência térmica dissipada por radiação pelas válvulas e troços de tubagens em análise é de, aproximadamente,  $12\,578 \text{ W}$ .

- Resolução da equação (10.8) – Potência térmica total dissipada pelas válvulas e tubagens analisadas para o meio envolvente ( $Q_T$ ):

Dados:

- $Q_C$ : a potência térmica dissipada por convecção pelas válvulas e troços de tubagens em análise (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) é de, aproximadamente,  $13\,339 \text{ W}$ ;
- $Q_R$ : a potência térmica dissipada por radiação pelas válvulas e troços de tubagens em análise (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) é de, aproximadamente,  $12\,578 \text{ W}$ .

Deste modo, procede-se à determinação da equação (10.8):

$$Q_T = Q_C + Q_R \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow Q_T = 13\,338,7 + 12\,577,5 = 25\,916,2 \text{ W}$$

Assim sendo, verifica-se que a potência térmica total dissipada pelas válvulas e tubagens analisadas para o meio envolvente é de, aproximadamente, 25 916 W.

➤ Resolução da equação (10.11) – Energia atualmente dissipada pelas válvulas e tubagens analisadas, por convecção e radiação, para o meio envolvente ( $E_{s/isol}$ ):

Dados:

- $Q_T$ : a potência térmica total dissipada pelas válvulas e tubagens analisadas para o meio envolvente (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) é de, aproximadamente, 25 916 W;
- $N^{\circ}_{dias}$ : o número de dias anuais de funcionamento das válvulas e troços de tubagens em análise (obtido através da Tabela 8) foi estimado em cerca de 240;
- $N^{\circ}_{horas}$ : o número de horas diárias de funcionamento das válvulas e troços de tubagens em análise (obtido através da tabela 8) é de 24 horas.

Desta forma, procede-se à determinação da equação (10.11):

$$E_{s/isol} = Q_T \times N^{\circ}_{dias} \times N^{\circ}_{horas} \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow E_{s/isol} = 25\,916,2 \times 240 \times 24 = 149\,277,3 \text{ kWh/ano}$$

Em conformidade com os cálculos efetuados, verifica-se que a energia atualmente dissipada pelas válvulas e tubagens analisadas, por convecção e radiação, para o meio envolvente é de, aproximadamente, 149 277 kWh/ano.

- Resolução da equação (10.12) – Energia poupada graças à implementação de isolamentos térmicos do tipo *valve jacket* e coquilha ( $E_{poupada}$ ):

Dados:

- $Q_T$ : a potência térmica total dissipada pelas válvulas e troços de tubagens em análise para o meio envolvente (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) é de, aproximadamente, 25 916 W;
- $N^{\circ}_{dias}$ : o número de dias anuais de funcionamento das válvulas e troços de tubagens em análise (obtido através da Tabela 8) foi estimado em cerca de 240;
- $N^{\circ}_{horas}$ : o número de horas diárias de funcionamento das válvulas e troços de tubagens em análise (obtido através da tabela 8) é de 24 horas;
- $\eta_{isol}$ : a eficiência dos isolamentos térmicos do tipo *valve jacket* e coquilha (obtida através da tabela 8) foi estimada em cerca de 85%.

Deste modo, procede-se à determinação da equação (10.12):

$$E_{poupada} (kWh/ano) = Q_T \times N^{\circ}_{dias} \times N^{\circ}_{horas} \times \eta_{isol} \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow E_{poupada} = 25\,916,2 \times 240 \times 24 \times 0,85 = 126\,885,7 \text{ kWh/ano}$$

Assim sendo, verifica-se que a energia poupada graças à implementação de isolamentos térmicos do tipo *valve jacket* e coquilha é de, aproximadamente, 126 886 kWh/ano.

- Resolução da equação (10.13) – Energia que seria obtida por combustão de gás natural para a produção de vapor ( $E_{evitada}$ ):

Dados:

- $E_{poupada}$ : a energia poupada graças à implementação de isolamentos térmicos do tipo *valve jacket* e coquilha (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) é de, aproximadamente, 126 886 kWh/ano;
- $\eta_{caldeira}$ : o rendimento energético da caldeira de vapor 1 (obtido através do estudo efetuado no subcapítulo 7.2.2 desta dissertação e constante na Tabela 8) toma o valor de 88%.

Desta forma, procede-se à determinação da equação (10.13):

$$E_{evitada} (MJ/ano) = \frac{E_{poupada}}{\eta_{caldeira}} \times 3,6 MJ/kWh \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow E_{evitada} = \frac{126\ 885,7}{0,88} \times 3,6 MJ/kWh = 519\ 077,9 MJ/ano$$

Em conformidade com os cálculos efetuados, verifica-se que a energia que seria obtida por combustão de gás natural para a produção de vapor que, sem a implementação desta medida de racionalização energética, seria desperdiçada é de, aproximadamente, 519 078 MJ/ano.

