

**Avaliação das potencialidades
de aplicação da
cogeração de elevada eficiência
e de
sistemas de aquecimento e
arrefecimento urbano eficientes**

Relatório em cumprimento da Diretiva 2012/27/EU de 25 de outubro de 2012,
Artigo 14º (1) - Promoção da eficiência no aquecimento e arrefecimento.

Copyright © DGEG 2021

Salvo indicação em contrário, esta publicação e materiais aqui apresentados são propriedade da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), e estão sujeitos a direitos de autor pela DGEG. O material contido nesta publicação pode ser livremente utilizado, partilhado, copiado, reproduzido, impresso e/ou armazenado, desde que todo esse material seja claramente atribuído à DGEG. O material contido nesta publicação atribuído a terceiros pode estar sujeito a direitos de autor de terceiros e a termos de utilização e restrições separados.

Data

12 fevereiro 2021

Autoria

Direção-Geral de Energia e Geologia

Contributos técnicos

Ricardo Aguiar - Divisão de Estudos, Investigação e Renováveis

Paulo Zoio – Direção de Serviços de Sustentabilidade Energética

Dados estatísticos

Direção de Serviços de Planeamento Energético e Estatística, e Direção de Serviços de Energia Elétrica

Aprovação

João Bernardo – Diretor-Geral de Energia e Geologia

Endereços

Direção-Geral de Energia e Geologia - Divisão de Estudos, Investigação e Renováveis

Av. 5 de outubro 208, 1069-203 Lisboa, Portugal

Web: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade>

Agradecimentos

Para a análise e revisão dos estudos detalhados sobre redes térmicas urbanas, cogeração, e calor residual, que acompanham este documento, contribuíram Isabel Cabrita, Paulo Partidário e Paulo Martins.

Índice

1.	INTRODUÇÃO	4
2.	PROCURA DE AQUECIMENTO E ARREFECIMENTO	6
2.1.	O AQUECIMENTO E ARREFECIMENTO NO CONTEXTO NACIONAL	6
2.2.	INFORMAÇÃO GEOGRÁFICA SOBRE AQUECIMENTO E ARREFECIMENTO	7
2.3.	PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA PROCURA DE AQUECIMENTO E ARREFECIMENTO	8
3.	A COGERAÇÃO NO SISTEMA ENERGÉTICO NACIONAL	9
4.	POTENCIAL DA COGERAÇÃO E DAS REDES TÉRMICAS URBANAS	11
4.1.	POTENCIAL PARA SATISFAZER NECESSIDADES DE AQUECIMENTO	11
4.2.	POTENCIAL PARA SATISFAZER NECESSIDADES DE ARREFECIMENTO	11
4.3.	POTENCIAL ADICIONAL DE COGERAÇÃO DE ELEVADA EFICIÊNCIA	12
4.4.	POTENCIAL ADICIONAL DE APROVEITAMENTO DE CALOR RESIDUAL INDUSTRIAL	13
5.	POLÍTICAS E MEDIDAS ATÉ 2030	15
6.	ECONOMIAS DE ENERGIA PRIMÁRIA	18
7.	APOIOS PÚBLICOS	19
8.	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	20
	REFERÊNCIAS	22
	ANEXOS	24

1. Introdução

A produção de múltiplas formas de energia através de um mesmo sistema (e.g. cogeração, trigeração) é reconhecida pela sua importância estratégica no domínio da eficiência energética, como uma via para poder alcançar múltiplos benefícios em termos energéticos, económicos e ambientais. Pelos impactes significativos que tem inclusivamente a nível da gestão regional e local, a sua promoção e aperfeiçoamento tem sido por isso objeto de análise profunda e desenvolvimento, não apenas da tecnologia mas igualmente das suas aplicações. No caso concreto da cogeração em Portugal, é de especial interesse a produção simultânea de eletricidade e de calor num mesmo sistema, a partir de recursos energéticos endógenos.

A Diretiva nº 2012/27/EU, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, relativo à Eficiência Energética, com as alterações introduzidas pela Diretiva UE 2018/2002 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018 (conhecida por EED – *Energy Efficiency Directive*), estabelece um regime comum de medidas de promoção da eficiência energética na União a fim de assegurar as grandes metas para 2020 e 2030 e prepara o caminho para novas melhorias da eficiência energética após essas datas.

Acresce a iniciativa da União Europeia para a introdução voluntária de garantias de origem comercializáveis relativas a eletricidade, aquecimento e arrefecimento por via renovável (GO). Estas GO são utilizadas pelos operadores de sistemas de abastecimento de energia elétrica para a responder aos requisitos obrigatórios de informação sobre a origem da energia fornecida, o que irá influenciar positivamente os inventários sobre os Gases com Efeito de Estufa (GEE) nomeadamente de sistemas de cogeração.

Conforme as definições constantes no Artigo 2.º-A, do diploma anteriormente referido, entende-se por 'cogeração' a produção simultânea, num processo integrado, de energia térmica e de energia elétrica e, ou se for o caso, mecânica, a partir de uma fonte de combustível (biomassa, fuelóleo, gás natural, gás propano, biogás, resíduos industriais, entre outras.) sendo uma tecnologia que aumenta significativamente o rendimento de conversão dos recursos energéticos, ao conduzir a poupanças de energia primária (PEP). Considera-se ainda a 'Cogeração de Elevada Eficiência', como a produção em cogeração que tenha uma poupança de energia primária de, pelo menos, 10% relativamente à produção separada de eletricidade e calor a partir do mesmo tipo e quantidade de combustível, bem como a cogeração de pequena dimensão e a micro-cogeração, de que resulte uma poupança de energia primária, sendo a poupança, em qualquer dos casos, calculada de acordo com a metodologia do anexo III do mesmo diploma.

Interessa ainda ter presente a definição de "calor útil", como a parte da energia térmica produzida num processo de cogeração a fim de satisfazer uma procura economicamente justificável de calor ou de frio, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção energética. Não há cogeração sem haver efetiva satisfação de necessidades de calor útil, sendo isto – e não a produção de eletricidade – que define e condiciona o potencial da cogeração.

De acordo com o Artigo 14º, nº1, da EED, cada Estado-Membro deve comunicar à Comissão Europeia uma avaliação exaustiva das potencialidades em matéria de aplicação da cogeração de elevada eficiência e sistemas de aquecimento e arrefecimento urbanos eficientes, dando resposta aos elementos previstos no Anexo VIII. Esta avaliação exaustiva deve incluir a micro-cogeração de elevada eficiência, uma análise de custo-benefício que abranja a totalidade do território, tendo em conta as

condições climáticas, a viabilidade económica e a adequação técnica e que permita identificar as soluções mais eficazes, em termos de recursos e de custos, que responda às necessidades de aquecimento e arrefecimento.

Esta obrigação foi transposta para o direito nacional pelo Artigo 26º do Decreto-Lei 68-A/2015, de 30 de abril. O objetivo do presente relatório consiste em atualizar esta avaliação, dando seguimento a uma solicitação da Comissão Europeia de 8 de abril de 2019. As secções do documento estão de forma geral alinhadas com os itens elencados no Anexo VIII da EED. O texto remete frequentemente para quatro Anexos que acompanham o relatório e que consistem em estudos autónomos e aprofundados de vários dos aspetos a avaliar.

2. Procura de aquecimento e arrefecimento

2.1. O aquecimento e arrefecimento no contexto nacional

Os processos de aquecimento e arrefecimento em Portugal são responsáveis por cerca de 15% a 18% do consumo de energia final, cf. Fig. 1.

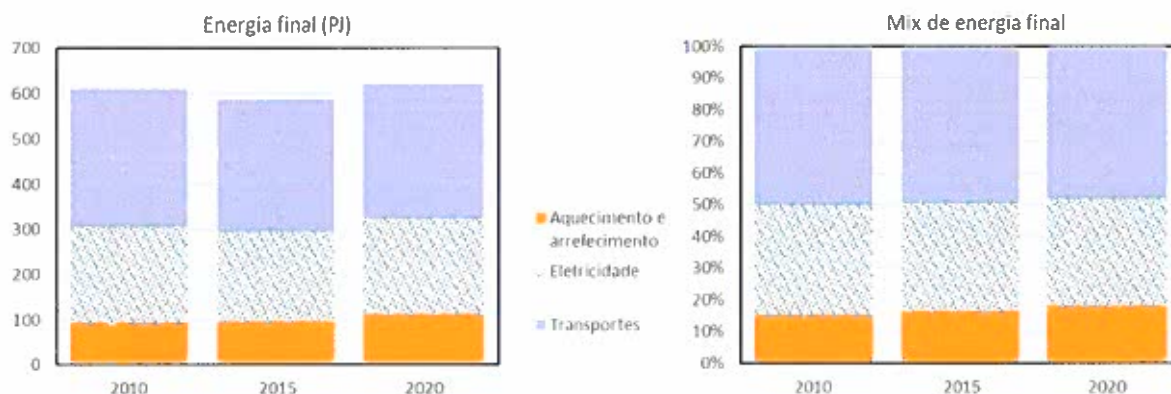


Figura 1 - Consumos de energia final em Portugal, por grandes categorias.

A parte renovável deste consumo tem vindo a crescer e estima-se que chegue aos 42% em 2020 (cf. Tabela I), de acordo com a cenarização nacional energia-emissões (DGEG, 2020 a).

Tabela I – Consumo (PJ) e parte renovável do aquecimento e arrefecimento

	2010	2015	2020
Aquecimento e arrefecimento	290	263	270
- parte renovável	94	97	113
fração renovável	32%	37%	42%

Os detalhes ao nível sectorial são complexos e são explanados em Anexos a este documento.

Uma análise do aquecimento e arrefecimento nos sectores de edifícios (residenciais e de serviços) é apresentada no estudo “*District Heating and Cooling Potential in Portugal*” (DGEG, 2021 a), que se disponibiliza como Anexo II.

Para o aquecimento e arrefecimento na indústria transformadora, bem como para cada um dos seus 14 subsectores estatísticos, consultar o estudo da DGEG “*Cogeneration Outlook for Portugal*” (DGEG, 2021 b), secção 2.1 e pp. 5-19, que se disponibiliza como Anexo III.

Para o caso das refinarias, cf. p. 20 também do Anexo III.

2.2. Informação geográfica sobre aquecimento e arrefecimento

Para os sectores de edifícios, o Anexo VIII da EED indica que se deve identificar os “municípios e aglomerações urbanas com um coeficiente de ocupação do solo de pelo menos 0,3” como *proxy* para as necessidades significativas de aquecimento e arrefecimento. Esta metodologia poderá ser adequada para países de clima frio a temperado frio, mas não para um país com as características climáticas de Portugal, com uma variedade de climas temperados, e designadamente marítimos e mediterrânicos nas zonas onde mais se concentram os edifícios. A utilização do referido critério leva a uma sobre-estimação inaceitável das necessidades de aquecimento e arrefecimento, pelo que foi aplicado um método alternativo, que se crê bastante melhor. Este método e a procura de aquecimento e arrefecimento em edifícios são apresentados e no Capítulo 2 do Anexo II, especialmente nas secções 2.3 e 2.4. A avaliação tira partido de ferramentas baseadas em SIG que muito recentemente se tornaram disponíveis, nomeadamente a ferramenta digital “HoTMAPS Toolbox” desenvolvida pelo Projecto HoTMAPS (2016). Desta forma foi possível dar melhor conta das características climáticas e do parque imobiliário, e preparar levantamentos exaustivos e detalhados das necessidades aquecimento e arrefecimento em todo o território.

A identificação de instalações e zonas industriais com um consumo total anual de aquecimento e arrefecimento superior a 20 GWh foi abordada no Capítulo 2 do Anexo I, cf. secções 2.1. De um universo de 1289 instalações abrangidas pelo regulamento do Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia (SGCIE) e registadas no respectivo Portal, foram seleccionadas para análise 544 instalações nas regiões de Lisboa e Porto, das quais 132 reuniam as condições mínimas, nomeadamente possuem necessidades de aquecimento e/ou arrefecimento. De um total de 2,6 TWh/ano de necessidades de calor identificadas, 1,5 TWh/ano provêm de instalações localizadas em polígonos industriais. Foram identificadas 12 instalações industriais com necessidades térmicas superiores a 20 GWh, para as quais foi realizada uma análise bottom-top utilizando a ferramenta digital “HoTMAPS Toolbox” desenvolvida pelo Projecto HoTMAPS (2016) e cuja descrição poderá ser encontrada no Capítulo 4 do Anexo I, cf. secção 4.1. Das 12 instalações, 10 estão localizadas nas áreas metropolitanas de Lisboa e Porto e uma delas está inserida num aglomerado populacional com necessidade média de aquecimento superior a 318 MWh/ha (ver Capítulo 4 do Anexo II, cf. Secção 4.1). A temperatura desta fonte de calor residual será inferior a 70°C, dado ser calor rejeitado de unidades chillers de compressão de um edifício de serviços, pelo que, na eventualidade da instalação de uma rede urbana de aquecimento, a temperatura desta fonte de calor residual teria que ser incrementada com recurso a uma bomba de calor. Adicionalmente, dado a cidade de Lisboa ter um clima temperado, as necessidades de arrefecimento não serão negligenciáveis, pelo que, na eventualidade da instalação de uma rede urbana para aproveitamento deste calor residual, teria que ser considerada a instalação de um chiller de absorção, cujas temperaturas óptimas das soluções disponíveis no mercado trabalham bem na gama de temperaturas 65-80°C. Não obstante aparentemente estarem reunidas as condições mínimas para a instalação de uma rede urbana de aquecimento e arrefecimento, a fraca qualidade térmica do edificado na envolvente da fonte de calor residual, dado o período em que foram edificados a maioria dos edifícios (décadas de 60, 70 e 80), constituirá uma barreira à sua viabilidade económica.

Existe apenas uma infraestrutura de aquecimento e arrefecimento urbano a operar em Portugal, localizada na freguesia lisboeta de Parque das Nações, servindo 4000 clientes, aos quais foi distribuída 65 GWh de água fria e 40 GWh de água quente ao longo de 2017. A electricidade produzida na unidade

de cogeração que serve esta rede urbana de aquecimento e arrefecimento é vendida à rede com tarifa bonificada no âmbito da Decreto-Lei 141/2010 e que caduca em 2023 (Capítulo 5 do Anexo I).

Estão em operação em Portugal continental 3 centrais incineradoras, com uma produção de energia eléctrica de 578 GWh (Capítulo 2 do Anexo I cf. Secção 2.2). Uma destas unidades, localizada em Loures, poderá eventualmente servir a rede urbana de aquecimento e arrefecimento do Parque das Nações (Capítulo 3 do Anexo III cf. 3.6).

Estão em operação em Portugal continental 18 centrais térmicas dedicadas, com uma produção total de energia eléctrica de 23,9 TWh (Capítulo 2 do Anexo I cf. Secção 2.2). Apesar de as instalações estarem afastadas dos centros urbanos, e por conseguinte, afastadas de potenciais consumidores de calor residual, foram analisadas 6 centrais térmicas que se encontram nas proximidades (entre 7 a 10 km de distância) de centros urbanos. Duas das centrais estão localizadas a 7 km de distância de um aglomerado populacional com uma necessidade média de aquecimento inferior a 318 MWh/ha.

A macro caracterização das instalações de cogeração é efectuada no Capítulo 2 do Anexo I cf. 2.1. Em 2019 estavam em operação 133 centrais de cogeração com uma potência total de 1,66 GW, produzindo 6,9 TWh. Do total de unidades de cogeração em operação, 18 têm potência superior a 25 MW, metade das quais no sector da Fabricação de pasta, papel e cartão. Na Região Norte estão instaladas 45% das unidades de cogeração e 28% da potência instalada.

Para além dos tipos de potenciais pontos de fornecimento de calor enumerados no Anexo VIII da EED, foi feito um mapeamento com identificação das instalações industriais dos subsectores industriais pasta e papel, reciclagem e produtos siderúrgicos, produtos de vidro, e cimento e cal, que poderiam constituir outras fontes de calor residual – consultar o Capítulo 3 do estudo "Waste Heat in Portugal – 2020 Edition" (DGEG, 2021 c) que se apresenta como Anexo IV.

2.3. Previsão da evolução da procura de aquecimento e arrefecimento

Para os sectores de edifícios, a previsão da procura de aquecimento e arrefecimento foi estudada no Anexo II, cf. Capítulo 2, secção 2.5. A ferramenta HoTMAPS forneceu um cenário de referência para todos os parâmetros relevantes para fazer uma previsão. Este cenário de referência foi ajustado de acordo com um conjunto de políticas e medidas públicas que se espera tenham impactos significativos no parque imobiliário: o Plano Nacional de Energia e Clima para 2030 (NECP, 2020); a Directiva EPBD actualizada (EPBD, 2018), que está agora a ser transposta para a legislação nacional (SCE, 2020), incluindo a necessária Estratégia Nacional de Renovação de Edifícios a Longo Prazo, esta já aprovada (ELPRE, 2021); e a estratégia da UE "Renovation Wave" (CE, 2020). Foi realizada uma projecção através da actualização das necessidades de aquecimento, considerando as taxas de renovação e os seus impactos no desempenho térmico para cada período de construção. A área construída foi também ajustada de acordo com a evolução da população.

A previsão da procura de aquecimento e arrefecimento na indústria transformadora, bem como em cada um dos seus 14 subsectores estatísticos, é discutida no Anexo III, secção 2.1 e pp. 5-19. Para as refinarias, cf. p. 20.

3. A cogeração no sistema energético nacional

A produção de energia em regime de cogeração foi abordada no Capítulo 2 do Anexo I, cf. secções 2.1. A energia eléctrica produzida em regime de cogeração contribui com 14% para a totalidade da energia eléctrica produzida em 2019. Em termos do panorama electroprodutor nacional, a análise efectuada indica que a produção de calor e energia eléctrica em regime de cogeração deixa de ser eficiente para uma fracção de produção de electricidade por fontes renováveis superior a 19%. No últimos 11 anos, a fracção mínima de electricidade por fontes renováveis foi de cerca de 40%, em anos hidrológicamente desfavoráveis, tendo sido de 55% em 2019.

A biomassa contribui com 44% do total de energia consumida para produção de energia em regime de cogeração. Uma análise mais fina revela que apenas um subsector, o da Fabricação de pasta, papel e cartão, é responsável por 98% da biomassa consumida para efeitos de produção de energia em regime de cogeração, sendo a biomassa consumida neste subsector dominada pelos licores sulfíticos, um subproduto da produção da pasta de papel, com 89% do total. Neste subsector, que contribui com a maior fracção de energia produzida em regime de cogeração, com 60% do total da energia produzida em 2019, estão instaladas 11% das unidades de cogeração e 42% da potência instalada, tendo a cogeração neste subsector um ratio T/E de 3,2. Outro subsector com concentração de produção em regime de cogeração é o da Fabricação de coque, produtos petrolíferos refinados, com 17% da energia produzida em 3% das unidades instaladas e 18% da potência total instalada. Por outro lado, o subsector da Fabricação Têxtil, Vestuário e Calçado, com 32% das unidades de cogeração correspondendo a 11% da potência instalada, produz apenas 4% do total da energia produzida em regime de cogeração no ano 2019 sendo o rácio T/E da cogeração neste sector inferior a 1, o que indicia um subdimensionamento da produção de calor.

Com os objectivos do Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030, que colocam o país no rumo da descarbonização, quer através de uma maior fracção de electricidade produzida a partir de fontes renováveis quer através do aumento da incorporação de fontes renováveis no consumo final, cumpre perceber qual será o papel da cogeração. Parecendo evidente que a produção de energia em regime de cogeração se torna ineficiente no contexto de um Sistema Electroprodutor com uma fracção crescente de electricidade produzida a partir de fontes renováveis, também parece evidente que há subsectores que poderão pesar mais negativamente nesta ineficiência, dada a sua contribuição para uma maior dispersão da potência instalada por unidades de cogeração de menor dimensão e eventualmente sobredimensionadas para a produção de electricidade. Por outro lado, estima-se que 69% das necessidades de calor do Sector da Industria Transformadora sejam supridos através da produção em regime de cogeração, havendo portanto pouca margem para aumentar a penetração da tecnologia de cogeração neste sector de actividade económica, sendo provavel a inviabilidade economica desta solução para a produção dos remanescentes 31% de calor, seja pela dimensão das empresas, pela intermitência das necessidades térmicas do processo, pela incapacidade financeira da empresa, etc.

A utilização da biomassa em unidades de cogeração fora do subsector da Fabricação de pasta, papel e cartão é negligenciável, sendo necessário compreender as razões. O crescimento da fracção de biomassa no consumo de energia para cogeração enfrenta algumas barreiras. Por um lado, o crescimento do grande contribuinte para a fracção da biomassa, os licores sulfíticos, está dependente do aumento da capacidade produtiva da indústria papeleira. Por outro lado, a utilização da biomassa sólida, que pesa 5,5% no consumo total de energia para cogeração, está limitada quer pela recolha e processamento de madeira e resíduos florestais, quer pela cadeia logística que é tão mais complexa e

dispendiosa quanto maior a distância entre os pontos de captação e as unidades consumidoras. A gaseificação da biomassa, produzindo gás de síntese, não só é uma tecnologia ainda em fase de demonstração como a utilização do gás resultante por unidades de cogeração descentralizadas implicaria o seu transporte através de redes distribuição de gás natural, o que implicaria um processo de purificação que oneraria a sua utilização. A competição de outros mercados por uma fonte de energia pouco disponível, como a biomassa sólida, é outro factor que obstaculiza o crescimento desta fracção na consumo de energia para cogeração. Legislação foi recentemente publicada (Decreto-Lei 120/2019 e Portaria 42/2019), incentivando a instalação de unidades a biomassa descentralizadas e de menor dimensão no sentido de tentar reverter este cenário.

Com a publicação do Roteiro e Plano de Acção para o Hidrogénio em Portugal, a produção e incorporação de gases renováveis ganhou destaque. Em 2019 o consumo de biogás em unidades é residual, com apenas 0,2% do consumo total de energia para cogeração, estando actualmente o seu consumo praticamente limitado a unidades localizadas em ETARs, locais onde é maioritariamente produzido em volume suficiente para queima em regime de cogeração. A injeção de biogás na infraestrutura de gás natural é possível, embora apenas depois de cumpridos os obrigatórios requisitos de qualidade. No contexto do Roteiro e Plano de Acção para o Hidrogénio em Portugal o hidrogénio ganha particular destaque, sendo expectável que nos próximos 10 anos venha a crescer a sua produção, sobretudo a partir da electrólise da água utilizando electricidade renovável. Este hidrogénio virá a ser incorporado na rede de distribuição de gás natural e, por esta via, alimentar eventuais unidades de cogeração. Neste contexto, é expectável que a fracção de gases renováveis no consumo total de energia para cogeração venha a ter um peso crescente nos próximos 10 anos.

Em 2019, estima-se que o Sector da Industria Transformadora tenha consumido 1 686 272 tep de calor, maioritariamente vapor na gama de temperatura 200-500°C e este sector continuará a ser consumidor de calor, que deverá ser produzido no contexto da descarbonização da economia portuguesa. Para uma fracção de calor, na gama de temperaturas inferior a 100°C, soluções técnicas do tipo bomba de calor já se encontram disponíveis no mercado e, para gamas de temperatura inferiores a 200°C, soluções em fase de demonstração poderão estar disponíveis no mercado ao longo dos próximos anos (Boer, 2020). Esta tecnologia tem a vantagem adicional de poder tirar partido de fontes de calor residuais e de utilizar electricidade renovável, podendo ser utilizadas como armazenamento intradiário de energia eléctrica em períodos do dia com excesso de produção renovável. Para gamas de temperatura superiores a 200 °C, a produção de calor em cogeração afigura-se como a solução tecnicamente mais viável. Neste contexto, uma hipótese para produzir calor e energia eléctrica de forma mais eficiente, será aumentando a escala da produção, nomeadamente através de produção centralizada em polígonos industriais, que poderá ser promovida no âmbito das Comunidades de Energia Renovável, regulamentadas pelo Decreto-Lei 162/2019. Num contexto de descarbonização, o gás natural será o vector energético de transição das unidades de cogeração. Os incrementos graduais de gases renováveis na rede distribuição de gás natural que se perspectivam na próxima década contribuirão para o objectivo de alcançar uma cogeração com menor intensidade carbónica.

4. Potencial da cogeração e das redes térmicas urbanas

A avaliação detalhada e exaustiva do potencial da cogeração de elevada eficiência e das redes térmicas urbanas foi feita nos três estudos já mencionados e que acompanham este documento como Anexos:

Anexo II - *District Heating and Cooling Potential in Portugal* (DGEG, 2021 a);

Anexo III – *Cogeneration Outlook for Portugal* (DGEG, 2021 b);

Anexo IV – *Waste Heat in Portugal, 2020 edition* (DGEG, 2021 c).

De seguida apresentam-se apenas resumos breves: os estudos originais devem ser consultados.

4.1. *Potencial para satisfazer necessidades de aquecimento*

O potencial de redes de aquecimento urbano foi abordado no Capítulo 4 do Anexo II, cf. secções 4.3 e 4.4. Foram considerados dois cenários, um cenário de "conforto total" em que a temperatura interior é mantida constantemente numa banda de conforto, e um cenário "socioeconómico" que trata do conforto com estratégias mais flexíveis e é considerado mais aderente à realidade económica e cultural de Portugal.

A identificação preliminar das áreas candidatas para redes de aquecimento e arrefecimento urbano foi feita utilizando mapas de necessidades de aquecimento e arrefecimento, examinando exaustivamente as áreas urbanas de todo o território com a ferramenta HoTMAPS Toolbox. Em seguida, a delimitação das áreas candidatas foi refinada estabelecendo limiares para a procura mínima de energia a ser, embora enfrentada por uma rede de aquecimento distrital. Finalmente, foi realizada uma análise de viabilidade económica, examinando se os custos de distribuição e transmissão de uma potencial rede para as áreas seleccionadas se encontravam dentro dos limiares de viabilidade internacionalmente aceites. Utilizando estas abordagens, verifica-se que o potencial de redes de aquecimento urbano em Portugal baseadas em cogeração, ou mesmo em caldeiras centralizadas, é muito baixo.

Relativamente a redes baseadas no aproveitamento de calor residual, foram encontrados apenas três casos potencialmente viáveis: na cidade da Amadora, uma rede de aquecimento urbano pode eventualmente ser alimentada a partir de uma fábrica de vidro localizada dentro da área urbana; na cidade de Chaves pode ser possível instalar uma rede de aquecimento urbano alimentada por uma fonte de calor geotérmica próxima; e a rede de aquecimento urbano no Parque das Nações, Lisboa, já existente, poderia ser alimentada pelo calor de uma instalação de incineração de resíduos a leste de Lisboa, caso o atual sistema de cogeração enfrente problemas de viabilidade económica com o fim do período de concessão de apoios públicos (tarifa especial para injeção da eletricidade na rede nacional).

4.2. *Potencial para satisfazer necessidades de arrefecimento*

O potencial de redes de arrefecimento urbano foi abordado no Capítulo 5 do Anexo II. A mesma estratégia seguida para o aquecimento foi utilizada, mas a análise de viabilidade económica não teve lugar, uma vez que logo na fase de encontrar áreas candidatas com limiares de procura, nenhuma foi

considerada adequada. No entanto, existe na prática a exceção da rede já construída no Parque das Nações, Lisboa, acima mencionada.

Os principais obstáculos à adoção de redes de aquecimento e arrefecimento urbano foram identificados como uma densidade de construção demasiado baixa em zonas interiores que apresentam mais extremos climáticos; e em contraste, a existência de um clima ameno nas zonas costeiras que suportam as zonas urbanas mais densas. Se isto é válido para as zonas urbanas existentes, muito mais será para novas zonas urbanas, uma vez que serão construídas sob a norma *Near Zero Energy Building*, o que dadas a exigências da definição portuguesa (NZEB, 2019) significa que as necessidades muito baixas de aquecimento e arrefecimento de tais edifícios serão próximo de zero na grande maioria do território e portanto é inútil a instalação de redes térmicas urbanas. Outras barreiras económicas, socioculturais, e práticas são discutidas no Capítulo 6 do Anexo II.

Resumindo os resultados quantitativos de eficiência energética desenvolvidos no Anexo II, o aquecimento urbano alimentado por calor residual e geotérmico poderia atingir cerca de 0,34 PJ (ou seja, 96 GWh): 55 GWh no Parque das Nações, 31 GWh na Amadora, e 10 GWh em Chaves).

Ao contrário do que sucede em muitos países europeus, para Portugal são pois muito modestas as poupanças de eficiência energética alcançáveis pela adoção de soluções rentáveis de aquecimento e arrefecimento urbano.

4.3. *Potencial adicional de cogeração de elevada eficiência*

Uma análise abrangente e detalhada para este ponto é fornecida no Anexo II, cf. secção 2, pp. 5-20. Em resumo, a perspectiva para a cogeração instalada é estável ou negativa, dependendo do subsector industrial, e é negativa para as refinarias, pelo que não foi identificado qualquer potencial adicional de cogeração. Isto deve-se principalmente às tendências de eletrificação e à redução da procura em alguns subsectores industriais, à falta de potencial para o aquecimento urbano baseado em cogeração, e à diminuição da atividade das refinarias.

Contudo, as perspectivas de médio-longo prazo para a cogeração industrial são estáveis, uma vez que o principal subsector que utiliza a cogeração, em termos de potência instalada e produção, é de longe o subsector da pasta e do papel (cf. Anexo III). Ora este tem uma perspectiva ligeiramente favorável e já apresenta mais de 60% de utilização de recursos de biomassa (relacionados com os próprios processos industriais).

O *mix* energético atual e futuro dos combustíveis na cogeração continuará pois a ser dominado por fontes de biomassa e depois por gases de rede. Contudo, a captura de biomassa adicional para a cogeração parece difícil devido à concorrência com outras utilizações, tais como o fabrico de biocombustíveis avançados, de hidrogénio biológico, de metano biológico, e de biogás, de centrais elétricas, e até de cimenteiras. Adicionalmente há problemas de inviabilidade económica com custos de recolha, estilhagem e transporte de zonas distantes das instalações.

Uma tal abordagem convencional ao potencial da cogeração não é contudo sentida como suficiente na atual fase de acelerada transição energética. As perspectivas para a cogeração devem ser coerentes com as estratégias nacionais de planeamento de alto nível em matéria de emissões energéticas. Ora o Roteiro da Neutralidade Carbónica (RNC, 2019) e o Plano Nacional Energia e Clima (PNEC, 2020) procuram a eletrificação das utilizações finais, uma percentagem muito elevada de fontes renováveis

na mistura de eletricidade, a eliminação gradual dos combustíveis fósseis, e a prevenção das emissões de gases com efeito de estufa. Nestas condições, é demonstrado no Anexo III que, para o caso específico do sistema energético português, a poupança de energia primária da cogeração baseada em combustíveis fósseis não é tão grande como na visão convencional da EED, e que uma redução das emissões de gases com efeito de estufa *não* é alcançada com a cogeração baseada em combustíveis fósseis. Além disso, nenhum sistema de cogeração baseado em combustíveis fósseis deste tipo pode ser classificado como de elevada eficiência – e, portanto, a indicação da EED para conduzir análises custo-benefício da cogeração de elevada eficiência não é pertinente, uma vez que simplesmente não há sistemas deste tipo que possam ser classificados como tal.

Adicionalmente, considere-se que a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2, 2020) introduziu recentemente políticas e medidas para a produção em grande escala de hidrogénio e gases sintéticos renováveis, que participarão na mistura de gases que circulam na rede nacional de gás, em doses crescentes até à sua completa descarbonização. Neste contexto, é demonstrado no Anexo III que a utilização de combustíveis renováveis de origem não biológica (RFNBO na sigla inglesa) como insumos de cogeração, levaria, não a uma poupança de energia primária, mas a um desperdício de energia primária.

Todas estas questões consideradas e utilizando os modelos e cenários de emissões de energia desenvolvidos pela DGEG em apoio às políticas públicas (DGEG, 2020 a, 2020 b), conclui-se que até 2030-2035, a cogeração baseada quer em combustíveis fósseis quer em gás de rede, começará a ser *prejudicial* para a eficiência do sistema energético nacional.

Recorda-se no entanto que a maioria da cogeração já é baseada na biomassa, e que outra parte utiliza combustíveis resultantes de processos industriais (por exemplo, gases incombustíveis de química, vários tipos de resíduos). A cogeração com estes insumos conduz a uma poupança de energia primária sob qualquer cenário e deve continuar a ser promovida. Além disso, no contexto de grandes edifícios e comunidades energéticas, uma análise identificou algumas oportunidades para micro-cogeração, especialmente com tecnologias de células de combustível a hidrogénio, que ainda são aplicações de nicho mas que podem vir a ter um papel significativo.

4.4. Potencial adicional de aproveitamento de calor residual industrial

Relativamente ao aproveitamento de calor residual industrial, estima-se no Anexo IV que cerca de 30% do potencial máximo teórico poderia ser classificado como tecnicamente viável (uma estimativa mais precisa exigiria inquéritos à escala local).

Para além do potencial técnico viável, há ainda a questão da viabilidade económica. De momento, só é possível fornecer estimativas baseadas no julgamento de peritos a partir da sua experiência com avaliações com outros tipos de fontes de energia. Desta forma, é atribuído um sucesso de 60% no aproveitamento do potencial tecnicamente viável. Contudo, estima-se também que apenas 40% das situações com viabilidade económica podem conduzir a projetos concretos. Isto porque existem barreiras tais como baixa capacidade de investimento, e outras medidas de eficiência energética frequentemente mais atrativas – por exemplo, mudança de combustíveis, instalação de queimadores regenerativos ou integração de processos para melhorar a utilização do próprio calor residual (por exemplo, para a indústria do cimento).

Tendo em conta tudo isto, a estimativa do potencial exequível de utilizações de calor residual é de cerca de 1% da procura total de energia da indústria.

Este valor não é insignificante, mas deve ser contrastado com outras alternativas de eficiência energética. Por exemplo, a substituição de queimadores recuperadores por queimadores regenerativos pode melhorar a eficiência em vários pontos percentuais, e a integração de processos pode ser ainda mais eficaz. Portanto, como a utilização do calor desperdiçado fora da instalação de produção de calor envolve investimentos substanciais para a recuperação, transporte e distribuição do calor em excesso, em muitas situações poderá não ser a medida de eficiência energética mais custo-eficaz na indústria.

Seja como for, para alguns casos de aquecimento urbano pode ser uma opção interessante, como discutido na secção 3 do Anexo III e no Anexo IV. Também se observa que embora o potencial de utilização do calor residual seja pequeno a nível nacional, pode dar importantes contributos nas situações específicas em que seja utilizado.

5. Políticas e medidas até 2030

O anexo VIII da EED especifica na sua alínea (g) que, no seguimento da avaliação que for feita do potencial da cogeração de elevada eficiência e das redes térmicas urbanas, devem, *se necessário*, ser propostas estratégias, políticas e medidas até 2030 cobrindo uma série de aspetos. Naturalmente que o PNEC já contém políticas e medidas de promoção de eficiência energética, inclusive através de cogeração. Contudo, tanto a EN-H2 como a presente avaliação vêm mostrar que o paradigma energético convencional de fundo que a EED considerou em 2012, terá até 2030 alterações tão relevantes que deverão levar a rever ainda mais profundamente as perspetivas do PNEC e a reavaliar as atuais medidas de suporte no âmbito do Artigo 14º da EED.

Relativamente ao ponto (i) relativo à cogeração, convém rever os resultados da análise estratégica da cogeração desenvolvida no Anexo III, secção 3. O interesse e o papel da cogeração foi examinado do ponto de vista da transição energética, e especificamente para Portugal, considerando os seus objetivos nacionais em matéria de emissões de energia e planeamento a médio e longo prazo: Roteiro da Neutralidade de Carbono 2050 (RNC, 2019), Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC, 2020) e Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2, 2020).

Uma conclusão importante é que a cogeração baseada em combustíveis fósseis não pode ser considerada altamente eficiente do ponto de vista do país, uma vez que não conduz a mais de 10% de poupança de energia primária em comparação com a produção separada de calor e eletricidade, tal como previsto nos referidos planos e políticas nacionais de emissões de energia; além disso, este tipo de cogeração também aumenta as emissões de gases com efeito de estufa. De facto, este estudo mostra que, a partir de 2030-2035, a cogeração baseada em combustíveis fósseis, mas também toda a cogeração utilizando a mistura de gases fósseis, biológicos e não biológicos renováveis que circularão na rede de gás, se tornará prejudicial para a eficiência do sistema energético português.

Assim, não cabe discutir políticas e medidas para promover estes tipos de cogeração, mas sim como impedir que se tornem prejudiciais para a eficiência do sistema energético nacional e atrasem a redução das emissões de gases com efeito de estufa. Mesmo que só a partir de 2030-2035 esta situação aconteça, tais instalações de cogeração deveriam começar a ser gradualmente eliminadas desde já, para evitar novos investimentos nas mesmas tecnologias, e o conseqüente bloqueio por muitos anos de capacidade de produção de eletricidade e calor em vias incompatíveis com a planificação nacional energia-emissões. Assim, no Anexo III foi desenvolvida e testada uma trajetória consistente de eliminação progressiva da cogeração indesejável, mostrando um impacto benéfico nos indicadores e objetivos de desempenho dos planos nacionais de energia e emissões, resultante essencialmente de uma maior utilização de biomassa e de uma menor necessidade de importar gás natural ou de fabricar gases renováveis.

É de notar que o PNEC já inclui políticas para eliminar as isenções fiscais para os combustíveis fósseis, com destaque para a isenção de IVA de que beneficiavam quando utilizados para a produção de energia; contudo, a eletricidade de cogeração baseada em combustíveis fósseis continua a ser apoiada com uma remuneração bonificada. Tal como discutido acima, Portugal só deveria estar interessado em prosseguir a cogeração com base em resíduos de biomassa e em eventuais subprodutos de processos industriais, tais como gás residual (refinarias, subsectores da química e dos plásticos), resíduos industriais (subsector da borracha) e licores negros (subsector da pasta e do papel), que já

são utilizados em grande extensão, ver secção 2 do Anexo III. No entanto, uma vez que a disponibilidade das referidas fontes de energia de subproduto está ligada à própria atividade destes subsectores, e as suas perspetivas são de apenas variações modestas da procura (seja em aumento ou declínio), parece difícil desenvolver cogeração adicional utilizando estas fontes de energia de subprodutos da atividade, sendo a capacidade existente suficiente para lidar com as variações esperadas da procura.

Por conseguinte, o único caminho aberto para aumentar significativamente a capacidade instalada em cogeração parece ser a utilização de biomassa. De facto, a promoção da utilização da biomassa florestal tem sido prosseguida pelos governos portugueses há mais de uma década, em particular no aspeto da recolha e queima de resíduos florestais (biomassa de vegetação rasteira, materiais do desbaste florestal, etc.) com o objetivo de reduzir os incêndios florestais, um grave problema ambiental em Portugal. A nível do planeamento estratégico energético, o PNEC reforçou recentemente que as políticas públicas devem seguir esta direção. Como medidas específicas, o Decreto-Lei nº 64/2017 de 12 de junho, já apoiava o envolvimento dos municípios, ou comunidades intermunicipais, em novas centrais elétricas baseadas em biomassa; e a Portaria nº. 410/2019, de 27 de Dezembro, estabeleceu a respetiva tarifa de alimentação. Mais recentemente, o Decreto-Lei nº 120/2019, de 22 de agosto, veio limitar este apoio aos casos em que é produzida energia térmica, procurando o aparecimento de novas unidades de cogeração, mais pequenas e mais facilmente abastecidas com resíduos florestais do que as centrais convencionais de biomassa para a produção de eletricidade. Relativamente aos edifícios, a cogeração em geral foi promovida na Portaria nº 349-D/2013, de 2 de dezembro, que estabeleceu os requisitos de qualidade térmica da envolvente dos edifícios, e da eficiência dos sistemas técnicos em edifícios novos e profundamente renovados. Declarava-se que a avaliação da viabilidade económica da cogeração era obrigatória para em grandes edifícios comerciais e de serviços, exceto quando tecnicamente inviável; mas recentemente a Portaria nº 42/2019, de 30 de janeiro, passou a limitar esta obrigação apenas à cogeração baseada em biomassa.

Relativamente ao ponto (ii) que se debruça sobre novas redes térmicas urbanas, os resultados do Anexo II e Anexo III, não resultaram em casos claros que justifiquem infraestruturas adicionais de aquecimento e arrefecimento urbano, com a única exceção de um caso potencial de uma rede de aproveitamento de calor residual na Amadora.

Relativamente ao ponto (iii) onde se pretende encorajar a localização de novas instalações de produção de eletricidade térmica e instalações industriais que produzam calor residual em zonas onde o calor possa satisfazer a procura existente ou prevista de aquecimento e arrefecimento, cabe dizer o seguinte. Considerando o ambicioso planeamento de aumento da capacidade instalada em produção de eletricidade renovável e de redução de emissões, nomeadamente o Roteiro da Neutralidade de Carbono, o Plano Nacional de Energia e Clima, e a Estratégia Nacional para o Hidrogénio, não há quaisquer novas centrais térmicas planeadas, pelo menos para a próxima década. Também as perspetivas da indústria, sub-sector por sub-sector, não apoiam expectativas de instalação de equipamentos que produzam calor residual em quantidade suficiente para basear um aproveitamento economicamente viável, cf. Anexo III e Anexo IV.

Relativamente ao ponto (iv) onde se contempla a possibilidade de encorajar novas zonas residenciais a serem localizadas onde possa beneficiar de calor residual, como já discutido antes, quaisquer novas zonas serão construídas ao abrigo das exigências de Edifício de Necessidades Quase Nulas de Energia, o que com a definição que Portugal implementou significa que terão mesmo necessidades de aquecimento (e arrefecimento) muito baixas, aliás próximas de zero nas áreas onde se concentram a esmagadora maioria dos edifícios.

Ainda no ponto (iv), relativamente à co-localização de instalações industriais perto de fontes de calor residual, é de facto uma possibilidade, mas deve observar-se que em muitas situações não será possível (ver secção 4 do Anexo IV) e também que as perspetivas para novas indústrias não são favoráveis (ver secção 3 do Anexo IV) uma vez que se privilegia a utilização de eletricidade e não de calor.

Finalmente, relativamente ao ponto (v) onde se pretende incentivar as instalações de produção de eletricidade térmica, as instalações industriais que produzem calor residual, as instalações de incineração de resíduos e outras instalações de produção de energia a serem ligadas às redes térmicas urbanas, só foi identificado um único caso potencial onde isso seria pertinente. Nomeadamente, é o caso da possibilidade de alimentação da rede de aquecimento urbano no Parque das Nações, Lisboa, por uma instalação de incineração de resíduos localizada não demasiado longe, situação que é conhecido estar já em análise de viabilidade.

6. Economias de energia primária

Conforme previamente abordado no Capítulo 3 deste Relatório, e desenvolvido no Capítulo 2 do Anexo I cf. Secção 2.1, no contexto electroprodutor nacional, a produção de energia em regime de cogeração torna-se ineficiente para uma fracção de produção de electricidade por fontes renováveis superior a 19%.

A análise das economias de energia primária por produção de energia em regime de cogeração são apresentadas no Anexo IV.

As economias de energia por maior utilização de calor residual são avaliadas no Anexo IV. Em resumo, o potencial técnico e económico viável de poupança de energia com o aproveitamento de calor residual na indústria transformadora é estimado em 1% da sua procura final de energia, ou seja, para 2020, cerca de 2,1 PJ (575 GWh) em termos de energia primária. A isto, o aquecimento urbano alimentado por calor residual poderia acrescentar cerca de 0,3 PJ (86 GWh: 31 GWh na Amadora e 55 GWh no Parque das Nações). Embora actualmente não existam compromissos dos promotores ou medidas específicas das políticas públicas destinadas a garantir estes montantes, existem contudo políticas e medidas no PNEC para cumprir as obrigações dos países da EED para 2030 que podem levar a escolhas de acção por parte das indústrias para captar este potencial.

7. Apoios Públicos

Não existem nem estão previstas medidas de apoio público a sistemas de aquecimento e arrefecimento. Contudo, com a publicação do Decreto-Lei 101-D/2021, que transpõe a Directiva (UE) nº 2018/844 (Directiva EPBD) relativa à melhoria do desempenho energético de edifícios, é expectável que ocorra uma diminuição das necessidades térmicas para aquecimento e arrefecimento em edifícios do sector doméstico e de serviços, novos ou submetidos a grandes remodelações, dados os requisitos térmicos impostos pelo regulamento aos edifícios em fase de projecto, que obriga ainda à utilização de fontes renováveis, preferencialmente locais, para suprir as eventuais necessidades térmicas residuais. Neste contexto, sendo o aproveitamento de energia aerotérmica e hidrotérmica considerado para efeitos de cálculo da quota de energia renovável, no âmbito do Decreto-Lei 141/2010, afigura-se plausível a avaliação da utilização de fontes de calor residual, como as identificadas no Capítulo 4 do Anexo I, cf. secção 4.1, desde que salvaguardada a respectiva viabilidade económica.

Com o fim das tarifas de referência aplicáveis à produção de electricidade em regime de cogeração no âmbito do Decreto-Lei 23/2010, ao qual acresce a penalização do ISP aplicável ao consumo de gás natural para produção de energia em regime de cogeração, no âmbito do artigo 389º do Orçamento de Estado para 2021, é expectável a desactivação de algumas unidades de cogeração de menor dimensão, eventualmente sobredimensionadas face à capacidade de processo instalada e que se encontram dispersas na Região Norte de Portugal.

8. Conclusões e Recomendações

A avaliação exaustiva das potencialidades em matéria de aplicação da cogeração de elevada eficiência e sistemas de aquecimento e arrefecimento urbanos eficientes, conduzida neste documento e nos estudos que constituem seus Anexos, revelou três grandes conclusões.

Em primeiro lugar, confirma-se que em Portugal o potencial das redes térmicas urbanas é muito baixo. Usando critérios internacionais e mesmo com ajustes à realidade portuguesa, apenas muito pontualmente se encontram casos de viabilidade. Claro que as redes de calor e frio podem ter um lugar no panorama energético do futuro; mas não há procura suficiente, e suficientemente concentrada, para suportar redes urbanas convencionais. Além disso, mesmo os casos de eventual viabilidade encontrados, são todos de aproveitamento de calor geotérmico ou calor residual industrial, e não com base em cogeração.