## ANEXO IX – CÁLCULOS UTILIZADOS NO PROJETO DA MURE #7 – SISTEMA DE RECUPERAÇÃO DE CALOR DOS EFLUENTES QUENTES DA TINTURARIA

Neste anexo apresentam-se os cálculos auxiliares utilizados no capítulo 10.7 - MURE #7, nomeadamente na determinação da energia evitada pela instalação graças à reativação do sistema de recuperação de calor dos efluentes quentes da tinturaria.

- Resolução da equação (10.14) – Caudal volumétrico médio de efluentes tratados na ETAR, provenientes dos jets conectados ao sistema de recuperação de calor ( $\dot{m}_{v_{ERC}}$ ):

Dados:

- $\dot{m}_{v_{ET}}$ : o caudal volumétrico médio do total de efluentes tratados na ETAR (obtido através da Tabela 8) é de, aproximadamente, 10 m<sup>3</sup>/h;
- $V_{ERC}$ : a capacidade total dos jets conectados ao sistema de recuperação de calor (obtida através da Tabela 8) foi estimada em cerca de 9,42 L;
- $V_{ET}$ : a capacidade total de todos os jets da instalação (obtida através da tabela 8) foi estimada em cerca de 439,5 L.

Deste modo, procede-se à determinação da equação (10.14):

$$\begin{aligned}\dot{m}_{v_{ERC}} (m^3/h) &= \dot{m}_{v_{ET}} \times \frac{V_{ERC}}{V_{ET}} \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow \dot{m}_{v_{ERC}} &= 58 \times \frac{49\,449}{68\,949} = 41,6 m^3/h\end{aligned}$$

Assim sendo, verifica-se que o caudal volumétrico médio de efluentes tratados na ETAR, provenientes dos jets conectados ao sistema de recuperação de calor, corresponde a, aproximadamente, 41,6 m<sup>3</sup>/h, sendo este valor equivalente a 0,012 m<sup>3</sup>/s.

- Resolução da equação (10.18) – Caudais mássicos médios da água fria da rede ( $\dot{m}_{m_{H20F}}$ ) e dos efluentes quentes da tinturaria ( $\dot{m}_{m_{EQ}}$ ):

Dados:

- $\rho_{H20F}$ : a massa volúmica da água fria da rede (21,3 °C) (obtida através da Tabela 8) é de, aproximadamente, 998 kg/m<sup>3</sup>;
- $\dot{m}_{v_{H20F}}$ : o caudal volumétrico médio da água fria da rede (obtido através dos dados históricos mencionados no respetivo subcapítulo e referido na Tabela 8) foi estimado em cerca de 0,007 m<sup>3</sup>/s (25 m<sup>3</sup>/h);
- $\rho_{EQ}$ : a massa volúmica dos efluentes quentes (equiparados a água a 52,8 °C) (obtida através da Tabela 8) é de, aproximadamente, 986 kg/m<sup>3</sup>;
- $\dot{m}_{v_{EQ}}$ : o caudal volumétrico médio dos efluentes quentes da tinturaria (obtido através dos cálculos constantes neste anexo) foi estimado em cerca de 0,012 m<sup>3</sup>/s (41,6 m<sup>3</sup>/h).

Desta forma, procede-se à determinação da equação (10.18):

$$\dot{m}_m = \rho \times \dot{m}_v \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow \dot{m}_{m_{H20F}} = \rho_{H20F} \times \dot{m}_{v_{H20F}} = 998,0 \times 0,007 = 6,986 \text{ kg/s}$$

$$\dot{m}_m = \rho \times \dot{m}_v \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow \dot{m}_{m_{EQ}} = \rho_{EQ} \times \dot{m}_{v_{EQ}} = 986,2 \times 0,012 = 11,834 \text{ kg/s}$$

Em conformidade com os cálculos efetuados, verifica-se que o caudal mássico médio da água fria da rede corresponde a, aproximadamente, 7 kg/s, enquanto o caudal mássico médio dos efluentes quentes da tinturaria foi estimado em cerca de 12 kg/s.

- Resolução da equação (10.17) – Ratio entre o valor mínimo obtido pelo produto do caudal de um dos fluidos com a sua capacidade térmica mássica e o valor máximo obtido através do produto do caudal do outro fluido com a sua respetiva capacidade térmica mássica ( $C_r$ ):

Dados:

- $\dot{m}_{m_{H20F}}$ : o caudal mássico médio da água fria da rede (obtido através dos cálculos constantes neste anexo) é de, aproximadamente, 7 kg/s;
- $C_{p_{H20F}}$ : a capacidade térmica mássica da água fria da rede (obtida através da Tabela 8) foi estimada em cerca de 4 181 J/kg\*K;
- $\dot{m}_{m_{EQ}}$ : o caudal mássico médio dos efluentes quentes da tinturaria (obtido através dos cálculos constantes neste anexo) é de, aproximadamente, 12 kg/s;
- $C_{p_{EQ}}$ : a capacidade térmica mássica dos efluentes quentes da tinturaria (obtida através da tabela 8) foi estimada em cerca de 4 182 J/kg\*K.

Na medida em que  $(\dot{m}_{m_{H20F}} \times C_{p_{H20F}}) < (\dot{m}_{m_{EQ}} \times C_{p_{EQ}})$ , procede-se, nesta fase, à determinação da equação (10.17):

$$C_r = \frac{(\dot{m}_m \times C_p)_{min}}{(\dot{m}_m \times C_p)_{max}} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow C_r = \frac{(\dot{m}_{m_{H20F}} \times C_{p_{H20F}})}{(\dot{m}_{m_{EQ}} \times C_{p_{EQ}})} = \frac{6,986 \times 4\ 181}{11,834 \times 4\ 182} = 0,590$$

Assim sendo, verifica-se que o ratio entre o valor mínimo obtido pelo produto do caudal de um dos fluidos com a sua capacidade térmica mássica e o valor máximo obtido através do produto do caudal do outro fluido com a sua respetiva capacidade térmica mássica, corresponde a, aproximadamente, 0,59.

- Resolução da equação (10.24) – Velocidade média de escoamento da água fria da rede ( $v_{H20F}$ ):

Dados:

- $\dot{m}_{v_{H20F}}$ : o caudal volumétrico médio da água fria da rede (obtido através dos dados históricos mencionados no respetivo subcapítulo e referido na Tabela 8) foi estimado em cerca de 0,007 m<sup>3</sup>/s (25 m<sup>3</sup>/h);
- $A_{Placa}$ : a área de transferência de calor de cada placa de aço inoxidável AISI 316 (obtida através da Tabela 8) é de, aproximadamente, 0,49 m<sup>2</sup>.

Desta forma, procede-se à determinação da equação (10.24):

$$v_{H20F} = \frac{\dot{m}_{v_{H20F}}}{A_{Placa}} \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow v_{H20F} = \frac{0,007}{0,49} = 0,014 \text{ m/s}$$

Em conformidade com os cálculos efetuados, verifica-se que a velocidade média de escoamento da água fria da rede é de, aproximadamente, 0,014 m/s.

- Resolução da equação (10.25) – Diâmetro equivalente de cada placa de aço inoxidável ( $D_e$ ):

Dados:

- $b$ : o espaçamento existente entre as placas de aço inoxidável AISI 316 (obtido através da ficha técnica do permutador de placas e mencionado na tabela 9) é de, aproximadamente, 0,0035 m.

Deste modo, procede-se à determinação da equação (10.25):

$$D_e = 2 \times b \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow D_e = 2 \times 0,0035 = 0,007 \text{ m}$$

Assim sendo, verifica-se que o diâmetro equivalente de cada placa de aço inoxidável corresponde a, aproximadamente, 0,007 m.

➤ Resolução da equação (10.23) – Número de Reynolds da água fria da rede ( $Re_{H20F}$ ):

Dados:

- $\rho_{H20F}$ : a massa volúmica da água fria da rede (21,3 °C) (obtida através da Tabela 8) é de, aproximadamente, 998 kg/m<sup>3</sup>;
- $v_{H20F}$ : a velocidade média de escoamento da água fria da rede (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) é de, aproximadamente, 0,014 m/s;
- $D_e$ : o diâmetro equivalente de cada placa de aço inoxidável (obtido através dos cálculos constantes neste anexo) corresponde a, aproximadamente, 0,007 m;
- $\mu_{H20F}$ : a viscosidade absoluta da água fria da rede (obtida através da Tabela 8) foi estimada em cerca de  $959 \cdot 10^{-6}$  N\*s/m<sup>2</sup>.

Desta forma, procede-se à determinação da equação (10.23):

$$Re_{H20F} = \frac{\rho_{H20F} \times v_{H20F} \times D_e}{\mu_{H20F}} \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow Re_{H20F} = \frac{998,0 \times 0,014 \times 0,007}{959 \times 10^{-6}} = 102,0$$

Em conformidade com os cálculos efetuados, verifica-se que o número de Reynolds da água fria da rede toma o valor de 102.

Desta feita, pode-se concluir que o regime de escoamento da água fria da rede é do tipo laminar.