Em segundo lugar, as perspetivas convencionais para a cogeração industrial são estáveis no seu todo, sem potencial adicional, embora haja diferenças ao nível dos vários subsectores. Destaca-se pelo lado positivo o caso do subsector da pasta e papel, com algum potencial de crescimento; e pelo lado negativo, o sector das refinarias, dado o impacto da transição energética.

Em terceiro lugar, constata-se uma incompatibilidade fundamental entre as políticas públicas como o Plano Nacional Energia e Clima e a Estratégia Nacional para o Hidrogénio, e a cogeração baseada em combustíveis fósseis, ou em gás de rede mesmo que parcialmente de origem renovável. A análise energética mostra que nestes casos, a médio prazo não existe uma poupança de energia primária em comparação com a produção separada de calor e eletricidade são aumentadas as emissões de gases com efeito de estufa em comparação com a produção separada de calor e eletricidade pelas vias preconizadas pelas mencionadas políticas públicas. É certo que só a partir de 2030-2035 se prevê este efeito, mas é inevitável recomendar a gradual eliminação deste tipo de instalações desde já, de forma a evitar o bloqueio de investimento em vias tecnológicas indesejáveis a nível nacional. Além da retirada de apoios, que na realidade já começou relativamente aos combustíveis fósseis utilizados para produção de energia, recomenda-se a não renovação do acesso à remuneração bonificada da eletricidade injetada na rede elétrica nacional e mesmo o não licenciamento (ou não renovação do licenciamento) de instalações destas tecnologias.

Em corolário do parágrafo anterior, aumentos da capacidade em cogeração só serão interessantes se os insumos de energia forem, ou biomassa, ou resíduos decorrentes da própria atividade industrial (e.g. licores negros, gases incondensáveis de química, resíduos de vários tipos). Neste último caso não são necessárias medidas de suporte pois a cogeração já faz todo o sentido do ponto de vista económico, e efetivamente assim sucede no panorama nacional; mas o potencial adicional parece limitado devido à uma estagnação ou crescimento modesto da atividade industrial nos subsectores pertinentes bem como às tendências de eletrificação promovidas pelas próprias políticas públicas.

Resta pois a biomassa, de facto um recurso cuja utilização para cogeração já tem estado a ser promovida pelas políticas públicas. Há no entanto questões que é necessário examinar neste contexto: limites de viabilidade económica; análises de ciclo de vida tendo em conta que há gastos energéticos em recolha, transporte e processamento dos materiais; e a própria disponibilidade adicional de biomassa, tendo em conta o apetite pelos mesmos recursos de outras vertentes do sistema energético, designadamente o fabrico de biocombustíveis avançados, de hidrogénio biológico, de metano biológico, e de biogás, e a utilização em centrais elétricas, e até mesmo em cimenteiras. Estudos de

disponibilidade de recurso e de otimização dos fluxos de biomassa já decorrem na DGEG, contudo é todo um conjunto de políticas públicas que convém reavaliar de forma integrada nas suas ligações com a biomassa, incluindo biorefinarias, transportes, produção de eletricidade e de hidrogénio.

Referências

- DGEG (2020 a). *Energy scenarios in support of the Portuguese National Energy and Climate Plan 2021-2030*. DEIR Studies on the Portuguese Energy System 001. Directorate-General for Energy and Geology, Division of Research and Renewables, Lisbon, Portugal. May 2020, 1st review February 2021. 60 pp.
- DGEG (2020 b). *Energy scenarios in support of the National Strategy for Hydrogen*. DEIR Studies on the Portuguese Energy System 002. Directorate-General for Energy and Geology, Division of Research and Renewables, Lisbon, Portugal. June 2020, 1st review February 2021. 50 pp.
- DGEG (2021 a). *Assessment of District Heating and Cooling Potential in Portugal*. DEIR Studies on the Portuguese Energy System 003. Directorate-General for Energy and Geology, Division of Research and Renewables, Lisbon, Portugal. January 2021. 49 pp.
- DGEG (2021 b). *Cogeneration Outlook for Portugal*. DEIR Studies on the Portuguese Energy System 004. Directorate-General for Energy and Geology, Division of Research and Renewables, Lisbon, Portugal. January 2021. 35 pp.
- DGEG (2021 c). *Waste Heat in Portugal – 2020 Edition*. DEIR Studies on the Portuguese Energy System 005. Directorate-General for Energy and Geology, Division of Research and Renewables, Lisbon, Portugal. January 2021. 26 pp.
- EC (2013). *Guidance note on Directive 2012/27/EU on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EC, and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC - Article 14: Promotion of efficiency in heating and cooling*. Commission Staff Working Document SWD(2013) 449 final, Brussels, 6/11/2013.
- EC (2020). *A Renovation Wave for Europe - greening our buildings, creating jobs, improving lives*. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of Regions. COM/2020/662 final.
- EED (2012). *Diretiva 2012/27/UE do Parlamento Europeu e do Conselho de 25 outubro 2012 relativa à eficiência energética, alterando as Diretivas 2009/125/UE e 2010/30/UE e cancelando as Diretivas 2004/8/EC e 2006/32/EC*.
- EPBD (2010). *Diretiva 2010/31/EU do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 maio 2010 relativa ao desempenho energético dos edifícios*.
- EPBD (2018). *Diretiva 2018/844/UE do Parlamento Europeu e do Conselho de 30 maio 2018 alterando a Diretiva 2010/31/UE relativa ao desempenho energético dos edifícios e a Directive 2012/27/UE relativa à eficiência energética*.
- ELPRE (2021). *Resolução do Conselho de Ministros n.º 8-A/2021, de 3 de fevereiro*. Aprova a Estratégia de Longo Prazo para a renovação dos Edifícios.

EN-H2 (2020). *Estratégia Nacional para o Hidrogénio*. Resolução do Conselho de Ministros nº 63/2020, de 14 de agosto.

HoTMAPS (2019). *HoTMAPS Toolbox - supporting strategic heating & cooling planning at local level*. HoTMAPS Project brochure. November 2019, updated September 2020; author - Energy Cities, www.energy-cities.eu; contributor - Technische Universität Wien. <https://www.hotmaps-project.eu/wp-content/uploads/2020/09/brochure-hotmaps-2020-web.pdf>

HoTMAPS (2020). *HoTMAPS Toolbox - GIS-based software and data*. Available at <https://www.hotmaps.eu>

PNEC (2020). *Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030*. Resolução de Conselho de Ministros nº 53/2020, de 10 de julho.

NZEB (2019). Portaria nº 42/2019, de 30 de janeiro. Requisitos adicionais do desempenho energético de edifícios – edifícios de necessidades quase nulas de energia.

PORDATA (2020). *Base de dados de Portugal Contemporâneo*. Ed. Fundação Francisco Manuel dos Santos. Website <https://www.pordata.pt/>

RNC (2019). *Roteiro de Neutralidade Carbónica* (in Portuguese). Resolução de Conselho de Ministros nº 107/2019, de 1 de junho.

SCE (2020). *Sistema de Certificação de Edifícios*. Decreto-Lei nº 101-D/2020, de 7 de dezembro.

Anexos

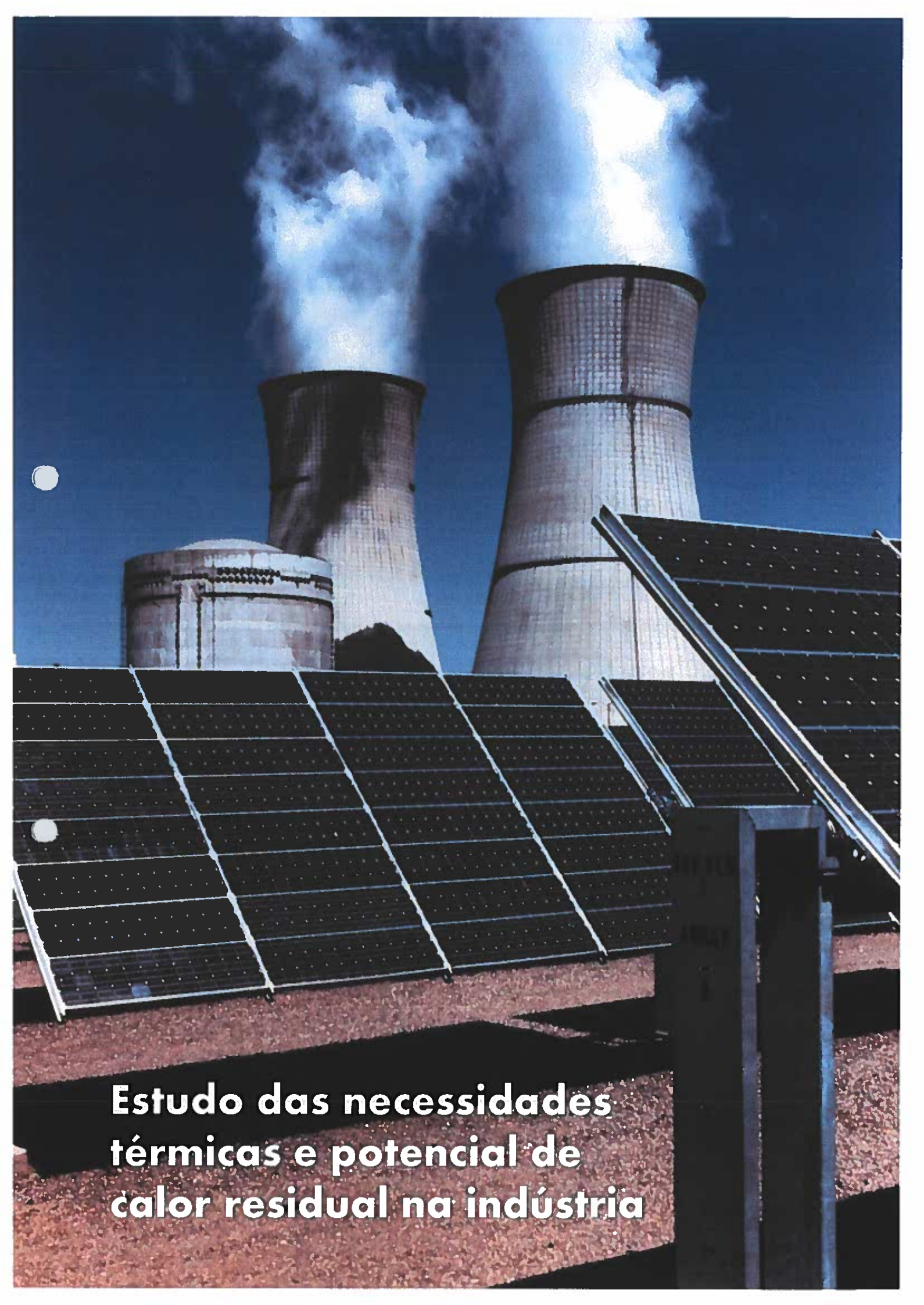
Anexo I – Estudo das necessidades térmicas e potencial de calor residual na indústria

Anexo II – District Heating and Cooling Potential in Portugal

Anexo III – Cogeneration Outlook for Portugal

Anexo IV – Waste Heat in Portugal, 2020 edition





**Estudo das necessidades
térmicas e potencial de
calor residual na indústria**

Copyright © DGEG 2021

Salvo indicação em contrário, esta publicação e materiais aqui apresentados são propriedade da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), e estão sujeitos a direitos de autor pela DGEG. O material contido nesta publicação pode ser livremente utilizado, partilhado, copiado, reproduzido, impresso e/ou armazenado, desde que todo esse material seja claramente atribuído à DGEG. O material contido nesta publicação atribuído a terceiros pode estar sujeito a direitos de autor de terceiros e a termos de utilização e restrições separados.

Data

15 fevereiro 2021

Autoria

Direção-Geral de Energia e Geologia

Contributos técnicos

Paulo Zoio – Direção de Serviços de Sustentabilidade Energética

Dados estatísticos

Direção de Serviços de Planeamento Energético e Estatística, e Direção de Serviços de Energia Eléctrica

Aprovação

João Bernardo – Diretor-Geral de Energia e Geologia

Índice

1. Introdução.....	3
2. Produção de energia eléctrica em Portugal continental.....	4
2.1. Instalações de cogeração existentes.....	8
2.2. Instalações de incineração de resíduos e instalações de produção de eletricidade com uma produção total anual superior a 20 GWh.....	12
3. Consumo de energia final em Portugal continental	15
4. Zonas industriais com um consumo total anual de aquecimento e arrefecimento superior a 20 GWh.....	22
4.1. Casos de estudo	28
i) Fontes convencionais de calor residual	29
ii) Fontes não convencionais de calor residual	41
5. As infraestruturas de aquecimento e arrefecimento urbano existentes e projetadas	46
6. Conclusões.....	48
7. Referências.....	50

1. Introdução

Este estudo utiliza uma abordagem bottom-top para analisar a disponibilidade de calor residual industrial em Portugal e procura identificar instalações ao abrigo do regulamento SGCIE que possam fornecer calor residual como fonte de energia para utilizações industriais, bem como para aquecimento e arrefecimento urbano.

Espera-se que este estudo possa fornecer uma contribuição útil para as obrigações de Portugal¹ ao abrigo do Artigo 14(1) da Directiva 2012/27/EU, conhecida como Directiva da Eficiência Energética (EED, 2012) (alterada em 2018 pela Directiva 2018/2002/EU). A EED especifica diversos itens a serem reportados pelos Estados Membros no que se refere ao calor residual, nomeadamente no seu Anexo VIII, pelo que uma análise à disponibilidade de calor residual será fundamental para alcançar tal desiderato.

No primeiro capítulo é efectuada uma análise da produção e consumo da energia em Portugal continental, onde se procede a uma comparação entre a produção de energia eléctrica em regime de cogeração e através do Sistema Electroprodutor Nacional.

Nos capítulos seguintes são identificadas e caracterizadas as instalações com produção dedicada de eletricidade anual superior a 20 GWh, instalações de incineração e unidade de cogeração.

Adicionalmente, para as instalações registadas no âmbito do regulamento do Sistema de Gestão de Consumos Intensivos de Energia com necessidades térmicas superiores a 20 GWh foi utilizada uma abordagem bottom-top para o mapeamento e análise da disponibilidade de calor residual e, para cada uma das instalações identificadas, foi analisado o potencial de utilização desse calor residual em áreas urbanas e/ou outras instalações industriais.

Finalmente, serão discutidos os itens de relatório do Artigo 14 (1) da EED relacionados com o calor residual, conforme especificado em seu anexo VIII, à luz das informações obtidas neste estudo.

¹ Significa Portugal Continental; as regiões autónomas da Madeira e dos Açores não são abrangidas por este estudo, uma vez que tratam das suas próprias obrigações no que diz respeito às Directivas da UE.

2. Produção de energia eléctrica em Portugal continental

Neste capítulo pretende-se caracterizar o panorama electroproductor em Portugal continental, dando-se algum destaque à produção de energia eléctrica através de unidades de cogeração.

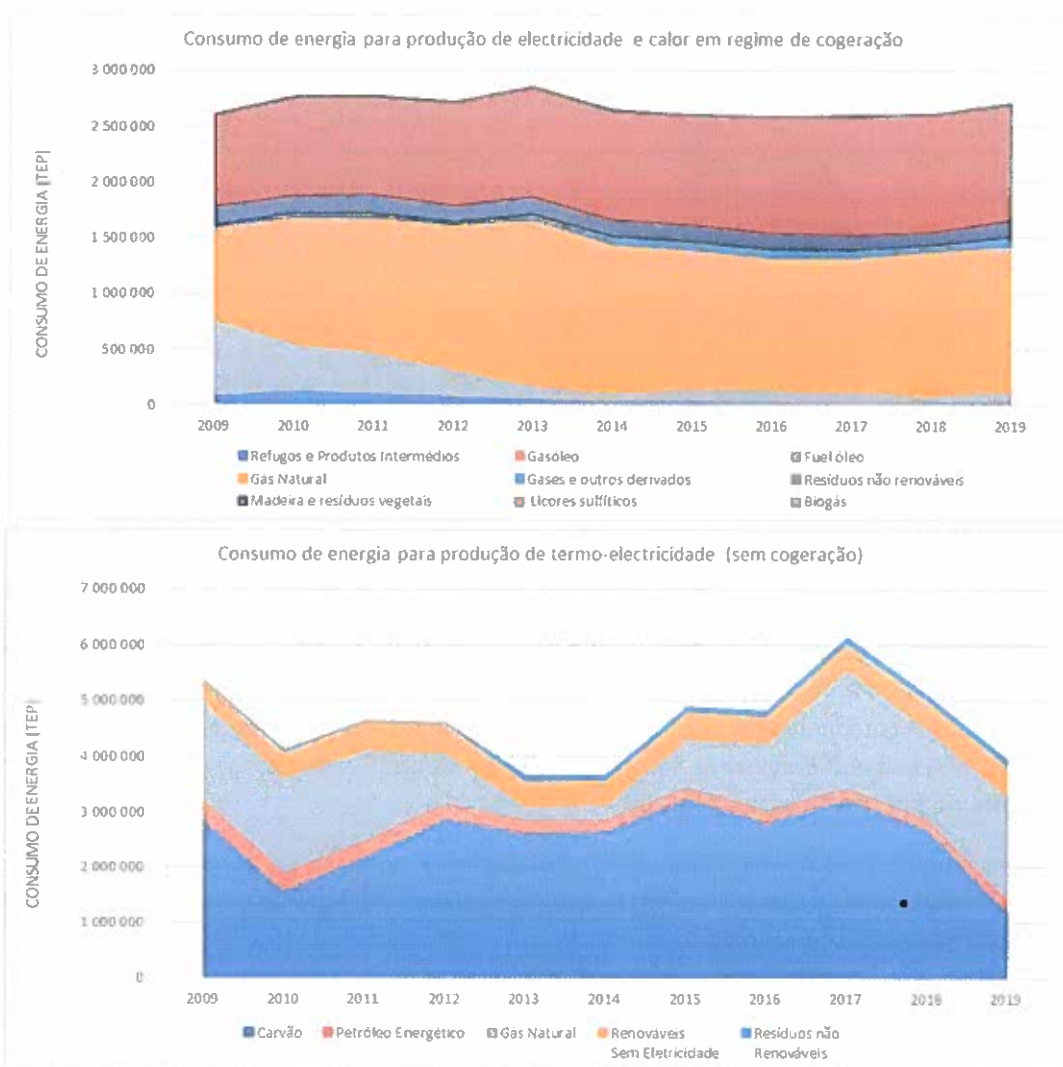


Figura 1-Consumo de energia primária para produção de energia em regime de cogeração e para a produção de termo-electricidade (DSPEE)

No consumo de energia primária para a produção de termo-electricidade (sem cogeração), o gás natural tem vindo a substituir o consumo de carvão para a produção de termo-electricidade, tendo o carvão vindo a sofrer um decréscimo acentuado a partir de 2017, fruto do encerramento faseado das centrais de carvão do Pego e de Sines.

No que à cogeração diz respeito, na figura anterior é possível verificar que o consumo de gás natural é predominante e constante desde praticamente 2014, a par dos licores sulfúricos, que é a principal fonte de energia proveniente da biomassa na produção de energia a partir da cogeração. Os licores sulfúricos são a principal fonte de energia utilizada pelo subsector de fabricação de papel e produtos de papel, contribuindo com cerca de 66% do total de energia primária consumida por este subsector para produção de energia em regime de cogeração. Na cogeração, apesar de o consumo de fuel óleo ter sofrido um decréscimo acentuado até 2014, a

favor do gás natural, ainda existem unidades de cogeração em operação que consomem 88 412 tep (3,3% do total) de fuel óleo, montante semelhante ao de unidades de cogeração que consomem gases e outros derivados (2,9%). Na seguinte figura é possível verificar com maior detalhe a desagregação do consumo de energia primária para a produção em regime de cogeração.

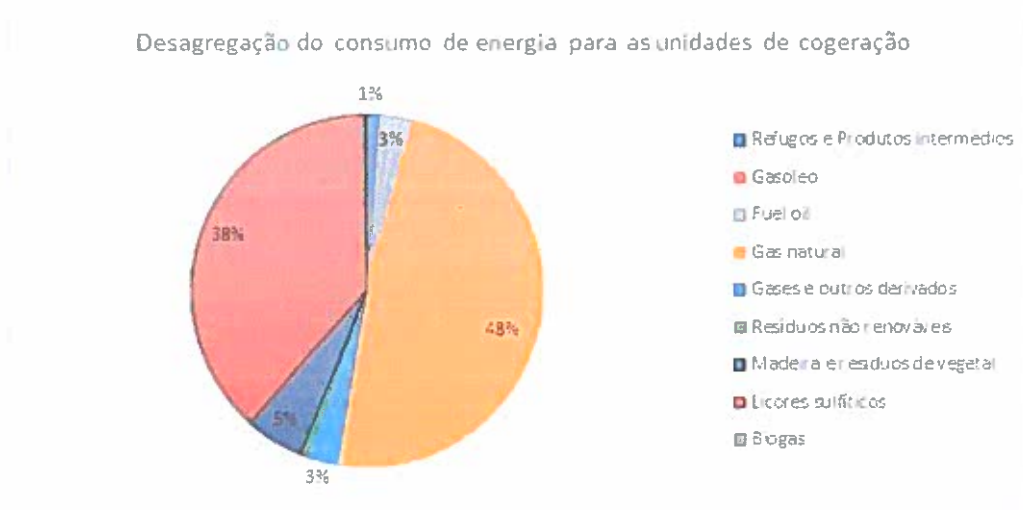


Figura 2- Desagregação do consumo de energia para as unidades de cogeração (DSPEE, 2019)

Na figura anterior, a biomassa contribui com 44% para o consumo total de energia para unidades de cogeração, sendo a Fabricação de pasta, papel e cartão o subsector responsável por cerca de 98% da biomassa consumida em regime de cogeração. Do total de biomassa consumida por este subsector, 89% provém dos licores sulfíticos, também denominado por licor negro, o principal subproduto do fabrico da pasta de papel.

Na figura seguinte, para a energia produzida em regime de cogeração, as eficiências globais da produção térmica e eléctrica são calculadas de acordo com as seguintes fórmulas (Decreto-Lei n.º 23/2010 e posteriores revisões).

$$CHP H_{\eta} = \frac{\text{Produção anual de calor}}{\text{Energia consumida na produção total de calor e electricidade em cogeração}}$$

Equação 1- Eficiência térmica do processo de cogeração

$$CHP E_{\eta} = \frac{\text{Produção anual de electricidade}}{\text{Energia consumida na produção total de calor e electricidade em cogeração}}$$

Equação 2- Eficiência eléctrica do processo de cogeração

Para o consumo total de energia por unidades de produção em regime de cogeração e a respectiva produção anual de calor e electricidade, foram considerados os dados do Balanço de Energia para o ano 2019 (DSPEE).

$Ref H_{\eta}$ = Valor de referência da eficiência para a produção separada de calor

Equação 3- Referência da eficiência para a produção separada de calor

Para o valor de referência Ref H_n foi considerado o valor de 0,9, conforme Despacho n.º 17313/2008.

$$Ref E_n = \frac{\text{Produção anual de electricidade no SEN}}{\text{Energia consumida na produção de electricidade no SEN}}$$

Equação 4- Referência da eficiência para a produção separada de electricidade

Para o cálculo do valor de referência Ref E_n foi considerada a produção de termo-electricidade e electricidade renovável, cujos dados para o ano 2019 foram obtidos a partir do Balanço de Energia (DSPEE). Neste cálculo não foram consideradas as perdas na rede de transporte e distribuição de electricidade.

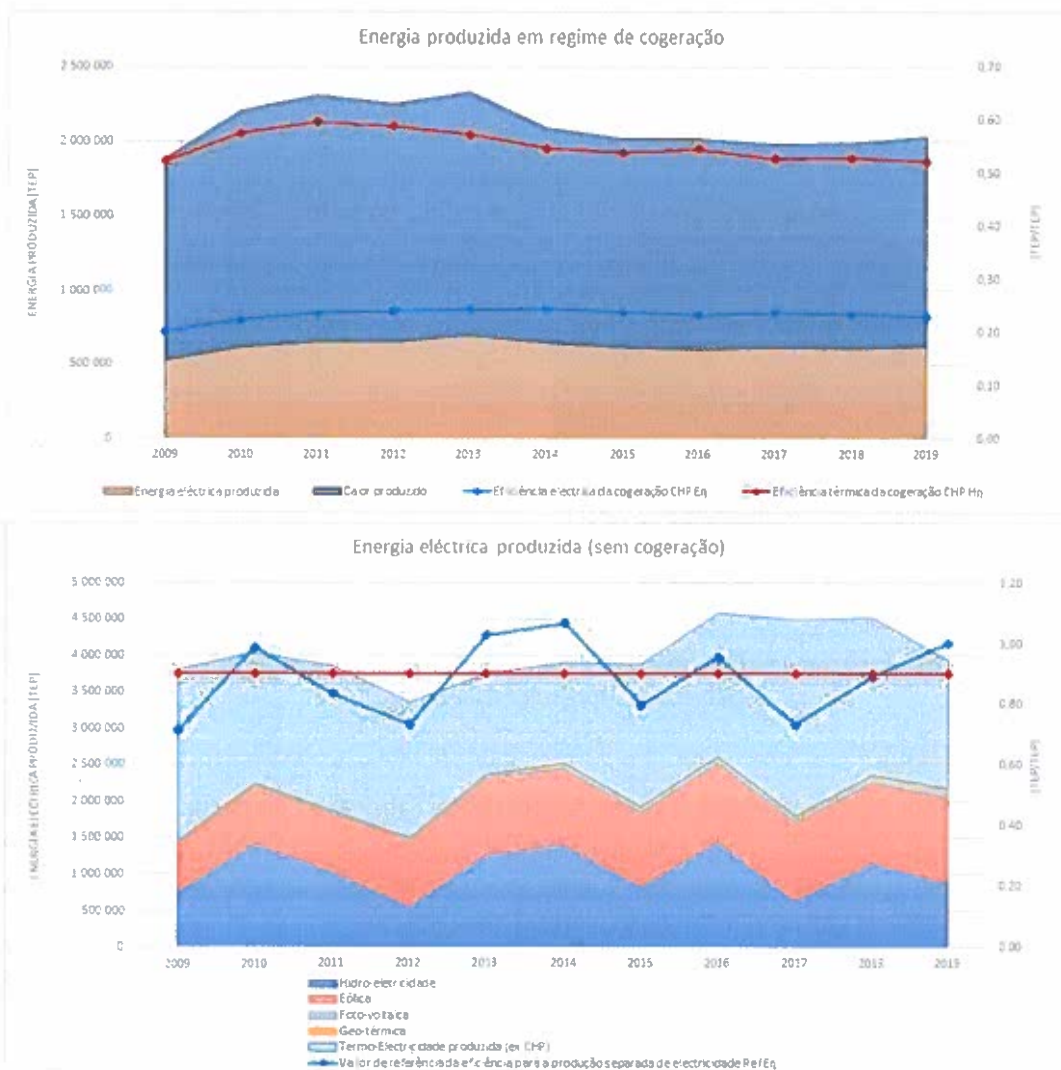


Figura 3- Produção de energia em regime de cogeração e produção total de energia eléctrica sem cogeração (DSPEE)

No ano de 2019, o rácio implícito global da produção electricidade/calor em regime de cogeração foi de 0,44 tendo a energia eléctrica produzida em unidades de cogeração contribuído com cerca de 14% para o total da energia eléctrica produzida em Portugal.

De acordo com a Figura 3, a eficiência térmica global da cogeração tem-se mantido relativamente constante com uma eficiência média de 0,55 nos últimos 10 anos, acompanhado a tendência da produção de calor, tal como a eficiência eléctrica global que, entre 2009 e 2019, manteve uma eficiência média de 0,23.

Na produção energética por cogeração, a fracção devida ao calor é responsável por cerca de 70% da produção total de energia mas apresenta uma maior variabilidade quando comparada com a produção de electricidade, reflectindo uma maior indexação do consumo de calor ao nível de produção. A produção de calor atingiu um máximo no período 2011-2013, ano a partir do qual sofre um declínio, o que poderá estar relacionado com o decréscimo da actividade económica nesse mesmo período e com a desactivação de algumas unidades de cogeração a partir de 2013 (ver Figura 5).

Desagregação do consumo de energia produzida em regime de cogeração por subsector de actividade económica

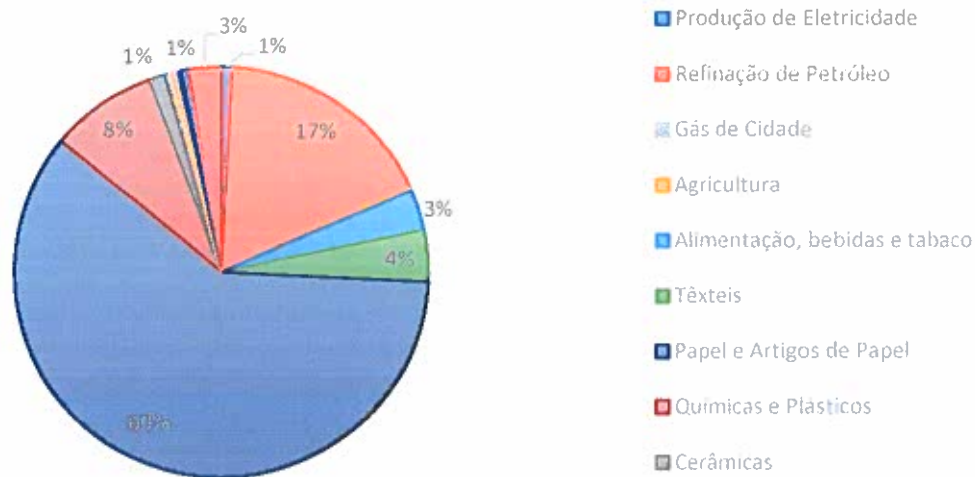


Figura 4-Desagregação do consumo de energia produzida em regime de cogeração por subsector de actividade económica (DSPEE, 2019)

Na figura anterior é possível verificar que o subsector da Fabricação de pasta, papel e cartão é o maior produtor de energia (calor e electricidade) em regime de cogeração, logo seguido pelo subsector da Refinação de Petróleo, que é igualmente o maior consumidor de gás natural para este fim, com 33% do consumo total deste combustível gasoso.

Na produção de energia eléctrica, sem cogeração, é possível verificar o impacto que os anos hidrológicos favoráveis têm ao nível da produção global de energia eléctrica, bem como o aumento, a partir de 2017, da fracção de energia eléctrica produzida a partir de sistemas fotovoltaicos. Em particular, a produção de energia eléctrica a partir de sistemas fotovoltaicos teve um crescimento de 25% entre 2018 e 2019, sendo expectável que o contributo da produção de energia eléctrica a partir de sistemas fotovoltaicos venha a crescer no futuro com o aumento do número de interligações com o SEN. Em 2019, a produção de electricidade através de fontes

renováveis teve um peso de 55% no SEN. Em 2017, o último ano hidrológicamente desfavorável para o SEN, a fracção de produção renovável no SEM foi de 40%. A sazonalidade da produção energia eléctrica a partir de fontes renováveis sublinha a importância do armazenamento sazonal de energia que permita arbitrar esta variabilidade.

A eficiência eléctrica global da produção de electricidade, sem a produção em regime de cogeração, tem uma muito maior variabilidade quando em comparação com a produção em regime de cogeração, em resultado da variabilidade da produção de energia eléctrica renovável e, em particular, da produção hidroeléctrica, sendo a eficiência eléctrica global mínima em anos hidrológicamente desfavoráveis, nomeadamente em 2009, 2012, 2015 e 2017. Ainda assim, a eficiência eléctrica global, com um valor médio de 0,89 para o período 2009 a 2019, é superior à eficiência eléctrica global média da produção em regime de cogeração.

2.1. Instalações de cogeração existentes

Na seguinte figura é apresentada a evolução do número e potência instalada em centrais de cogeração.

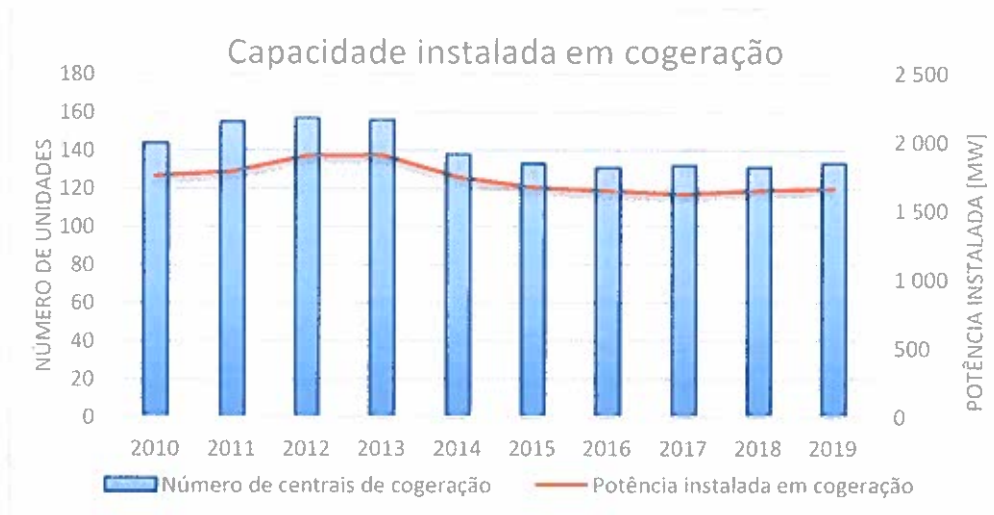


Figura 5-Número de instalações e potência total instalada para produção em regime de cogeração (DSPEE, 2019)

Na figura anterior é possível verificar que a partir de 2013 ocorreu uma redução do número de instalações de cogeração em operação, equivalente a 17% e que foi correspondida pela redução de potência instalada.

Em 2019, das 133 centrais de cogeração em operação, 18 tinham potência instalada superior a 25 MW, metade das quais pertencentes ao subsector da Fabricação de pasta, papel e cartão.

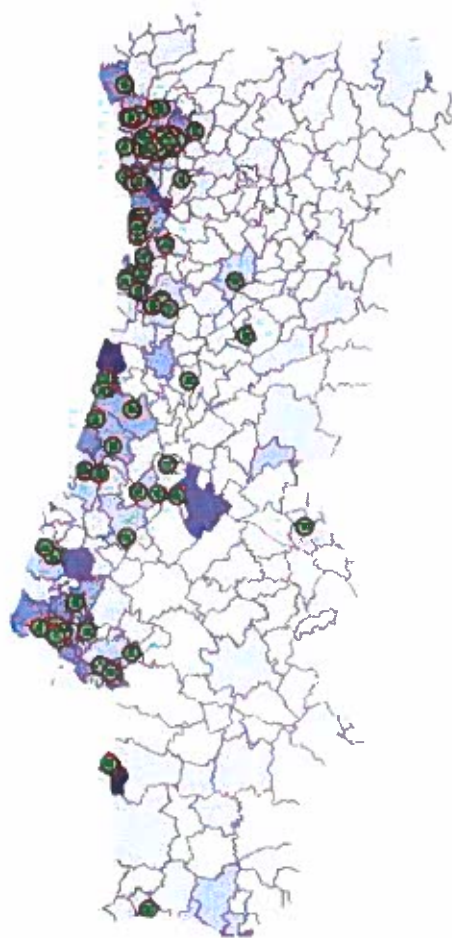


Figura 6-Localização geográfica das unidades de cogeração

Como é possível verificar na figura anterior, as unidades de cogeração localizam-se ao longo da costa litoral oeste, concentrando-se na Região Norte de Portugal 45% das unidades de cogeração, representando 28% da potência eléctrica instalada. Já o Alentejo, com apenas 6% das unidades de cogeração, representa 21% da potência eléctrica instalada. Estes dados, juntamente com o facto de 32% das unidades de cogeração instaladas pertencerem ao subsector da Fabricação Têxtil, Vestuário e Calçado (11% da potência instalada e apenas 4% da energia produzida), indicam que na Região do Norte haverá maior dispersão da potência instalada para cogeração por unidades industriais de menor dimensão. Do outro lado do espectro encontra-se o subsector da Fabricação de pasta, papel e cartão, com apenas 11% do número de unidades de cogeração, correspondendo a 42% do total da potência instalada para unidades de cogeração e produzindo cerca de 60% do total da energia produzida em regime de cogeração durante o ano 2019.

Na seguinte tabela será possível verificar com maior detalhe a desagregação das unidades de cogeração por região, de acordo com a classificação por NUTs II.

Tabela 1-Distribuição do número de instalações, respectiva potência e energia produzida por região (DSPEE, 2018)

Regiões NUTs II	Número de instalações		Potência eléctrica (MW)		Energia produzida (GWh)
Região do Norte	58	45%	542	28%	2 223
Região de Lisboa	24	18%	352	18%	1 481
Região Centro	38	29%	625	33%	2 100
Alentejo	9	7%	395	21%	1 082
Algarve	1	1%	2	0%	ND

Na figura seguinte, a energia primária consumida para a produção em separado de calor e energia eléctrica foi obtida dividindo a energia produzida em regime de cogeração pelas referências das eficiências para a produção de calor e electricidade (Equação 3, Equação 4 e Figura 3).

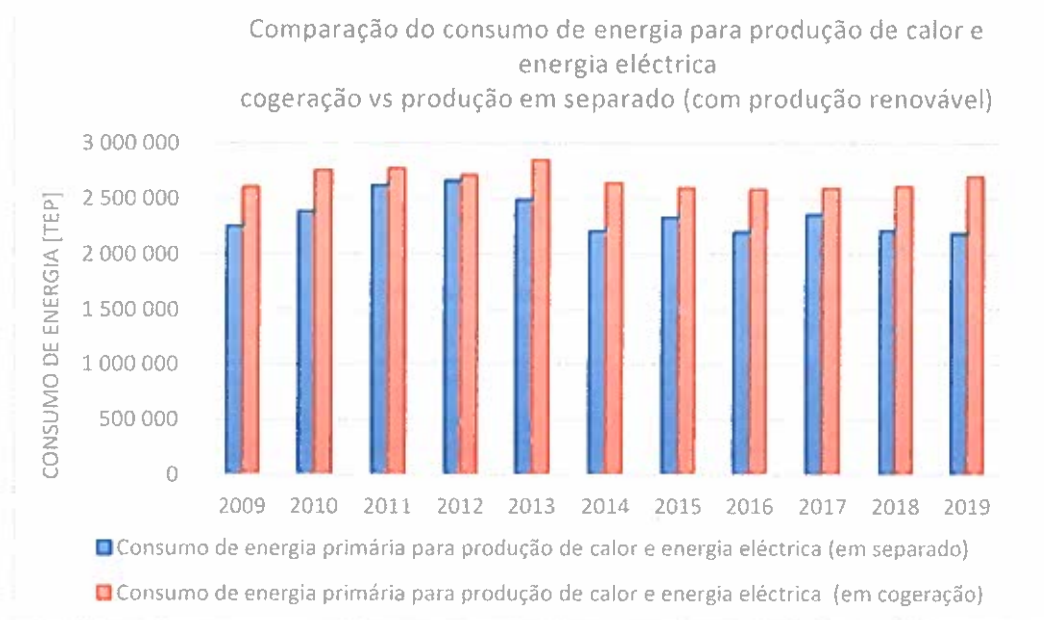


Figura 7-Produção total de calor e energia eléctrica em regime de cogeração e em separado (considerando a produção renovável).

Na figura anterior é possível verificar que, no período 2009-2019, o consumo de energia primária para a produção separada de calor e energia eléctrica foi sempre inferior à produção em regime de cogeração.

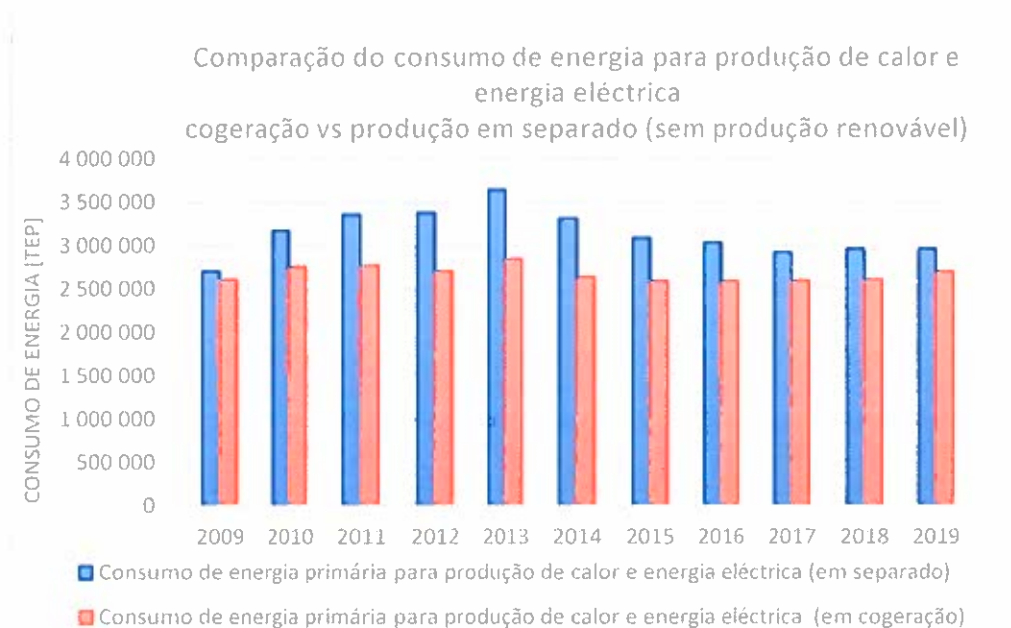


Figura 8- Produção total de calor e energia eléctrica em regime de cogeração e em separado (descontando a produção renovável).

Para o cálculo do cenário hipotético apresentado na figura anterior, no numerador da Equação 4 apenas foi considerada a termoelectricidade e, no denominador, a energia necessária para produzir essa termoelectricidade (fóssil, biomassa e resíduos não renováveis). Ou seja, neste cenário hipotético a referência para a produção de electricidade em separado não considera a energia eléctrica produzida através de fontes renováveis (eólica, hídrica, solar e geotérmica). Neste cenário hipotético, a produção de energia em regime de cogeração resultaria numa poupança energética global de cerca de 13 Mtep nos 11 anos em análise. De acordo com uma simulação efectuada pelo autor deste estudo, numa perspectiva nacional, a produção de energia em regime de cogeração deixa de resultar em poupança energética, quando em comparação com a produção em separado, com uma fracção de electricidade produzida através de fontes renováveis superior a 19%. Conforme anteriormente referido, a fracção mínima de electricidade renovável ocorreu em 2017, com 40% da energia eléctrica produzida no SEN.

Os dados obtidos apenas permitiram uma análise global nacional à eficiência da produção de energia em regime de cogeração, não tendo sido possível efectuar o cálculo detalhado da eficiência de cada uma das 133 centrais de cogeração nos termos do Anexo II da EED, por não estar disponível, de forma desagregada, a informação sobre a produção de energia nem a restante informação necessária para dar resposta à alínea f) do Anexo II da EED.

2.2. Instalações de incineração de resíduos e instalações de produção de eletricidade com uma produção total anual superior a 20 GWh

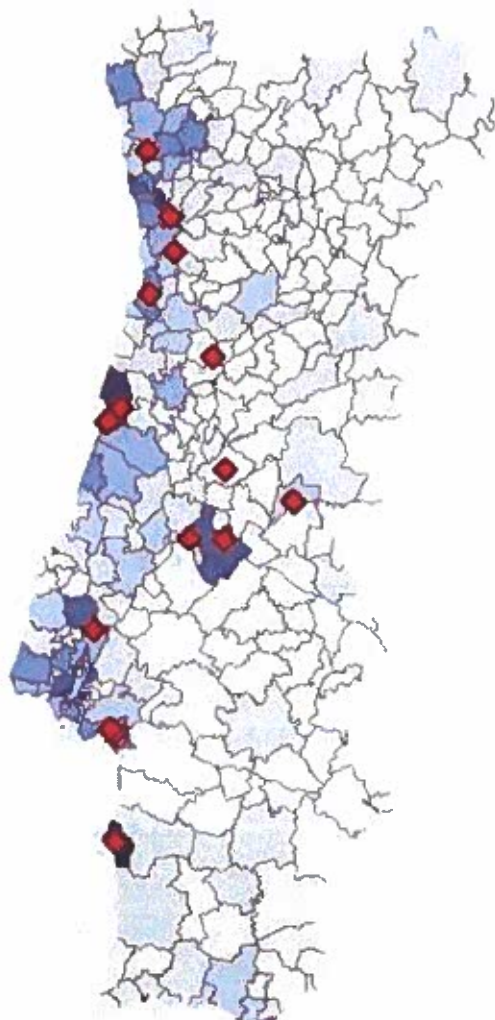


Figura 9- Localização geográfica das centrais térmicas dedicadas com produção superior a 20GWh sobre o mapa de consumo total de energia (DSPEE, 2019)

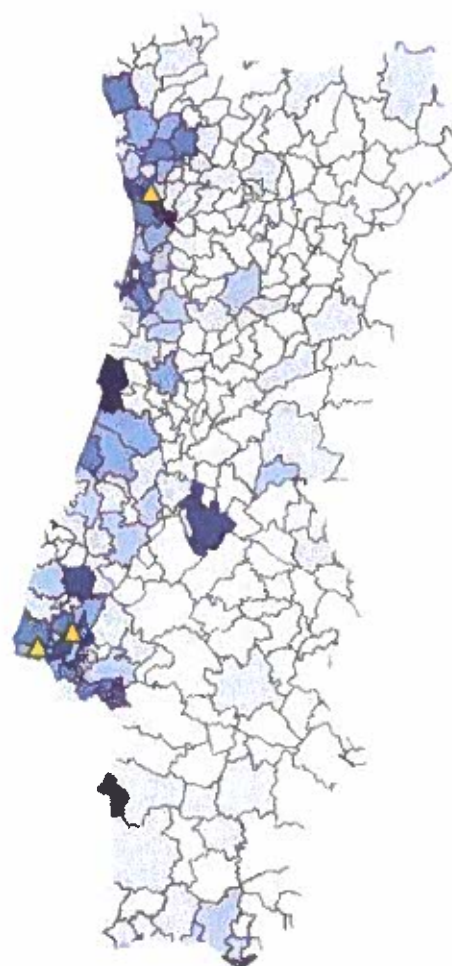


Figura 10- Localização geográfica das centrais de incineração de resíduos sobre o mapa de consumo total de energia (DSPEE, 2019)

Em Portugal continental existem 18 centrais térmicas dedicadas com uma potência total de 6 113 MW de potência instalada, desagregada pelas regiões NUTs II de acordo com a seguinte tabela.