➤ Resolução da equação (10.26) – Número de Nusselt da água fria da rede ( $Nu_{H20F}$ ):

Dados:

- $Re_{H20F}$ : o número de Reynolds da água fria da rede (obtido através dos cálculos constantes neste anexo) foi estimado em cerca de 102;
- $Pr_{H20F}$ : o número de Prandtl da água fria da rede (obtido através da tabela 9) é de, aproximadamente, 6,62.

Deste modo, procede-se à determinação da equação (10.26):

$$Nu_{H20F} = 0,332 \times Re_{H20F}^{\left(\frac{1}{2}\right)} \times Pr_{H20F}^{\left(\frac{1}{3}\right)} \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow Nu_{H20F} = 0,332 \times 102,0^{\left(\frac{1}{2}\right)} \times 6,62^{\left(\frac{1}{3}\right)} = 6,30$$

Assim sendo, verifica-se que o número de Nusselt da água fria da rede toma o valor de 6,30.

- Resolução da equação (10.22) – Coeficiente de transferência de calor por convecção da água fria da rede ( $h_{H20F}$ ):

Dados:

- $Nu_{H20F}$ : o número de Nusselt da água fria da rede (obtido através dos cálculos constantes neste anexo) toma o valor de 6,30;
- $k_{H20F}$ : a condutividade térmica da água fria da rede (obtida através da tabela 10) é de, aproximadamente, 0,606 W/m\*K;
- $D_e$ : o diâmetro equivalente de cada placa de aço inoxidável (obtido através dos cálculos constantes neste anexo) foi estimado em cerca de 0,007 m.

Desta forma, procede-se à determinação da equação (10.22):

$$\begin{aligned} Nu_{H20F} &= \frac{h_{H20F} \times D_e}{k_{H20F}} \Leftrightarrow h_{H20F} = \frac{Nu_{H20F} \times k_{H20F}}{D_e} \Leftrightarrow \\ &\Leftrightarrow h_{H20F} = \frac{6,30 \times 0,606}{0,007} = 545,4 \text{ W/m}^2\text{K} \end{aligned}$$

Em conformidade com os cálculos efetuados, verifica-se que o coeficiente de transferência de calor por convecção da água fria da rede foi estimado em cerca de 545,4 W/m<sup>2</sup>\*K.

- Resolução da equação (10.29) – Velocidade média de escoamento dos efluentes quentes da tinturaria ( $v_{EQ}$ ):

Dados:

- $\dot{m}_{vEQ}$ : o caudal volumétrico médio dos efluentes quentes da tinturaria (obtido através dos cálculos constantes neste anexo) foi estimado em cerca de 0,012 m<sup>3</sup>/s (41,6 m<sup>3</sup>/h);
- $A_{placa}$ : a área de transferência de calor de cada placa de aço inoxidável AISI 316 (obtida através da Tabela 8) é de, aproximadamente, 0,49 m<sup>2</sup>.

Deste modo, procede-se à determinação da equação (10.29):

$$v_{EQ} = \frac{\dot{m}_{vEQ}}{A_{Placa}} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow v_{EQ} = \frac{0,012}{0,49} = 0,025 \text{ m/s}$$

Assim sendo, verifica-se que velocidade média de escoamento dos efluentes quentes da tinturaria é de, aproximadamente, 0,025 m/s.

➤ Resolução da equação (10.28) – Número de Reynolds dos efluentes quentes da tinturaria ( $Re_{EQ}$ ):

Dados:

- $\rho_{EQ}$ : a massa volúmica dos efluentes quentes da tinturaria (52,8 °C) (obtida através da Tabela 8) é de, aproximadamente, 986 kg/m<sup>3</sup>;
- $v_{EQ}$ : a velocidade média de escoamento dos efluentes quentes da tinturaria (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) foi estimada em cerca de 0,025 m/s;
- $D_e$ : o diâmetro equivalente de cada placa de aço inoxidável (obtido através dos cálculos constantes neste anexo) corresponde a, aproximadamente, 0,007 m;
- $\mu_{EQ}$ : a viscosidade absoluta dos efluentes quentes da tinturaria (obtida através da Tabela 8) foi estimada em cerca de  $520 \times 10^{-6} \text{ N}\cdot\text{s}/\text{m}^2$ .

Desta forma, procede-se à determinação da equação (10.28):

$$Re_{EQ} = \frac{\rho_{EQ} \times v_{EQ} \times D_e}{\mu_{EQ}} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow Re_{EQ} = \frac{986,2 \times 0,025 \times 0,007}{520 \times 10^{-6}} = 331,9$$

Em conformidade com os cálculos efetuados, verifica-se que o número de Reynolds dos efluentes quentes da tinturaria toma o valor de, aproximadamente, 332.

Desta feita, pode-se concluir que o regime de escoamento dos efluentes quentes da tinturaria é do tipo laminar.

- Resolução da equação (10.30) – Número de Nusselt dos efluentes quentes da tinturaria ( $Nu_{EQ}$ ):

Dados:

- $Re_{EQ}$ : o número de Reynolds dos efluentes quentes da tinturaria (obtido através dos cálculos constantes neste anexo) foi estimado em cerca de 332;
- $Pr_{EQ}$ : o número de Prandtl dos efluentes quentes da tinturaria (obtido através da tabela 9) é de, aproximadamente, 3,37.

Deste modo, procede-se à determinação da equação (10.30):

$$Nu_{EQ} = 0,332 \times Re_{EQ}^{\left(\frac{1}{2}\right)} \times Pr_{EQ}^{\left(\frac{1}{3}\right)} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow Nu_{EQ} = 0,332 \times 331,9^{\left(\frac{1}{2}\right)} \times 3,37^{\left(\frac{1}{3}\right)} = 9,07$$

Assim sendo, verifica-se que o número de Nusselt dos efluentes quentes da tinturaria toma o valor de 9,07.

- Resolução da equação (10.27) – Coeficiente de transferência de calor por convecção dos efluentes quentes da tinturaria ( $h_{EQ}$ ):

Dados:

- $Nu_{EQ}$ : o número de Nusselt dos efluentes quentes da tinturaria (obtido através dos cálculos constantes neste anexo) toma o valor de 9,07;
- $k_{EQ}$ : a condutividade térmica dos efluentes quentes da tinturaria (obtida através da tabela 10) é de, aproximadamente, 0,646 W/m\*K;
- $D_e$ : o diâmetro equivalente de cada placa de aço inoxidável (obtido através dos cálculos constantes neste anexo) foi estimado em cerca de 0,007 m.

Desta forma, procede-se à determinação da equação (10.27):

$$Nu_{EQ} = \frac{h_{EQ} \times D_e}{k_{EQ}} \Leftrightarrow h_{EQ} = \frac{Nu_{EQ} \times k_{EQ}}{D_e} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow h_{EQ} = \frac{9,07 \times 0,646}{0,007} = 837,0 \text{ W/m}^2\text{K}$$

Em conformidade com os cálculos efetuados, verifica-se que o coeficiente de transferência de calor por convecção dos efluentes quentes da tinturaria foi estimado em cerca de 837 W/m<sup>2</sup>\*K.

- Resolução da equação (10.21) – Resistência térmica total do processo de transferência de calor ( $R_T$ ):

Dados:

- $h_{H20F}$ : o coeficiente de transferência de calor por convecção da água fria da rede (obtido através dos cálculos constantes neste anexo) foi estimado em cerca de 545,4 W/m<sup>2</sup>\*K;
- $\Delta x$ : a espessura de cada placa constituinte do permutador de calor (obtida através da tabela 9) corresponde a, aproximadamente, 0,001 m;
- $k_{AISI316}$ : a condutividade térmica do aço inoxidável AISI 316 (obtida através da tabela 9) toma o valor de 13,9 W/m\*K;
- $h_{EQ}$ : o coeficiente de transferência de calor por convecção dos efluentes quentes da tinturaria (obtido através dos cálculos constantes neste anexo) foi estimado em cerca de 837 W/m<sup>2</sup>\*K.

Deste modo, procede-se à determinação da equação (10.21):

$$R_T = \frac{1}{h_{H20F}} + \frac{\Delta x}{k_{AISI316}} + \frac{1}{h_{EQ}} \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow R_T = \frac{1}{545,4} + \frac{0,001}{13,9} + \frac{1}{837,0} = 3,1 \times 10^{-3} \text{ m}^2\text{K/W}$$

Assim sendo, verifica-se que a resistência térmica total do processo de transferência de calor toma o valor de  $3,1 \times 10^{-3} \text{ m}^2\text{K/W}$ .

- Resolução da equação (10.20) – Coeficiente global de transferência de calor ( $U$ ):

Dados:

- $R_T$ : a resistência térmica total do processo de transferência de calor (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) toma o valor de  $3,1 \times 10^{-3} \text{ m}^2\text{K/W}$ .

Desta forma, procede-se à determinação da equação (10.20):

$$U = \frac{1}{R_T} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow U = \frac{1}{3,1 \times 10^{-3}} = 322,6 \text{ W/m}^2\text{K}$$

Em conformidade com os cálculos efetuados, verifica-se que o coeficiente global de transferência de calor foi estimado em cerca de 322,6 W/m<sup>2</sup>\*K.