Tabela 2- Distribuição do número da potência instalada em centrais térmicas dedicadas por região (DSPEE, 2018)

Regiões NUTs II	Potência instalada (MW)
Região do Norte	1 109
Região Centro	3 677
Região de Lisboa	69
Alentejo	1 259

Nas regiões do Grande Porto e da Grande Lisboa estão instaladas 3 centrais incineradoras com uma potência total instalada de 77 MW.

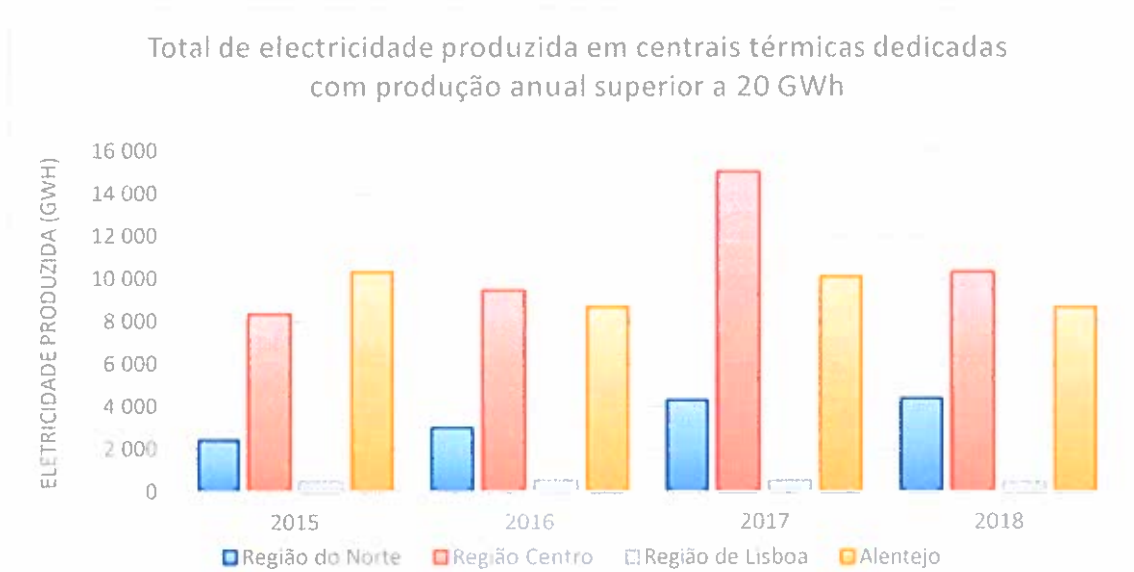


Figura 11- Total de electricidade produzida em centrais térmicas dedicadas com produção anual superior a 20 GWh (DSPEE, 2018).

Em 2018, as centrais térmicas dedicadas localizadas em Portugal continental produziram 23,9 TWh de electricidade (5 129 255 tep) enquanto que as centrais incineradoras produziram 578 GWh (124 270 tep).



Figura 12- Localização de central termoelétrica e potenciais consumidores do respectivo calor residual

Na figura acima, 1 central termoelétrica localiza-se a uma distância de 7 km de distância da de Aveiro, uma cidade com uma baixa densidade media de aquecimento (<200MWh/ha).

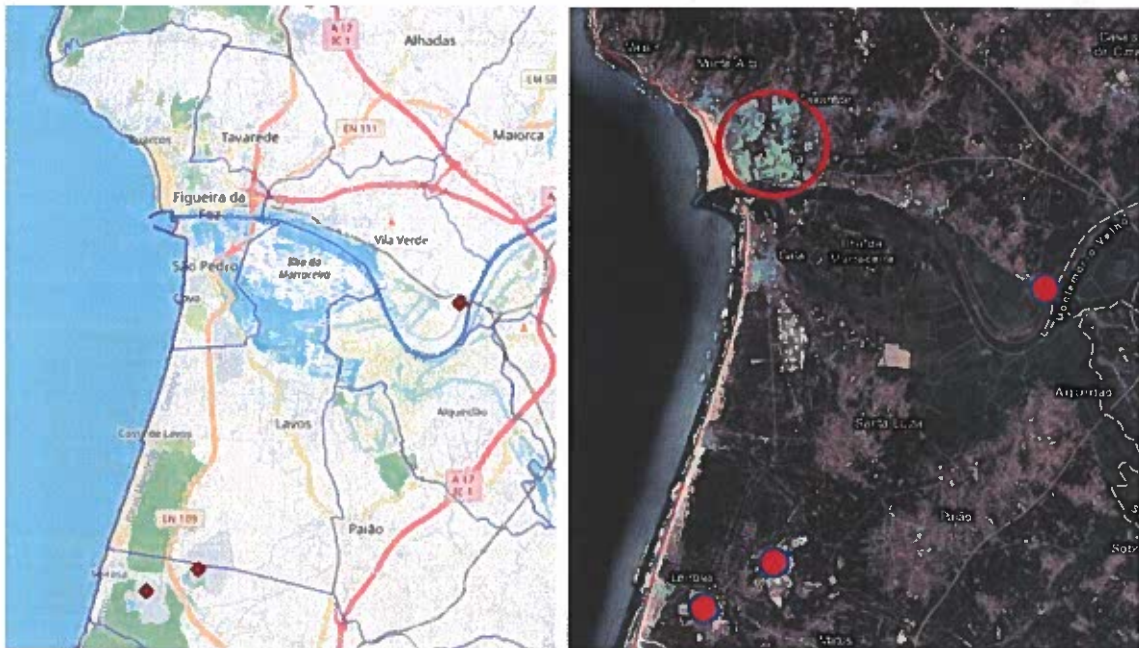


Figura 13-Localização de centrais termoelétricas e potenciais consumidores do respectivo calor residual

Na figura acima, 3 centrais termoelétricas localizam-se a um máximo de 10 km de distância da Figueira da Foz, uma cidade com uma baixa densidade média de aquecimento (<100MWh/ha).



Figura 14- Localização de centrais termoelétricas e potenciais consumidores do respectivo calor residual

Na figura acima, 2 centrais termoelétricas localizam-se a um máximo de 7 km de distância de Setúbal, uma cidade com uma baixa densidade média de aquecimento (<300MWh/ha).

A análise ao potencial de calor residual das centrais incineradoras é realizada no Capítulo 4.6 do estudo "Waste Heat in Portugal – 2020 Edition" (DGEG, 2021 c).

3. Consumo de energia final em Portugal continental

Na figura seguinte é apresentada a evolução do consumo final de energia em Portugal continental em todos os setores de atividade, incluindo o sector doméstico, mas excluído o subsector de produção de energia.

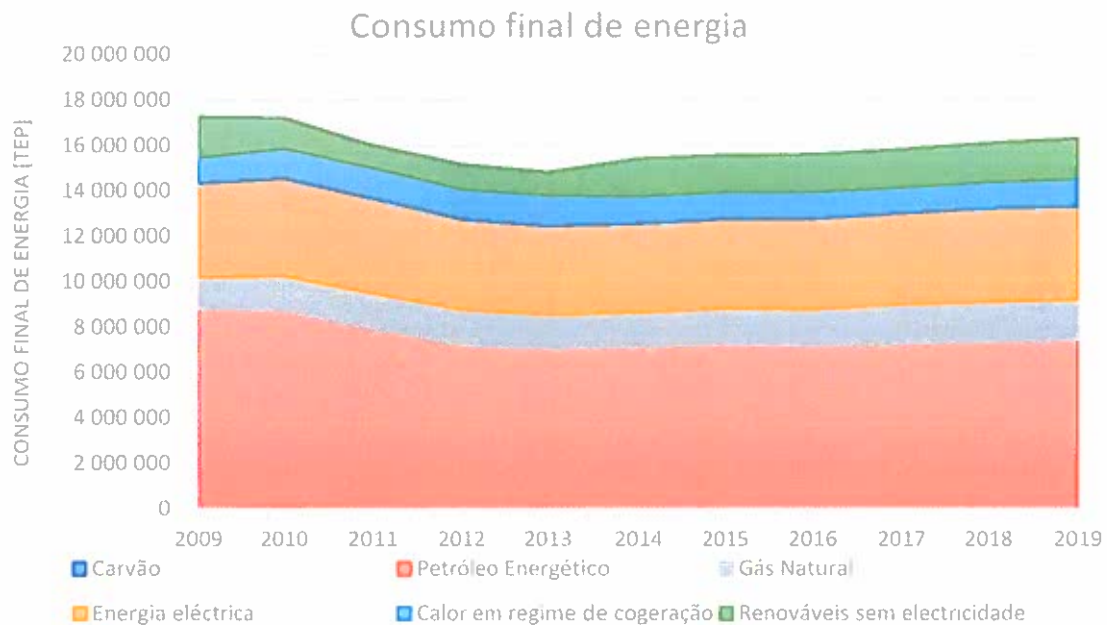


Figura 15-Consumo final de energia (DSPEE)

Na figura anterior é possível verificar que no período 2009 a 2019 ocorreu um decréscimo de 6% no consumo final de energia, o que ainda assim constitui uma recuperação face ao decréscimo de 16% ocorrido no consumo de energia entre 2010 e 2013, que estará relacionado com a crise económica que afectou o país nesse período. Dado que a recuperação económica alcançada no período posterior a 2013 permitiu níveis de PIB superiores aos que existiam previamente à crise económica (INE, 2020), será legítimo inferir que a recuperação económica terá sido conseguida à custa de uma economia com menor intensidade energética.

Todos os sectores de actividade económica sentiram o impacto da crise económica que afectou o país no período 2010 a 2013 (ver Figura 15 e Figura 16), embora o decréscimo de consumo no sector dos transportes tenha sido o que mais afectou o consumo final de energia global, dado o peso que este sector tem na economia Nacional (ver Figura 19). Neste período de 2010 a 2013, a maior redução ocorreu ao nível do consumo de petróleo energético, que sofreu uma quebra de 24%, que compara com uma queda de 19% no consumo de petróleo energético no período total analisado, o que se deve, mais uma vez, à queda no consumo deste subproduto petrolífero pelo sector dos transportes (ver Figura 16).

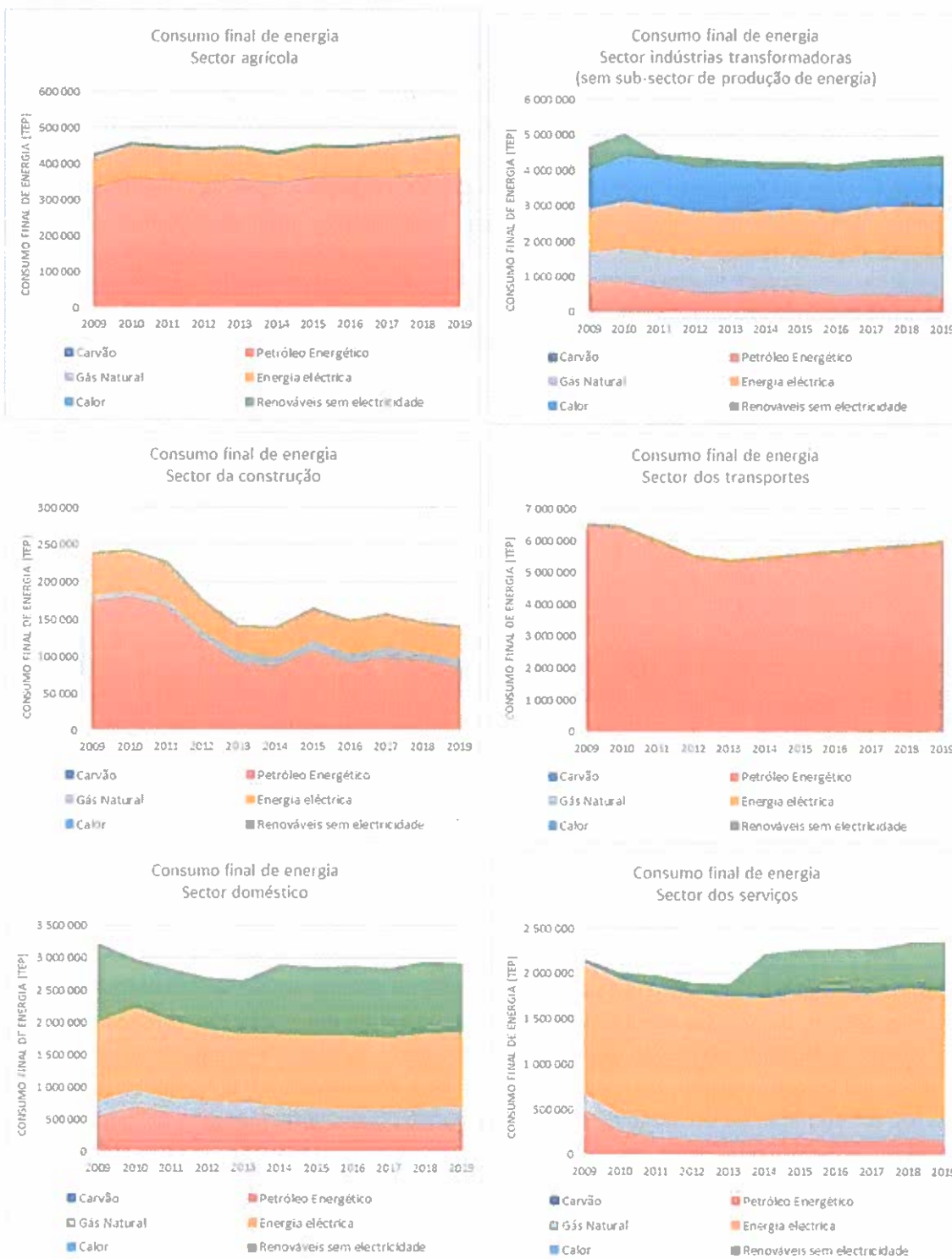


Figura 16-Consumo final de energia por sectores da actividade económica (excepto subsector de produção de energia) desde 2009 (DSPEE)

O setor da indústria transformadora possui um mix energético mais diversificado e menos dependente dos derivados energéticos do petróleo e onde o consumo de calor produzido em regime de cogeração representa cerca de 28% do total de energia consumida por este setor, ou 1 159 019 tep. Apesar de não ser possível contabilizar o remanescente calor consumido pelo Sector da Indústria Transformadora, assumindo que a totalidade da energia fóssil consumida

por este sector é convertida em energia térmica, aplicando um factor de conversão de 0,9, conclui-se que o calor produzido em regime de cogeração suprirá cerca de 69% das necessidades térmicas totais. O sector doméstico apresenta igualmente um mix energético diversificado, onde as energias renováveis (sem eletricidade) representam cerca de 36% do consumo total. Tanto no setor doméstico como no sector dos serviços, o aumento substancial das energias renováveis (sem eletricidade) entre 2013 e 2014 deve-se à inclusão das bombas de calor no Balanço Energético Nacional como recursos renováveis. Os setores agrícola e dos transportes, seguidos pelo setor da construção, são quase inteiramente dependentes dos derivados energéticos do petróleo.

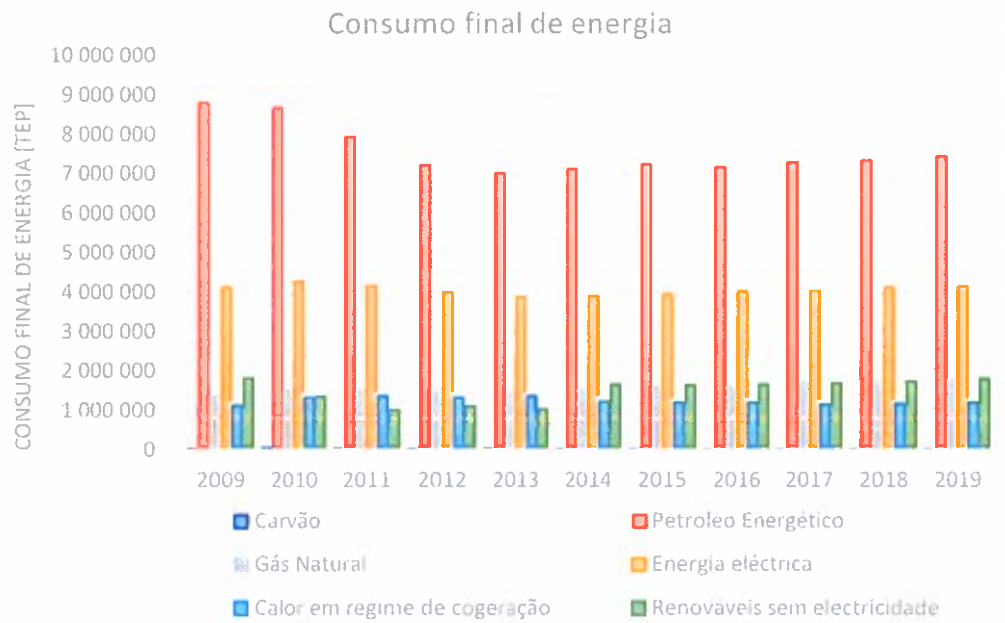


Figura 17- Desagregação do consume final de energia (sem o subsector da produção de energia) no período 2012 a 2019 (DSPEE)

No período 2012 a 2019 verificou-se uma diminuição de 78% no consumo de carvão para fins não energéticos, tendo essa redução ocorrido no subsector de fabricação de produtos químicos e plásticos. O consumo de carvão representa apenas cerca de 0,1% da energia total consumida em Portugal (exceto subsector da produção de energia). Por outro lado, nesse mesmo período, ocorreu um aumento do consumo de energias renováveis (sem eletricidade) na ordem dos 39%. Conforme referido anteriormente, este aumento deve-se à inclusão das bombas de calor no Balanço Energético Nacional como recursos renováveis. O consumo de calor sofreu uma queda de cerca de 11% principalmente devido à redução do seu consumo no setor da indústria transformadora, que representa 96% do consumo total de calor.

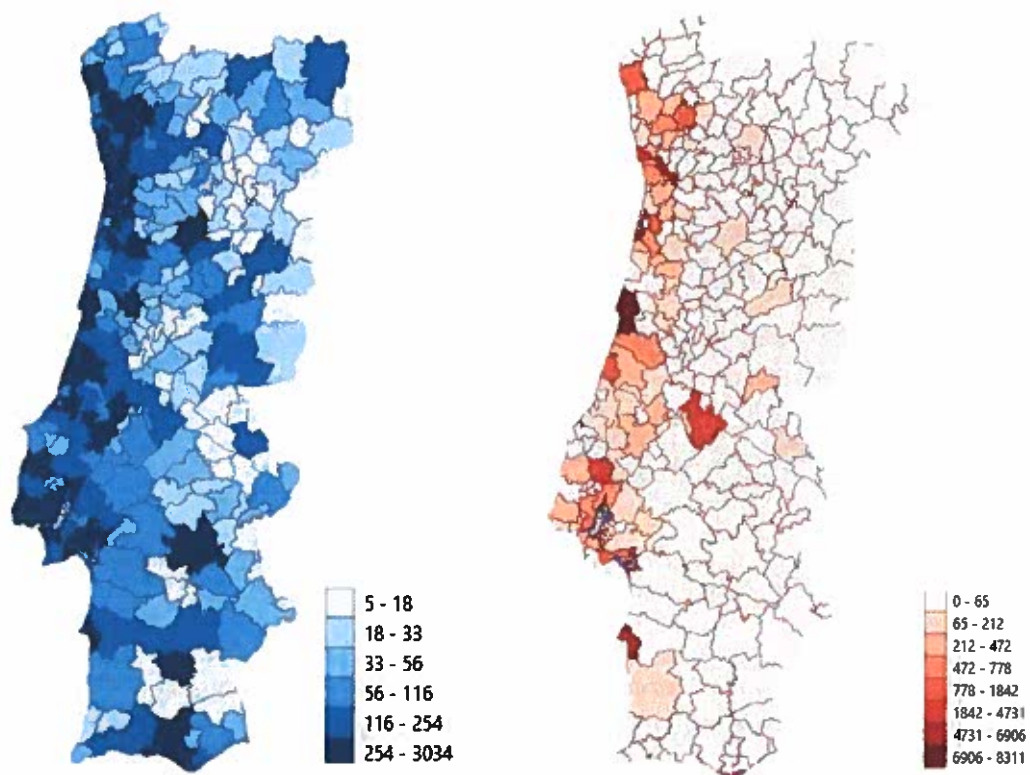


Figura 18-Distribuição por município do consumo de gás natural e de electricidade (DSPEE, 2019)

O consumo de energia é superior ao longo do litoral oeste, o que é particularmente evidente para o consumo de gás natural sendo que, no interior do país, ainda existem muitos municípios sem ligação à rede de distribuição de gás natural. Existem alguns clusters de consumo de gás natural nos municípios do interior que são devidos a grandes consumidores de energia, como é o caso de centrais termoelétricas (município de Abrantes). A mesma observação pode ser feita no que diz respeito à energia elétrica, onde municípios do interior como Évora, Viseu e Castro Verde sobressaem no consumo de energia elétrica devido a polígonos industriais (Évora e Viseu) e/ou a grandes instalações mineiras (Castro Verde).

Desagregação do consumo total de energia por sector de actividade económica (sem o sub-sector da produção de energia)

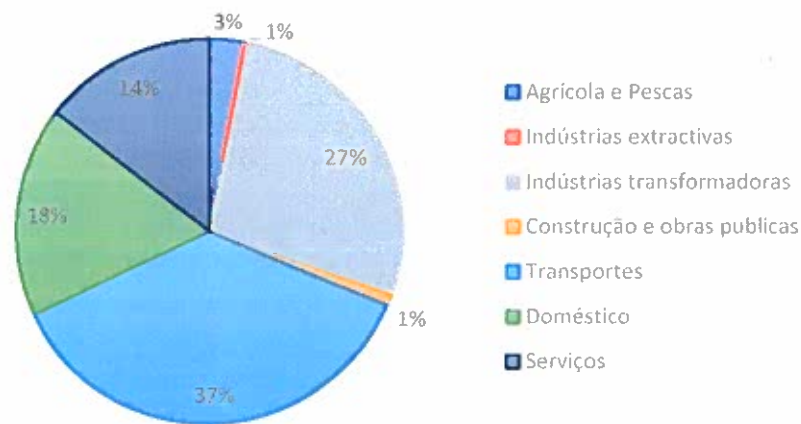


Figura 19- Desagregação do consumo total de energia por sector de actividade económica (sem o subsector da produção de energia) (DSPEE, 2019)

O sector dos transportes é o que tem maior peso no consumo total de energia, com 37% do total de energia consumido em 2019, seguido pela indústria transformadora e pelo sector doméstico.

Desagregação do consumo total de energia eléctrica por sector de actividade económica (sem o sub-sector da produção de energia)

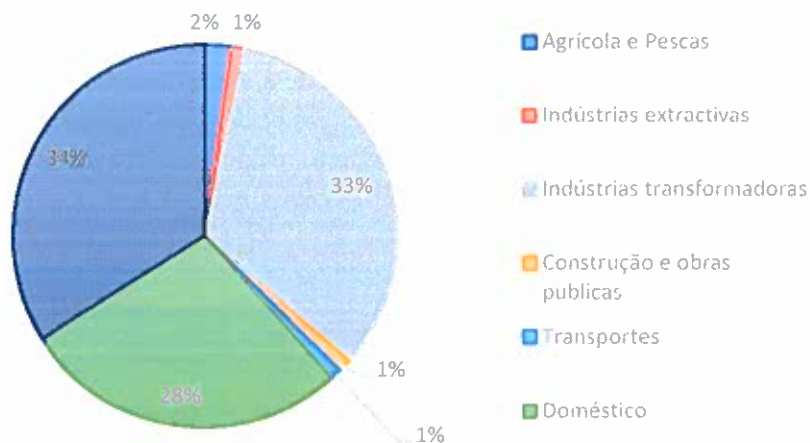


Figura 20- Desagregação do consumo total de energia eléctrica por sector de actividade económica (sem o subsector da produção de energia) (DSPEE, 2019)

O sector dos serviços é responsável por 34% do consumo total de energia eléctrica, seguido pelo sector da indústria transformadora com um consumo de 33% e pelo sector doméstico, com 28% do consumo total de energia eléctrica.

Desagregação do consumo total de energia fóssil por sector de actividade económica (sem os sub-sectores da produção de energia e transportes)

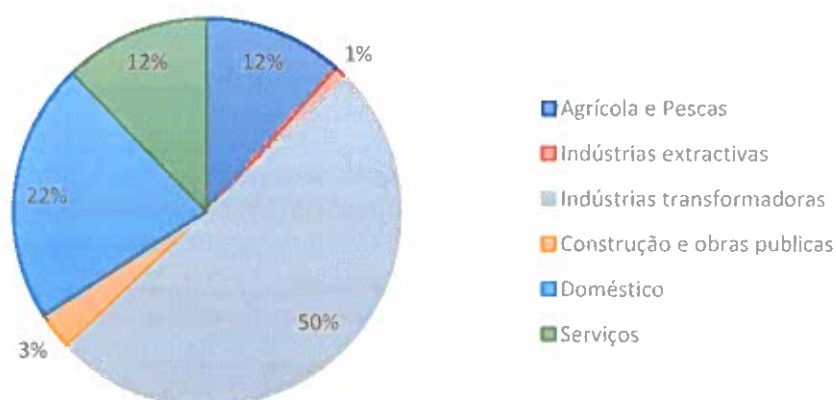


Figura 21- Desagregação do consumo total de energia fóssil por sector de actividade económica (sem os subsectores da produção de energia e dos transportes) (DSPEE, 2019)

Verifica-se na figura anterior que, descontado o consumo no sector dos transportes, a indústria transformadora foi responsável por metade da energia fóssil consumida em 2019.

Desagregação do consumo de energia por sector de actividade e por fonte de energia

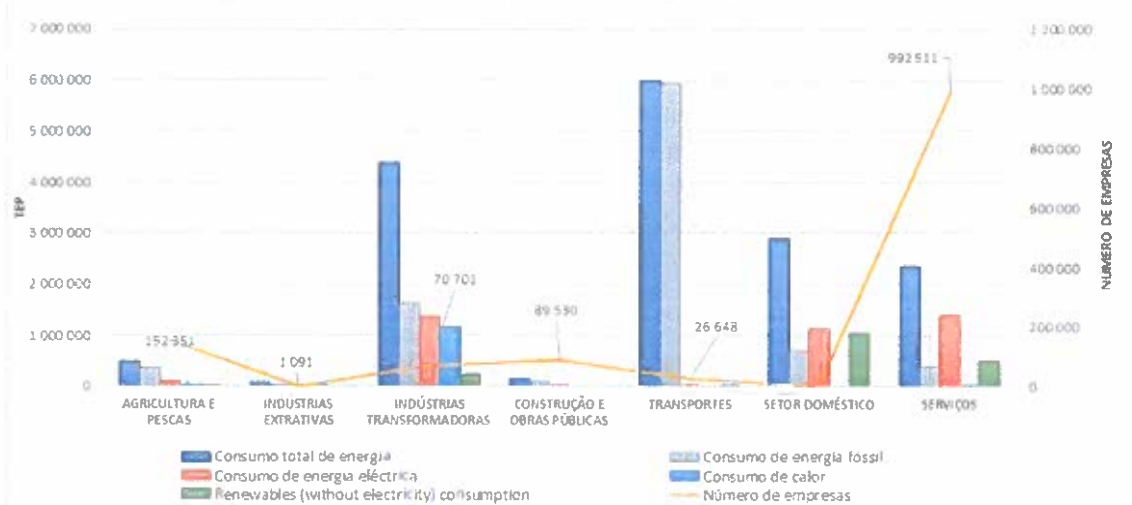


Figura 22- Desagregação do consumo de energia por sector de actividade (DSPEE, 2019) e por número total de empresas (INE, 2018)

Da figura anterior é possível verificar que as empresas do setor dos transportes apresentam a maior intensidade energética (consumo de energia por número de empresas), seguido pelo setor da indústria transformadora, que é o maior consumidor absoluto de energia após o setor dos transportes. O setor doméstico consome cerca de 59% do total da energia renovável (sem eletricidade) consumida em 2019.

Desagregação do consumo de energia final por sub-sector de actividade (Total Nacional)

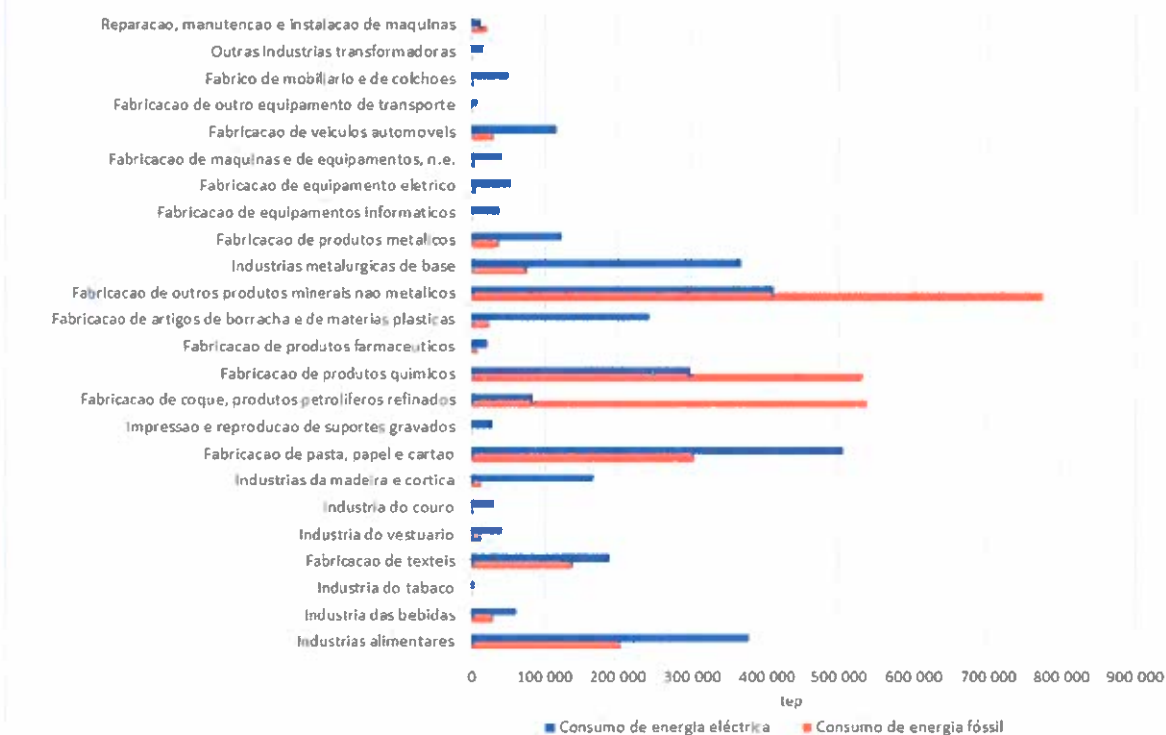


Figura 23- Desagregação do consumo de energia final por subsector de actividade económica (DSPEE, 2019)

Os subsectores de actividade Fabricação de outros produtos minerais não metálicos, de produtos químicos e de produtos petrolíferos refinados são os que mais consomem energia fóssil, o que pode levar a supor que serão nestes subsectores que se encontrarão as maiores necessidades de calor de processo. Esta análise não tem em consideração o consumo de biomassa por outros subsectores da indústria transformadora que será igualmente utilizada na conversão em energia térmica.

4. Zonas industriais com um consumo total anual de aquecimento e arrefecimento superior a 20 GWh

O regulamento do Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia (SGCIE), que está em vigor desde o início dos anos 1980 e que foi revisto em 2008 com a publicação do Decreto-Lei 71/2008, é aplicável a instalações com consumos anuais de energia acima dos 500 tep, que deverão ser registadas no Portal SGCIE, sendo obrigatória a realização de auditorias energéticas e a submissão de planos de racionalização dos consumos de energia (PREn), nos quais deverão ser apresentadas medidas com vista à optimização dos consumos energéticos. A cada 2 anos, o cumprimento da implementação das medidas é avaliado por meio de relatórios parciais e através da monitorização de indicadores que são reportados à DGEG através do Portal SGCIE. Neste contexto, está disponível uma base de dados de consumos de energia de 1289 empresas (0,1% do total das empresas portuguesas) representando cerca de 9% do consumo total de energia. Destas empresas registadas no SGCIE, 1094 empresas pertencem ao sector da indústria transformadora, representando 1,7% do universo total das empresas portuguesas desse sector e 25% do consumo total de energia no sector da indústria transformadora.

Para esta abordagem bottom-top, foram analisados 544 relatórios de auditoria energética submetidos no Portal SGCIE por instalações que se localizam ao longo da costa oeste e, em particular, nas regiões do Porto e Lisboa, tendo sido identificadas 132 instalações com necessidades de calor de processo e 74 instalações com necessidades de frio de processo. As necessidades térmicas de processo das instalações são obtidas directamente através dos relatórios de auditoria energética ou calculadas, multiplicando-se a energia consumida para a produção térmica pela eficiência do gerador de energia térmica, conforme informação obtida a partir do relatório de auditoria energética. No caso do cálculo da produção de calor de processo, caso a eficiência não seja apresentada no relatório de auditoria energética, considerou-se uma eficiência de conversão térmica de 0,9, conforme Despacho 17313/2008. No caso do cálculo do frio de processo, sempre que a eficiência do gerador de água fria não fosse apresentada no relatório da auditoria energética, considerou-se um EER de 2.

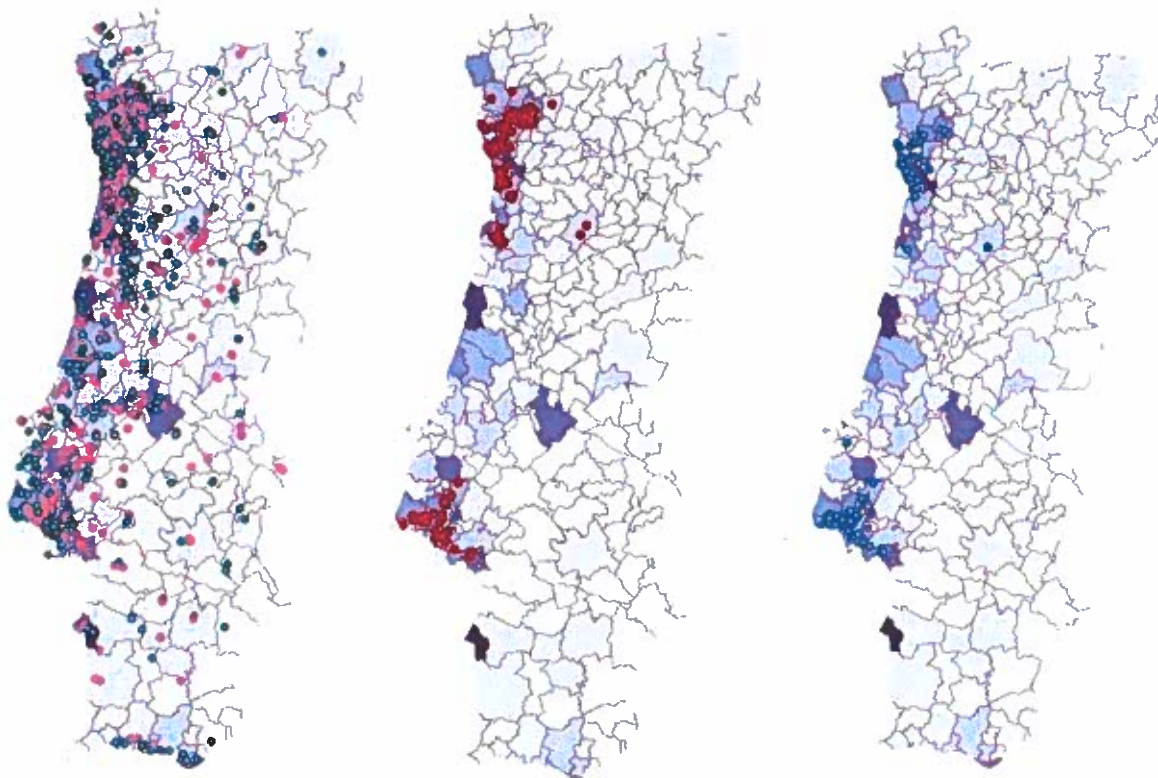


Figura 24- Localização geográfica de todas as instalações do SGCIE e, destas, as que requerem calor ou frio para o processo (instalações selecionadas ao longo do litoral oeste) sobre o mapa de consumo total de energia (DSPEE, 2019).

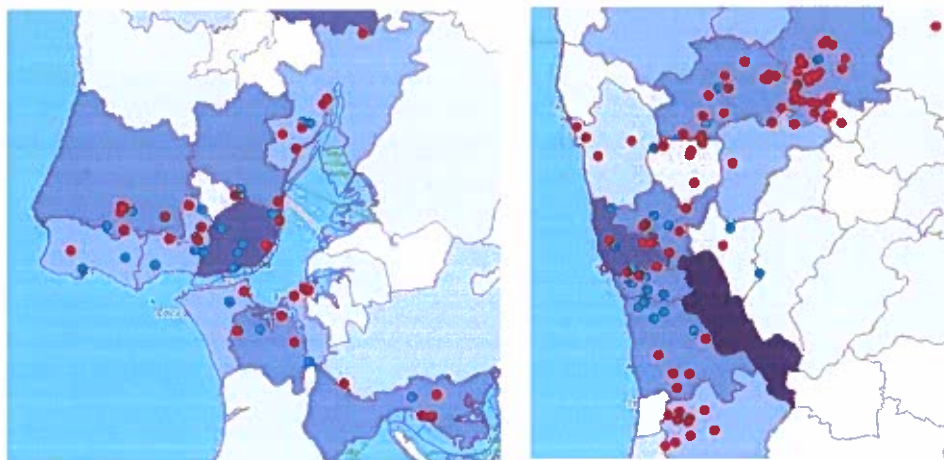


Figura 25- Localização geográfica da procura de calor e frio das instalações SGCIE nas regiões do Porto e Lisboa e Vale do Tejo.

Nas seguintes figuras é apresentada a distribuição da procura de calor e frio de processo por município e por polígono industrial.

A quantidade total de calor requerida pelas 132 instalações do SGCIE é de 2,6 TWh/ano distribuída por 22 municípios.

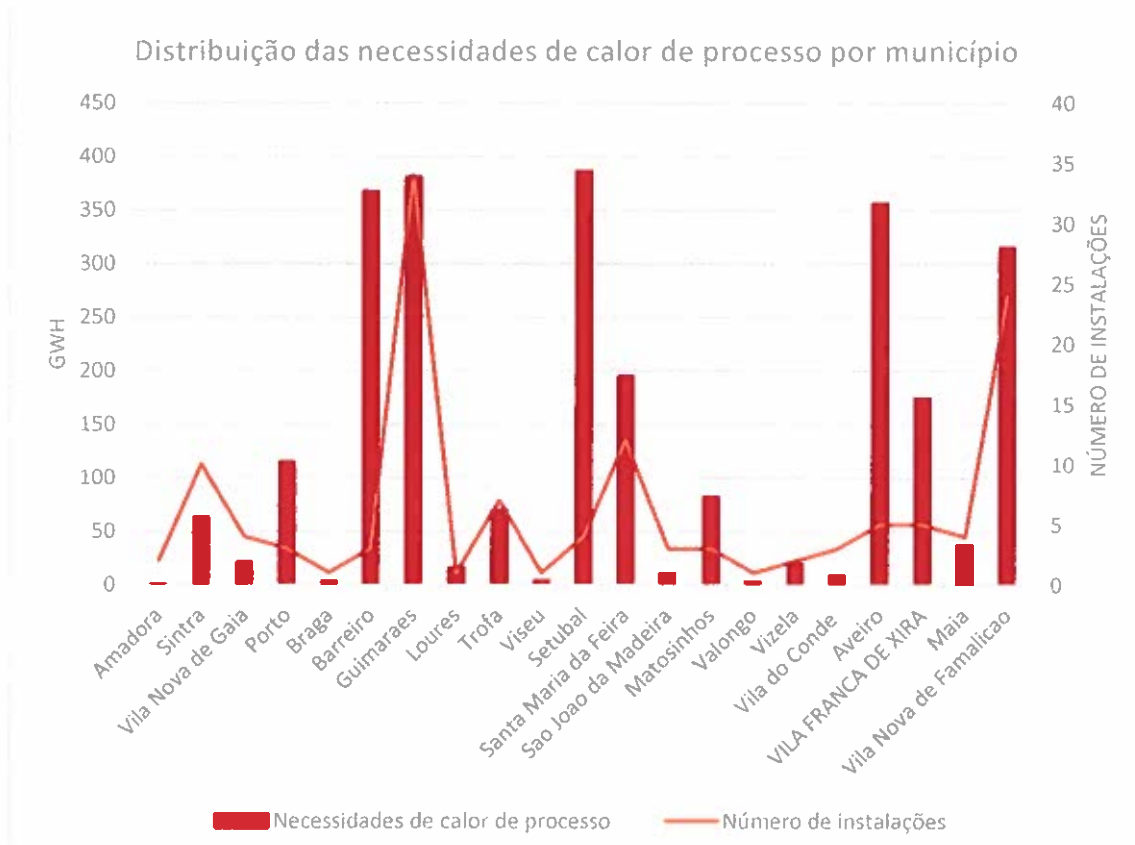


Figura 26- Distribuição por município das necessidades de calor do processo em instalações SGCIE.

Na figura anterior é possível verificar que existe uma maior concentração das necessidades de calor de processo nos municípios do Porto, Barreiro, Aveiro, Setúbal e Vila Franca de Xira, uma vez que estes municípios possuem instalações de maior dimensão, nomeadamente instalações de fabrico de pasta, papel e cartão, localizadas, em Aveiro e Setúbal. Por outro lado, os municípios de Guimarães e Vila Nova de Famalicão apresentam maior dispersão das necessidades de calor de processo. Tal deve-se ao tipo de subsectores da indústria transformadora que se encontram instalados nestes municípios, como sejam a indústria têxtil e a indústria do vestuário, que representam cerca de 88% das instalações com necessidades de calor de processo nestes 2 municípios.

Das 132 instalações acima referidas, 19, das quais 15 estão localizadas na Região do Norte, produzem o seu calor de processo a partir de unidades de cogeração, representando um total de 1,5 TWh/ano de vapor ou água quente. Existem 31 instalações SGCIE com necessidades térmicas de processo acima de 10 GWh/ano, representando um total de 855 GWh/ano de necessidades térmicas, que não têm instalados sistemas de cogeração.

Do total de 2,6 TWh/ano de calor de processo requerido pelas instalações SGCIE, 1,5 TWh/ano provém de polígonos industriais, distribuídos conforme se pode verificar na figura seguinte.

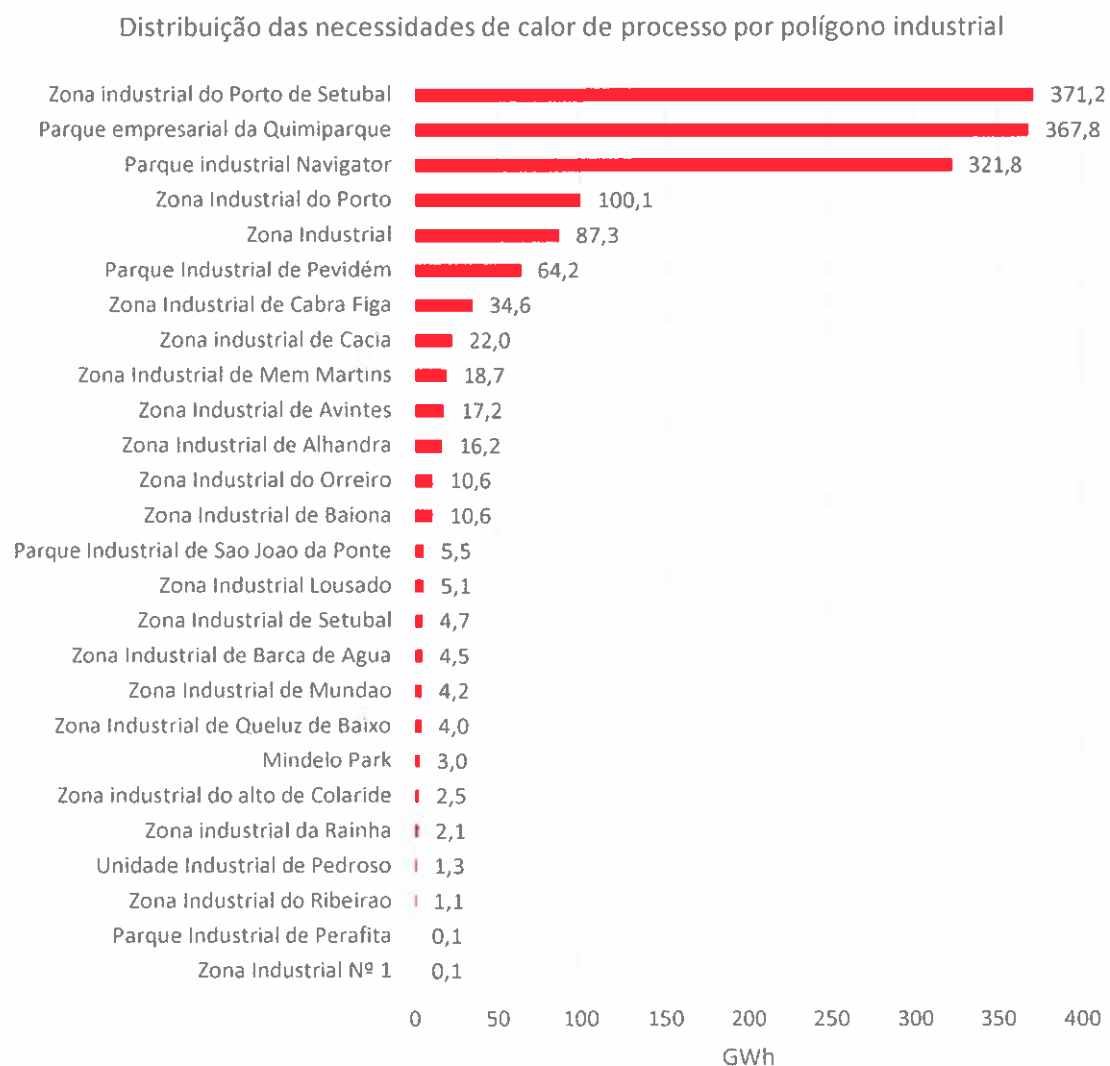


Figura 27- Distribuição por município das necessidades de calor de processo em instalação SGCIE.