➤ Resolução da equação (10.19) – Número mínimo de unidades transferidas no processo de transferência de calor ( $NTU_{min}$ ):

Dados:

- $U$ : o coeficiente global de transferência de calor (obtido através dos cálculos constantes neste anexo) foi estimado em cerca de 322,6 W/m<sup>2</sup>\*K;
- $A_T$ : a área total de transferência de calor (obtida através da tabela 1) corresponde a, aproximadamente, 17,2 m<sup>2</sup>;
- $\dot{m}_{m_{H2OF}}$ : o caudal mássico médio da água fria da rede (obtido através dos cálculos constantes neste anexo) é de, aproximadamente, 7 kg/s;
- $C_{p_{H2OF}}$ : a capacidade térmica mássica da água fria da rede (obtida através da Tabela 8) foi estimada em cerca de 4 181 J/kg\*K.

Deste modo, procede-se à determinação da equação (10.19):

$$NTU_{min} = \frac{U \times A_T}{(\dot{m}_m \times C_p)_{min}} = \frac{U \times A_T}{(\dot{m}_{m_{H2OF}} \times C_{p_{H2OF}})} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow NTU_{min} = \frac{322,6 \times 17,15}{(6,986 \times 4181)} = 0,189$$

Assim sendo, verifica-se que o número mínimo de unidades transferidas no processo de transferência de calor toma o valor de 0,189.

➤ Resolução da equação (10.16) – Eficiência térmica do permutador de calor ( $\epsilon$ ):

Dados:

- $C_r$  : o ratio entre o valor mínimo obtido pelo produto do caudal de um dos fluidos com a sua capacidade térmica mássica e o valor máximo obtido através do produto do caudal do outro fluido com a sua respetiva capacidade térmica mássica (obtido através dos cálculos constantes neste anexo) toma o valor de 0,59;
- $NTU_{min}$ : o número mínimo de unidades transferidas no processo de transferência de calor (obtido através dos cálculos constantes neste anexo) é de, aproximadamente, 0,189.

Desta forma, procede-se à determinação da equação (10.16):

$$\epsilon = \frac{\exp[(1 - C_r) \times NTU_{min}] - 1}{\exp[(1 - C_r) \times NTU_{min}] - C_r} \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow \epsilon = \frac{\exp[(1 - 0,590) \times 0,189] - 1}{\exp[(1 - 0,590) \times 0,189] - 0,590} = 0,164$$

Em conformidade com os cálculos efetuados, verifica-se que a eficiência térmica do permutador de calor foi estimada em cerca de 16,4%.

➤ Resolução da equação (10.31) – Potência térmica máxima possível de ser transferida, em regime de contracorrente, no permutador de calor estudado ( $Q_{max}$ ):

Dados:

- $\dot{m}_{H_2O_F}$ : o caudal mássico médio da água fria da rede (obtido através dos cálculos constantes neste anexo) é de, aproximadamente, 7 kg/s;
- $C_{p_{H_2O_F}}$ : a capacidade térmica mássica da água fria da rede (obtida através da Tabela 8) toma o valor de 4 181 J/kg\*K;
- $T_{EQ}$ : a temperatura média dos efluentes quentes da tinturaria (obtida através dos dados históricos mencionados no respetivo subcapítulo e referida na Tabela 8) foi estimada em cerca de 326 K;
- $T_{H_2O_F}$ : a temperatura média da água fria da rede (obtida através dos dados históricos mencionados no respetivo subcapítulo e referida na Tabela 8) foi estimada em cerca de 294,5 K.

Deste modo, procede-se à determinação da equação (10.31):

$$Q_{max} = (\dot{m}_m \times C_p)_{min} \times (T_{EQ} - T_{H20F}) \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow Q_{max} = (6,986 \times 4181) \times (326,0 - 294,5) = 920,07 \text{ kW}$$

Assim sendo, verifica-se que a potência térmica máxima possível de ser transferida, em regime de contracorrente, no permutador de calor estudado toma o valor aproximado de 920 kW.

➤ Resolução da equação (10.15) – Potência térmica resultante da transferência de calor entre os efluentes quentes da tinturaria e a água fria da rede (Q):

Dados:

- $\varepsilon$  : a eficiência térmica do permutador de calor (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) toma o valor de 0,164;
- $Q_{max}$ : a potência térmica máxima possível de ser transferida, em regime de contracorrente, no permutador de calor estudado (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) foi estimada em cerca de 920 kW.

Desta forma, procede-se à determinação da equação (10.15):

$$\varepsilon = \frac{Q}{Q_{max}} \Leftrightarrow Q = \varepsilon \times Q_{max} \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow Q = 0,164 \times 920,07 = 150\,890,935 \text{ W} = 150,9 \text{ kW}$$

Em conformidade com os cálculos efetuados, verifica-se que a potência térmica resultante da transferência de calor entre os efluentes quentes da tinturaria e a água fria da rede foi estimada em cerca de 150,9 kW.