Na figura acima, 'Zona Industrial' significa clusters não organizados de instalações, todos localizados na Região Norte. Cerca de 64% das instalações SGCIE que requerem calor de processo operam fora de polígonos industriais. Destas instalações que operam fora dos polígonos industriais, quase 90% são da região norte.

As Figura 26 e Figura 27 mostram que as necessidades de calor na Região Norte, que representam cerca de 47% das necessidades totais de calor das instalações do SGCIE identificadas no âmbito deste estudo, provêm de unidades dispersas e de menor dimensão, operando isoladamente ou em clusters não organizados de instalações nos subsectores do têxtil e do vestuário. E é nestes dois subsectores da indústria transformadora que estão instaladas, na Região Norte, quase 45% de todas as centrais de cogeração instaladas em Portugal e que representam cerca de 28% da potência instalada para cogeração, conforme anteriormente referido neste estudo (Waste heat in Portugal 2020 (DEIR Studies 005, 2021), Tabela 1).

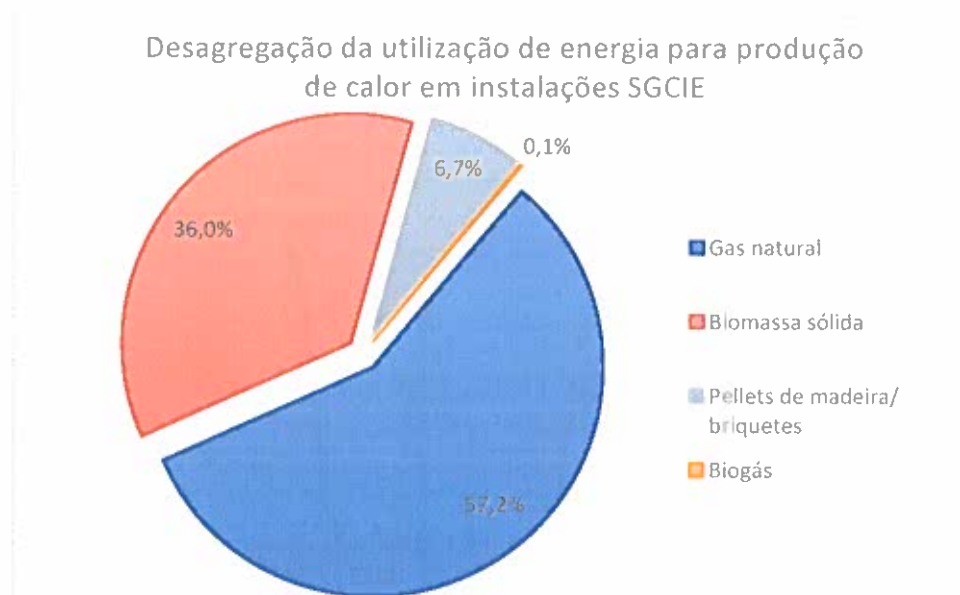


Figura 28- Desagregação da energia utilizada para produção de calor em instalações SGCIE.

Como pode ser verificado na figura anterior, cerca de 43% da energia para a produção de calor nas instalações do SGCIE provém da biomassa.

Nos seguintes parágrafos é efectuada uma breve caracterização às necessidades de frio de processo identificadas nas instalações SGCIE identificadas no âmbito deste estudo. A quantidade total de frio necessária às 74 instalações do SGCIE é de 339 GWh/ano distribuída por 24 municípios.

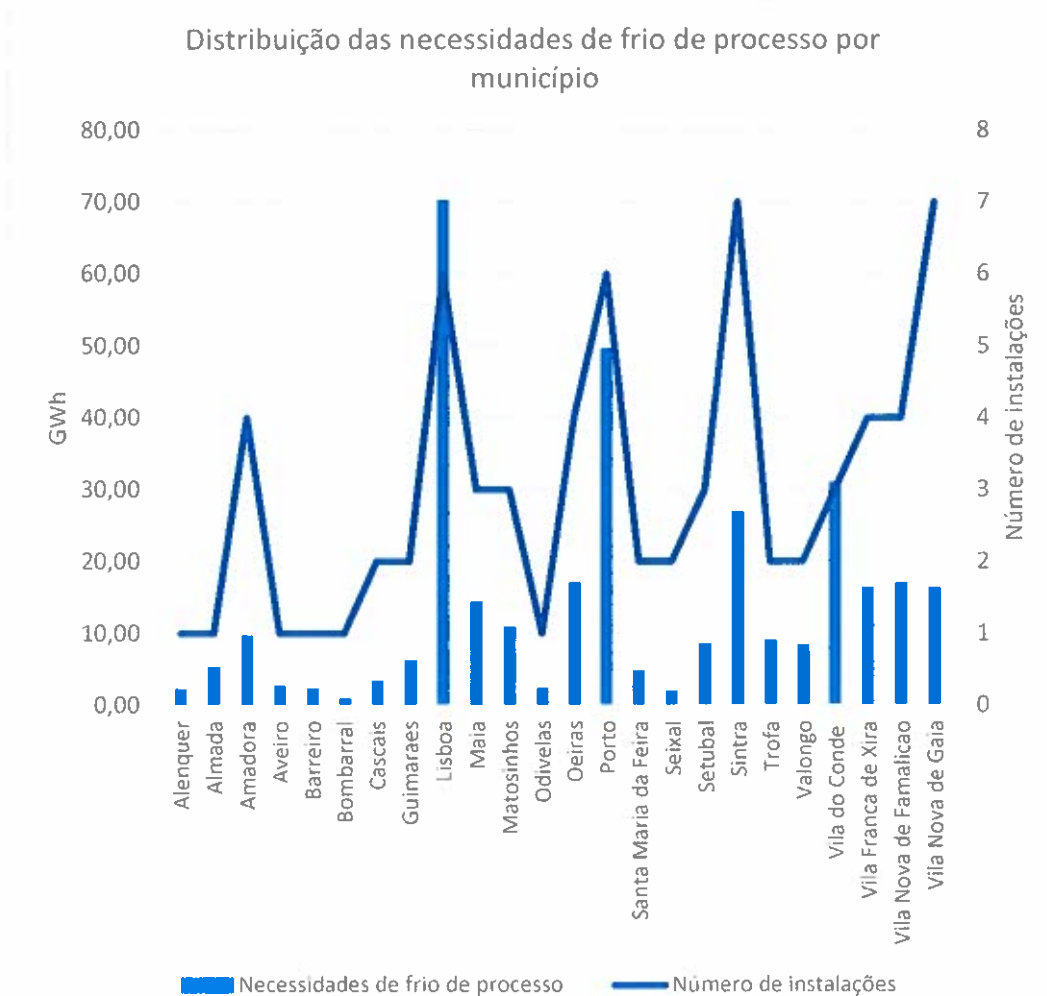


Figura 29- Distribuição por município das necessidades de frio de processo em instalações SGCIE

À exceção de Lisboa e Porto, verifica-se na figura anterior que a procura de frio é muito dispersa. Do total das instalações, 37 são supermercados e centros comerciais, 10 são datacenters localizados em Lisboa e no Porto e 8 são entrepostos frigoríficos.

Dos 339 GWh/ano das necessidades de frio requeridos pelas instalações registadas no SGCIE, 68 GWh/ano são provenientes de instalações em polígonos industriais, distribuídos conforme a figura seguinte.

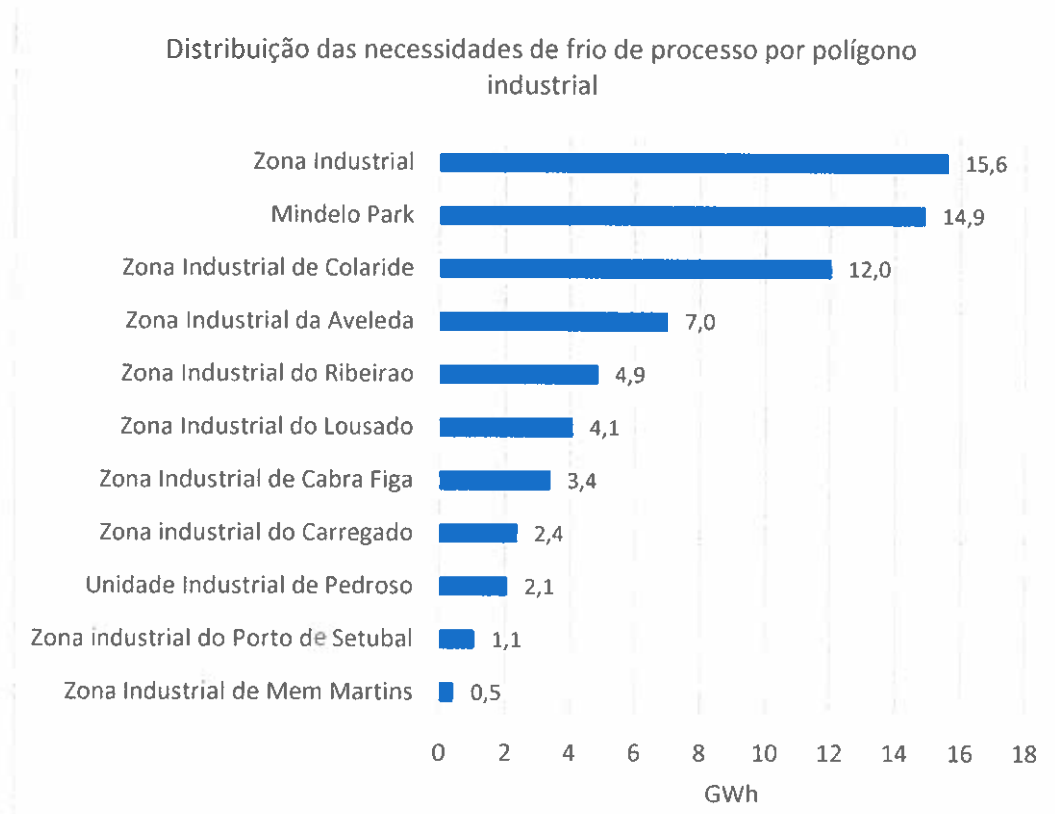


Figura 30- Distribuição por município das necessidades de frio de processo em instalações SGCIE

Na figura anterior, 'Zona Industrial' significa cluster não organizado de instalações. A maior parte das necessidades de frio não está localizada em polígonos industriais dado que provém de edifícios de serviços localizados em cidades (centros comerciais, supermercados, datacenters).

4.1. Casos de estudo

De acordo com a Directiva de Energias Renováveis (Directiva (UE) 2018/2001),

«Calor e frio residuais»: o calor ou o frio inevitáveis gerados como subproduto em instalações industriais ou de produção de eletricidade, ou no setor terciário, e que, sem acesso a um sistema de aquecimento ou arrefecimento urbano, não sejam utilizados e sejam dissipados no ar ou na água, caso tenha sido utilizado ou venha a ser utilizado o processo de cogeração ou caso não seja viável a cogeração;

O calor residual pode ser recuperado para as necessidades internas de uma empresa, ou para satisfação directa das necessidades de calor, ou para suprir as necessidades de frio, através da utilização de chillers de absorção. O calor residual pode igualmente ser distribuído através de redes térmicas a utilizadores do sector doméstico ou serviços nas imediações e/ou valorizado para geração de energia, sobretudo em regime de autoconsumo, em substituição de eletricidade adquirida à rede. Em termos hierárquicos, a recuperação interna de calor deve ser privilegiada, tanto quanto seja técnica e economicamente viável, obedecendo ao princípio da eficiência energética.

Caso exista potencial para o estabelecimento de ligação entre fontes de calor residual e redes de aquecimento e arrefecimento urbano, os seguintes desafios técnicos podem surgir (Schmidt, 2020):

- Incompatibilidade temporal

Este ponto diz respeito à incompatibilidade que poderá ocorrer entre a disponibilidade horária/diária e/ou sazonal de calor residual e as necessidades de calor na rede urbana de aquecimento e arrefecimento, também chamada de intermitência.

- Incompatibilidade de localização

A rede urbana de aquecimento e arrefecimento poderá não estar geograficamente perto da fonte de calor residual e/ou poderá não haver capacidade de transporte necessária para absorver o calor residual. Em particular, as indústrias de grande dimensão estão frequentemente localizadas fora dos centros urbanos, onde estarão localizados a maioria dos potenciais consumidores.

- Incompatibilidade de qualidade

Sendo o nível de temperatura das fontes de calor residuais inferior ao nível de temperatura das redes urbanas de aquecimento, torna-se impossível a alimentação directa à rede. Adicionalmente, algumas fontes de calor residual têm um volume relativamente pequeno e/ou estão na forma de vapor e/ou são baseadas em radiação ou convecção e/ou contêm contaminantes. A fonte de calor residual pode ter igualmente uma ocorrência intermitente, ou seja, possuem um número limitado de horas de operação à carga máxima.

De uma forma geral, o calor residual pode ser classificado como convencional e não convencional (Schmidt, 2020).

Na primeira categoria incluem-se indústrias com elevada intensidade energética, de subsectores de indústria onde o calor residual está geralmente disponível, fácil de identificar e numa gama elevada de temperaturas. Para esses tipos de fontes de calor, a experiência de recuperação e utilização de calor residual está disponível em muitos países, com algum espaço para melhorias e oportunidade para generalizar essa prática.

A segunda categoria de calor residual inclui datacenters, bem como sistemas AVAC de edifícios (por exemplo, escritórios, hospitais, supermercados, centros comerciais).

i) Fontes convencionais de calor residual

Nos estudos de caso que a seguir se apresentam, foram consideradas instalações SGCIE, isoladas ou integradas em polígonos industriais, com necessidades de calor de processo superiores a 20 GWh/ano. Para ser considerada nos estudos de caso, a instalação com necessidades de calor de processo deve ter, nas proximidades, potenciais "clientes" para o respectivo calor residual. Nos próximos estudos de caso, o calor residual foi estimado usando a metodologia já apresentada neste relatório (ver Anexo III, Tabela 1). Por motivos de anonimato, a identificação das instalações foi omitida.

Caso de estudo H.1

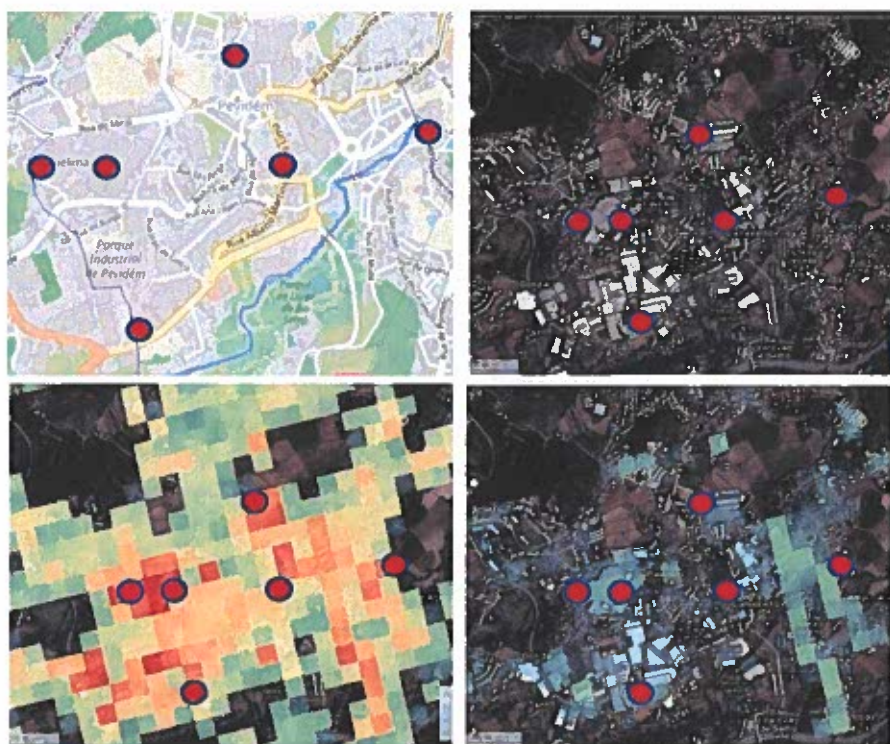


Figura 31- Instalações SGCIE no Parque Industrial de Pevidém e potenciais consumidores de calor residual nas proximidades

Na figura acima, as 6 instalações consomem 88 GWh/ano de calor de processo. Na área envolvente, com cerca de 150 ha, existe um bairro de baixa densidade populacional. Em duas dessas instalações existem 2 unidades de cogeração a gás natural, produzindo 27 GWh/ano de calor.

Tabela 3- Calor residual de processo na(s) instalação(ões) SGCIE.

Polígono industrial	Necessidade de calor de processo (GWh/year)	Calor residual estimado (GWh/year)	Unidades de cogeração disponíveis	Área (ha)	Densidade média de aquecimento MWh/(ha.yr)
Parque Industrial de Pevidém	88	25,5	2 (gás natural)	150	Residencial: 27 Não residencial: 69

Na seguinte figura é apresentada uma distribuição do calor residual estimado por gama de temperaturas.



Figura 32- Calor residual estimado para o estudo de caso 1

Caso de estudo H.2



Figura 33- Instalações SGCIE na Zona Industrial do Porto e potenciais consumidores de calor residual nas proximidades

Na Zona Industrial do Porto existem duas instalações que consomem 106 GWh/ano de calor de processo. Na envolvente existem 3 Hospitais (Hospital da Prelada, Hospital de Magalhães Lemos e Hospital Pedro Hispano), uma Universidade (Universidade do Porto-Escola de Gestão), um Centro Comercial (NorteShopping) e um bairro com elevada densidade populacional. Estas instalações estão inseridas numa área com cerca de 400 ha. Numa destas instalações está em operação uma planta de cogeração (gás natural) com 5,4 MWe de capacidade instalada.

Tabela 4- Calor residual de processo na(s) instalação(ões) SGCIE

Polígono industrial	Necessidade de calor de processo (GWh/year)	Calor residual estimado (GWh/year)	Unidades de cogeração disponíveis	Área (ha)	Densidade media de aquecimento MWh/(ha.yr)
Zona Industrial do Porto	106	10	5,4 MWe (gás natural)	400	Residencial: 95 Não residencial: 114

Na seguinte figura é apresentada uma distribuição do calor residual estimado por gama de temperaturas.



Figura 34- Calor residual estimado para o estudo de caso 2

Caso de estudo H.3

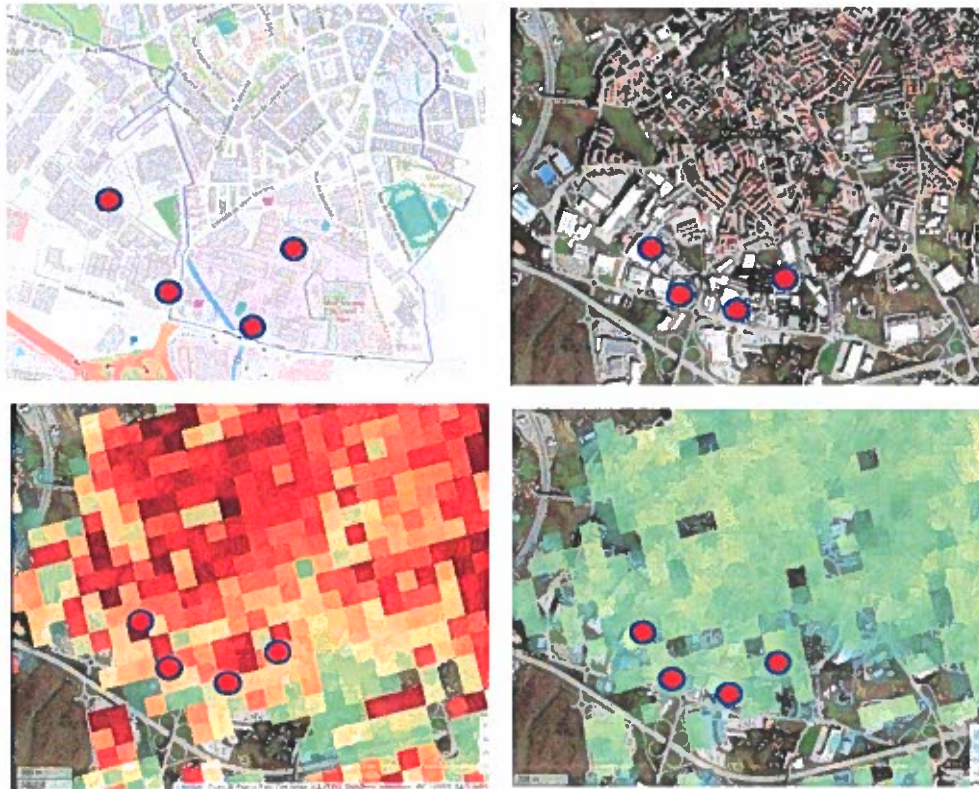


Figura 35- Instalações SGCIE na Zona Industrial de Mem Martins e potenciais consumidores de calor residual nas proximidades

Na Zona Industrial de Mem Martins há 4 instalações que consomem 19 GWh/ano de calor de processo. Na envolvente existe o Hospital da CUF Mem-Martins, um Centro Comercial e um bairro (São Carlos) com elevada densidade populacional. Estas instalações estão inseridas numa área com cerca de 150 ha. Nenhuma dessas instalações possui centrais de cogeração em operação.

Tabela 5- Calor residual de processo na(s) instalação(ões) SGCIE

Polígono industrial	Necessidade de calor de processo (GWh/year)	Calor residual estimado (GWh/year)	Unidades de cogeração disponíveis	Área (ha)	Densidade media de aquecimento MWh/(ha.yr)
Zona Industrial de Mem Martins	19	2,2	--	150	Residencial: 125 Não residencial: 131

Na seguinte figura é apresentada uma distribuição do calor residual estimado por gama de temperaturas.



Figura 36- Calor residual estimado para o estudo de caso 3

Caso de estudo H.4



Figura 37- Instalações SGCIE na Zona Industrial de Cabra Figa e potenciais consumidores de calor residual nas proximidades

Na Zona Industrial de Cabra Figa há 4 instalações que consomem 34 GWh/ano de calor de processo. Na envolvente existe um centro de saúde, 3 bairros (Bairro da Tabaqueira, Cabra Figa e Varge Mondar) com média/baixa densidade populacional. Estas instalações estão inseridas numa área com cerca de 170 ha. Nenhuma destas instalações possui centrais de cogeração em operação.

Tabela 6- Calor residual de processo na(s) instalação(ões) SGCIE

Polígono industrial	Necessidade de calor de processo (GWh/year)	Calor residual estimado (GWh/year)	Unidades de cogeração disponíveis	Área (ha)	Densidade media de aquecimento MWh/(ha.yr)
Zona Industrial de Cabra Figa	34	4,0	--	170	Residencial: 19 Não residencial: 48

Na seguinte figura é apresentada uma distribuição do calor residual estimado por gama de temperaturas.



Figura 38- Calor residual estimado para o estudo de caso

Caso de estudo H.5

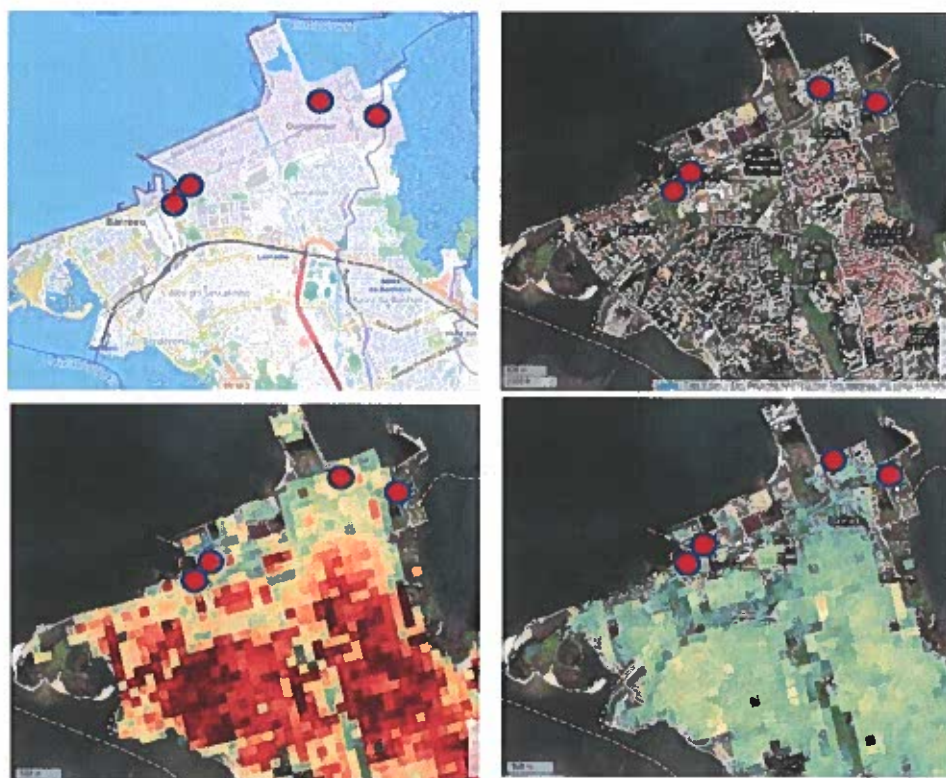


Figura 39- Instalações SGCI na Zona Industrial da Quimiparque e potenciais consumidores de calor residual nas proximidades

Na Zona Industrial da Quimiparque, há 4 instalações que consomem 368 GWh/ano de calor de processo. Na envolvente existe um bairro com média/alta densidade populacional (Lavradio e Alto do Seixalinho). Em duas dessas instalações estão instaladas centrais de cogeração, uma com 24 MWe de capacidade instalada (gás natural) e outra (gás natural/biogás) com capacidade instalada não disponível.

Tabela 7- Calor residual de processo na(s) instalação(ões) SGCI

Polígono industrial	Necessidade de calor de processo (GWh/year)	Calor residual estimado (GWh/year)	Unidades de cogeração disponíveis	Área (ha)	Densidade média de aquecimento MWh/(ha.yr)
Parque empresarial da Quimiparque	368	33	#1: 24 MWe (natural gas) #2: not disclosed capacity (biogas)	450	Residencial: 160 Não residencial: 39

Na seguinte figura é apresentada uma distribuição do calor residual estimado por gama de temperaturas.

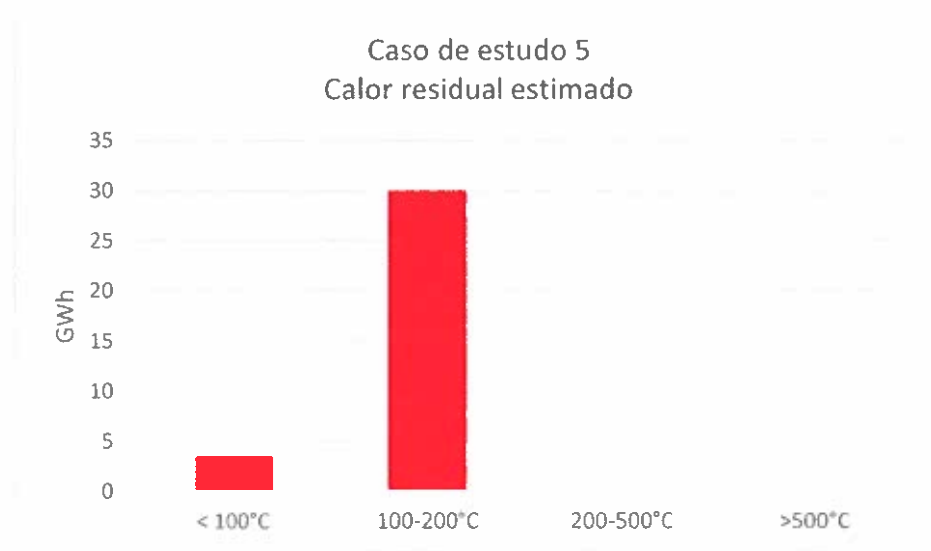


Figura 40- Calor residual estimado para o estudo de caso 5

Caso de estudo H.6

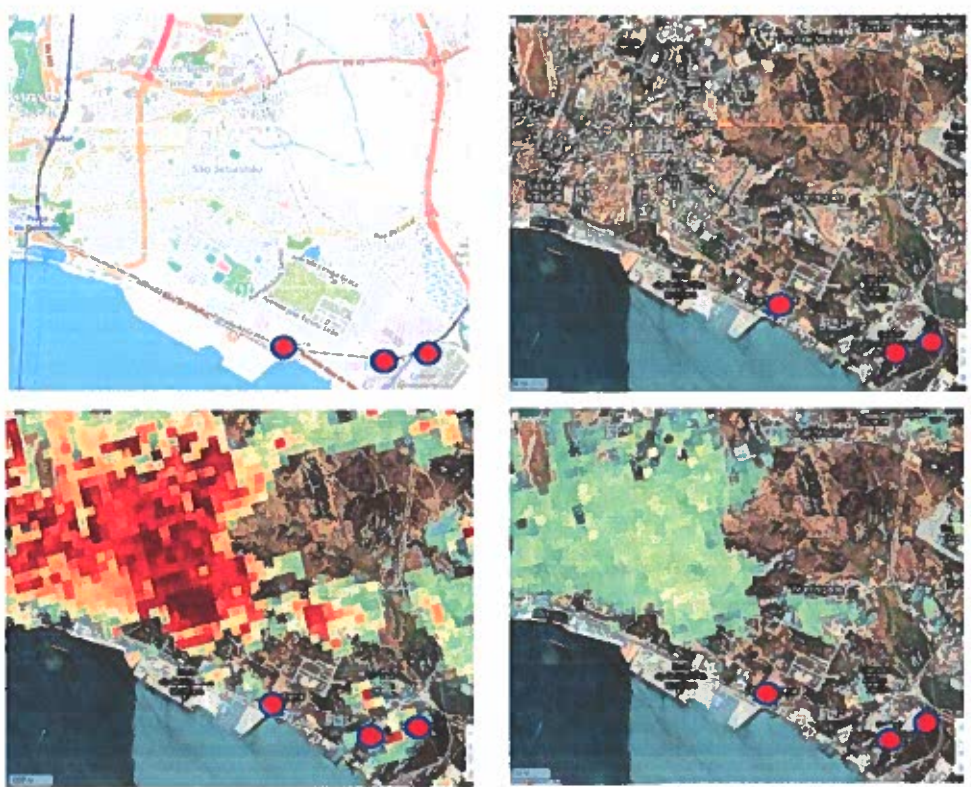


Figura 41- Instalações SGCIE na Zona Industrial de Setúbal e potenciais consumidores de calor residual nas proximidades

Na Zona Industrial de Setúbal, há 3 instalações que consomem 375 GWh/ano de calor de processo. Na envolvente existe um bairro com média/alta densidade populacional (São Sebastião, em Setúbal) e uma universidade (Instituto Politécnico de Setúbal e residências de estudantes). Em uma das unidades está em operação uma planta de cogeração com 12 MWe de

capacidade instalada. Numa segunda instalação existe outra unidade de cogeração com capacidade não disponível.

Tabela 8- Calor residual de processo na(s) instalação(ões) SGCIE

Polígono industrial	Necessidade de calor de processo (GWh/year)	Calor residual estimado (GWh/year)	Unidades de cogeração disponíveis	Área (ha)	Densidade media de aquecimento MWh/(ha.yr)
Zona industrial do porto de Setubal	372	34	#1 12 MWe (biomass) #2: not disclosed capacity (biogas)	400	Residencial: 180 Não residencial: 61

Na seguinte figura é apresentada uma distribuição do calor residual estimado por gama de temperaturas.



Figura 42- Calor residual estimado para o estudo de caso 6

Caso de estudo H.7

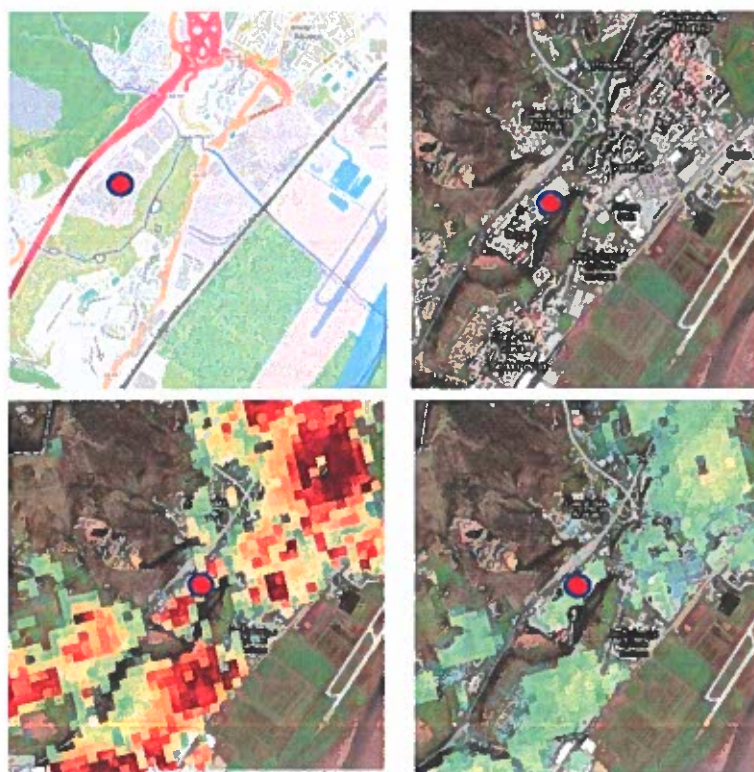


Figura 43- Instalação do SGCIE e potenciais consumidores de calor residual nas proximidades

A instalação na figura anterior não está inserida num polígono industrial, mas consome 139 GWh/ano de calor de processo. Na envolvente, numa área de cerca de 450 ha, existe um bairro de média/alta densidade populacional (Forte da Casa e Alverca do Ribatejo). Nesta unidade está em operação uma unidade de cogeração com 7,5MWe de capacidade instalada.

Tabela 9- Calor residual de processo na(s) instalação(ões) SGCIE

Polígono industrial	Necessidade de calor de processo (GWh/year)	Calor residual estimado (GWh/year)	Unidades de cogeração disponíveis	Área (ha)	Densidade media de aquecimento MWh/(ha.yr)
--	139	19,4	7,5 MWe (natural gas)	450	Residencial: 176 Não residencial: 81

Na seguinte figura é apresentada uma distribuição do calor residual estimado por gama de temperaturas.



Figura 44- Calor residual estimado para o estudo de caso 7

Caso de estudo H.8

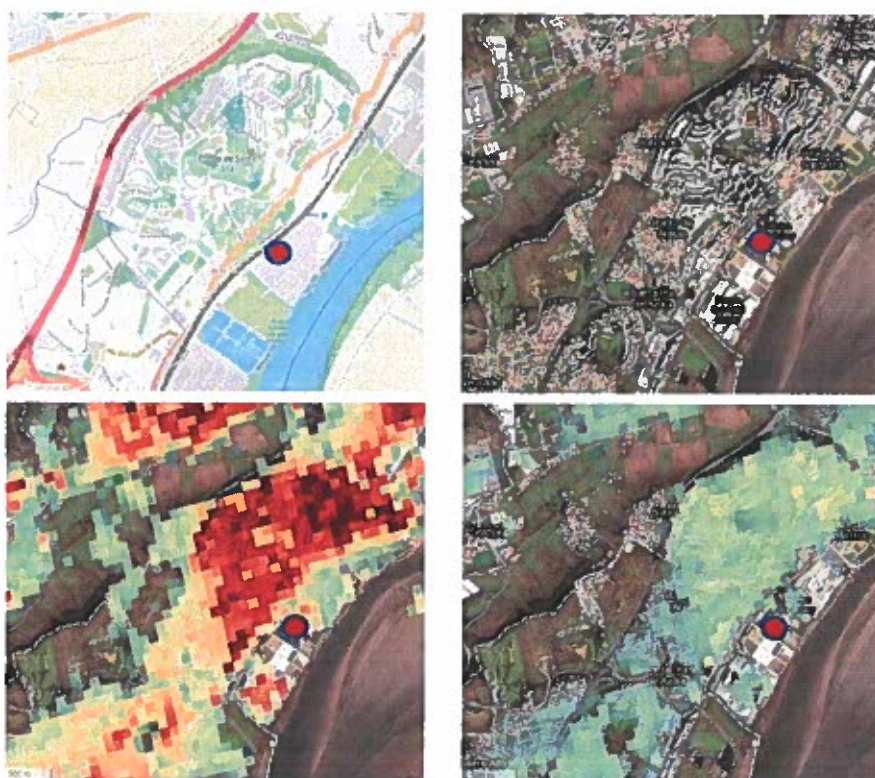


Figura 45- Instalação do SGCI e potenciais consumidores de calor residual nas proximidades

A instalação na figura anterior não está inserida num polígono industrial, mas consome 15,8 GWh/ano de calor de processo. Na envolvente existem 2 bairros com média/alta densidade populacional (Forte da Casa e Santa Iria da Azoia). Nesta instalação não existe nenhuma central de cogeração em operação.

Tabela 10- Calor residual de processo na(s) instalação(ões) SGCIE

Polígono industrial	Necessidade de calor de processo (GWh/year)	Calor residual estimado (GWh/year)	Unidades de cogeração disponíveis	Área (ha)	Densidade média de aquecimento MWh/(ha.yr)
--	15,8	1,42	--	360	Residencial: 127 Não residencial: 50

Na seguinte figura é apresentada uma distribuição do calor residual estimado por gama de temperaturas.



Figura 46- Calor residual estimado para o estudo de caso 8.

ii) Fontes não convencionais de calor residual

Foram identificadas 4 instalações SGCIE (edifícios de serviços) com necessidades anuais de frio de processo superiores a 20 GWh. Essas instalações estão integradas em aglomerados com elevada densidade populacional, produzindo duas destas instalações água fria por meio de unidades de trigeração, apoiadas por unidades chillers de compressão, produzindo as outras duas instalações água fria através de unidades chillers de compressão.

Caso de estudo C.1

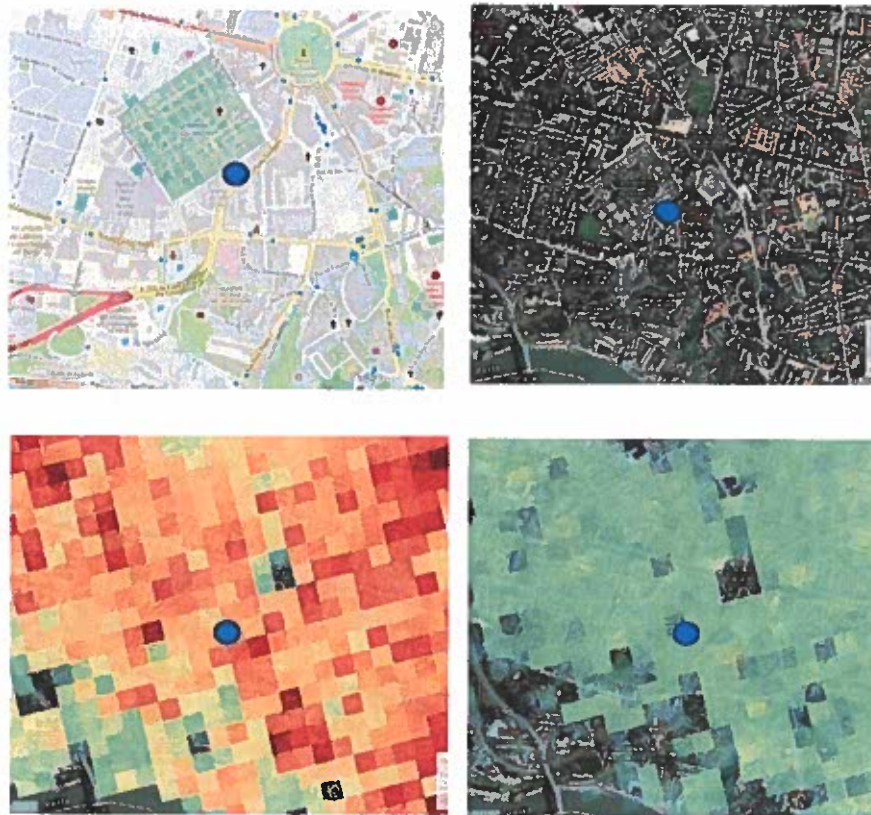


Figura 47- Instalação do SGCIE e potenciais consumidores de calor residual nas proximidades.

A instalação indicada na figura anterior consome 39 GWh/ano de água fria, que é produzida através de chillers de compressão com 1,8MWt de capacidade instalada. Esta instalação tem nas proximidades uma universidade (Faculdade de Letras da Universidade do Porto), um centro comercial (Shopping Cidade do Porto) e um bairro (Bairro do Bom Sucesso e Cedofeita) com 120 MWh/ha.ano de densidade média de necessidades de aquecimento.

Caso de estudo C.2

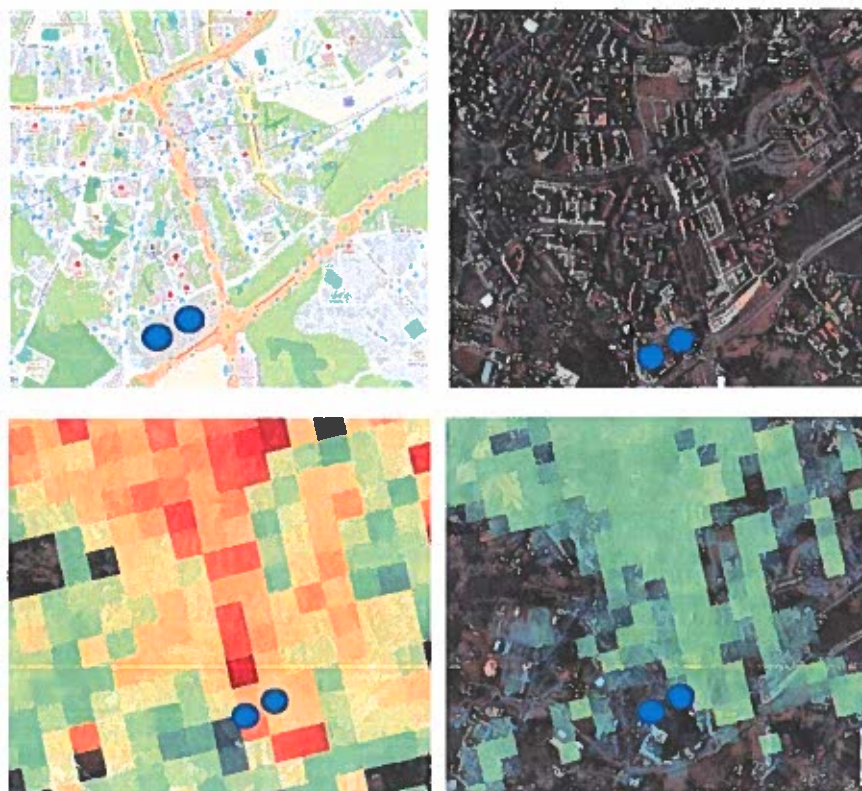


Figura 48- Instalações do SGIE e potenciais consumidores de calor residual nas proximidades.

Na figura acima, as duas instalações consomem 27 GWh/ano de frio, sendo que uma destas instalações produz água fria através de uma unidade de trigerção complementada por unidades chillers de compressão. Na vizinhança destas instalações, numa área de 70 ha, estão localizados vários edifícios de serviços (Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Viseu, uma residência sénior, Hospital CUF Viseu e Centro Hospitalar Tondela-Viseu) e um bairro com densidade média de aquecimento de 140 MWh/ha.ano.

Caso de estudo C.3



Figura 49- Instalação do SGCIE e potenciais consumidores de calor residual nas proximidades

Na figura acima, uma instalação (edifício de serviços) consome 30 GWh/ano de frio, produzidos em unidades chiller de compressão com 9,2 MWt de capacidade instalada. A instalação está inserida na freguesia lisboeta das Avenidas Novas, numa área inferior a 100 ha que apresenta elevada densidade populacional com uma densidade média de aquecimento de 370 MWh/ha.yr, estando localizados nas proximidades outros edifícios de serviços, como hotéis e o Estabelecimento prisional de Lisboa.

Caso de estudo C.4



Figura 50- Instalação do SGCIE e potenciais consumidores de calor residual nas proximidades

Na figura acima, uma instalação (edifício de serviços) consome 23 GWh/ano de frio, produzido através de uma unidade de trigeriação complementada por unidades chiller de compressão. A instalação está inserida na freguesia lisboeta de São Domingos de Benfica, numa área inferior a 120 ha que apresenta elevada densidade populacional com uma densidade média de aquecimento de 280 MWh/ha.yr, estando localizados nas proximidades outros edifícios de serviços, como o Hospital da Luz e o Colégio Militar.

5. As infraestruturas de aquecimento e arrefecimento urbano existentes e projetadas

Existe apenas uma infraestrutura de aquecimento e arrefecimento urbano a operar em Portugal, que se encontra localizada na freguesia lisboeta de Parque das Nações. Esta infraestrutura está em operação desde 1997 e está equipada com um grupo turbo-alternador constituído por uma turbina a gás TUMA Turbomach e um alternador ABB, com potência elétrica nominal de 4,7 MWe. O vapor produzido é utilizado para accionar 2 chillers de absorção de dupla ação com brometo de lítio e a água quente é produzida através de 2 permutadores de calor de tubos concêntricos e um permutador de placas. A central térmica possui ainda 4 chillers de compressão e uma caldeira auxiliar a vapor, com potência térmica nominal de 15 MWt.

A energia térmica produzida na central é distribuída pelos 150 edifícios e 4000 clientes, dispersos numa área de 330 hectares (densidade média de aquecimento de 174MWh/ha.ano), utilizando uma rede de distribuição com 21 km de extensão, composta por 4 tubos para 2 circuitos primários de água (água quente e água fria). Os principais troços da rede, nomeadamente os tubos de transmissão, estão instalados em galerias técnicas construídas em betão armado. Apesar do aumento do investimento em relação a uma solução convencional, a opção pela galeria técnica é em grande parte compensada pela simplicidade com que são realizadas as operações de manutenção e reparação das tubagens. A restante rede de distribuição está enterrada no solo.

As subestações de transferência de energia, localizadas nos edifícios que utilizam este serviço público, estão equipadas com permutadores de calor de placas compactas, sendo estas unidades a interface entre a rede primária da infraestrutura urbana de aquecimento e arrefecimento e o circuito secundário de água dos clientes. O número de permutadores depende da potência térmica instalada em cada ponto de entrega, com algumas subestações tendo 3 ou mais permutadores de calor no circuito de água fria. Além dos permutadores, as subestações também contam com sistemas de controle de temperatura e caudal, para além de contadores de energia.

Em 2017, esta infraestrutura de aquecimento e arrefecimento urbano vendeu 65 GWh de água fria e 40 GWh de água quente. De acordo com o Relatório de Actividades e Contas da operadora da infraestrutura de aquecimento e arrefecimento urbano referente ao ano 2015, a receita foi de 13M €, o que corresponde a uma tarifa média de cerca de 124 €/MWh. À electricidade produzida na unidade de cogeração é aplicada uma tarifa de referência de 90-95 €/MWh, no âmbito do Decreto-Lei 23/2010, que terminará em fevereiro de 2023. Adicionalmente, com a publicação do OE 2021, será aplicada uma penalização crescente à isenção do ISP aplicado ao gás natural consumido em centrais de cogeração, o que penalizará as unidades de cogeração alimentadas por energia fóssil, como será o caso da unidade acima descrita.

De acordo com a operadora da infraestrutura de aquecimento e arrefecimento urbano, desde 1997 foram realizados investimentos na ordem dos 85M €.

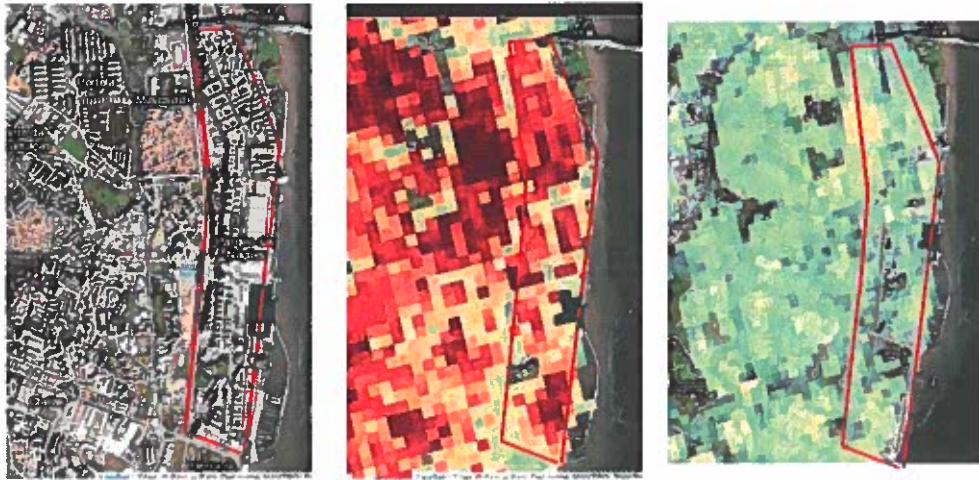


Figura 51- Panorâmica da área abrangida pela infraestrutura de calor e frio urbano.

6. Conclusões

A análise bottom-top efectuada neste estudo foi possível devido à base de dados constituída ao longo dos anos em resultado de um regulamento que está em vigor desde 2008 e que obriga as instalações industriais com consumo anual de energia superior a 500 tep a realizar auditorias energéticas periódicas e a implementar medidas para o uso racional de energia e à monitorização e reporte periódico de indicadores que atestem a evolução da eficiência de suas instalações.

Foram identificadas 12 instalações ou polígonos industriais com necessidades térmicas superiores ou próximas de 20 GWh/ano. Para as 8 instalações com fontes convencionais de calor residual foi possível estimar que cerca de 84% do calor residual, correspondente a 108 GWh/ano, se encontra na gama de temperaturas de 100-200°C. No entanto, nenhuma dessas 8 instalações estão localizadas em áreas com densidades médias de necessidades de aquecimento superiores a 318 MWh/ano, o limite a partir do qual se considera a viabilidade económica de uma infraestrutura de aquecimento e arrefecimento urbano (District Heating and Cooling Potential in Portugal (DEIR Studies 003, 2021) página 23). Adicionalmente, as instalações estão localizadas em áreas onde o parque habitacional é de construção antiga e com baixa qualidade térmica. Existem ainda barreiras adicionais à viabilidade económica das infraestruturas de aquecimento e arrefecimento urbano, algumas das quais já identificadas (District Heating and Cooling Potential in Portugal (DEIR Studies 003, 2021), página 40), como a necessidade de continuar a melhorar internamente o aproveitamento do calor residual, a baixa capacidade de investimento, o desconhecimento dos gestores das instalações em relação ao valor do calor residual, eventuais barreiras regulatórias e uma sensação de perda de controle, por parte da gestão das instalações, relativamente ao calor que é produzido para a instalação e como essa perda de controlo poderá afetar o processo produtivo da instalação. Algumas destas barreiras parecem evidentes quando se identificam, nos mesmos polígonos industriais, 2 unidades de cogeração pertencentes a instalações diferentes (estudos de caso H.1, H.5 e H.6), mas também quando, no mesmo polígono industrial (estudo de caso H.3), se identificam diversas instalações com necessidades de calor de processo que poderiam beneficiar da partilha de uma central térmica de produção, o que poderia eventualmente ser mais eficiente do que a utilização de centrais térmicas descentralizadas de menor dimensão. Assim, após esgotadas as melhorias internas para aproveitamento do calor do processo, seria recomendável às instalações num mesmo polígono industrial a procura por sinergias potenciais com instalações vizinhas, o que poderia eventualmente ser incentivado por meio de estruturas regulatórias, como é o caso do Decreto-Lei 162/2019 que regulamenta as Comunidades de Energia Renovável.

Das 4 instalações com fontes de calor residual não convencionais analisadas nos estudos de caso, 2 produzem a sua água fria a partir de chillers de compressão e as restantes 2, embora tenham instaladas unidades de trigerção, complementam a produção de água fria através de chillers de compressão. A temperatura do calor dissipado nos chillers de compressão será inferior a 70°C, pelo que, assumindo que todas as medidas de eficiência energética tenham sido implementadas internamente, qualquer solução para utilizar o calor residual destas instalações numa infraestrutura de aquecimento e arrefecimento urbano envolveria a utilização de bombas de calor (para a estação de aquecimento) e eventualmente, chillers de absorção (para a estação de arrefecimento), uma vez que os sistemas de absorção típicos requerem 65-80 °C para tecnologia de adsorção (Schmidt, 2020). As bombas de calor podem utilizar fontes de calor residual a baixas temperaturas (inferior a 45 °C) na rede de aquecimento urbano, minimizando as perdas de calor. Adicionalmente, ao funcionarem quando a produção de energia renovável é

alta, estes equipamentos podem ainda facilitar a integração de energia renovável nas redes de distribuição de eletricidade. As 4 instalações identificadas nestes estudos de caso relativos a fontes não convencionais de calor residual estão localizadas em áreas urbanas com elevada densidade populacional e as densidades médias de aquecimento nos estudos de caso C.3 e C.4 situam-se perto do limite de 318 MWh/ha.ano, considerados para efeitos de viabilização económica de uma rede urbana de aquecimento e arrefecimento.

Com o aumento da penetração da energia elétrica proveniente de fontes renováveis e com os objetivos de descarbonização previstos no Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030, espera-se uma mudança ao nível da produção de energia a partir de unidades de cogeração alimentadas por energia fóssil para outras soluções que utilizem maioritariamente gases de origem renovável. Actualmente, 44% da fonte de energia das centrais de cogeração provém da biomassa, embora 98% deste consumo esteja no subsector da Fabricação de pasta, papel e cartão, e prevê-se que essa fracção cresça, nomeadamente na fracção de gases renováveis que hoje é residual.

Portugal tem um clima ameno, nomeadamente na costa litoral oeste, onde se localizam as fontes de calor residual, pelo que qualquer infraestrutura urbana que tenha como propósito o aproveitamento urbano de calor residual deverá ter em conta não apenas o aquecimento mas também o arrefecimento urbano, o que implicará a eventual instalação de chillers de absorção e/ou instalação de chillers de compressão, o que aumentará o custo de investimento, mas também a utilização da infraestrutura ao longo de todo o ano.

As novas construções ou remodelações de polígonos industriais devem prever nos respectivos projetos de infraestrutura a produção centralizada de fontes térmicas e respectiva distribuição.

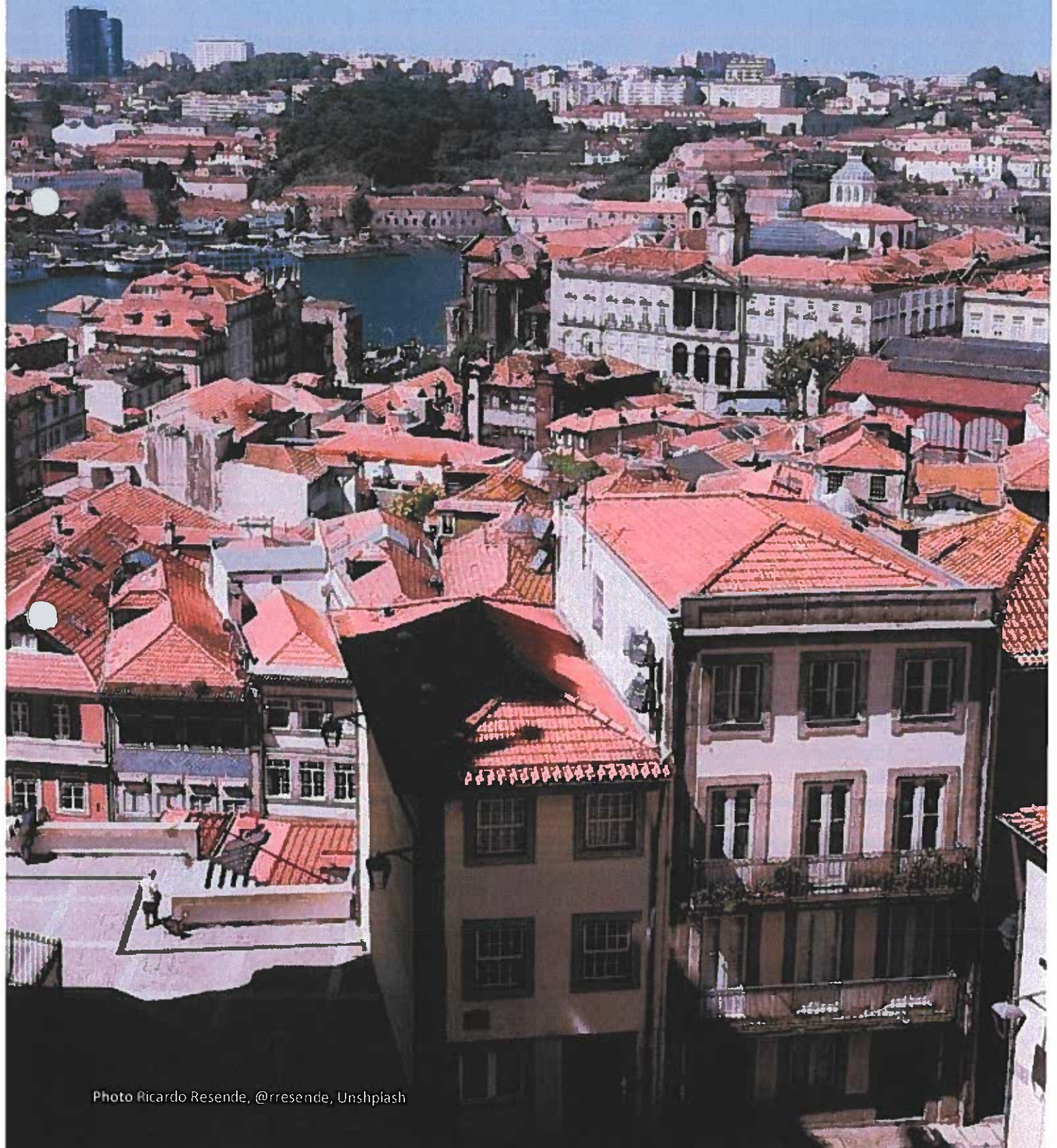
Em Portugal existe apenas uma infraestrutura de aquecimento e arrefecimento urbano que, apesar de servir um bairro com densidade média de aquecimento inferior ao limiar em termos de viabilidade económica, foi concebida de raiz com o propósito de fornecer água fria e água quente a um novo conjunto de edificações com características térmicas diferenciadoras pelo que será difícil extrapolar essa realidade para outras zonas do país. A urbanização Alta de Lisboa, que está a ser construída de raiz na freguesia do Lumiar, tem uma densidade média de aquecimento de 340 MWh/ha.ano e que poderia eventualmente ter incluído no plano de urbanização um estudo de viabilidade para uma infraestrutura de aquecimento e arrefecimento. Embora este bairro não tenha nas proximidades nenhuma fonte de calor residual, o plano de urbanização municipal poderia ter previsto a instalação de edifícios com fontes potenciais de calor residual, como as mencionadas nos estudos de caso C.3 e C.4. Contudo, no futuro, com a entrada em vigor dos novos requisitos térmicos aplicados a edifícios no âmbito da transposição da Directiva nº 2018/844/EU, relativa ao Desempenho Energético dos Edifícios (EPBD, na sigla em inglês), é expectável que os novos edifícios construídos tenham necessidades térmicas quase nulas para aquecimento e arrefecimento, reduzindo a viabilidade de eventuais infraestruturas de aquecimento e arrefecimento.

Uma imagem mais precisa dessa abordagem bottom-top envolverá a expansão do número de instalações abrangidas pelo SGCIE, o que se espera que aconteça em futuras revisões deste regulamento. Um contributo adicional para uma edição futura deste relatório seria conseguir a georreferenciação de outras fontes potenciais de calor residual, como torres de arrefecimento, condensadores evaporativos, sistemas de arrefecimento de unidades de cogeração conforme previsto no artigo 5º da Lei 52/2018 para prevenção e controle da doença do legionário.

7. Referências

- DGEG (2016). *Estudo do Potencial de Cogeração de Elevada Eficiência em Portugal* (in Portuguese). Instituto de Sistemas e Robótica, Universidade de Coimbra, 20 de dezembro de 2016. Submitted to the European Commission as required by Article 14/1 of Directive 2012/27/EU (Energy Efficiency Directive).
- DGEG (2021). *Assessment of District Heating and Cooling Potential in Portugal*. DEIR Studies on the Portuguese Energy System 003. Directorate-General for Energy and Geology, Division of Research and Renewables, Lisbon, Portugal. January 2021. 50 pp.
- DGEG (2021). *Cogeneration Outlook for Portugal*. DEIR Studies on the Portuguese Energy System 004. Directorate-General for Energy and Geology, Division of Research and Renewables, Lisbon, Portugal. January 2021. 35 pp.
- DGEG (2020). *Energy consumption in Portugal*. Online information regularly updated by the Directorate-General for Energy and Geology, Lisbon, Portugal.
Disponível em [Balancos Energéticos Nacionais \(dgeg.gov.pt\)](https://dgeg.gov.pt/balancos-energeticos-nacionais)
- Schmidt, R.-R., Geyer, R., Lucas, P. (2020) The barriers to waste heat recovery-and how to overcome them?
Disponível em ec.europa.eu/futurium/en/system/files/ged/20200625_discussion_paper_v2_final.pdf
- Boer, R. (2020). *Strengthening Industrial Heat Pump Innovation - Decarbonizing Industrial Heat*
Disponível em [2020-07-10-whitepaper-ihp-a4.pdf \(sintef.no\)](https://www.sintef.no/publications/2020-07-10-whitepaper-ihp-a4.pdf)

Assessment of
District **Heating** and **Cooling**
Potential in Portugal



2. Introduction

This study is a new assessment of the potential of district heating and cooling systems (DHC) in mainland Portugal, relying heavily on GIS-based tools that very recently become available, namely the HoTMAPS Toolbox product of the Horizon 2020 Project “HoTMAPS”, hereafter referred simply as “Toolbox”.

The main objective of this Project (HoTMAPS, 2016) was the preparation of an open source heating and cooling mapping and planning toolbox, pre-loaded with default data for EU28 at national and local level. These targets users of these data and tool were public authorities (like DGEG) that seek to identify, analyse, model and map resources and solutions to supply energy needs within their territory of responsibility. The Project started in October 2016 and lasted four years, meaning that the final, validated toolbox, has only become available shortly before the time of writing.

The Toolbox was developed together with seven European pilot areas that have been successfully testing it, to develop their heating and cooling strategies: Aalborg (Denmark), Bistrita (Romania), Frankfurt (Germany), Geneva (Switzerland), Kerry County (Ireland), Milton Keynes (UK) and San Sebastián (Spain).

A typical screenshot of the Toolbox is provided in **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** It is described in detail at the publications of the Project (HoTMAPS, 2019), but hereafter a brief overview is provided.

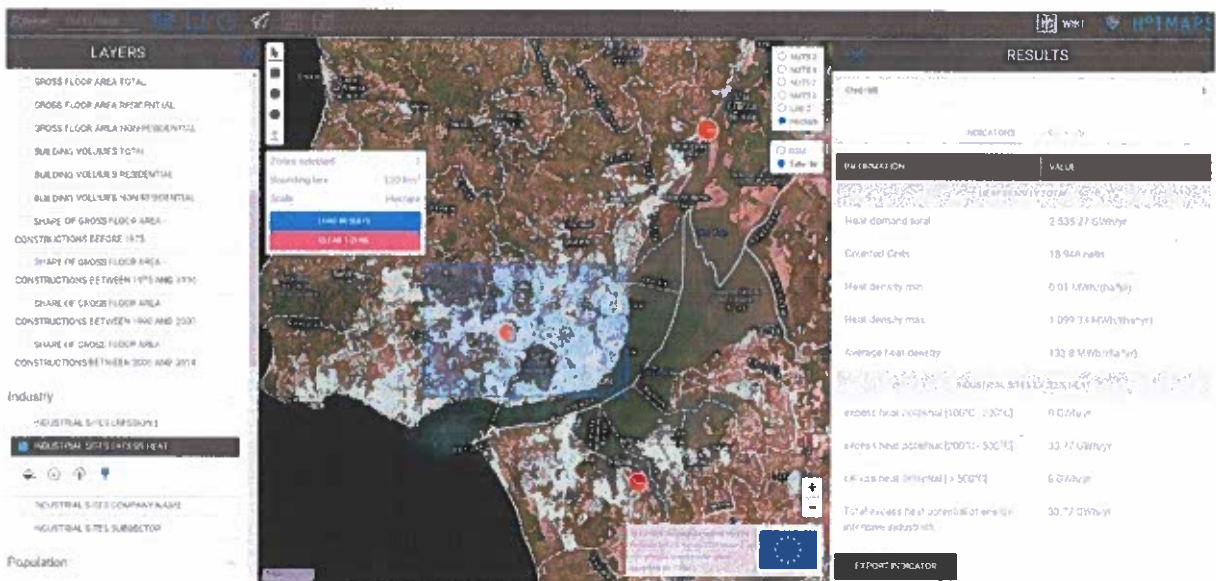


Figure 10- Screenshot of the HoTMAPS toolbox in a typical situation of data analysis.

In practice the Toolbox is accessed via an online GIS (HoTMAPS, 2020). The GIS is loaded with data sets (layers) with resolution from NUTS 0 (country) to LAU 2 (“freguesia” in Portugal) and even down to hectare (1 ha = 0,01 km²). Default data is available for the entire EU28 and Switzerland. The information provided includes: building stock, including details of residential / non-residential, period of construction, floor areas and volumes; space heating, cooling and domestic hot water demand; climate context, including temperature, heating and cooling degree-days; main industrial sites; excess heat availability by temperature range for energy intensive industrial processes; data and potential of



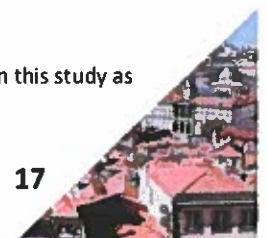
several renewable energy sources; hourly load profiles; and technical and economic characteristics of several technologies for heat production. Close analysis of the data revealed that some of the information is outdated: some industrial sites are by now deactivated, such as ammonia and steel fabrication facilities. Because the construction periods of the Toolbox – before 1975, 1975-1990, 1991-2000 and after 2000 – are not well aligned with the stages of Portuguese thermal regulations for buildings – 1990; 2006; 2013; 2020. Indeed post-2007 and especially post-2014 buildings are much more efficient than those built under previous regulations, which means that the data is very likely overestimated. However, it is remarked that the Toolbox has features that can compensate these problems, including allowing additions to the database, scaling of the heat demand, and energy savings factors. The values for appropriate scaling can be estimated with a calculation module of the Toolbox itself.

The Toolbox also contains a set of calculation modules: heat density; detection of district heating potential according to demand thresholds; economic assessment of district heating viability; demand projection; heat load profiles; excess heat transport potential; proposed layout of district heating transport and distribution networks, and district heating dispatch considering several cogeneration and renewable heat supply options. The calculation modules support numerous user-defined parameters, such as energy thresholds, energy prices, financial assumptions, trends, etc., that allow a sophisticated analysis of district heating (DH) technical and economic potential. The tools for district cooling (DC) are not so sophisticated, nevertheless very useful.

With this Toolbox the assessment of DHC potential can be perfected, in particular at the following aspects: performing more exhaustive and detailed surveys of the territory than before; estimation of DHC distribution costs, with consequences for economic viability assessments; identifying opportunities for using very low-cost heat (e.g. natural geothermal and waste heat).

It is expected that this work will be of practical interest for DHC promoters and investors as well as for energy planning at municipality level. This work is also conceived as a contribution to the reporting obligations of Portugal¹ under the Article 14(1) of the Directive 2012/27/EU, known as Energy Efficiency Directive (EED, 2012), amended in 2018 by Directive 2018/2002/EU, as part of the 'Clean energy for all Europeans package': contributions of this study are summarized at Annex I.

¹ Meaning mainland Portugal; the autonomous regions of Madeira Islands and Azores Islands are not covered in this study as they handle their own obligations in respect to EU Directives.



3. Data

3.1. Building stock

Hereafter we provide an overview of the features of the mainland Portugal building stock that are more relevant for the objectives of this study. As can be appreciated in Figure 11, the population distribution in is rather inhomogeneous (INE, 2012). It concentrates mostly along the western coast, roughly between latitudes 41.9 °N (border with Spain) to 38.5 °N (Setúbal region), and along the southern Coast, roughly between longitudes 8.7 °W and 7.5 °W (touristic zone of the Algarve region). There are major metropolitan areas centered at the two largest cities, Lisbon and Porto. Then, apart from some middle size cities, the rest of the country has a low population density.

Naturally, the distribution of buildings displays a similar pattern, see Figure 12- for the case of residential buildings. Much more detailed data and analysis that support this point are provided by Statistics Portugal (INE, 2019).

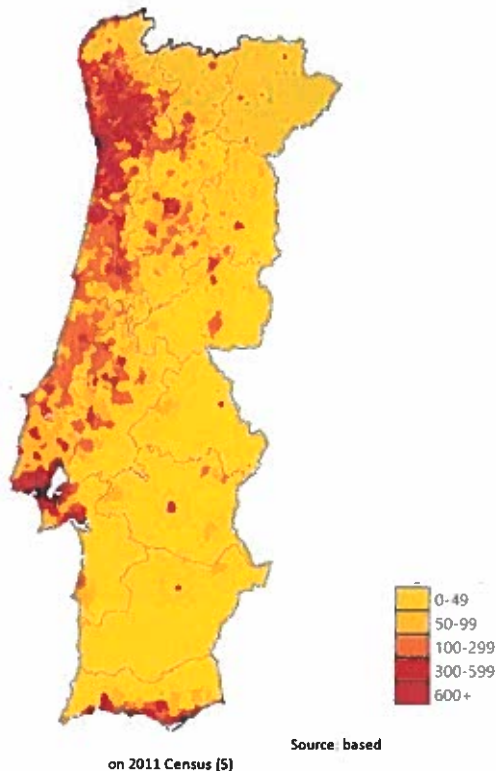


Figure 11 - Population density in Portugal, by LAU 2 (persons/km²).

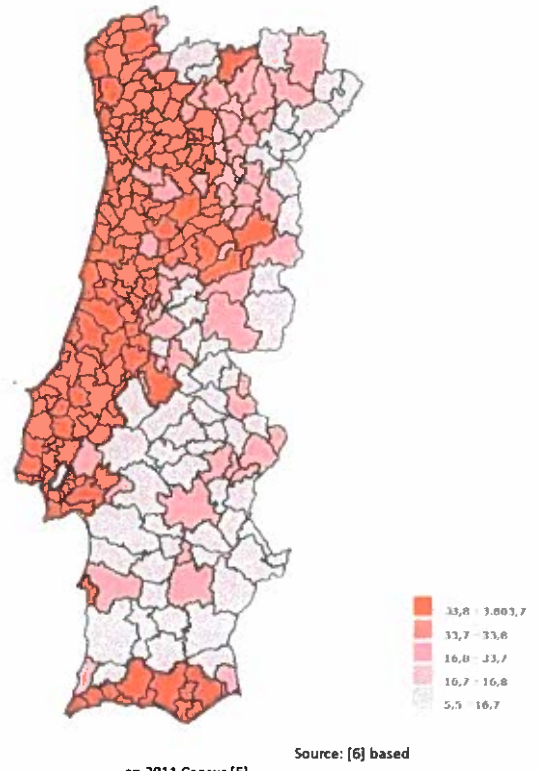


Figure 12-Residential buildings' density in Portugal, by municipality (dwellings/km²).

For assessing district heating and cooling (HC) potential, data at the municipality level or even LAU 2 level ("freguesia") is not enough, the spatial resolution must be higher. This is achieved in HoTMAPS via image processing of the territory. The Toolbox provides not only building floor areas but also building volumes, which is an even better type of input data to estimate HC needs. An example of these data is provided in



Figure 13 for the mid-size city of Évora. Data for residential and non-residential buildings is provided – this is a very important feature, since dwellings require mostly heating, whereas services buildings in general require much more cooling than heating.

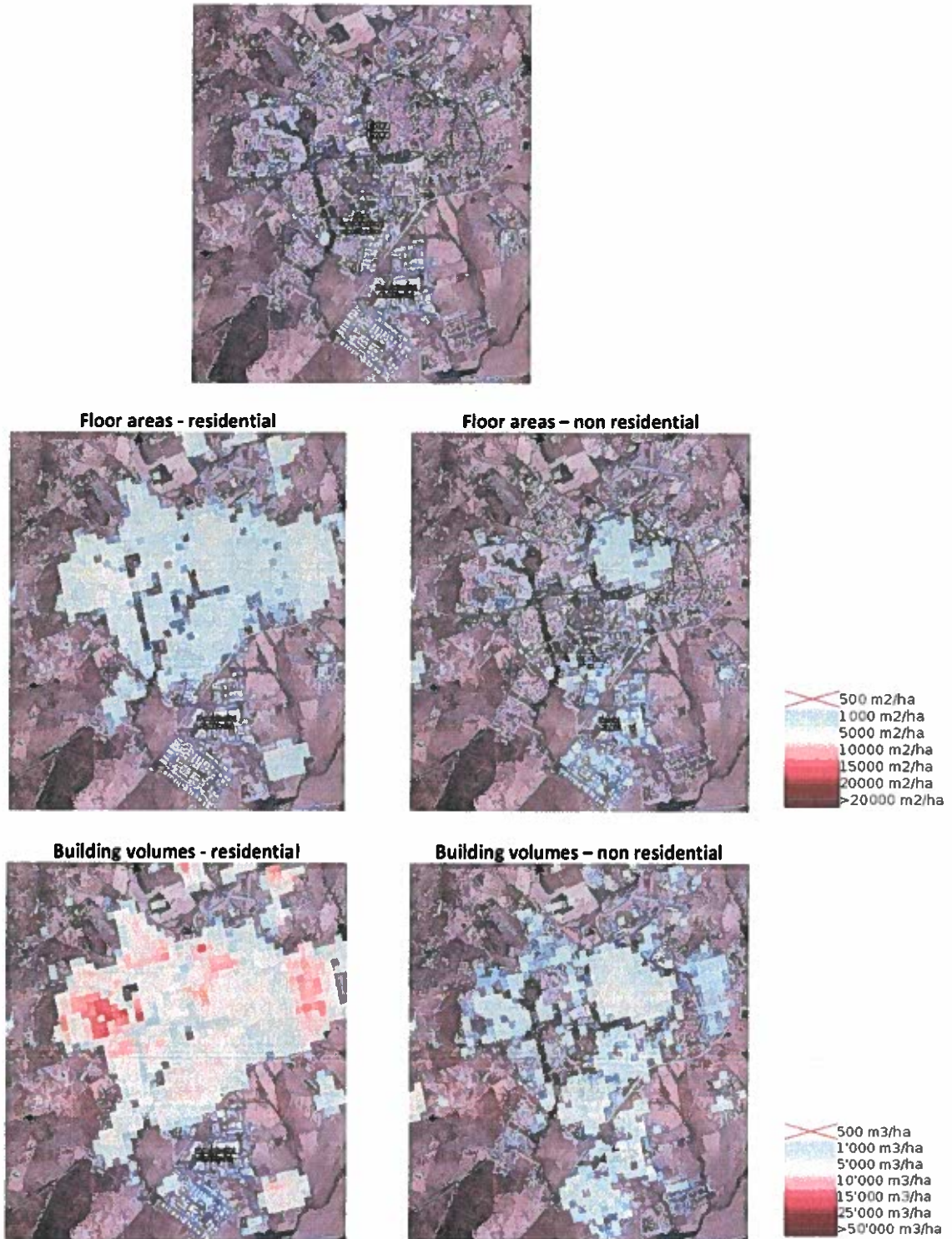


Figure 13- Case study of assignment of building floor area and volumes, city of Évora.

The construction period is also provided, see Figure 15 , again for the case of the city of Évora.



It can be appreciated that indeed a basically correct distinction is made between: older buildings at the historical core, built before 1975; a first spur of construction of new residences after 1975, bordering the historical nucleus, still with almost no thermal requirements; a second spur of construction of suburban dwellings up to 2000, further away from the centre, already under some requirements for insulation set by the 1990 building code; and a third expansion phase featuring new suburbs as well as large commercial and industrial buildings areas, built partially under the more strict 2006 building code, but even before that, already using better practices regarding thermal efficiency.

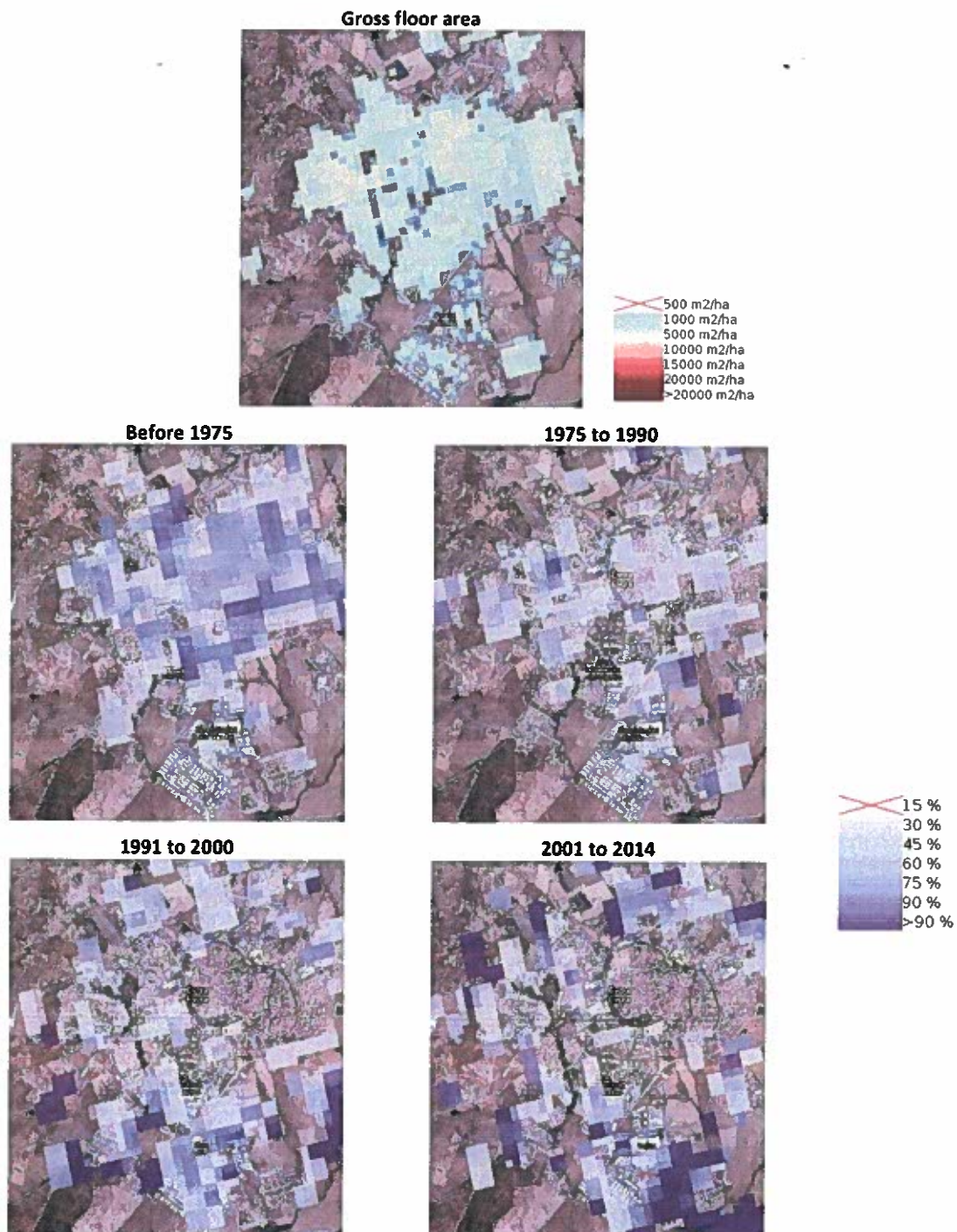


Figure 14 – Case study of assignment of shares of construction period to gross floor areas, city of Évora.



Regarding DH and DC potentials, it is especially important to analyse the most densely built areas. Figure 15 shows the estimated building volumes for these zones; for the especially interesting case of Lisbon metropolitan area, the data separated by residential and non-residential type can be analysed at Figure 16 .

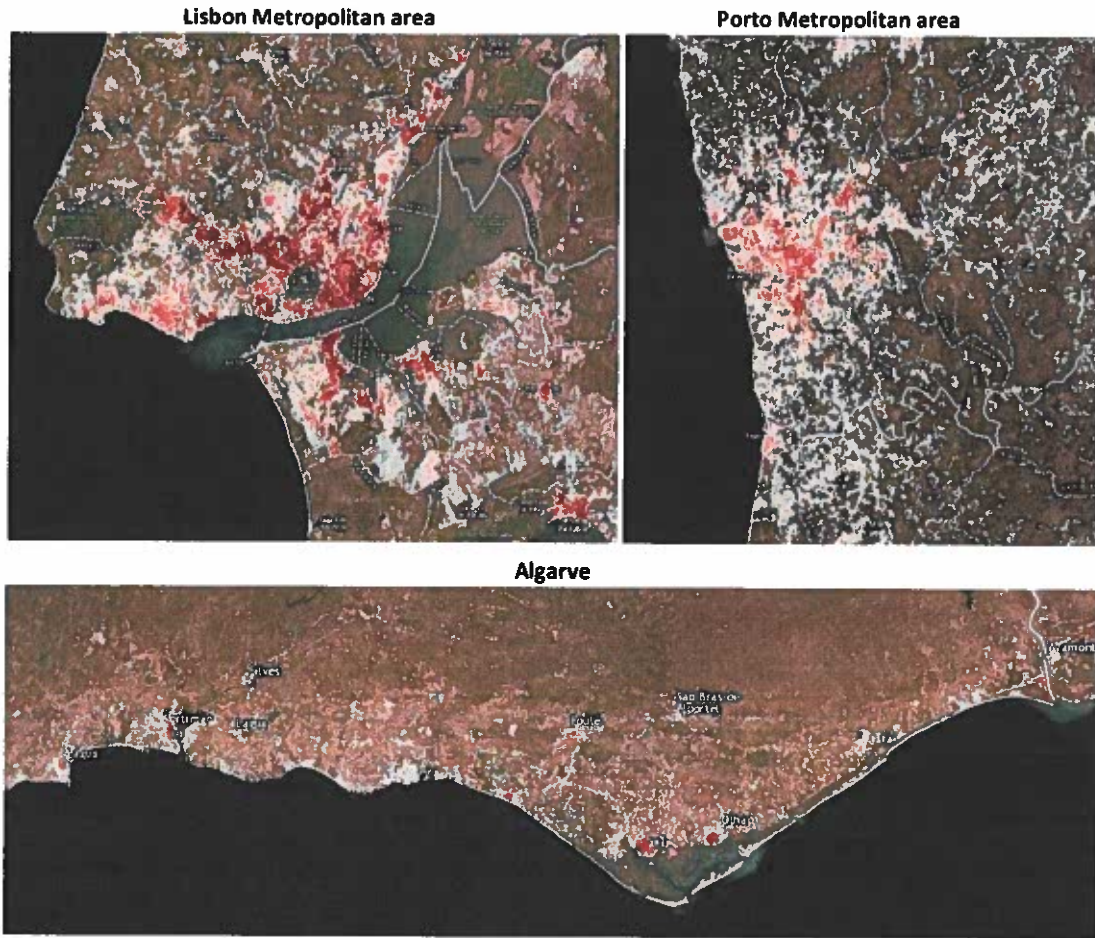


Figure 15 - Building volumes for the three zones with the highest density of construction.

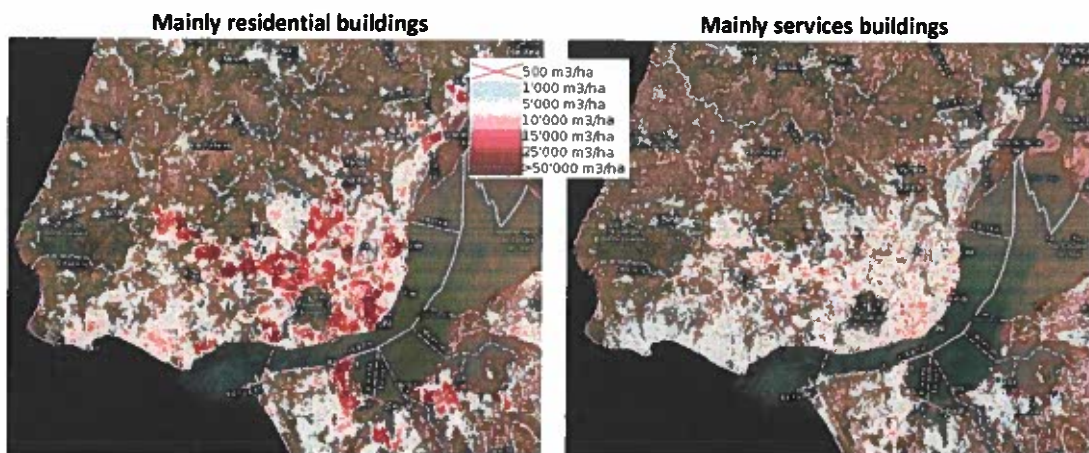


Figure 16 - Building volumes by type, Lisbon zone.

It is remarked that the last construction period provided ends in 2014, which is about when a new building code was published (SCE, 2013). Thus from 2014 up to now, new buildings have quite high



energy efficiency standards; residences in particular require only occasional heating and almost no cooling, for the areas depicted.

As it will be discussed later on, a correction can be made for this effect, as well as for taking into account renovated and demolished buildings.

3.2. Climate

The climate of mainland Portugal is mild in comparison with average EU conditions. Figure 17 displays the average annual temperature, ranging from 10.9 °C to 21.9 °C. The mainland territorial average is 17.2 °C, the highest at mainland EU, at country level. It is especially remarkable that it displays less seasonal and geographical extremes than other countries, including neighbouring Spain as well as than countries considered to also have a Mediterranean climate, such as Italy and Greece. At country level, only the island states of Malta and Cyprus have higher average temperatures and lower extremes.



Source: HoTMAPS toolbox.

Figure 17 - Average annual temperature in Europe.

The yearly accumulated heating degree days (HDD) and cooling degree days (CDD) are a proxy for heating and cooling needs of buildings. Further, they can be used for a statistically adequate computation of these needs in combination with the built volumes, period of construction and type of building. The degree days data are depicted in Figure 18 18.



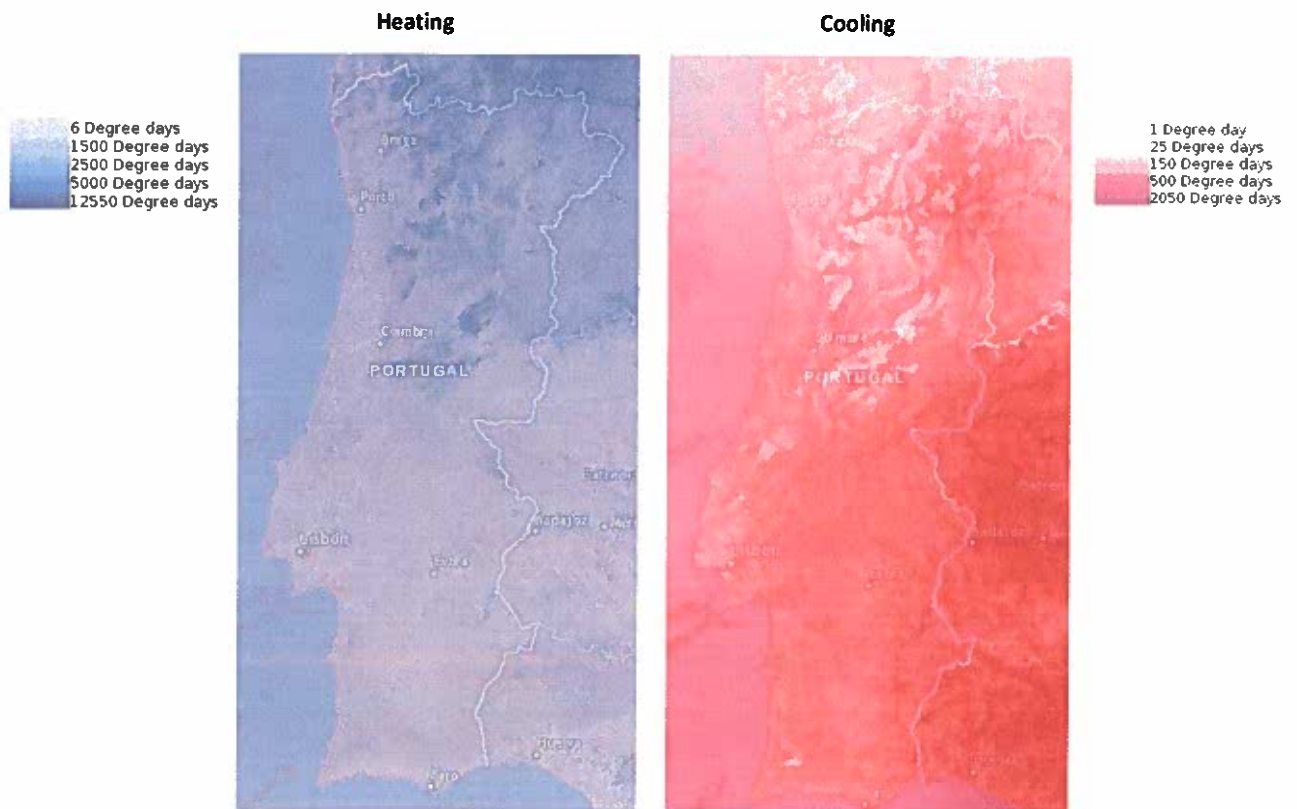


Figure 18 - Heating and cooling degree days.

The HDD range from 436 °C to 3413 °C, with an average of 1340 °C. Inspection of Figure 18 shows that the highest HDD relate to the mountainous zones of the interior centre and of the northwest, therefore those with a more continental climate.

Regarding cooling needs, the CDD range from 2 °C to 431 °C, with an average of 170 °C. The highest CDD appear mostly at southwest zones, especially those closer to the border with Spain. In a large part because of the mitigating effect of the ocean, the coastal zones of highest population and building densities have low CDD.

In summary, the climate is generally mild, and even more so at the coastal areas that have highest building density and thus relevance to a search for district heating and cooling potential.



3.3. Heating needs

Based on the previously discussed data, the HoTMAPS toolbox provides estimates of HC needs of the building stock, around 2014. Figure 19 shows some sample data for the city of Setúbal (ca. 90 000 inhabitants) and the surrounding industrial and commercial areas. It is confirmed that the various residential and non-residential areas in most cases are well identified at the data provided by the Toolbox. However, close analysis shows that the Toolbox often assigns heating and cooling needs to industrial buildings and warehouses, which are in fact not climatized except maybe for small offices inside the facilities.