- Resolução da equação (10.32) – Temperatura da água quente direcionada para o depósito de água quente existente ( $T_{H20Q}$ ):

Dados:

- $T_{H20F}$ : a temperatura média da água fria da rede (obtida através dos dados históricos mencionados no respetivo subcapítulo e referida na Tabela 8) corresponde a, aproximadamente, 294,5 K;
- $Q$ : a potência térmica resultante da transferência de calor entre os efluentes quentes da tinturaria e a água fria da rede (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) foi estimada em cerca de 150,9 kW;
- $\dot{m}_{H20F}$ : o caudal mássico médio da água fria da rede (obtido através dos cálculos constantes neste anexo) é de, aproximadamente, 7 kg/s;
- $C_{pH20F}$ : a capacidade térmica mássica da água fria da rede (obtida através da Tabela 8) foi estimada em cerca de 4 181 J/kg\*K.

Deste modo, procede-se à determinação da equação (10.32):

$$T_{H20Q} = T_{H20F} + \frac{Q}{(\dot{m}_m \times C_p)_{H20F}} \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow T_{H20Q} = 294,5 + \frac{150\,890,935}{(6,986 \times 4\,181)} = 299,7\,K$$

Assim sendo, verifica-se que a temperatura da água quente direcionada para o depósito de água quente existente toma o valor de 299,7 K.

➤ Resolução da equação (10.33) – Temperatura da água encaminhada para a ETAR ( $T_{ETAR}$ ):

Dados:

- $T_{EQ}$ : a temperatura média dos efluentes quentes da tinturaria (obtida através dos dados históricos mencionados no respetivo subcapítulo e referida na Tabela 8) corresponde a, aproximadamente, 326 K;
- $Q$ : a potência térmica resultante da transferência de calor entre os efluentes quentes da tinturaria e a água fria da rede (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) foi estimada em cerca de 150,9 kW;
- $\dot{m}_{mEQ}$ : o caudal mássico médio dos efluentes quentes da tinturaria (obtido através dos cálculos constantes neste anexo) é de, aproximadamente, 12 kg/s;
- $C_{pEQ}$ : a capacidade térmica mássica dos efluentes quentes da tinturaria (obtida através da tabela 8) foi estimada em cerca de 4 182 J/kg\*K.

Desta forma, procede-se à determinação da equação (10.33):

$$T_{ETAR} = T_{EQ} - \frac{Q}{(\dot{m}_m \times C_p)_{EQ}} \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow T_{ETAR} = 326,0 - \frac{150\,890,935}{(11,834 \times 4\,182)} = 323,0\,K$$

Em conformidade com os cálculos efetuados, verifica-se que a temperatura da água encaminhada para a ETAR foi estimada em cerca de 323 K.

➤ Resolução da equação (10.34) – Média logarítmica da diferença de temperaturas ( $\Delta T_{LM}$ ):

Dados:

- $T_{EQ}$ : a temperatura média dos efluentes quentes da tinturaria (obtida através dos dados históricos mencionados no respetivo subcapítulo e referida na Tabela 8) foi estimada em cerca de 326 K;
- $T_{H20Q}$ : a temperatura média da água quente direcionada para o depósito de água quente existente (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) corresponde a, aproximadamente, 299,7 K;
- $T_{ETAR}$ : a temperatura média da água encaminhada para a ETAR (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) foi estimada em cerca de 323 K;
- $T_{H20F}$ : a temperatura média da água fria da rede (obtida através dos dados históricos mencionados no respetivo subcapítulo e referida na Tabela 8) corresponde a, aproximadamente, 294,5 K.

Deste modo, procede-se à determinação da equação (10.34):

$$\Delta T_M = \Delta T_{LM} = \frac{(T_{EQ} - T_{H20Q}) - (T_{ETAR} - T_{H20F})}{\ln \left[ \frac{(T_{EQ} - T_{H20Q})}{(T_{ETAR} - T_{H20F})} \right]} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow \Delta T_M = \Delta T_{LM} = \frac{(326,0 - 299,7) - (323,0 - 294,5)}{\ln \left[ \frac{(326,0 - 299,7)}{(323,0 - 294,5)} \right]} = 27,4 \text{ K}$$

Assim sendo, verifica-se que a média logarítmica da diferença de temperaturas toma o valor de 27,4 K.