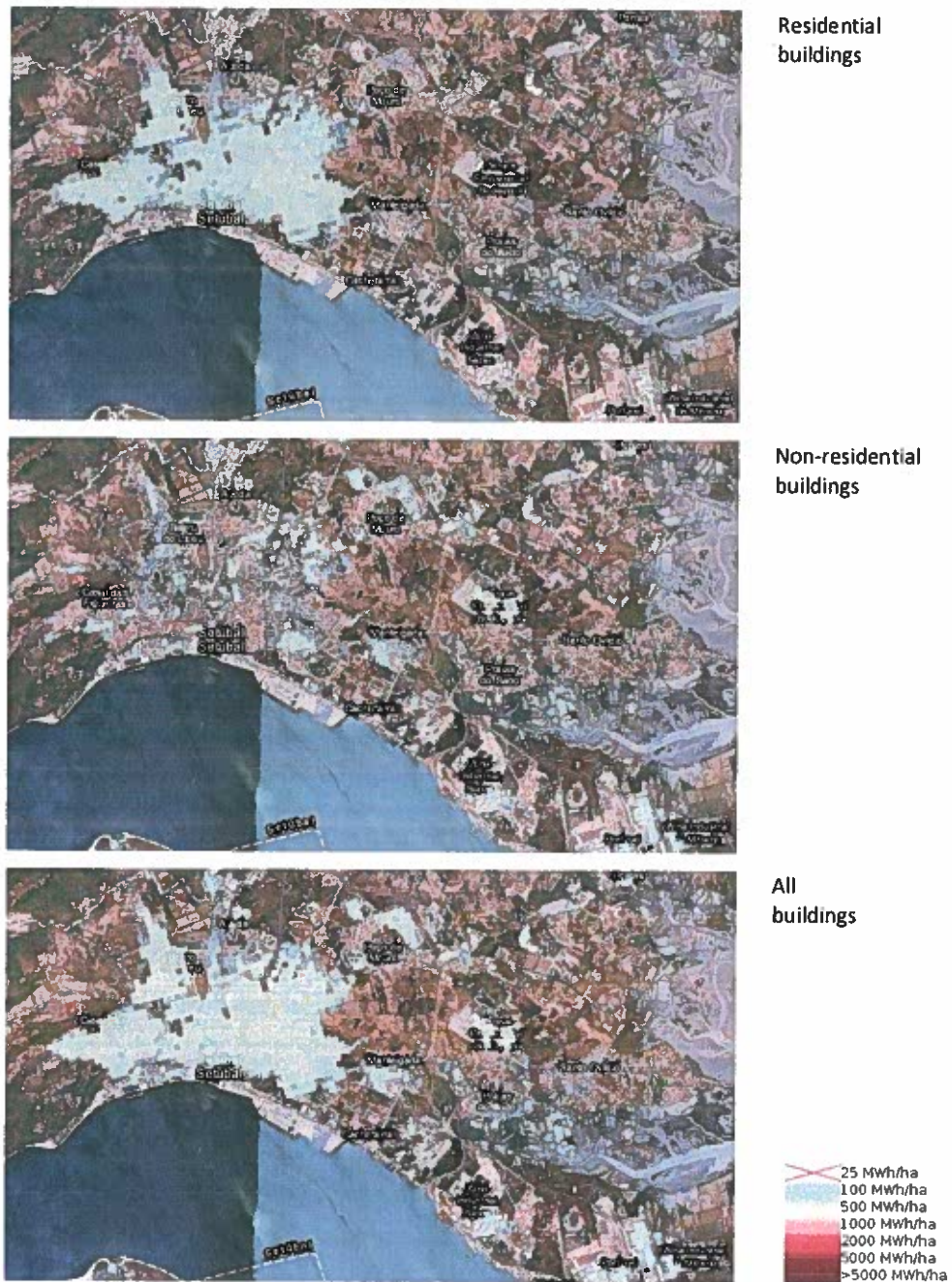


Figure 19 – Sample maps of heating needs - zone of Setúbal.



3.4. Cooling needs

Figure 20 shows cooling needs for the same area depicted in Figure 19. In this case there is only data available in the HoTMAPS toolbox for total cooling needs. Nonetheless, a detailed analysis of the images at hectare resolution revealed that there was a good identification of scattered services buildings with large cooling needs, as well as a good attribution of different levels of cooling needs to older and to more recent residential districts.



Figure 20 - Sample map of cooling needs - zone of Setúbal.

3.5. Projection of heating and cooling needs for 2021-2040

The HoTMAPS data is provided for 2014, therefore an adjustment should be made for the period of analysis of the DHC potential, 2021-2040. For heating needs, this can be performed using a calculation module of the Toolbox; unfortunately, not so for cooling needs, but a simplified methodology will be proposed.

Following a preliminary analysis of the heating needs' maps, the NUTS II area of Lisbon and Tagus Valley seemed the most promising for district heating, therefore it is presented as a case study. The heat needs map for this region is depicted in Figure 21.



Figure 21 - Lisbon and Tagus Valley heating needs' map



The projection is performed by updating heating needs considering renovation rates and its impacts in thermal performance for each period of construction. The built area is also adjusted according to the evolution of population in the area. The Toolbox provides a reference scenario for all the required parameters.

However, it was considered that this reference scenario should be adjusted according to a set of new policies and measures expected to have significant impacts on the building stock:

- the Portuguese NECP (National Energy and Climate Plan 2021-2030) (NECP, 2020);
- the refreshed EPBD Directive (EPBD, 2018), that is just now being transposed to national legislation (SCE 2020), including the required national Long Term Building Renovation Strategy;
- the EU "Renovation Wave" strategy (EC, 2020).

In practice this means assuming higher renovation rates and larger decreases of specific energy needs than at the HoTMAPS reference scenario.

It is also remarked that the Portuguese population is projected to decrease in the following decades; however, statistics still show some inflow of rural population and minor towns to suburban areas, that partially counteracts this situation.

The quantitative assumptions made are listed in Table 1.

Table 1 - Assumptions for projecting heating and cooling needs.

Renovation rate:	
all renovations	2%
only those renovations with impact on thermal performance	1%
Reduction of floor area compared to reference scenario:	
construction period before 1975	110%
construction period 1975-1990	105%
construction period after 1990	100%
Reduction of specific energy needs compared to reference scenario:	
construction period before 1975	125%
construction period 1975-1990	115%
construction period after 1990	105%
Annual population change:	
in mainland Portugal	-0.3% per year
in LVT	-0.1% per year

The projection obtained are provided in Table 2. Although the exercise was carried up to 2040, the results are presented for 2030 i.e., giving around average values for the period of interest 2021-2040. In essence, the projection points out to a 5.7% reduction of heating needs in the area surveyed. Similar exercises for the other NUTS II regions, but with population reduction 0.2% per year, yielded the values reported in Table 3.



Table 2 - Projection of heating needs 2014-2030

Population		
2000	2,63	M
2005	2,74	M
2010	2,81	M
2015	2,81	M
2030	2,75	M
Heated Area		
2014	153,1	Mm ²
2030	152,2	Mm ²
Heated area per capita		
2015	54,4	m ² /capita
2030	55,3	m ² /capita
Energy Consumption		
2014	5 613	GWh
2030	5 262	GWh
Specific Energy Consumption		
2014	36,7	kWh/m ²
2030	34,6	kWh/m ²
Estimated area per construction period in 2014		
until 1975	87,0	Mm ²
1976-1990	27,3	Mm ²
1991-2014	38,8	Mm ²
Non-renovated estimated area per construction period in 2030		
until 1975	80,2	Mm ²
1976-1990	25,8	Mm ²
1991-2014	37,0	Mm ²
Estimated area built after 2014		
2015-2030	9,2	Mm ²
Estimated energy needs per construction period in 2014		
until 1975	3597,6	GWh
1976-1990	939,2	GWh
1990-2014	1076,3	GWh
Estimated energy needs per construction period in 2030		
until 1975	3143,3	GWh
1976-1990	838,0	GWh
1990-2014	1000,0	GWh
2015-2030	280,8	GWh
Estimated specific energy needs per construction period in 2014		
until 1975	41	kWh/m ²
1976-1990	34	kWh/m ²
1990-2014	28	kWh/m ²
Estimated specific energy needs per construction period in 2030		
until 1975	39	kWh/m ²
1976-1990	32	kWh/m ²
1990-2014	27	kWh/m ²
2015-2030	30	kWh/m ²



Table 3 - Relative reduction in heating needs from 2014 to 2021-2040.

NUTS II	Δ
North	-7%
Center	-6%
Lisbon and Tagus Valley	-6%
Alentejo	-7%
Algarve	-7%

A conservative value of -6% can thus be used. This estimate will be used to adjust heating needs' density and thresholds in the following sections. As mentioned before, for cooling needs the Toolbox does not provide a similar calculation module, so the same -6% value will be assumed.



4. Methodology

4.1. Scenarios

The logic underlying the HoTMAPS project in general, and the Toolbox in particular, is that HC demand nearly matches HC needs; or stating it in another way, that occupants of residential and services buildings enjoy and pay for comfort, with the exception of people stricken by energy poverty. This we will call the “Full Comfort” scenario (hereafter, FC), which indeed corresponds to the situation at many parts of mainland EU, under temperate cold continental climates.

However, anyone acquainted with Portuguese living will readily recognize that it is not a realistic scenario for the country. During the heating season the indoor temperatures at residences are often below 18 °C, and during the cooling season, above 25 °C. Therefore, a second scenario will be defined, to be called the “Socioeconomic” scenario (hereafter, SE).

It is tempting to attribute the lack of high comfort standards to energy poverty² but the reality is much more complex. It is difficult to distinguish an inability to keep comfortable indoors due to economic reasons from a widespread cultural habit to occasionally endure indoor temperatures much lower or much higher than usually accepted comfort temperatures.

Let us consider first that at the coastal zones where the highest urban concentrations are located, the weather may be cold on occasions but is seldom life-threatening. Return periods for snow are larger than 30 years. Cold waves are usually of short duration and interspersed with sunny weather days or rainy periods that also bring about higher air temperatures due to release of latent heat. In this context, the Portuguese in general do not feel that the continuous use of heating devices is necessary. Rather than paying for heat, they typically use more clothing and intermittent heating at limited zones, such as the living room. At zones away from the littoral that endure more climatic extremes, these strategies cannot be used as easily.

Regarding cooling of residences, also the use of active cooling devices (like domestic HVAC) is not usual, although it is becoming more frequent. In most cases the cultural habit is to use ventilation (seeking significant indoor air speeds), shading devices, less clothing, and drink cold beverages.

These observations are supported by the results of cost-optimal studies (DGEG, 2019a, 2019b) required by the EPBD Directive. They suggest that at the coastal zones, in most cases it is possible to achieve comfort status more than 90% of the time using the strategies discussed above, considering an adaptive thermal comfort algorithm instead of a fixed thermal comfort band criterium.

However, if cheap heat or cool could be available through DHC, it is very likely that people would be willing to pay for more comfort. Therefore, the SE scenario must not be a “business-as-usual” scenario: it should allow for significantly higher indoor comfort than enjoyed nowadays.

Finally, it should be considered that heating needs data are likely to overestimate actual heating needs because there is a significant proportion of unoccupied or only seasonally occupied buildings, like second homes used or rented for vacations, especially in coastal touristic locations, such as – but not only – at Algarve. This also can be accounted in the SE scenario.

For services buildings, the situation is different from residential buildings. Due to large internal gains they typically require more cooling than heating. Most are equipped with HVAC that is used to

² An official definition of energy poverty for Portugal has not yet been published at the time of writing.



control the indoor temperature. Even so, the cultural habit is to allow some seasonal change in the indoor temperature band and compensate with clothing.

Adjustment factors for HC demand relative to the HC needs provided by the Toolbox, are listed in Table 4 to Table 7. These are to be applied weighting by the residential and non-residential gross floor areas.

Table 4 – Residential heating demand reduction relative to nominal heating needs at the SE scenario.

NUTS II	Coastal band	Interior
North	-25%	-20%
Center	-30%	-20%
Lisbon and Tagus Valley	-35%	-20%
Alentejo	-40%	-20%
Algarve	-45%	-20%

Table 5 – Non-residential heating demand reduction relative to nominal heating needs at the SE scenario.

NUTS II	Coastal band	Interior
North	-10%	-10%
Center	-15%	-10%
Lisbon and Tagus Valley	-20%	-10%
Alentejo	-25%	-10%
Algarve	-30%	-10%

Table 6 – Residential cooling demand reduction relative to nominal cooling needs at the SE scenario.

NUTS II	Coastal band	Interior
North	-40%	-25%
Center	-35%	-25%
Lisbon and Tagus Valley	-30%	-25%
Alentejo	-25%	-25%
Algarve	-20%	-25%

Table 7- Non-residential cooling demand reduction relative to nominal cooling needs at the SE scenario.

NUTS II	Coastal band	Interior
North	-30%	-15%
Center	-25%	-15%
Lisbon and Tagus Valley	-20%	-15%
Alentejo	-15%	-15%
Algarve	-10%	-15%

In summary, we will assess DHC potential using two scenarios, FC that corresponds to a theoretical or desirable comfort standard, and SE that corresponds to a more realistic socioeconomic and cultural practice.



4.2. Assessment steps

This study will now progress through successively more complex assessment phases, as follows.

In a first phase, preliminary identification of candidate areas for DH will be done using energy needs' maps and thresholds for energy needs' density. The data will be scaled considering the demand projections and the SE scenario adjustment factors. The whole territory will be surveyed in this phase.

In a second phase, the delimitation of candidate areas will be refined using a Toolbox calculation module and adequate thresholds for the minimum energy demand to be satisfied by a DHC network. This assessment identifies coherent areas only, meaning that it seeks to find continuous areas, i.e. districts, and discards isolated buildings.

In a third phase, an economic viability analysis will be done, by examining if the DH grid distribution and transmission costs for the candidate areas stand below internationally accepted economic viability thresholds (in €/MWh supplied).

In a fourth phase, and even for areas that failed to pass the test at the previous phase, it is examined if they could benefit from very low energy supply costs using eventual nearby sources of geothermal or waste heat, so that DH could be made viable after all.

A final phase examines some cases of non-economically viable situations where, nevertheless, it can make sense to install a DHC system, such as historical and tourist neighborhoods.

For DC, it is only possible to carry out the first phase described, as the Toolbox does not contain tools as sophisticated as for DH. Nevertheless, a parallel with DH can be used to obtain valuable conclusions.



5. Analysis of District Heating Potential

5.1. Heating needs' density thresholds

An exhaustive search for candidate areas for DH will now be performed. The assessment requires a threshold for energy needs' spatial density, below which DH is not considered viable. Typical density values for successful existing DH are above 400 MWh/ha per year, but in principle it is possible to install DH in areas with lower demand. For continental Europe, Project STRATEGO (2016) proposes a value of 100 TJ/km², i.e., about 278 MWh/ha; while Project HoTMAPS (2016) proposes 333 MWh/ha per year. We will use an intermediate value of 300 MWh/ha adjusted for demand reduction projections (see Table 3), thus 318 MWh/ha.

5.2. Survey of candidate areas for district heating

A preliminary survey has shown very low heat and cool demand density at low density towns and villages, as expected considering the mild climate of Portugal. Hereafter, cf. Figure 22, we provide a systematic survey of heating needs' maps for the main urban centres, from mid-size cities to large metropolitan areas, examining the zones of highest building density and/or with the largest heat demand. The objective would be to identify candidate areas for DH zones with heating requirements larger than 318 MWh/ha per year. However, as later a more sophisticated method will be used, all zones 20% below this level, viz. 254 MWh/ha was also considered to select candidate areas for DH, however this ended up having no practical impact.

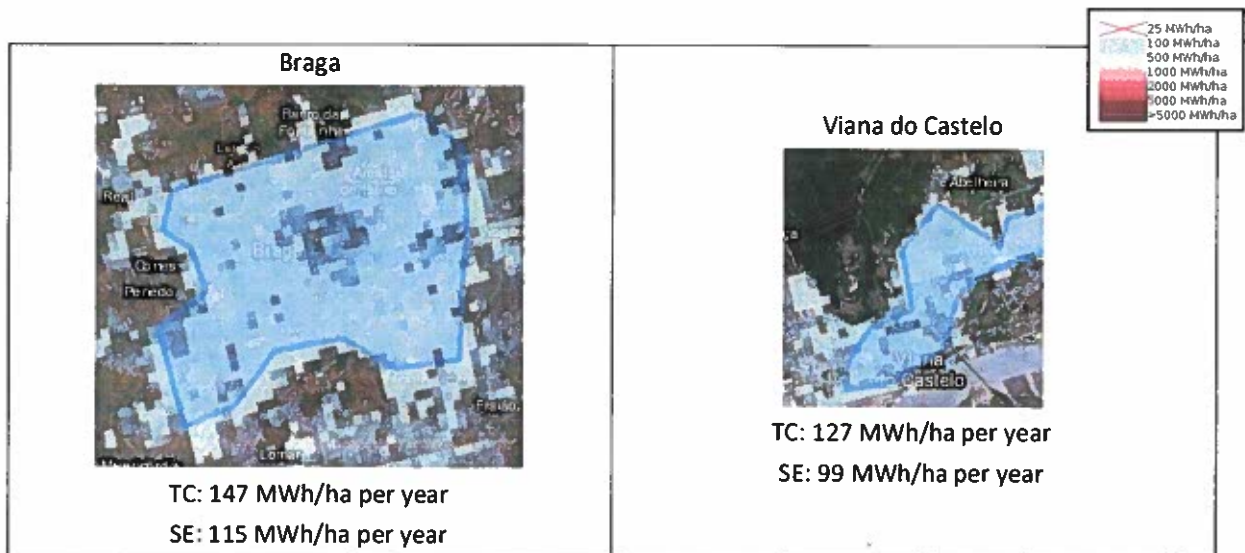


Figure 22 - Systematic preliminary survey of candidate areas for district heating.



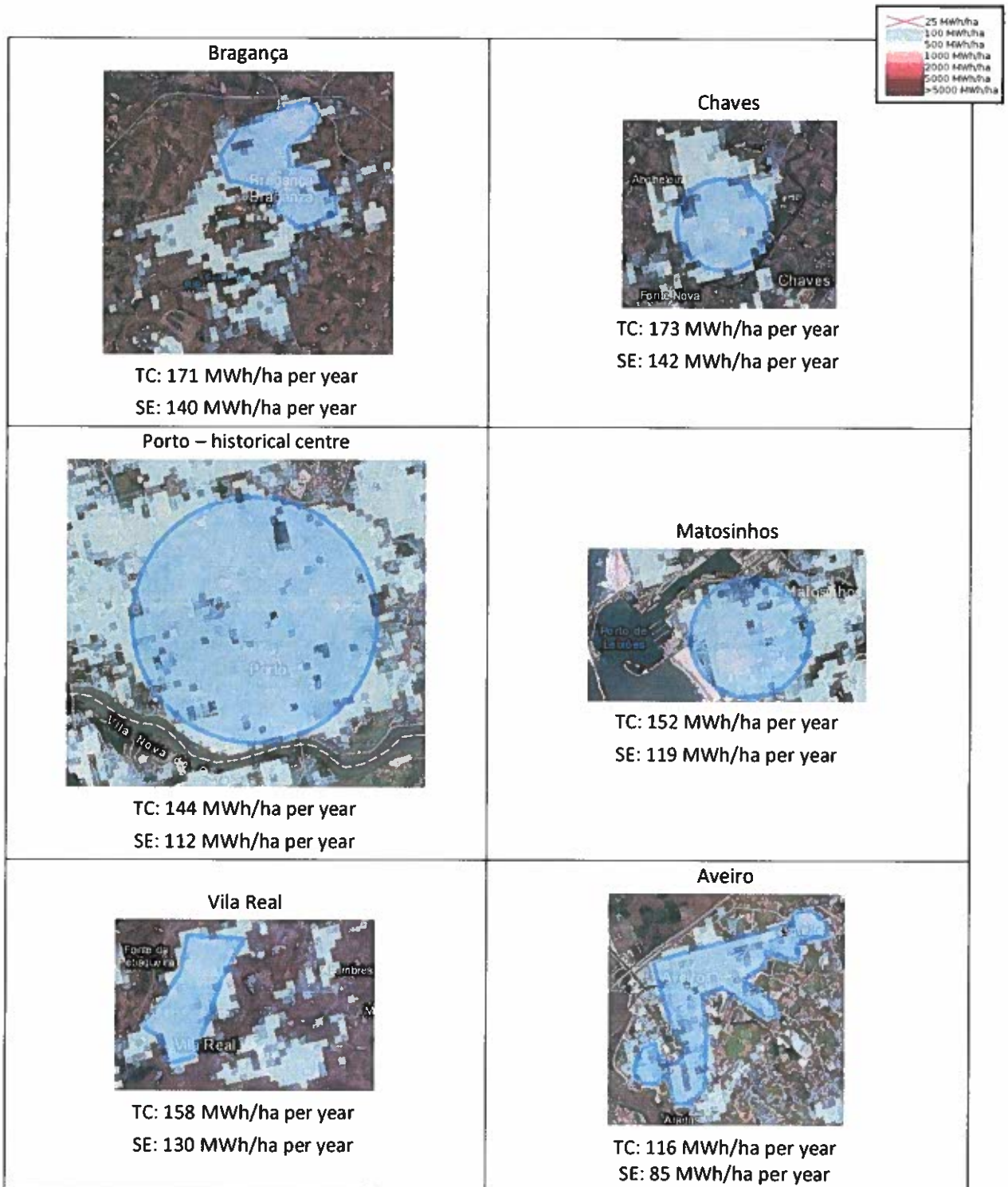


Figure 23 (continued) - Systematic preliminary survey of urban areas for district heating potential.



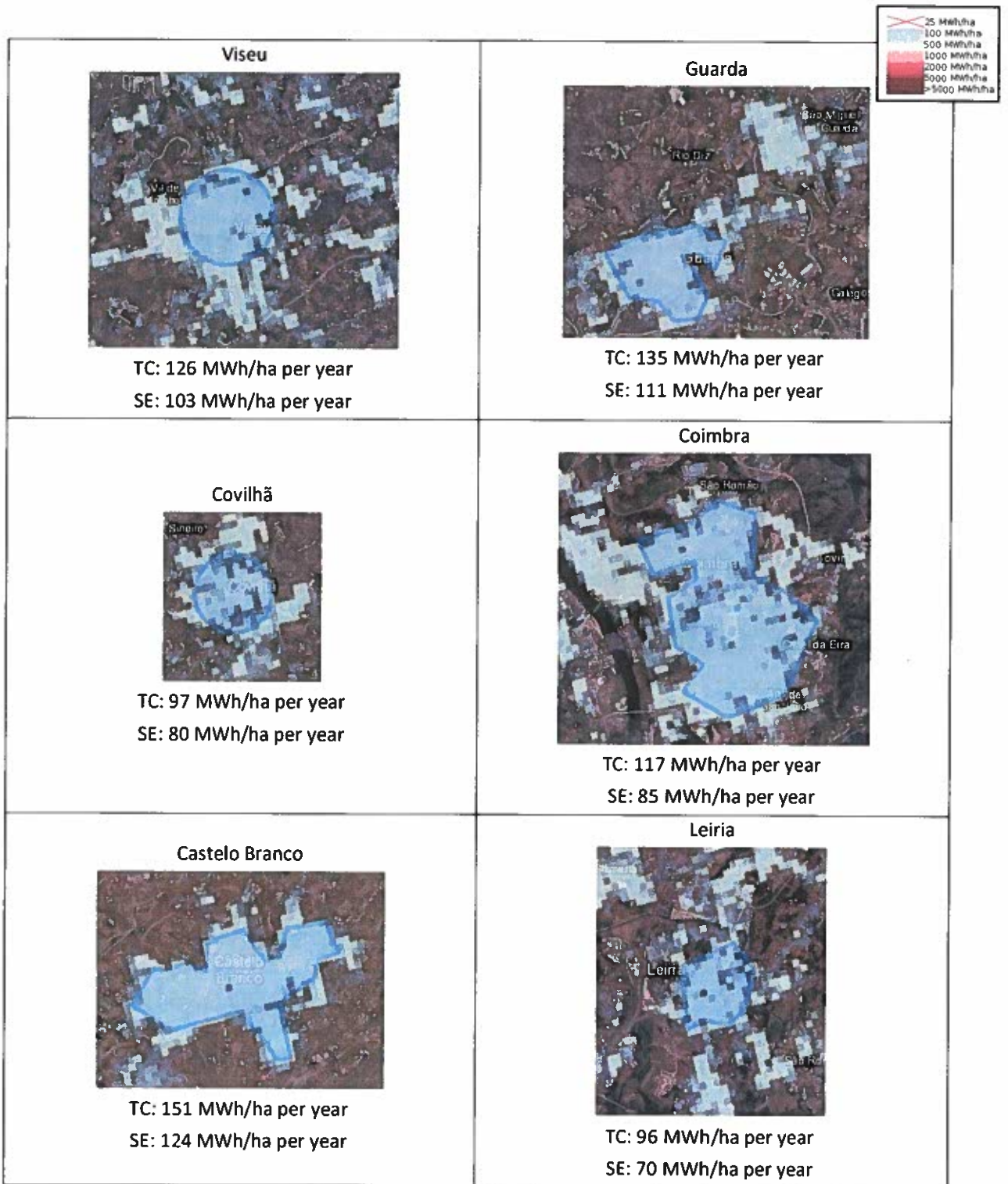
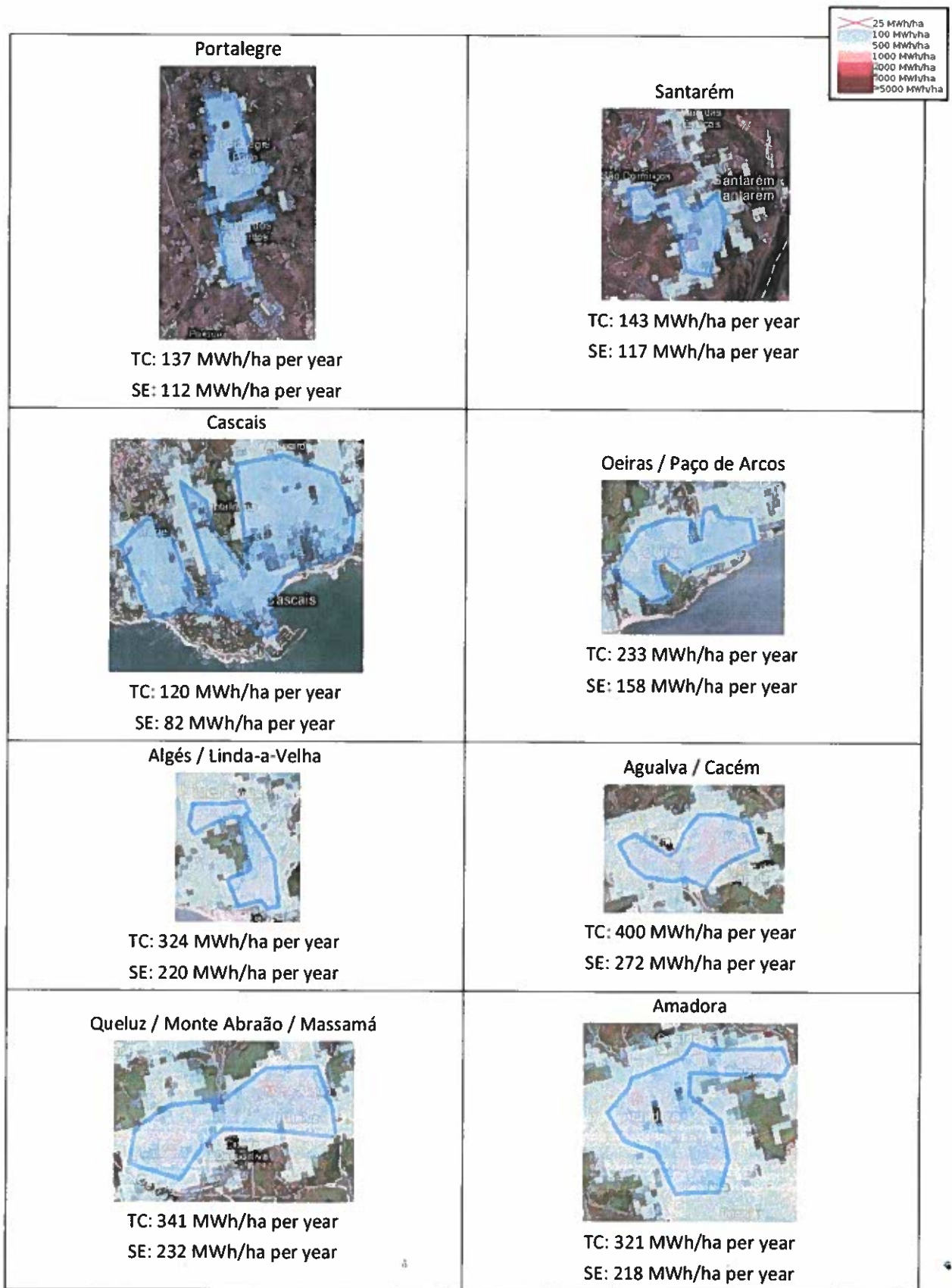


Figure 22 (continued) - Systematic preliminary survey of urban areas for district heating potential.





FFigure 22 (continued) - Systematic preliminary survey of urban areas for district heating potential.



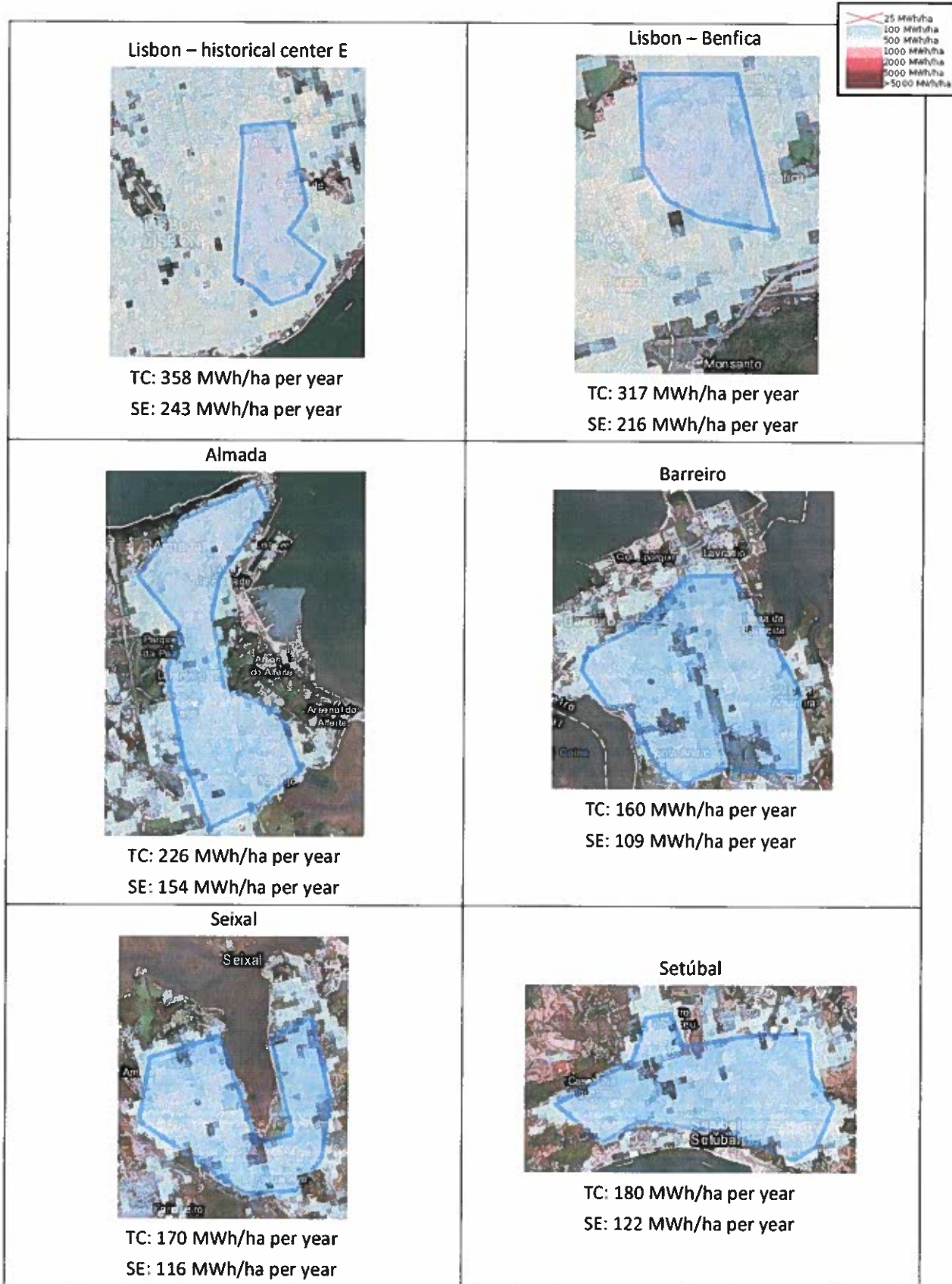


Figure 22 (continued) – Systematic preliminary survey of urban areas for district heating potential.



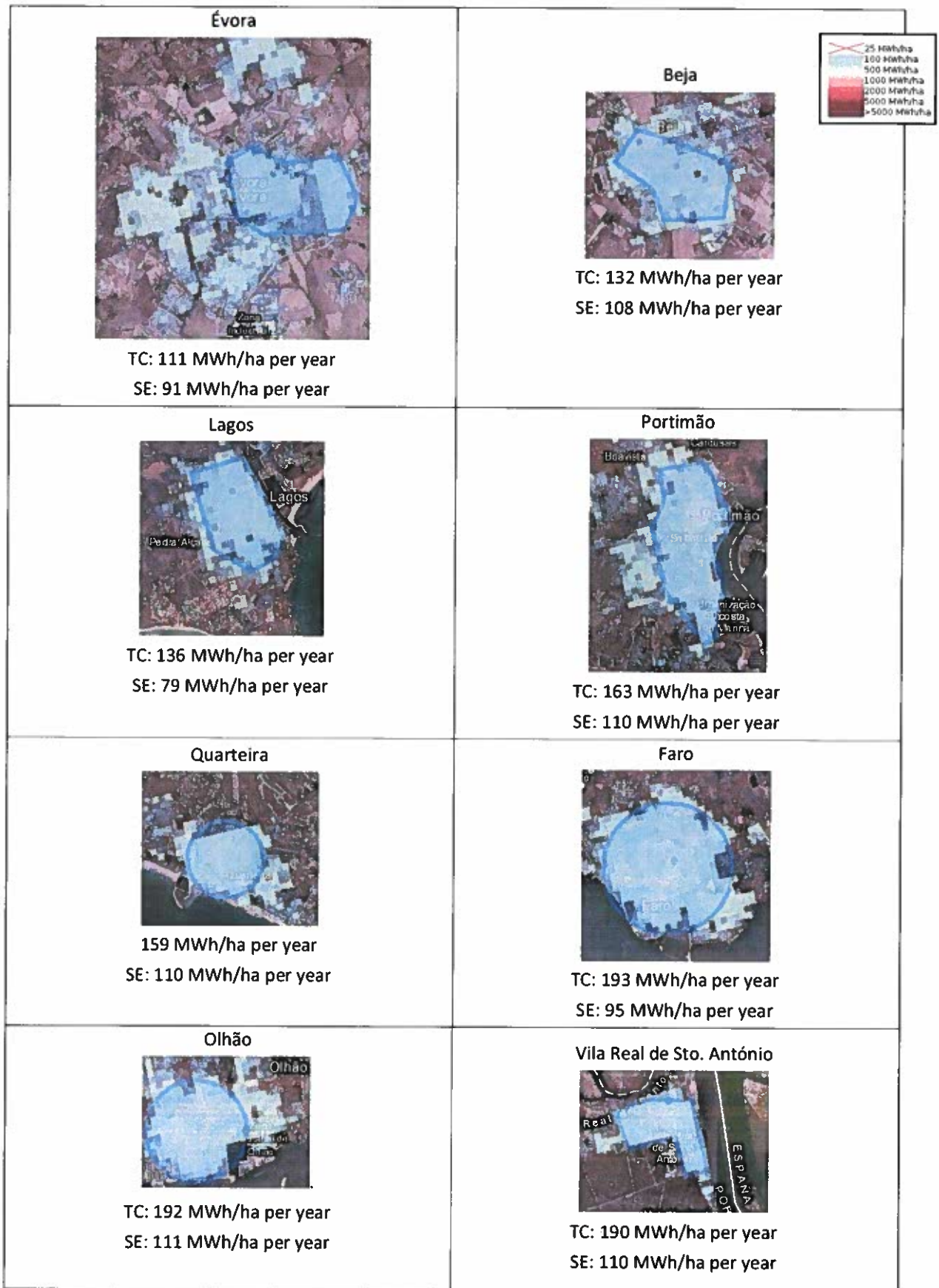


Figure 22 (continued) – Systematic preliminary survey of urban areas for district heating potential.



Under the “Total Comfort” scenario, the promising zones are marked in Figure 22 with a light-yellow background. As can be appreciated, only at the Lisbon Metropolitan Area, north of the Tagus river, are there zones deserving a closer analysis. Although there are urban areas located at the north and interior of the country, that are much colder than at Lisbon metropolitan area, the building density there is too low to make an interesting business case.

In the Lisbon Metropolitan Area, two types of situations favourable for DH can be recognized. A first one is at the east side historical core of the city, with moderate urban density but featuring old houses with bad thermal performance. This zone has a complicate topography and is criss-crossed with old subterranean infrastructures, making it difficult and expensive to add yet another network. A second situation seems to be related to sub-urban areas that experienced rapid expansion during the 1970’s and 1980’s, with high density of multistorey buildings with low thermal performance. Although other areas later experienced also rapid growth – such as, but not only, south of the Tagus river – these were built already with better thermal standards (1990 and 2006 building codes), and that is probably why they do not show high enough potential. It is remarked that the analysis for the oriental zone of Lisbon, where the only existing large DHC is located (Climaespaco network), has not shown good district heating potential in this type of analysis.

Under the “Socioeconomic” scenario, considered more realistic, there would be no candidate zones for DH in Portugal at all.

5.3. Detailed delimitation of coherent candidate areas for district heating

For the FC scenario, we will now proceed to a more accurate delimitation of coherent candidate areas, using the respective Toolbox calculation module, the 318 MWh/ha energy needs’ density threshold and a minimum energy demand of 30 GWh to be satisfied by a DH network (the Toolbox default). The results are provided in Figure .



Figure 23 - Coherent candidate areas for district heating in Portugal, “Total Comfort” scenario.



It can be appreciated that the Algés / Linda-a-Velha zone has not passed this step of analysis, but there are now two coherent zones at downtown Lisbon, east and west of the Avenida da Liberdade axis. The other coherent areas spreaded roughly along the IC 19 highway Lisbon-Sintra. The interpretation of these results in terms of buildings' quality and construction density is the same as for the previous analysis step.

5.4. Economic viability based on grid costs

In this phase, an economic viability analysis will be done, by calculating DH grid distribution and transmission costs for the candidate areas and finding out their stand relative to an economic viability threshold.

Table 8 - Parameters for economic viability analysis

Item	value	Obs.
First year of investment	2022	
Last year of investment	2040	
Depreciation time	30 years	
Accumulated energy saving	12%	Building stock improvements, see Table 2.
DH market share at the beginning of the investment period	10%	Toolbox default = 30%
DH market share at the end of the investment period	60%	Toolbox default
Interest rate	3%	Toolbox default = 5%
Construction cost constant	212 €/m	Toolbox default
Construction cost coefficient	4464 €/m ²	Toolbox default

The HoTMAPS Project proposes 25 €/MWh supplied for the DH grid cost threshold; however, at this level, there would be no economic viability for DH in Portugal, even under the very favorable FC scenario. A recent study by IRENA (2017), for the EU region quotes even lower DH cost ceilings of 15 €/MWh for Poland and 20 €/MWh for Germany.

However, for Denmark, IRENA quotes the value 35 €/MWh. It was decided to also test this threshold, although IRENA considers it an extreme case. With this setup, two areas emerge as economically viable, one at Agualva/Cacém and another at Amadora, featuring with DH grid costs around 33 €/MWh. However, the captured demand by DH is just 7.7 GWh per year for Agualva/Cacém (4.2 km distribution length) and 2.5 GWh per year for Amadora (1.3 km distribution length), thus much less than the usually accepted value 30 GWh per year lower limit.

In conclusion, this analysis yielded was no economically viable DH potential in Portugal, even under a favorable demand scenario.



5.5. Geothermal and waste heat based district heating

The analysis of the previous sections considers that heat is produced and delivered at a significant cost, being at least more expensive than the grid distribution cost. However, it might be the case that the heat can be supplied at a very low cost, namely if a natural geothermal or waste heat source is available nearby.

Regarding geothermal-powered DH, two situations were identified. The first one is at the Spa area of S. Pedro do Sul, located away from the village core. The analysis has shown that the nearby construction density there is too low to support a DH system. This is not to say that a micro-grid system could not be mounted to serve existing buildings, but not a proper DH system.

The second one is at Chaves, where the geothermal Spa is located to the south but near the urban core, see Figure . In this case the analysis is favorable, featuring a 22 km distribution grid length, capturing a reasonable 10 GWh per year heat demand, and with DH distribution grid costs of 65 €/MWh. Therefore a levelized cost of heat would be around 70 €/MWh, which is less than the around 100 €/MWh cost estimated for the most economical decentralized alternative option, biomass-based boilers.



Figure 24 - Area served by a potential geothermal-based district heating system for Chaves.

A survey of excess waste heat in Portugal can be made with the Toolbox, accessing the information on industrial sites at the database. The toolbox is out of date in some regards, as from 2014 up to now several industries closed. The most relevant issues for DH are the closure of one ammonia and one steel fabrication facility in the southern region of the Lisbon Metropolitan Area; plus, during 2021, the Matosinhos refinery at the Porto Metropolitan Area will also close. Also, the Toolbox also does not map two waste incineration power plants, LIPOR at the Porto Metropolitan Area and Valorsul at the Lisbon Metropolitan Area. These corrections considered, it was found that, with two exceptions, waste heat is not available near dense enough urban areas.

The first case is related to the Valorsul incineration plant, that in principle could be used to feed heat into the Climaespaço existing DHC network; the two facilities are about 6 km apart, see Figure . The Climaespaço heat it is sold now around 40€/MWh. The network is already built; so, an even lower heat price using low-cost waste heat could be appealing, and even come to capture additional demand at the Moscavide and Portela neighborhoods, to the north of the current DHC area.



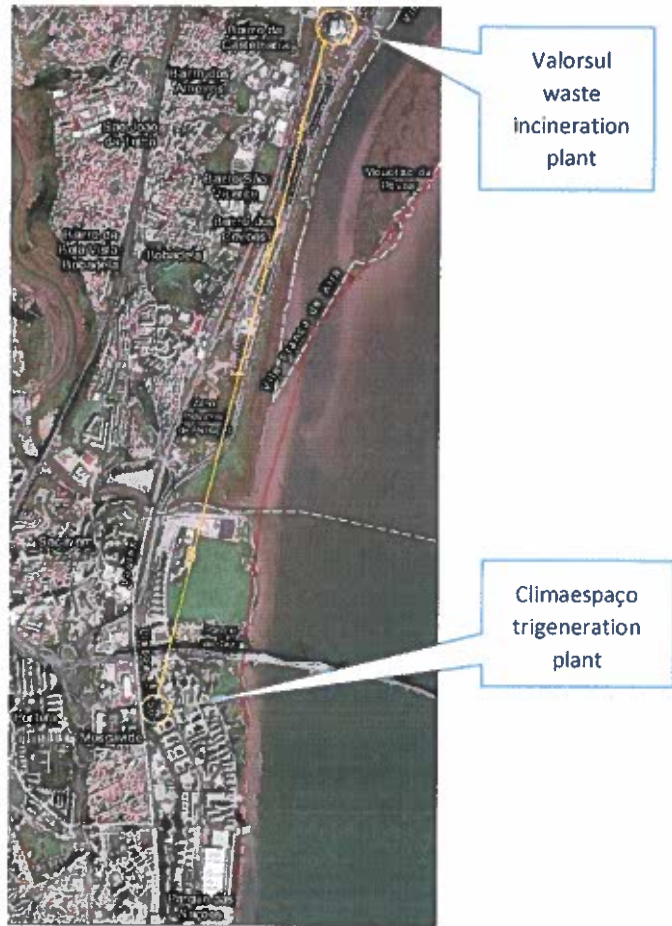


Figure 25 - Potential waste heat source for the existing Climaespaço district heating network.

The other situation respects the Benfica / east Amadora region, to the northwest of Lisbon. There is a glass fabrication unit at the at the Venda Nova industrial park, that in principle could be used to feed heat into a possible new DH network. Figure shows a possible layout of the DH system: the orange circle is the BA glass factory; the green areas mark the distribution network, around 16 km length; and the orange line marks a transmission line, around 2 km length.



Figure 26 - A potential new district heating network powered by waste heat at Amadora.



The most important technoeconomic details are the following. The BA factory excess heat potential is estimated at 31 GWh per year, available within the range 200°C - 500°C. Using the financial and construction parameters at Table 8, and a DH network cost ceiling of 40 €/MWh, it is estimated that a 23 GWh demand could be captured, with distribution and transmission network costs of 39 €/MWh. The annuity for financing this grid would be about 900 000 € per year. Therefore, it is estimated that a very appealing heat cost downwards of 50 €/MWh could be reached.



6. Analysis of District Cooling Potential

6.1. Cooling needs density thresholds

There is much less internationally available information on DC than on DH. The most relevant information found was again from Project STRATEGO (2016), that concludes that DH systems (in already built areas) are more expensive to install than DH systems for the same amount of energy delivered; the difference seems to be around 50% more. So, considering the DH threshold value of 318 MWh/ha for preliminary identification of candidate areas, for cooling one might use about 477 MWh/ha. However, as it will be seen, even the Toolbox default 333 MWh/ha yields no candidate areas for DC.

6.2. Survey of candidate areas for district cooling

In a similar way to the approach used for heating needs, the cooling needs will now be investigated. A systematic survey of candidate urban areas for district cooling was conducted, and with more detail than for DH. Figure displays the situations identified with cooling needs' density larger than 200 MWh/ha per year under the TC scenario; maps for the three major cities of Porto, Coimbra and Évora have also been added, just for completeness of the results shown.