➤ Resolução da equação (10.35) – Valor teórico da potência térmica resultante da transferência de calor entre os efluentes quentes da tinturaria e a água fria da rede ( $Q_{TR}$ ):

Dados:

- $U$ : o coeficiente global de transferência de calor (obtido através dos cálculos constantes neste anexo) foi estimado em cerca de 322,6 W/m<sup>2</sup>\*K;
- $A_T$ : a área total de transferência de calor (obtida através da tabela 1) toma o valor de 17,2 m<sup>2</sup>;
- $\Delta T_{LM}$ : a média logarítmica da diferença de temperaturas (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) corresponde a, aproximadamente, 27,4 K.

Desta forma, procede-se à determinação da equação (10.35):

$$Q_{TR} = U \times A_T \times \Delta T_{LM} \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow Q_{TR} = 322,6 \times 17,15 \times 27,4 = 151\,592,966 \text{ W} = 151,6 \text{ kW}$$

Em conformidade com os cálculos efetuados, verifica-se que o valor teórico da potência térmica resultante da transferência de calor entre os efluentes quentes da tinturaria e a água fria da rede foi estimada em cerca de 151,6 kW.

➤ Resolução da equação (10.36) – Erro relativo associado à potência térmica estudada ( $E_R$ ):

Dados:

- $Q$ : a potência térmica resultante da transferência de calor entre os efluentes quentes da tinturaria e a água fria da rede (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) foi estimada em cerca de 150,9 kW;
- $Q_{TR}$ : o valor teórico da potência térmica resultante da transferência de calor entre os efluentes quentes da tinturaria e a água fria da rede (obtido através dos cálculos constantes neste anexo) corresponde a, aproximadamente, 151,6 kW.

Deste modo, procede-se à determinação da equação (10.36):

$$E_R = \frac{|Q - Q_{TR}|}{Q_{TR}} \times 100 \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow E_R = \frac{|150\,890,935 - 151\,592,966|}{151\,592,966} \times 100 = 4,6\%$$

Assim sendo, verifica-se que o erro relativo associado à potência térmica estudada toma o valor de 4,6%.

- Resolução da equação (10.11) – Energia reaproveitada pelo sistema de recuperação de calor dos efluentes quentes da tinturaria ( $E_{reaproveitada}$ ):

Dados:

- $Q$ : a potência térmica resultante da transferência de calor entre os efluentes quentes da tinturaria e a água fria da rede (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) foi estimada em cerca de 150,9 kW;
- $N^{\circ}_{dias}$ : o número de dias de funcionamento do sistema de recuperação de calor dos efluentes quentes da tinturaria (equiparado ao tempo de operação da ETAR e mencionado na tabela X) corresponde a, aproximadamente, 240;
- $N^{\circ}_{horas}$ : o número de horas diárias de funcionamento do sistema de recuperação de calor dos efluentes quentes da tinturaria (equiparado ao tempo de operação da ETAR e mencionado na tabela X) toma o valor de 24 horas.

Desta forma, procede-se à determinação da equação (10.11):

$$E_{reaproveitada} = Q \times N^{\circ}_{dias} \times N^{\circ}_{horas} \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow E_{reaproveitada} = 150\,890,935 \times 240 \times 24 = 869\,131,8 \text{ kWh/ano}$$

Em conformidade com os cálculos efetuados, verifica-se que a energia reaproveitada pelo sistema de recuperação de calor dos efluentes quentes da tinturaria corresponde a, aproximadamente, 869 132 kWh/ano.

➤ Resolução da equação (10.13) – Energia efetivamente evitada pela instalação ( $E_{evitada}$ ):

Dados:

- $E_{reaproveitada}$ : a energia reaproveitada pelo sistema de recuperação de calor dos efluentes quentes da tinturaria (obtida através dos cálculos constantes neste anexo) corresponde a, aproximadamente, 869 132 kWh/ano;
- $\eta_{caldeira}$ : o rendimento energético da caldeira de vapor 1 (obtido através do estudo efetuado no subcapítulo 7.2.2 desta dissertação e constante na Tabela 8) toma o valor de 88%.

Desta forma, procede-se à determinação da equação (10.13):

$$E_{evitada} (MJ/ano) = \frac{E_{reaproveitada}}{\eta_{caldeira}} \times 3,6 MJ/kWh \Leftrightarrow$$
$$\Leftrightarrow E_{evitada} = \frac{869\ 131,8}{0,88} \times 3,6 MJ/kWh = 3,56 \times 10^6 MJ/ano$$

Em conformidade com os cálculos efetuados, verifica-se que o consumo energético efetivamente evitado pela instalação, correspondente à energia que seria obtida por combustão de gás natural para a produção de vapor que, sem a implementação desta medida de racionalização energética, seria desperdiçada, foi estimado em cerca de  $3,56 \times 10^6$  MJ/ano.