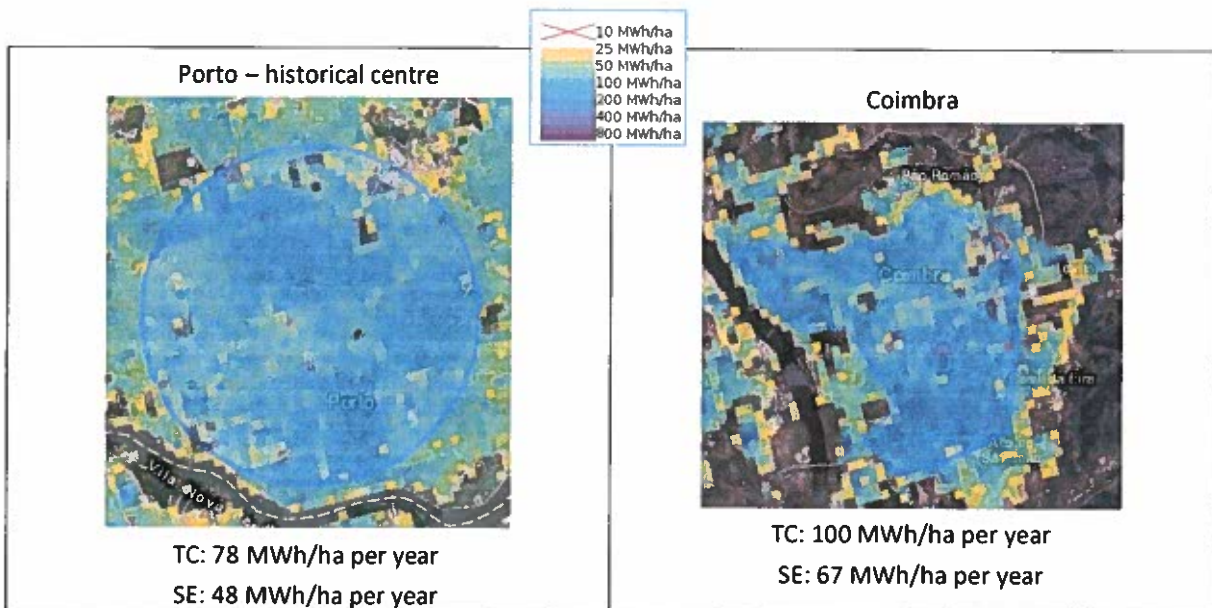


Figure 27 - Systematic survey of urban areas for district cooling potential.



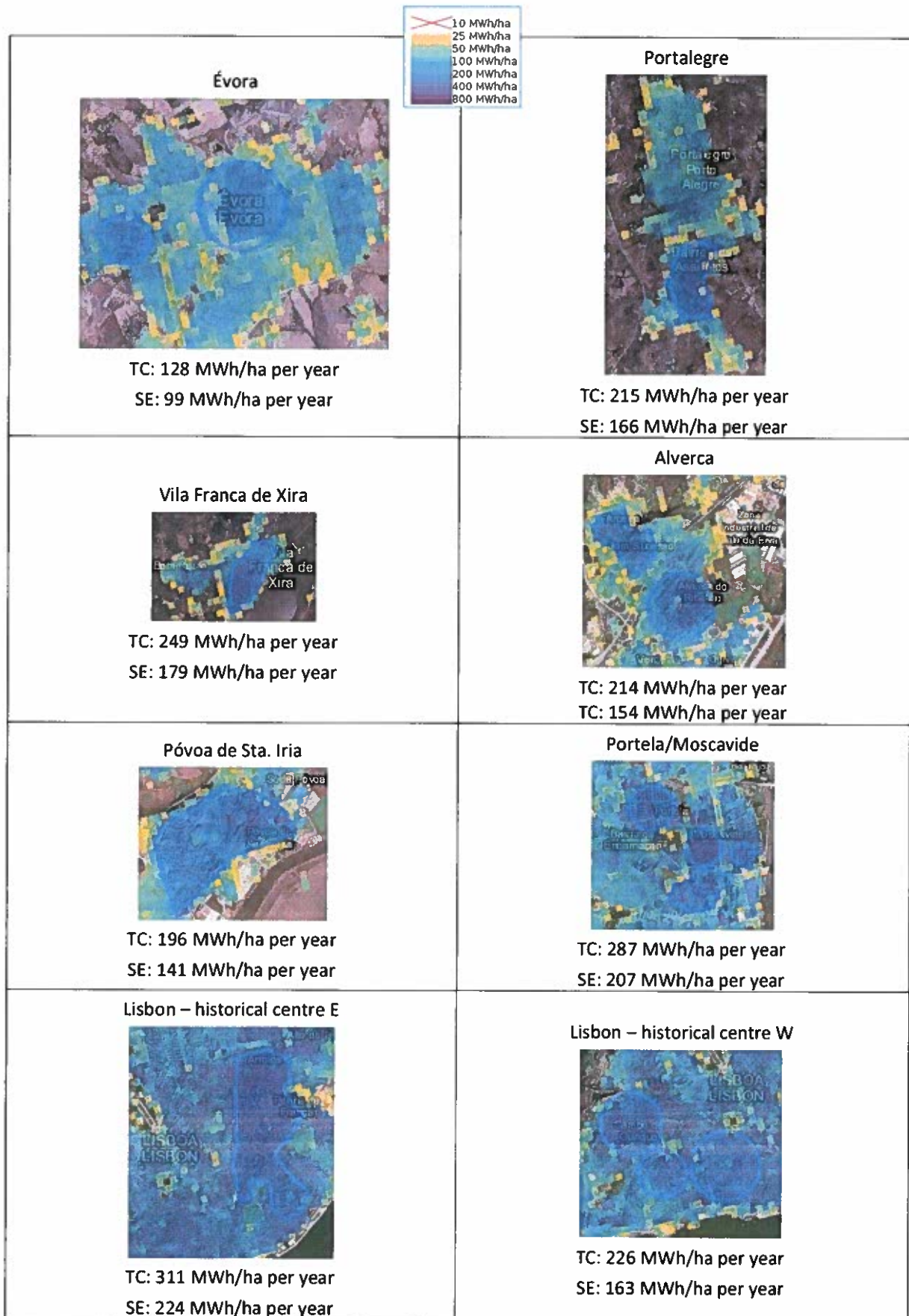


Figure (cont.) - Systematic survey of urban areas for district cooling potential.



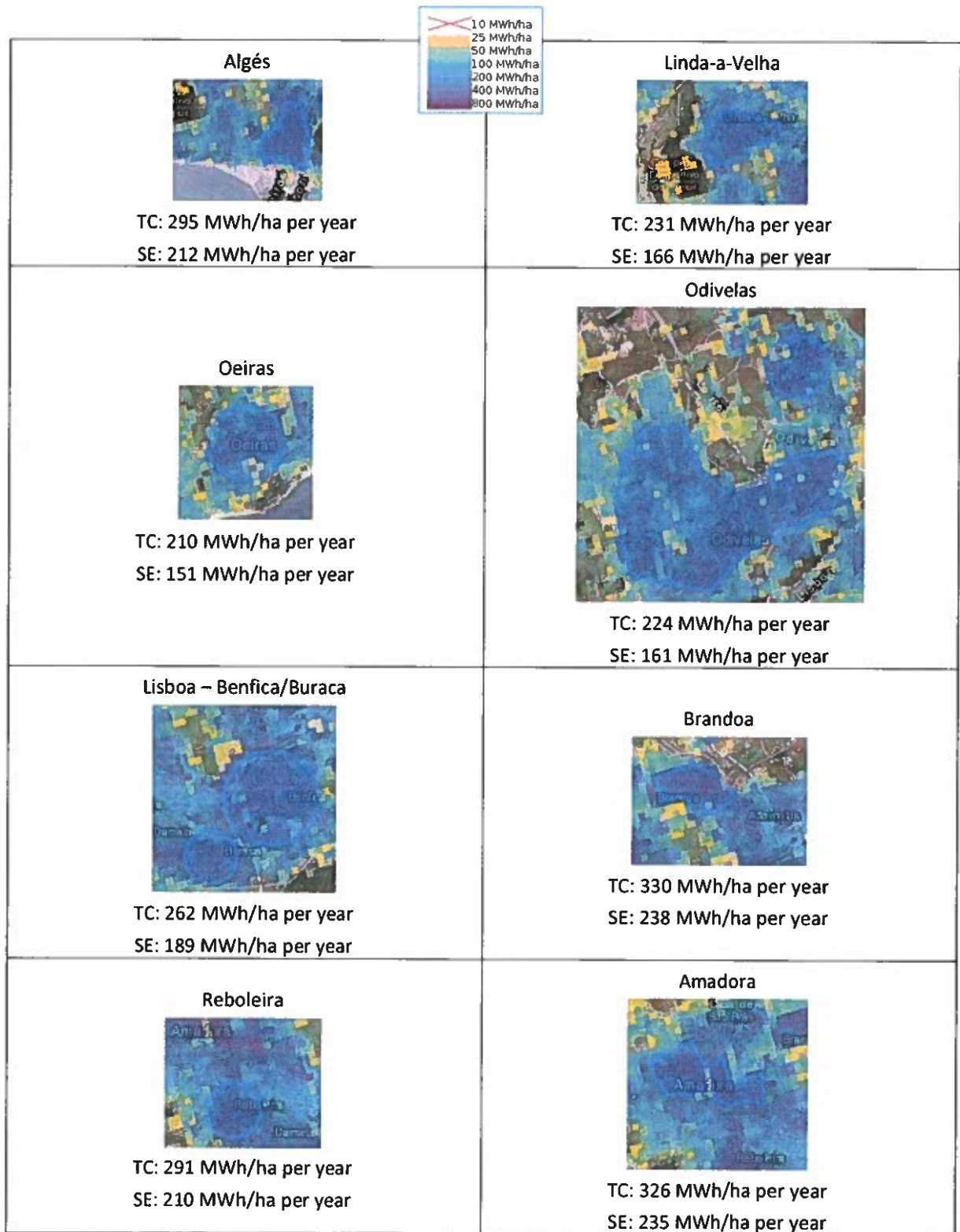


Figure (cont.) - Systematic survey of urban areas for district cooling potential.



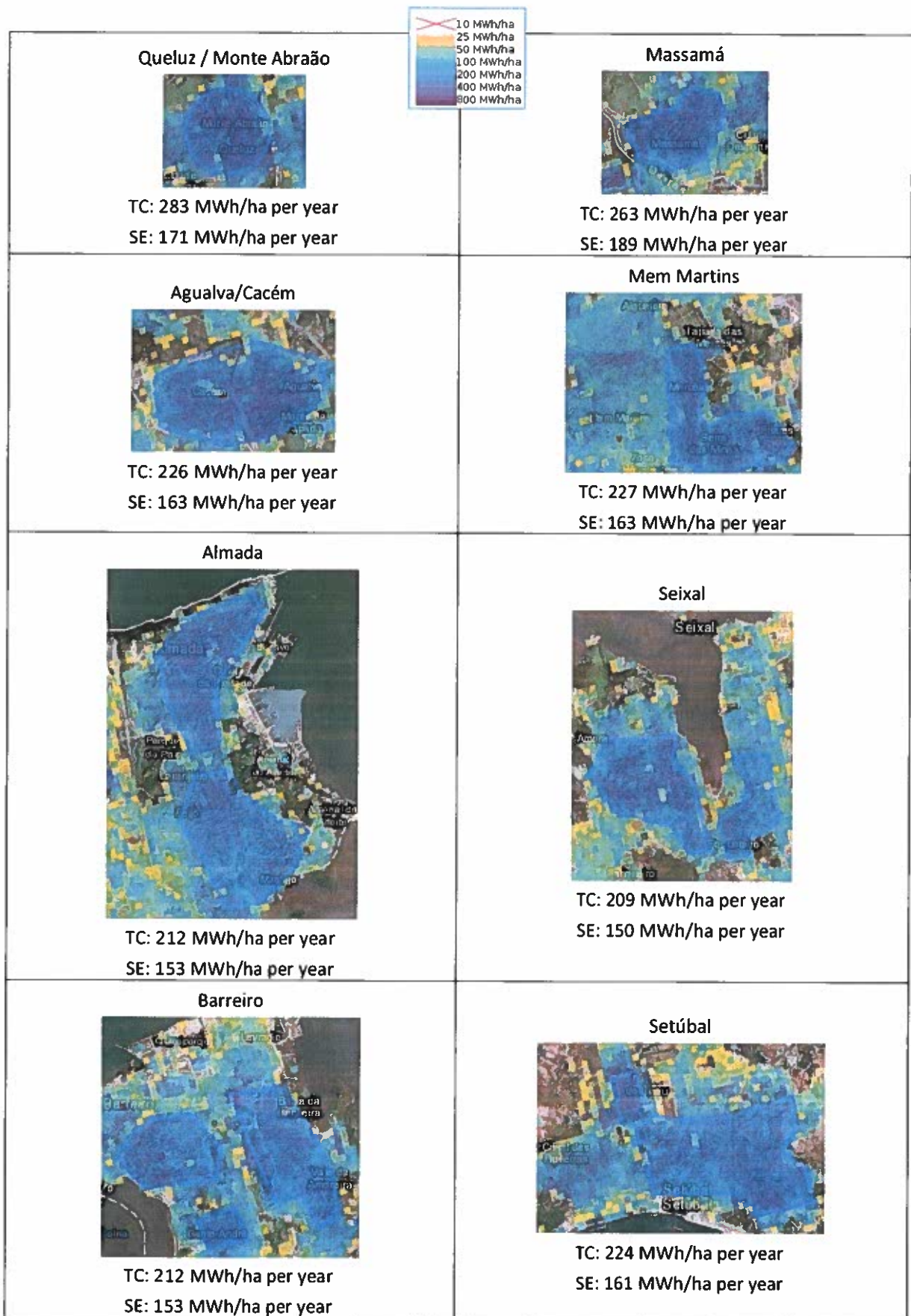


Figure (cont.) - Systematic survey of urban areas for district cooling potential.



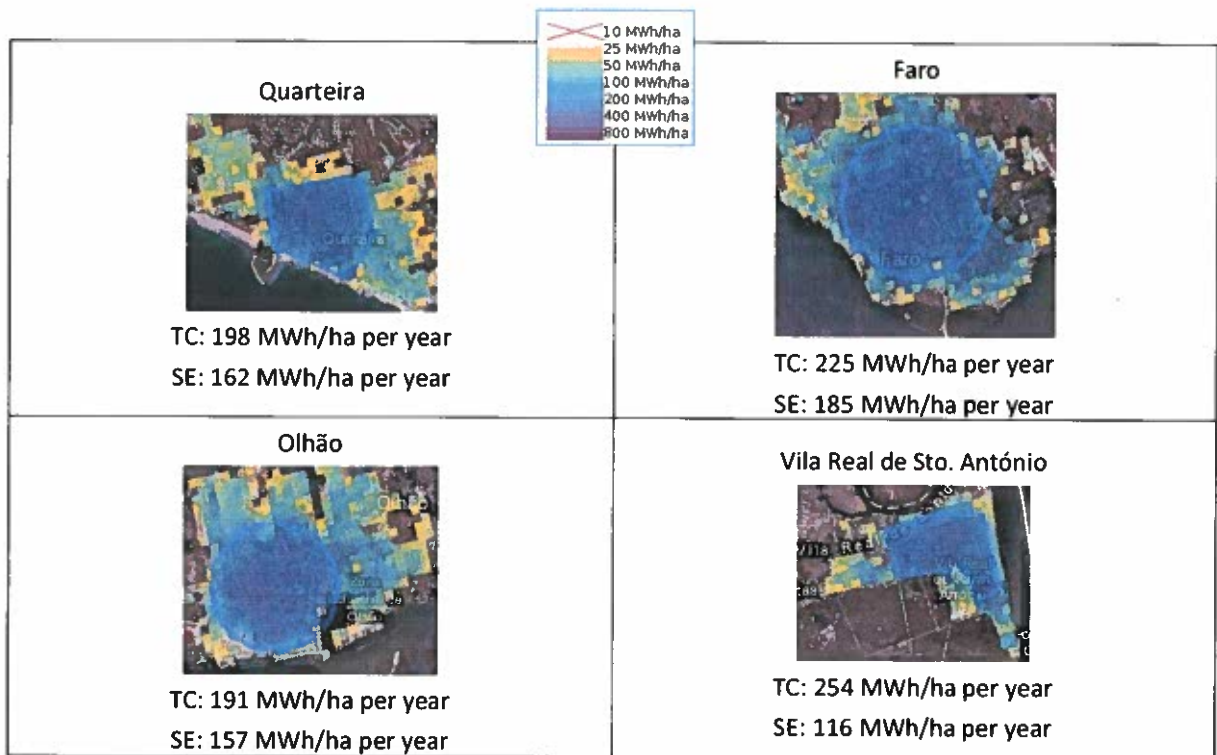


Figure (cont.) - Systematic survey of urban areas for district cooling potential.

The results are clear: additional DC potential was not found, whatever the scenario.



7. Additional issues

The previous two sections were focused at technoeconomic viability. We will now address some additional issues relevant for discussing additional DHC potential in Portugal.

7.1. District heating and cooling vs. building renovation

Strictly speaking the DH analysis did identified, within the coherent candidate zone of Amadora, a small sub-area, the Brandoa district, where it would be economically viable to install a DHC, see Figure .



Figure 28 - District of Brandoa, signaled with positive potential for district heating and cooling.

However, this is a false positive result. As can be appreciated in Figure , the building stock there is mostly of very bad thermal quality; these buildings require deep renovation, maybe even demolishing and substitution, not a DHC network.



Figure 24 - A view of buildings at Brandoa.



This serves to illustrate the point that new residential DHC for a certain zone must be carefully weighted versus the alternative of refurbishing the existing buildings with wall and ceiling insulation, and modern high-performance windows. As suggested by cost-optimal studies for existing residences (DGEG, 2019a, 2019b), this should be enough to obtain thermal comfort most of the time, with no active cooling and occasional active heating.

7.2. Country-specific barriers

The better target buildings for DHC are those constructed before the issuing of the 2006 building code (SCE, 2006), in particular high-rise apartment buildings. It is noted that residences built from before 2006 seldom possess central heating. This means that a levelized cost of heat should include not only the side of the DHC owner costs with generation and distribution of heat, but also the cost at the client side. Assuming a 40 MWh heat demand for a reference 100 m² existing dwelling (DGEG, 2019a) over 18 years (i.e., 2022-2040), and a 4 000 € cost of adaptation of the dwelling to central heating, this would lead to an additional heat cost of about 100 €/MWh. This hinders the competitiveness of DHC in respect to decentralized options. And in a similar way for cooling.

Plus, apartment buildings in Portugal only in very rare instances possess piping installed compatible with DHC. Thus, there yet additional condominium costs to be added. This again impacts on competitiveness but most of all, consists in a serious practical problem as the building adaptation must be authorized at a condominium assembly. Even if it passes, dwellings not using the DHC would not be required to contribute to the building installation, augmenting the costs for the other dwellings.

As regards services buildings, it is noted that they are already equipped with HVAC systems, so DC must compete against investments already made and technical solutions already working.

All considered, the best situation for enabling DHC would be in new buildings with pre-installation of central heating, where the related costs are much diluted in the total dwelling cost. However, newly built neighborhoods in principle will not require DHC systems. This is because the near zero energy building definition in Portugal (NZE, 2019) was assembled in such a way that the new buildings require very little active heating and cooling. Furthermore, even if considering cold areas of the country, NZEBs must obtain 50% of the HC energy from local renewable sources, this including the energy supplied through dedicated infrastructures serving the building. Such concept clearly includes, for instance, micro-grids that harvest renewable energy; but in principle does not include large DHC systems, even if they are powered by renewable energy, as they are more akin to public utilities. Nevertheless, this is certainly an aspect that deserves further clarification in the building codes that will be published during 2021 following the new umbrella legislation for the Building Certification System (SCE, 2020).

7.3. Dissimilarities to the neighbouring country

It may be thought that since Portugal and Spain share the Iberian Peninsula space, they would share too similar climate and urban patterns – thus, the near absence of DHC potential in Portugal could look strange in comparison with its neighboring country. In fact, not only the climate is generally harsher in Spain than in Portugal, but buildings patterns are different – e.g. gross floor areas in Portuguese urban areas much lower than in Spain. This is illustrated in Figure and Figure that aim to compare DHC potential in Portuguese and Spanish locations of similar latitude and size. The same technoeconomic parameters were used and a DH distribution cost ceiling of 35 €/MWh was adopted.



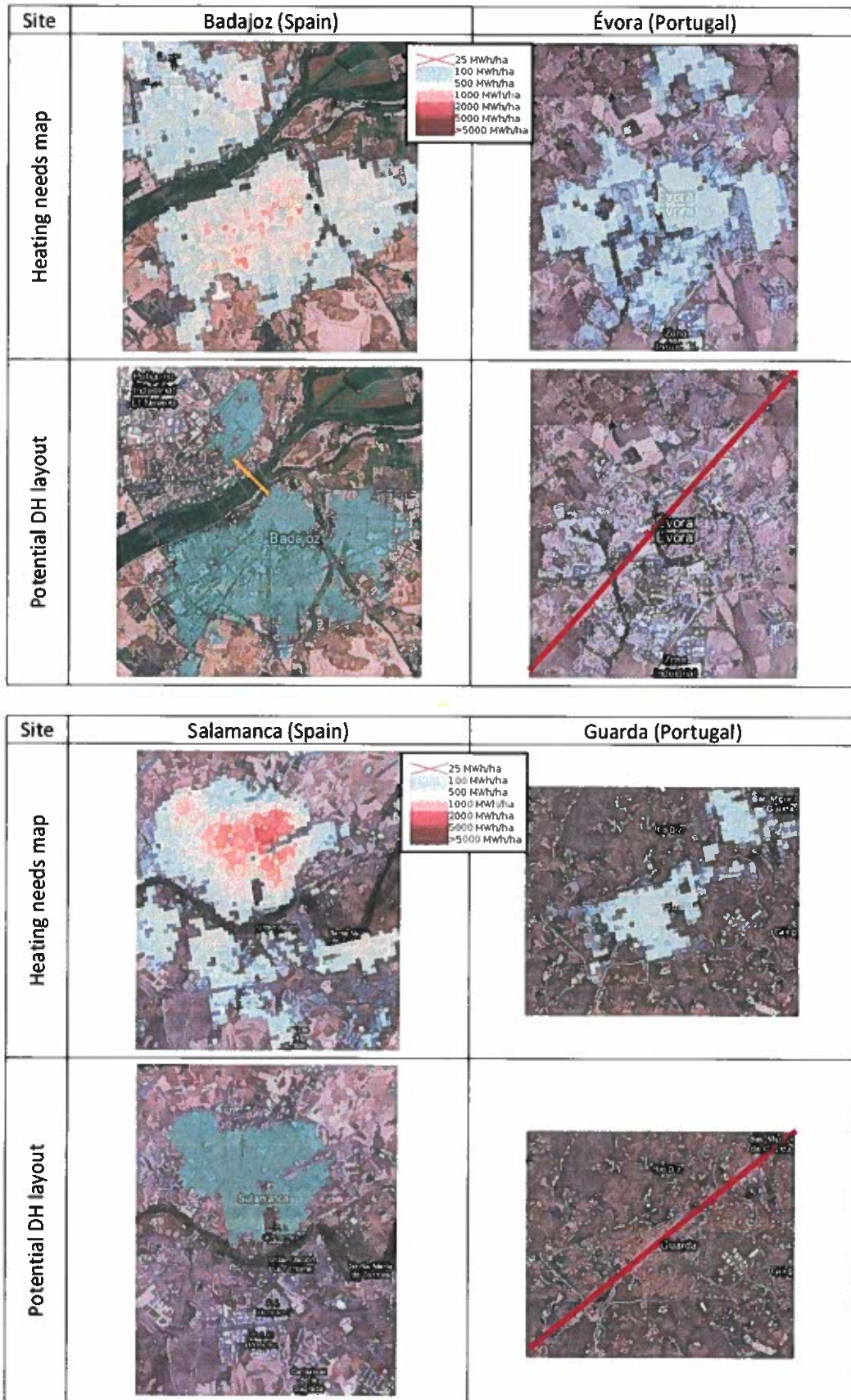


Figure 30 - Comparing district heating potential at locations with similar type and latitude across the Portugal-Spain border.



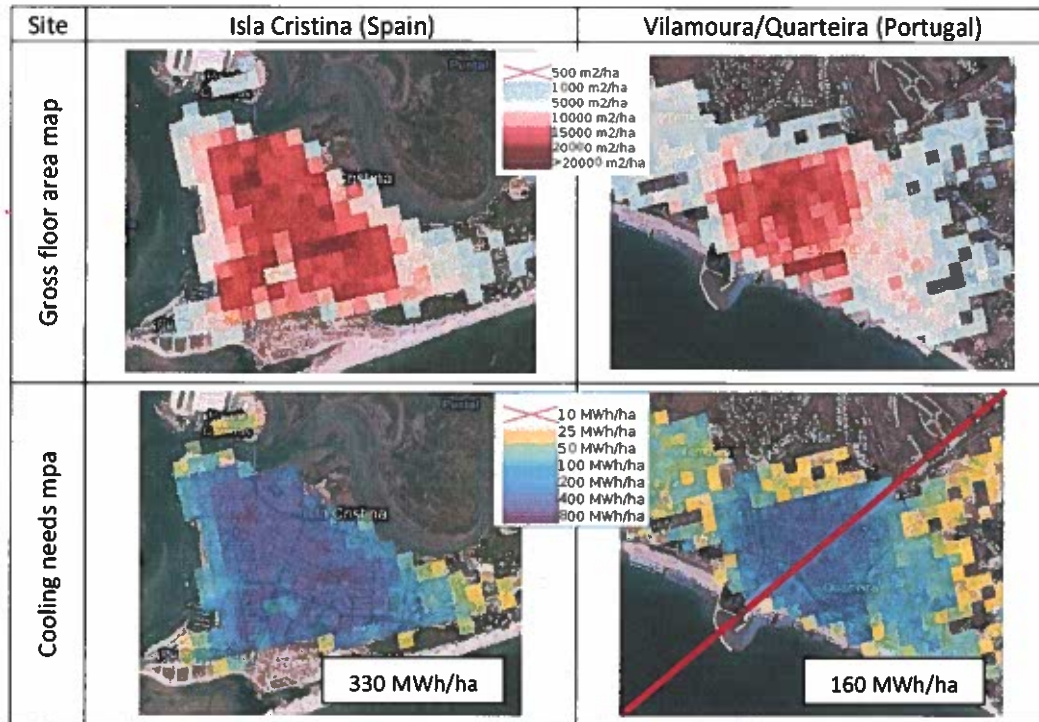


Figure 31- Comparing district cooling potential at locations with similar type and latitude across the Portugal-Spain border.

As it can be seen, the Toolbox easily find DH or DC potential at the Spanish locations but not at the corresponding Portuguese locations. The conclusion is that even for locations under similar climate, just the fact that Spanish urban areas are denser, would lead to significant differences in DHC potential between the two countries; climate differences make up for the rest.

7.4. Historical and tourist districts

An advantage of DHC in comparison with decentralized HC technologies, is that they are much less intrusive for an urban landscape. The sight or HVAC heat exchangers mounted outside of buildings is perhaps acceptable for suburban areas, but at historical and tourist districts it is certainly not aesthetical. Therefore, one can conceive that, even if a DHC system is not economically viable *per se* in these areas, municipalities could see this as a solution for improving the living quality of the buildings therein, diminishing the impacts on the urban landscape.

We examined the case of Lisbon and Porto from this viewpoint, allowing for a high DH distribution cost ceiling of 80 €/MWh and adjusting the construction cost upwards of what is stated in Table 8, considering that it is more expensive to build a network in these old town areas (their complicated topography does not help either). The results were encouraging, see Figure .



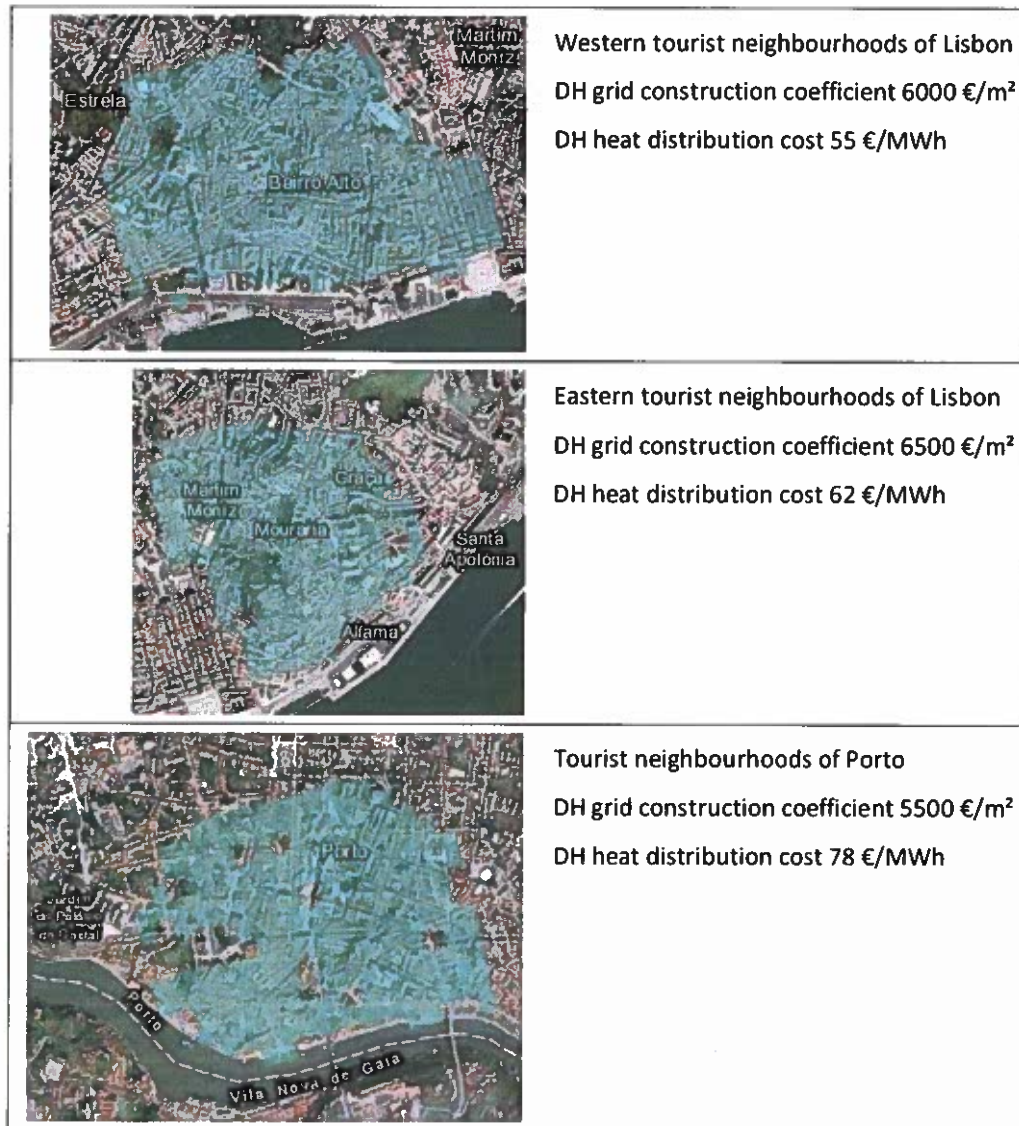


Figure 32 - District heating areas at tourist neighbourhoods, allowing high network costs.

As an example, the annuity for DH grid investment for the Lisbon Eastern tourist neighbourhoods (Alfama / Mouraria / Graça / Castelo) was estimated at about 1 M€ per year up to 2040. This certainly looks expensive for a municipality investment. However, European funds for urban renovation are to become available under the Renovation Wave; and other financial sources can be available. For instance, the 1 M€ cost can be compared with the *ca.* 38 M€ per year revenue of the city tourist tax.



8. Conclusions

This study found the potential for DHC in mainland Portugal to be very low or even null. The major barriers to adoption are low density of construction at interior zones, and mild climate at coastal zones; but additional economic, sociocultural, and practical barriers, also were identified. Unlike in other EU countries, DHC in Portugal holds very little potential for energy efficiency savings.

It is remarked that the guidance from the European Commission on the EED states that the adoption of measures to develop DHC in a country is only mandatory if the assessment identifies a potential whose benefits exceeds the costs, which is not the case for Portugal.

Although this study yielded negative perspectives for DHC potential, this does not definitely rule out the interest of heating and cooling networks to the country.

Firstly, some opportunities for DH do exist for a few specific situations where nearby geothermal or industrial waste heat sources are available (Chaves, Amadora, Parque das Nações). Plus, there is the possibility to adopt district heating in historical and tourist neighbourhoods to reduce the impact of other solutions such as HVAC in the urban landscape.

Secondly, although the best international wisdom available to us was applied in the study, DHC technology and its costs are constantly improving. For instance, renewable heat sources other than biomass can come to be considered as a solution to power DH and especially DC, making these viable even under large energy distribution costs.

Thirdly, this study analysed conventional DHC; while there is currently a perception that small scale networks could be a solution for many situations, this fitting neatly with the concepts of micro-grids and energy communities.



References

- DGEG (2019a). *Custo-ótimo: Residências isoladas existentes. Relatório em cumprimento da Diretiva 2010/31/UE (EPBD) e Regulamento Delegado (UE) n.º 244/2012, relativo ao cálculo dos níveis ótimos de rentabilidade dos requisitos mínimos de desempenho energético dos edifícios e componentes de edifícios* (in Portuguese). Cost-optimal study for existing isolated dwellings as required by the Energy Performance of Buildings Directive. Authors R. Aguiar and J. Mariz Graça. Ed. Direção-Geral de Energia e Geologia, Lisbon, March 23, 2019. 57 pp.
- DGEG (2019b). *Custo-ótimo: Edifícios de Blocos de apartamentos Multifamiliares Existentes. Relatório em cumprimento da Diretiva 2010/31/UE (EPBD) e Regulamento Delegado (UE) n.º 244/2012, relativo ao cálculo dos níveis ótimos de rentabilidade dos requisitos mínimos de desempenho energético dos edifícios e componentes de edifícios* (in Portuguese). Cost-optimal study for existing apartment buildings as required by the Energy Performance of Buildings Directive. Authors R. Aguiar e J. Mariz Graça. Ed. Direção-Geral de Energia e Geologia, Lisbon, July 17, 2019. 49 pp.
- EC (2013). Guidance note on Directive 2012/27/EU on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EC, and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC - Article 14: Promotion of efficiency in heating and cooling. Commission Staff Working Document SWD(2013) 449 final, Brussels, 6/11/2013.
- EC (2020). *A Renovation Wave for Europe - greening our buildings, creating jobs, improving lives*. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of Regions. COM/2020/662 final.
- EED (2012). *Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC*.
- EPBD (2010). *Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings*.
- EPBD (2018). *Directive (EU) 2018/844 of the European Parliament and of the Council of 30 May 2018 amending Directive 2010/31/EU on the energy performance of buildings and Directive 2012/27/EU on energy efficiency*.
- HoTMAPS (2016). Research project funded by European Union's Horizon 2020 Research & Innovation Programme, under grant agreement No 723677. Website <https://www.hotmaps-project.eu/hotmaps-project/>
- HoTMAPS (2019). *HoTMAPS Toolbox - supporting strategic heating & cooling planning at local level*. HoTMAPS Project brochure. November 2019, updated September 2020; author - Energy Cities, www.energy-cities.eu; contributor - Technische Universität Wien. Available at <https://www.hotmaps-project.eu/wp-content/uploads/2020/09/brochure-hotmaps-2020-web.pdf>
- HoTMAPS (2020). *HoTMAPS Toolbox - GIS-based software and data*. Available at <https://www.hotmaps.eu>

- INE (2012). *Censos 2011. XV Recenseamento geral da população. V Recenseamento geral da habitação* (in Portuguese). Ed. Instituto Nacional de Estatística (Statistics Portugal). Website <https://censos.ine.pt/>
- INE (2019). *Retrato Territorial de Portugal, edição 2019* (in Portuguese). Ed. Instituto Nacional de Estatística (Statistics Portugal). ISBN 978-989-25-0490-2. Available at <https://www.ine.pt>
- IRENA (2017), *Renewable Energy in District Heating and Cooling: A Sector Roadmap for REmap*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. <https://www-irena-org/remap>. March 2017. ISBN 978-92-9260-017-4 (web).
- NECP (2020). *Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030* (in Portuguese). National Energy and Climate Plan 2021-2030, Ministerial Resolution no. 53/2020, from July 10.
- NZEB (2019). Ordinance no. 42/2019, from January 30. Additional performance requirements for new buildings – near zero energy buildings definitions.
- PORDATA (2020). *Base de dados de Portugal Contemporâneo* (in Portuguese). Ed. Fundação Francisco Manuel dos Santos. Website <https://www.pordata.pt/>
- SCE (2006). *Sistema de Certificação de Edifícios* (in Portuguese). Building Certification System, 2006 edition. Decree-Law no. 78/2006, from April 4.
- SCE (2013). *Sistema de Certificação de Edifícios* (in Portuguese). Building Certification System, 2013 edition. Decree-Law no. 118/2013, from August 20, altered by Decree-Law no. 68-A/2015, from April 30, by Decree-Law no. 194/2015, from September 14, by Decree-Law no. 251/2015, from November 25, by Decree-Law no. 28/2016, from June 23, and by Law no. 52/2018, from August 20.
- SCE (2020). *Sistema de Certificação de Edifícios* (in Portuguese). Building Certification System, 2020 edition. Decree-Law no. 101-D/2020, from December 7. Establishes the requirements for the improvement of the thermal performance of buildings and regulates the Building Certification System, transposing Directive (EU) 2018/844 and partially Directive (EU) 2019/944.
- STRATEGO (2016). *Multi-level actions for enhanced Heating & Cooling plans*.
<https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/en/projects/stratego>
<https://www.euroheat.org/our-projects/stratego-multi-level-actions-enhanced-heating-cooling-plans/>

Annex I - Indications regarding EED reporting

Regarding the reporting items required by EED related to district heating and cooling, its Annex VIII lists what “the comprehensive assessment of national heating and cooling potentials referred to in Article 14(1) shall include”. The following contributions for this purpose of this study are hereafter put forward, for each item listed.

Point (a) – “a description of heating and cooling demand”

This was discussed in Chapter 3, especially in sections 3.3 and 3.4. The assessment takes advantage of GIS-based tools that very recently become available, namely the HoTMAPS Toolbox developed by Project HoTMAPS (2016). Improving on previous studies, it was possible this way to account better for climate and building stock characteristics, and enable exhaustive and detailed surveys of the territory.

Point (b) – “a forecast of how this demand will change in the next 10 years, taking into account in particular the evolution of demand in buildings (...)”

This was addressed in Chapter 3, section 3.5. The HoTMAPS Toolbox provided a reference scenario for all the parameters relevant to make a forecast. This reference scenario was adjusted according to a set public policies and measures expected to have significant impacts on the building stock: the Portuguese National Energy and Climate Plan 2030 (NECP, 2020); the refreshed EPBD Directive (EPBD, 2018), that is just now being transposed to national legislation (SCE, 2020), including the required national Long Term Building Renovation Strategy; and the EU “Renovation Wave” strategy (EC, 2020). A projection was performed by updating heating needs considering renovation rates and its impacts in thermal performance for each period of construction. The built area was also adjusted according to the evolution of population.

Point (c) – “a map of the national territory, identifying (...)”:

(i) heating and cooling demand points, including:

- municipalities and conurbations with a plot ratio of at least 0,3
- (...)

(ii) existing and planned district heating and cooling infrastructure;

(iii) potential heating and cooling supply points, including:

- electricity generation installations with a total annual electricity production > 20 GWh, and
- waste incineration plants,
- existing and planned cogeneration installations (...)
- district heating installations.

However, recognizing that these items were considered in the assessment performed in this study, some observations are left here. Regarding item (i), an assessment is provided at Chapter 5, sections 5.1 to 5.3, using the GIS tool. This enabled a more accurate survey of zones with significant heating and cooling needs than with the plot ratio method. Regarding item (ii), there is only one district heating and cooling network, see Figure 25; there are some preliminary studies, but so far, no firm plans have been put forward for other networks. Regarding item (iii), information is available in the HoTMAPS Toolbox, and was completed with data for the two waste incineration plants; as for cogeneration plants, they are already supposed to satisfy other existing heat needs, except for the one powering the single district heating network already mentioned.

In addition to the types of potential heat supply points listed in Annex VIII, a survey was done for industrial installations of the industrial subsectors pulp & paper, steel recycling and products, glass products, and cement & lime, refer to Chapter 11 of DGEG' study "Waste Heat in Portugal – 2020 Edition", in this report.

Point (d) – “identification of the heating and cooling demand that could be satisfied by (...) district heating and cooling”

District heating potential was addressed in Chapter 5, sections 5.3 and 5.4.

Two scenarios were considered, a “full comfort” scenario where there the indoor temperature is maintained constantly in a comfort band, and a “socioeconomic” scenario that deals with comfort with more flexible strategies and it is considered more adherent to the economic and cultural reality of Portugal.

Preliminary identification of candidate areas for district heating and cooling was done using heating and cooling needs' maps, surveying the urban areas of the entire territory. Next, the delimitation of candidate areas was refined setting thresholds for the minimum energy demand to be although facing by a district heating network. Finally, an economic viability analysis was performed, examining if the district heating grid distribution and transmission costs for the areas selected were within internationally accepted viability thresholds. Using these approaches, the potential for district heating in Portugal was found to be very low. Three instances only were found: at Amadora a district heating network can eventually be powered from a glass factory that is located within the urban area; at Chaves it might be possible to install a district heating network powered by a nearby geothermal heat source; and the district heating network at Parque das Nações, Lisbon, is already built and although the current cogeneration system faces economic viability problems, it might be powered by heat from a waste incineration plant not very distant.

District cooling potential was addressed in Chapter 6. The same strategy followed for heating was employed, but the economic viability analysis has not taken place because already at the phase of finding candidate areas with demand thresholds, none was found suitable; nevertheless, there is the exception of the already built network at Parque das Nações, Lisbon, mentioned above.

The major obstacles to the adoption of district heating and cooling were identified as a construction density too low at interior zones that feature more climatic extremes, and in contrast a mild climate at the coastal zones that support the denser urban areas. This for existing urban areas, but much more so for new urban areas as they will be built under the Near Zero Energy Building standard (NZEB, 2019), which in Portugal means that will have very low heating and cooling needs, indeed close to null in vast areas of the territory. Additional economic, sociocultural, and practical barriers are discussed at Chapter 7.

Point (e) – “[...] identification of the potential for additional high-efficiency cogeneration (...)”

No potential was identified for additional high-efficiency cogeneration directed at powering district heating.

Point (f) – “identification of energy efficiency potentials of district heating and cooling infrastructure”

District heating powered by waste heat and geothermal heat could amount to about 0.34 PJ (i.e., 96 GWh: 55 GWh at Parque das Nações, 31 GWh at Amadora, and 10 GWh at Chaves). Unlike for most other EU countries, for Portugal no large energy efficiency savings through the adoption of district heating and cooling cost-effective solutions could be identified.

(g) strategies, policies and measures that may be adopted up to 2020 and up to 2030 to realise the potential in point (e) in order to meet the demand in point (d) (...)"

This is void, given the assessment results obtained.



Waste Heat in Portugal

[2020 EDITION]

9. Introduction

This study analyses the availability of industrial waste heat in Portugal and tries to identify the major facilities that could provide waste heat as an energy source for industrial utilizations as well as for heating and cooling of buildings.

It is expected that this can provide a useful contribution to the reporting obligations of Portugal³ under the Article 14(1) of the Directive 2012/27/EU, known as Energy Efficiency Directive (EED, 2012) (amended in 2018 by Directive 2018/2002/EU, as part of the 'Clean energy for all Europeans package'). Indeed the EED specifies several reporting items related to waste heat, namely in its Annex VIII, therefore an analysis of waste heat availability and future trends should be useful in that regard.

We will start by making estimates of the maximum technical waste heat availability in the manufacturing industry and identifying other major waste heat sources such as waste incinerator and thermal power plants.

Then we will map the major facilities that may provide waste heat and examine for each one, the potential for utilization in other surrounding urban areas and industrial parks.

Finally, we will discuss the EED Article 14(1) reporting items related to waste heat as specified in its Annex VIII at the light of the information that was obtained.

³ Meaning mainland Portugal; the autonomous regions of Madeira Islands and Azores Islands are not covered by this study as they handle their own obligations in respect to EU Directives.

10. Waste heat availability

10.1. Methodology

To estimate a maximum technical potential for waste heat utilization, we will use a top-down approach.

The procedure starts from historical records and projections of final energy demand for each (sub)sector analyzed. It is assumed that all fuels are used to generate heat. Assigning an average 90% conversion efficiency to fuel demand, the heating supply from these sources is estimated. For the special case of steel products, it is known that electric arcs are used to provide high-range temperatures in Portuguese facilities (MEGASA, 2021), therefore we add 80% of the electricity demand to the heat demand of the subsector (own estimate).

Total heat demand would be obtained by adding to this heat demand estimate, the cogeneration heat and solar heat use statistics. However, these two types of energy consumption are not considered to be sources of further excess heat.

To calculate excess heat potentials, we use the method proposed by the Project HoTMAPS (2016), described in the respective supporting materials (HoTMAPS, 2020 a). Briefly, excess heat factors are obtained, defined as waste heat generated per unit of fuel consumed. To estimate waste heat available, these excess heat factors are multiplied with the part of energy demand supplied directly by fuels. Finally, additional share factors enable to estimate the heat available in several temperature ranges.

The excess heat factors used for industry are those proposed by Brückner (2016), see Table . These data derive from surveys of German industry by Kemmler et al. (2016); unfortunately, we could not find factors specific for the Portuguese industry. It is also remarked that the excess heat factors of Brückner include excess heat coming from process heat as well as space heat generation and hot water and do not include excess heat generated by electricity based applications.

Table 9 - Excess heat factors at industry subsectors.

CAE	Subsector	Excess heat factor	Temperature distribution [%]			
			< 100°C	100-200°C	200-500°C	>500°C
10	Manufacture of food products	0,10	10	90	0	0
11	Manufacture of beverages	0,14	10	90	0	0
12	Manufacture of tobacco products	0,12	10	90	0	0
13	Manufacture of textiles	0,29	10	60	30	0
14	Manufacture of wearing apparel	0,06	10	60	30	0
15	Manufacture of leather and related products	0,20	10	60	30	0
16	Manufacture of wood and products of wood and cork *	0,10	10	60	30	0
17	Manufacture of paper and paper products	0,09	10	90	0	0
18	Printing and reproduction of recorded media	0,03	10	60	30	0
20	Manufacture of chemicals and chemical products	0,09	10	90	0	0
21	Manufacture of pharmaceutical products	0,08	10	90	0	0
22	Manufacture of rubber and plastic products	0,17	10	90	0	0
23	Manufacture of other non-metallic mineral products	0,15	0	20	80	0
24	Manufacture of basic metals	0,19	0	10	90	0
25	Manufacture of fabricated metal products **	0,19	0	50	50	0
26	Manufacture of electronic and optical products	0,18	10	60	30	0
27	Manufacture of electrical equipment	0,31	10	60	30	0
28	Manufacture of machinery and equipment n.e.c.	0,16	10	60	30	0
29	Manufacture of motor vehicles, trailers and semi-trailers	0,12	10	40	50	0
30	Manufacture of other transport equipment	0,38	10	40	50	0
31	Manufacture of furniture	0,12	10	60	30	0
32	Other manufacturing	0,08	10	60	30	0
33	Repair and installation of machinery and equipment	0,05	10	60	30	0

(*) except furniture (**)except machinery and equipment

10.2. Heat demand at industry

We take the most widely used approach to projection of final energy demand at industrial subsectors, which is to make it proportional to its Gross Value Added (GVA). We first take the national Gross Domestic Product (GDP), projections of the National Strategy for Hydrogen (EN-H2, 2020), which in turn are based on those of the National Energy and Climate Plan 2030 (NECP, 2020) scenario with adjustments for the impact of Covid-19 pandemic (DGEG, 2020 a), see Figure .

Then the historical GVA shares for 14 manufacturing industry subsectors are projected in a conservative way, yielding absolute values when multiplied by the GDP, see Figure 34.

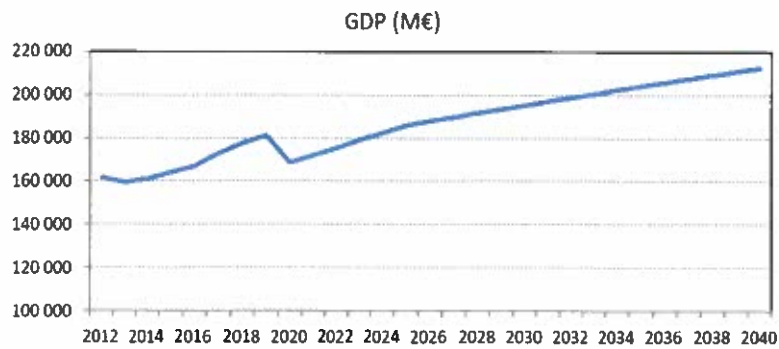


Figure 33 - Gross Domestic Product scenario.

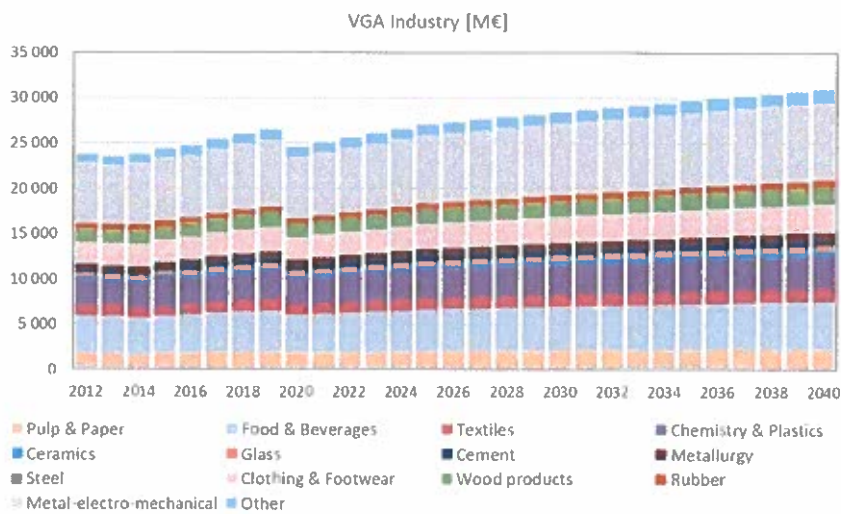


Figure 34- Gross Value Added of 14 manufacturing industry subsectors.

The final energy consumption at each subsector is considered proportional to its GVA, without elasticities. Expected energy efficiency gains are factored in via energy intensity drops in respect to GVA. Finally, the historical shares of the different fuels consumed in each industrial subsector are projected and multiplied by the overall subsector energy demand to obtain final energy demand of each fuel – this is the most delicate and uncertain step. However, guidance can be obtained from the Carbon Neutrality Roadmaps 2050 (CNR, 2019), National Energy and Climate Plan 2030 (NECP, 2020) and National Strategy for Hydrogen (EN-H2, 2020). We also considered the cogeneration phase-out trend proposed in DGEG’s Cogeneration Outlook for Portugal (DGEG (2021 b) for the cases of fossil fuel and of renewable fuels of non-biological origin inputs.

The overall demand mix of the manufacturing industry obtained in this way is shown in Figure 25. The part of this demand that allows for excess heat is seen to represent today about 40% of total energy demand, 50% in the long-term.

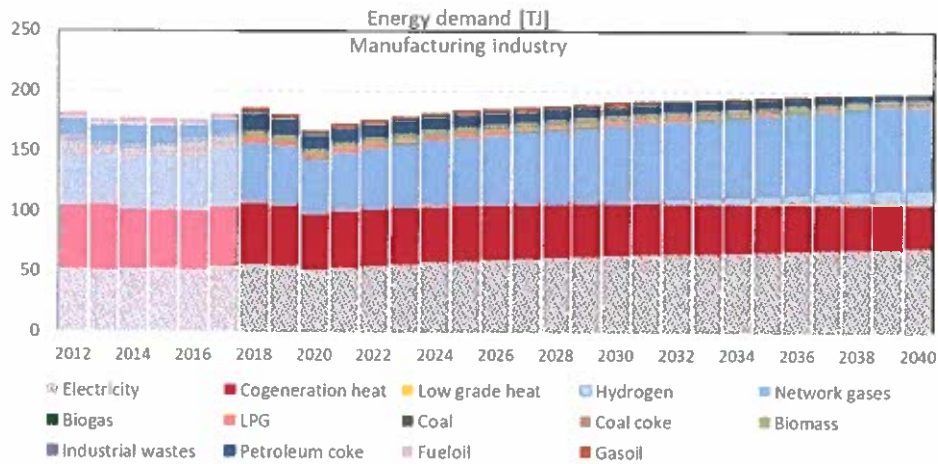


Figure 255 - Final energy demand mix of the manufacturing industry.

10.3. Excess heat availability at industry

Using the methodology described at section 10.1, the estimates for maximum waste heat availability are depicted in Figure . The subsectors are represented from bottom to top by order of waste heat potential.

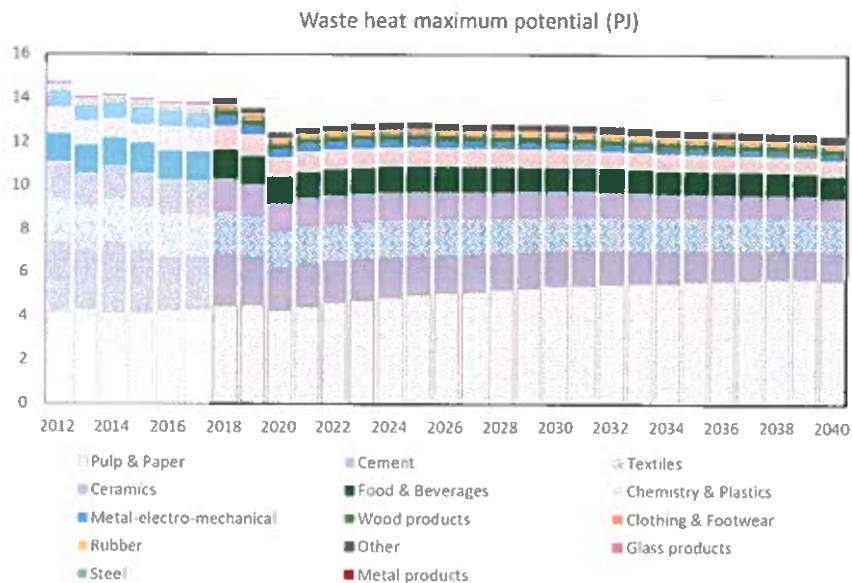


Figure 36 - Excess heat by industrial subsectors.

As can be appreciated, the overall potential is about stable, slightly increasing up to 2024 and then slightly decreasing towards 2040. The pulp & paper subsector is revealed as the one with the most potential. Its importance in this context increases with time; this is due to the phase-out of gas-based cogeneration in the subsector. In contrast the potential of the second most important sector, fabrication of cement (and lime), decreases with time due to activity reductions and more recycling of materials. For the remaining subsectors, the outlook is about stable.

Figure shows the data for overall waste heat availability by temperature range, for selected years. As could be expected from the excess heat factors in Table , most of the potential stands at the 100 °C to 200 °C range, but the potential at the 200 °C to 500 °C range is also relevant – this result mainly from the contribution of the subsectors that handle fabrication of steel products and metal equipment and products.

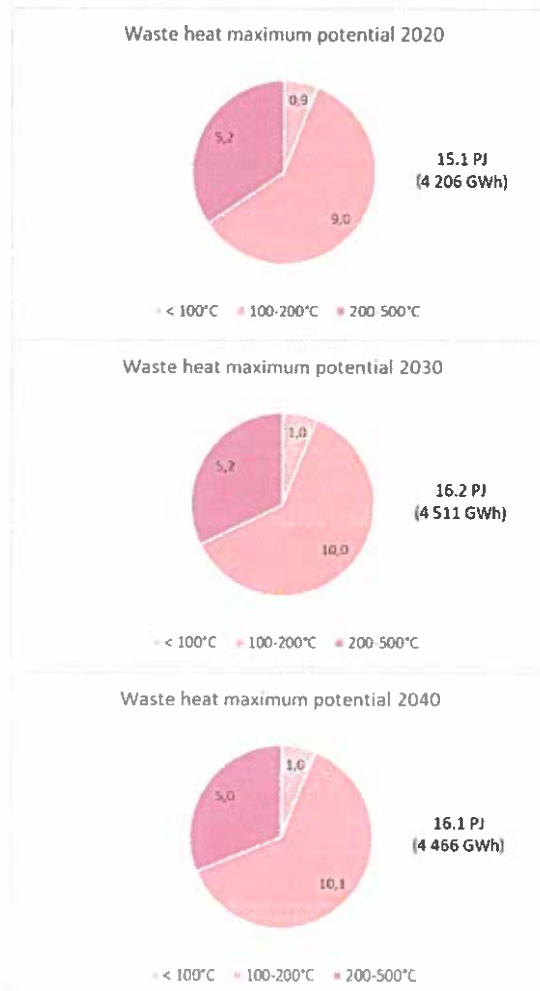


Figure 37 - Excess heat by temperature range.

In summary, the estimate for *maximum potential* of excess heat from industry is around 9% (by 2020) to 8% (by 2040) of the total energy demand. Of which, 60% to 63% in the range 100 °C to 200 °C, and 31% to 34% in the range 200 °C to 500 °C.

10.4. Excess heat availability at other sectors

In the EU there are 461 waste-to-energy plants (Scarlat et al., 2018), of which 221 are cogeneration type, 158 electricity-only only type, and the remaining 78 are heat-only type. Mainland Portugal possesses two municipal waste incinerator electricity-only plants, LIPOR and Valorsul. No information on amounts of waste heat could be obtained nationally or in the general literature, nevertheless their cases will be analysed in the next section.

Thermoelectric power plants produce excess heat, but as it will be seen in the next section, in practice in Portugal it will be difficult or impossible to use that kind of energy source.

11. Waste heat utilization potential case studies

Usually, maximum technical potential of an energy source is much higher than feasible technical potential; and the later, higher than then economically viable potential. To investigate this aspect, in this section we will analyze a set of 17 case studies that correspond to the largest excess heat producing facilities, see the map at Figure .

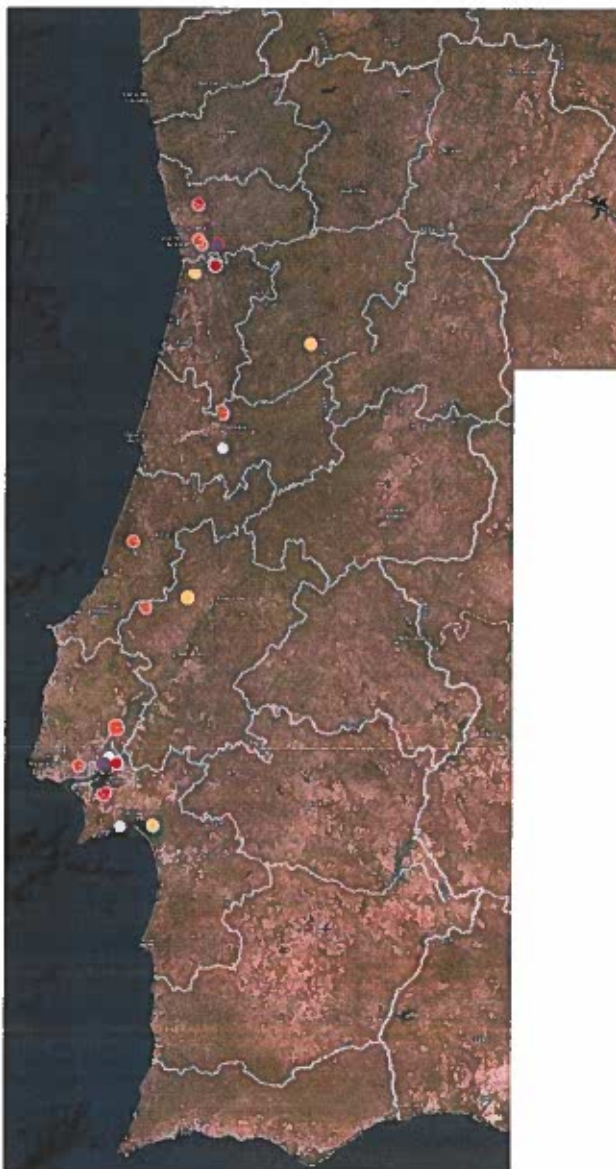


Figure 38 – Map with location of case studies.

These case studies were selected with basis on the industrial sites database provided by HoTMAPS (2020 b); in addition, also the two waste incineration power plants (LIPOR and ValorSul) and the three natural gas combined cycle power plants (Tapada do Outeiro, Ribatejo, Pego). Coal based power plants were not examined as they face decommissioning until summer of the current year (2021).

Hereafter, Figure to Figure show maps of the facilities selected and their surroundings, size 10 km x 10 km with the facility at the center: Also depicted are the heat demand of buildings and areas with potential users – industrial parks or dense enough urban areas –, indicated by yellow ellipses: the more promising areas drawn with a solid line, the less promising or considered unfeasible areas drawn with a dotted line. A comment is provided for each case study.

The Zarrinha Paper and Carboard factory, see Figure , has two nearby industrial zones to the west of the facility, plus three other industrial zones further away. The surrounding urban areas have a density and aggregated heat demand too low to support district heating.

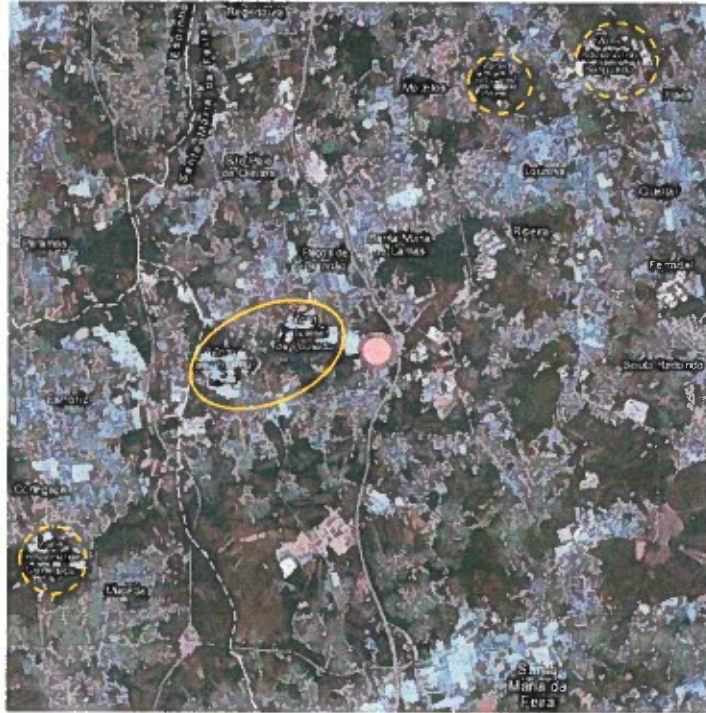


Figure 41 – Zarrinha Paper and Carboard factory near Sta.Maria da Feira and nearby potential users of excess heat.

11.2. Steel industries

The case study of Figure examines the Megasa/Siderurgia Nacional complex at Seixal. One industrial / commercial zone is located a few km to the south. The surrounding urban areas (Amora / Seixal / Barreiro) have a density and aggregated heat demand that are almost are below but close to the low limit for district heating viability, however there are two hinderances: constructions are of low thermal quality, they need from refurbishment rather than a district heating network; and anyway, possible heat transport paths are longer than it would seem has they have to circumvent water bodies.



Figure 42 - SN Seixal facilities and nearby potential users of excess heat.

The case study of Figure examines the Megasa/Siderurgia Nacional complex at Maia, very near an industrial zone to the west. Other facilities are identified to the north, but it is not clear if they are industrial buildings or simply warehouses; and another industrial zone is located to the south but far away. No viable district heating areas nearby.

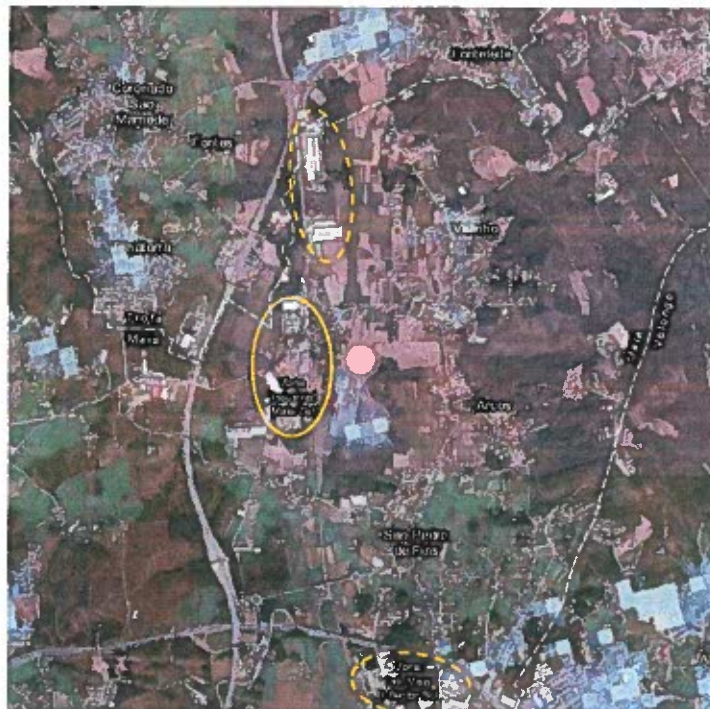


Figure 43 - SN Maia facilities and nearby potential users of excess heat.

11.3. Glass industries

Here we examine three facilities of the firm Barbosa & Almeida (BA) in three very different contexts.

The facilities at Amadora are located in an urban region that have several neighborhoods with construction density and aggregated heat demand enough to support district heating, roughly located to the north of the IC 19 highway, such as Benfica, Amadora, Queluz, Massamá, Cacém/Agualva. The other zones identified in the Figure would seem to also support district heating, but, they feature constructions of very low thermal quality, whose priority is refurbishment.

This is a situation that had already been identified as promising at a previous study of this series, "Assessment of District Heating and Cooling Potential in Portugal" (DGEG, 2021 a).

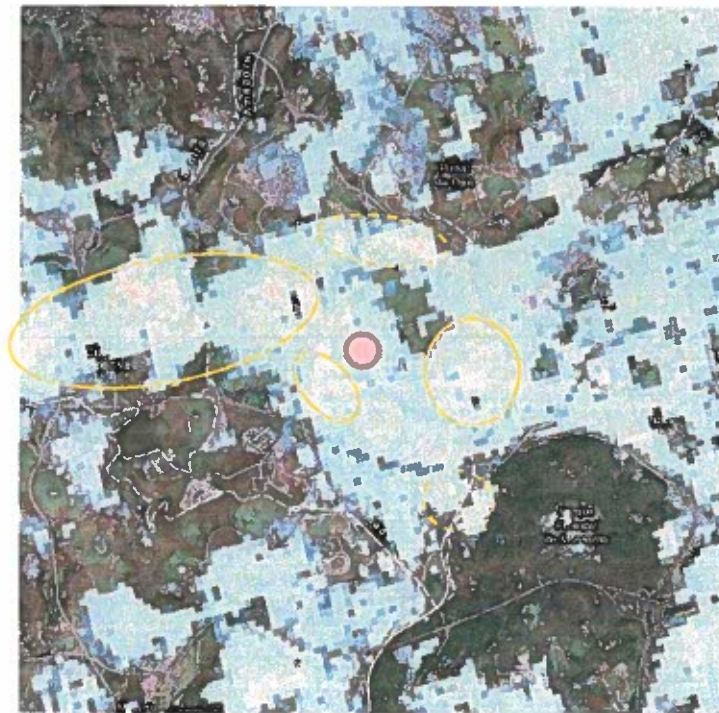


Figure 44 – BA Vidro factory at Amadora and nearby potential users of excess heat.

The BA factory at Avintes, Figure , is situated within an industrial area. The urban heating needs identified seem to result from wrong identification of industrial buildings as commercial ones, but close analysis would be needed. The BA factory at Marinha Grande, Figure , seems located nearby other industries, however our analysis suggests that these are themselves potential suppliers of excess heat.



Figure 45 – BA Vidro factory at Avintes and nearby potential users of excess heat.



Figure 46 – BA Vidro factory at Marinha Grande and nearby potential users of excess heat.



11.4. Cement and Lime industries

The case study of Figure examines the CIMPOR cement factory at Alhandra, that is near two industrial zone to the southwest. No viable district heating areas nearby. The CIMPOR factory at Souselas is in an isolated region, see Figure .



Figure 47 – CIMPOR factory at Alhandra and nearby potential users of excess heat.



Figure 48 – CIMPOR factory at Souselas and nearby potential users of excess heat.

The SECIL factory at Outão, has potential urban users of excess heat at the Setúbal city, to the northeast. However, a possible heat transport line would have to cross a zone of very adverse topography, and plus, classified as Protected Area, so this is considered unfeasible.



Figure 49 – SECIL factory at Outão and nearby potential users of excess heat.

The lime factory of Lhoist / Companhia Lusitana de Cal at Valverde is in a mountainous isolated region (Serra de Aire), see Figure .



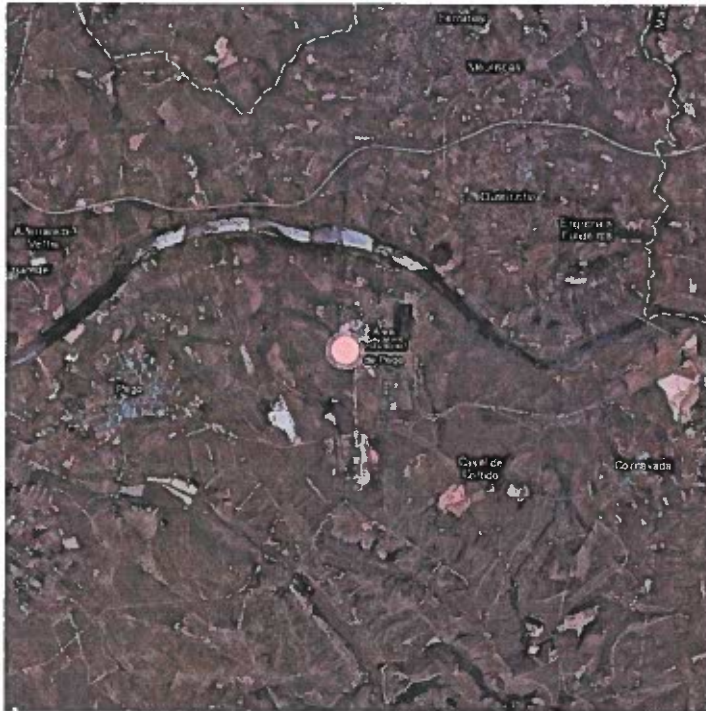


Figure 52 – TrustEnergy’s Pego thermoelectric power plant and nearby potential users of excess heat.



Figure 53 – TrustEnergy’s Tapada do Outeiro thermoelectric power plant and nearby potential users of excess heat.

11.6. Waste incinerators

Mainland Portugal possesses two municipal waste incinerator electricity-only plants, LIPOR at Gondomar (see Figure) and Valorsul to the northeast of Lisbon (see Figure). The fact that they are not of cogeneration type testifies that no economically viable uses for heat were available at the time of construction.

Nowadays, in the case of LIPOR we can find three small zones with industries nearby. The surrounding urban zones are too sparse to support district heating (DGEG, 2021 a).

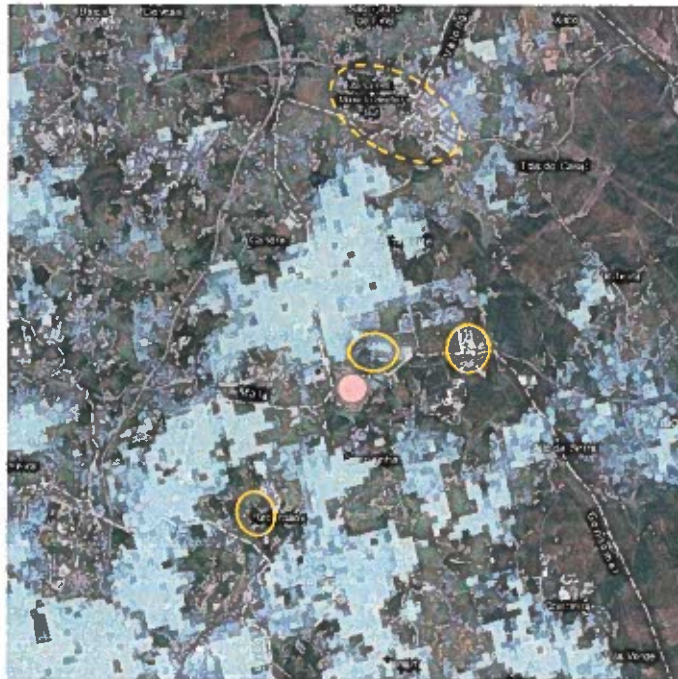


Figure 54 – LIPOR municipal waste incineration plant at Gondomar and nearby potential users of excess heat.

The case of Valorsul seems more promising. It is located near an industrial zone, with another further north. But most of all, it is not too far from the ClimaEspaço district heating network at “Parque das Nações” (eastern Lisbon). Therefore, waste heat could in principle be transported to replace heat currently being supplied by the natural gas based cogeneration unit that powers the network, but faces economic viability challenges as the cogeneration feed-in tariff nears the end of its allowed period. This opportunity was already identified at a previous study of this series, “Assessment of District Heating and Cooling Potential in Portugal” (DGEG, 2021 a), wherein a more detailed analysis can be found.



Figure 55 – Valorsul municipal waste incineration plant at S. João da Talha and nearby potential users of excess heat.

12. Industrial zones with a total annual heating and cooling consumption of more than 20 GWh

The SGCIE regulation, which has been in force since the early 1980s, and which was revised in 2008 with DL 71/2008, has engaged companies, with annual energy consumption above 500 toe, to audit annual energy consumption and implement measures to increase the energy efficiency of their processes. The implementation of such energy efficiency measures is periodically monitored through energy performance indicators that are reported to DGEG every two years. In this context, a database of energy consumption is available from 1289 companies (0.1% of all Portuguese companies) and representing about 9% of total energy consumption. There are 1094 companies from the manufacturing sector registered in the SGCIE representing 1.7% of the total universe of Portuguese companies on that sector and 25% of total energy consumption in manufacturing sector.

For this bottom-top approach, it was analyzed 544 energy audit reports, submitted to the SGCIE Portal by the installations lining up along the western seacoast and, in particular, in Porto and Lisboa regions, having been identified 132 installations with process heat demand and 74 installations with process cold demand. The heat demand of the installations is either directly provided in the energy audit report or computed, by multiplying the energy consumed for this purpose by the efficiency of the thermal energy generator. For cold needs, whenever the efficiency of the cold water generator was not provided in the energy audit report, it was considered an EER of 2, which was multiplied by the electric energy consumed for that purpose, as provided by the energy audit report.

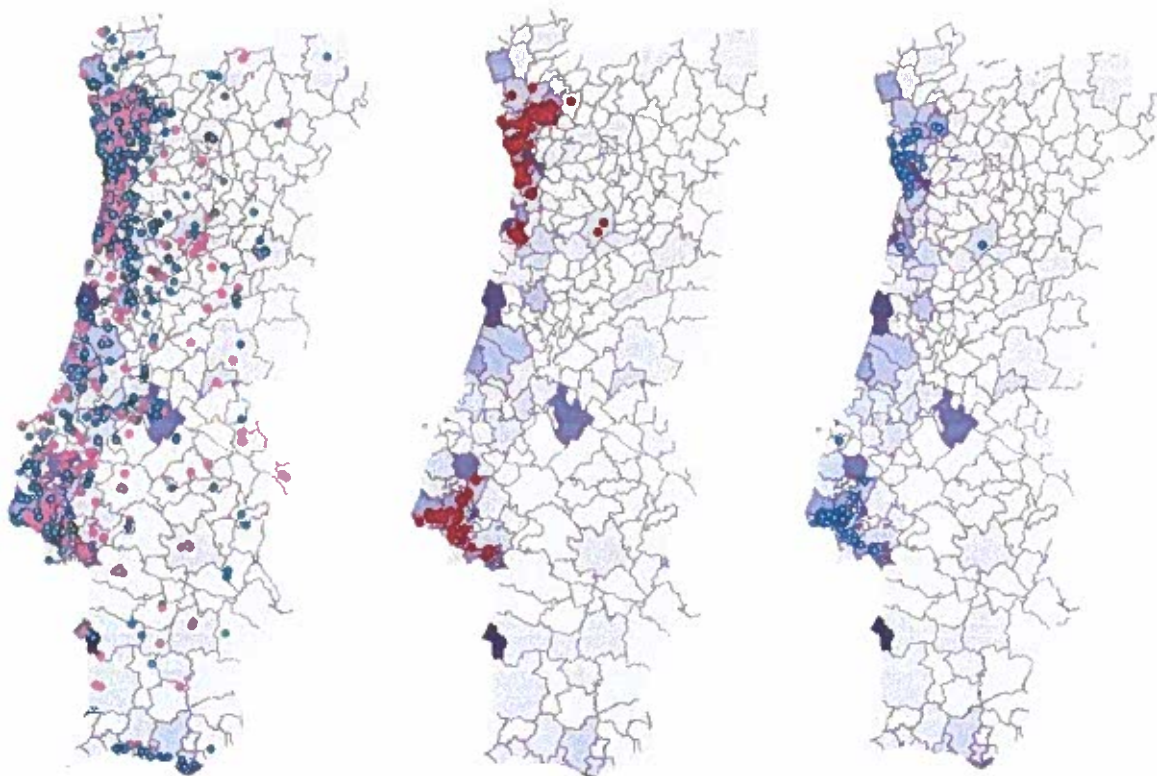


Figure 56- Geographical localization of all SGCIE installations and, from these, the ones which require heat or cold for the process (installation filtered for the west seacoast) over map of total energy consumption (DSPEE, 2019).

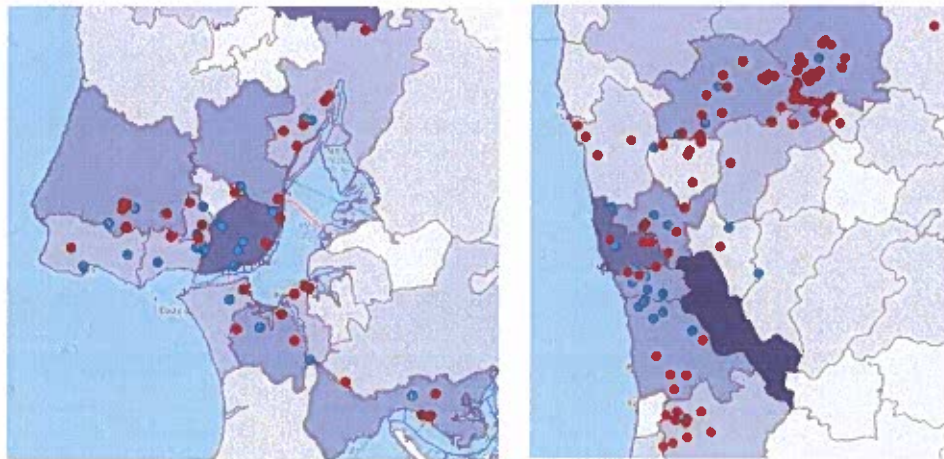


Figure 57-Geographical localization of heat and cold demand from SGCI installations in regions of Porto and Lisboa e Vale do Tejo.

In the following pictures it is shown the distribution of heat and cold process demand by municipality. The total amount of heat required by the 132 SGCI installations is 2,6 TWh/year distributed through 22 municipalities.

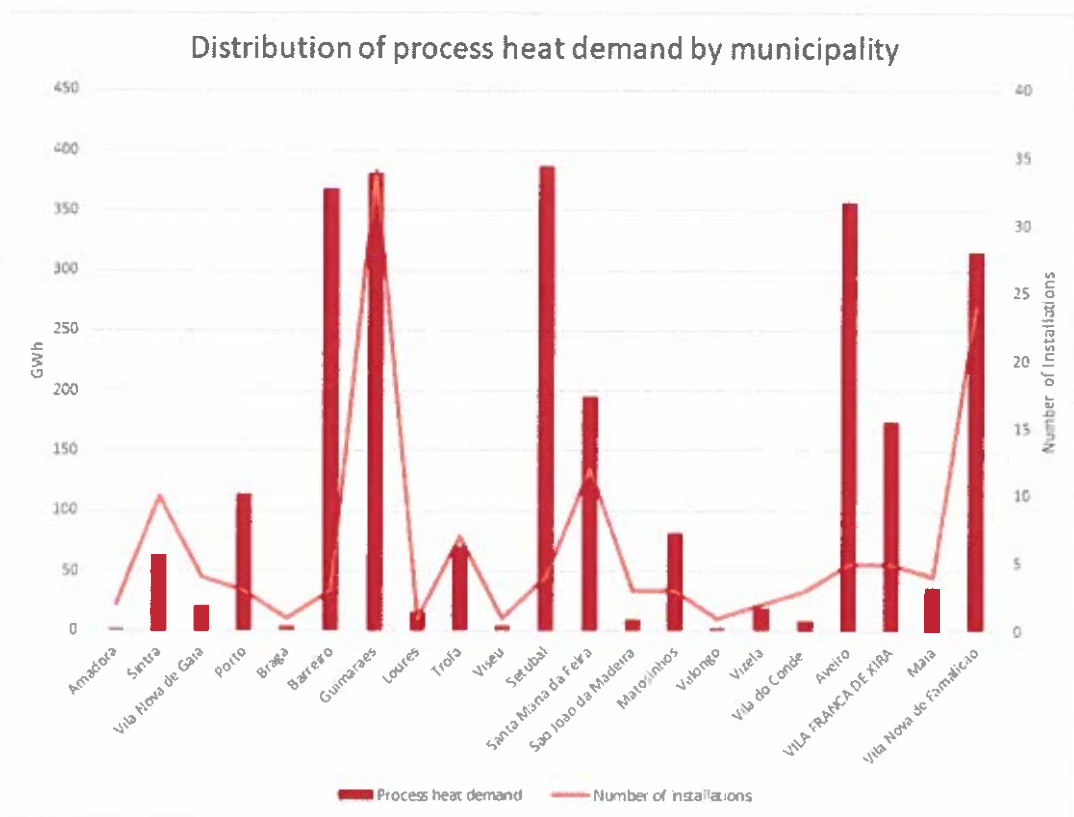


Figure 58- Distribution of process heat demand of SGCI installation by municipality.

From the picture above, we can observe that there is a higher concentration of process heat demand in Porto, Barreiro, Aveiro, Setúbal and Vila Franca de Xira, since this municipalities have bigger installations, like manufacture of pulp, paper and cardboard installations, localized in Aveiro and Setúbal. On the other hand, Guimarães and Vila Nova de Famalicão have the biggest dispersion of heat demand. This is due to the type of manufacture subsectors that are installed in this municipalities,

textile manufacturing and clothing industry, which account for around 88% of the installations requiring process heat.

From the 132 installations mentioned above, 19, from which 15 are located in the northern region, have the required heat provided from cogeneration plants, representing 1,5 TWh/year of vapor and hot water. There are 31 installations with heat demand above 10 GWh/year, representing 855 GWh/year, that produce their thermal needs without cogeneration.

From the 2,6 TWh/year of heat required by SGCIE installations, 1,5 TWh/year comes from industrial polygons, distributed according to the following figure.

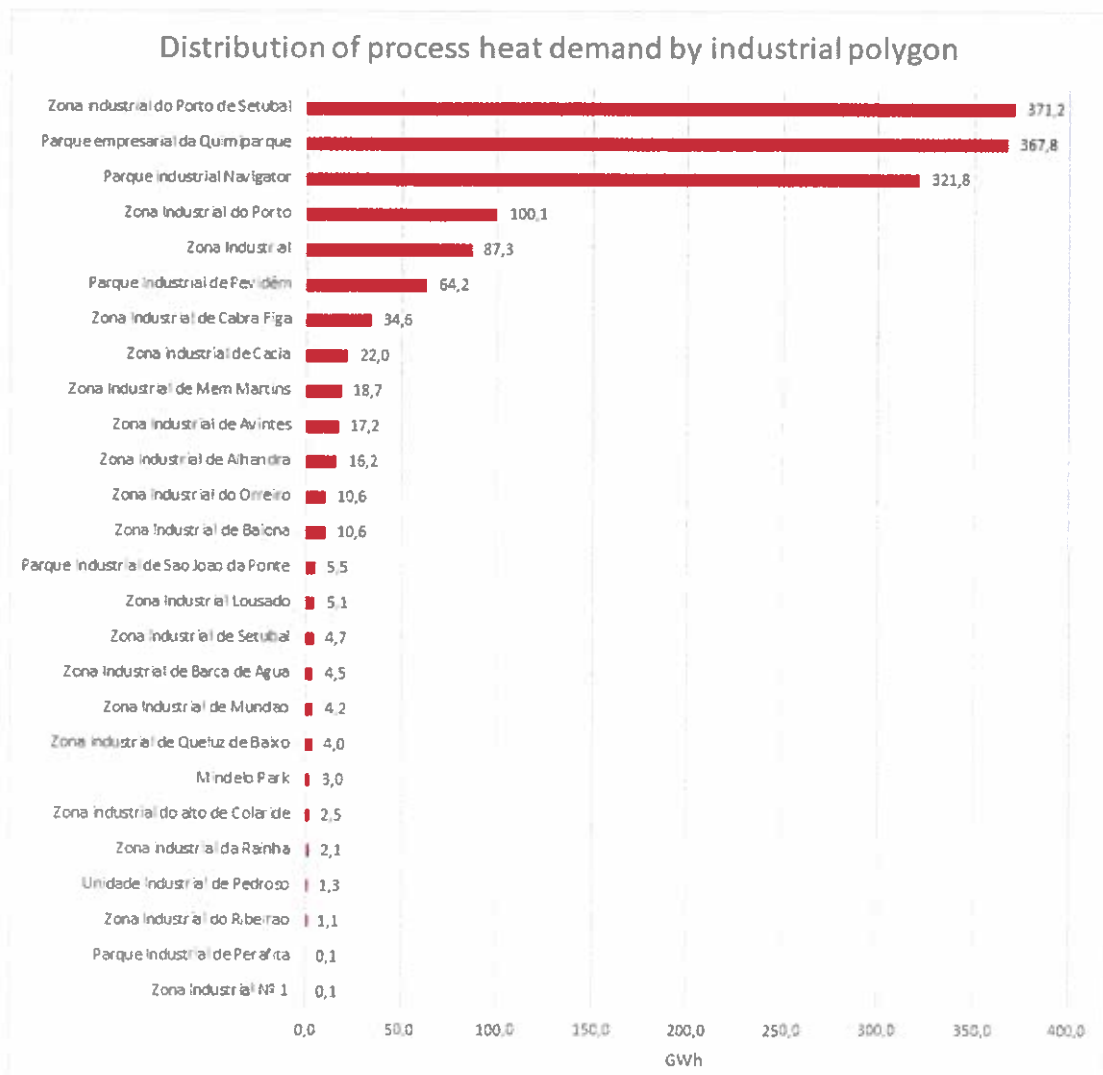


Figure 59- Distribution of process heat demand of SGCIE installation by Industrial polygons.

In the above figure, 'Zona Industrial' stands for non-organized clusters of installations, all localized in northern region. Around 64% of installations requiring process heat operate outside industrial polygons. From these installations operating outside industrial polygons, almost 90% are from northern region.

The Figure and 59 shows that the heat demand in northern region, that accounts for around 47% of the total heat demand from SGCIE installations, comes from smaller dispersed units, either operating

isolated or in non-organized clusters of installations from textile manufacturing and clothing industry. And it is in these two manufacturing sub-sectors that are installed, in the northern region, almost 30% of all cogeneration plants installed in Portugal and accounting for around 11% of the installed power for cogeneration.

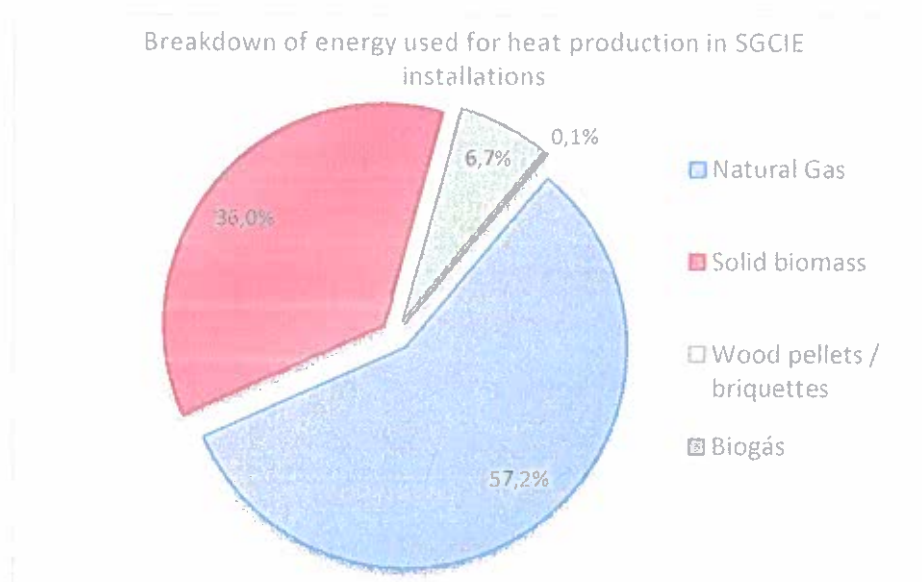


Figure 60- Breakdown of energy used for heat production in registered SGCIE installations.

As can be seen in the previous figure, around 43% of energy for heat production in SGCIE installations comes from biomass.

The total amount of cold required by the 74 SGCIE installations is 339 GWh/year distributed through 24 municipalities.

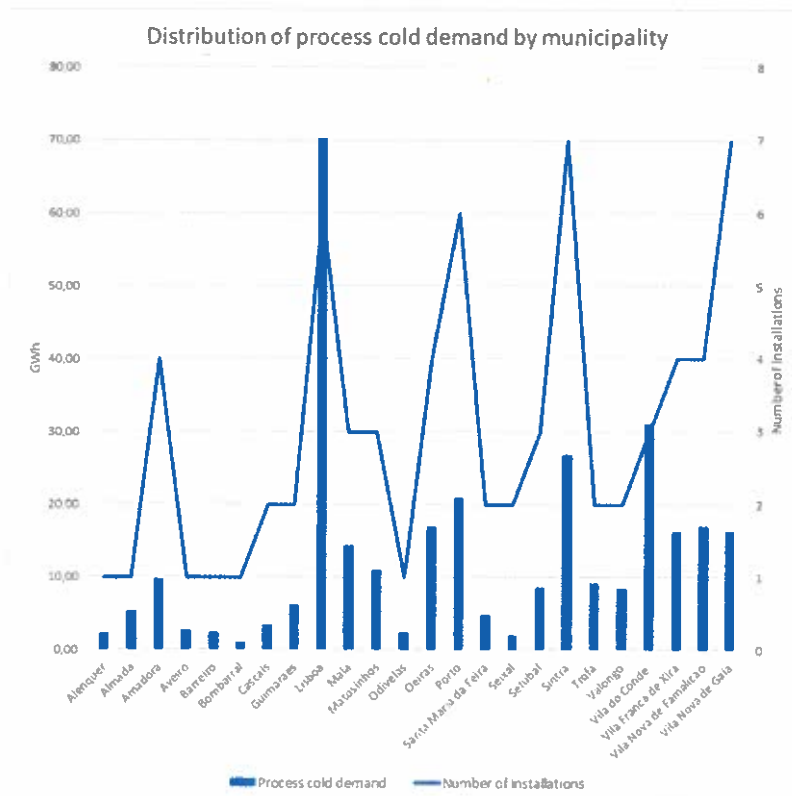


Figure 61- Distribution of process cold demand of SGCI installation by municipality.

Except for Lisbon, it can be seen from the previous figure that the cold demand is very dispersed by SGCI installations. From all the installations, 37 are supermarkets and shopping centers, 10 are datacenters located in Lisboa and Porto and 8 are cold storage warehouses.

From the 339 GWh/year of cold required by SGCI installations, 68 GWh/year come from industrial polygons, distributed according to the following figure.

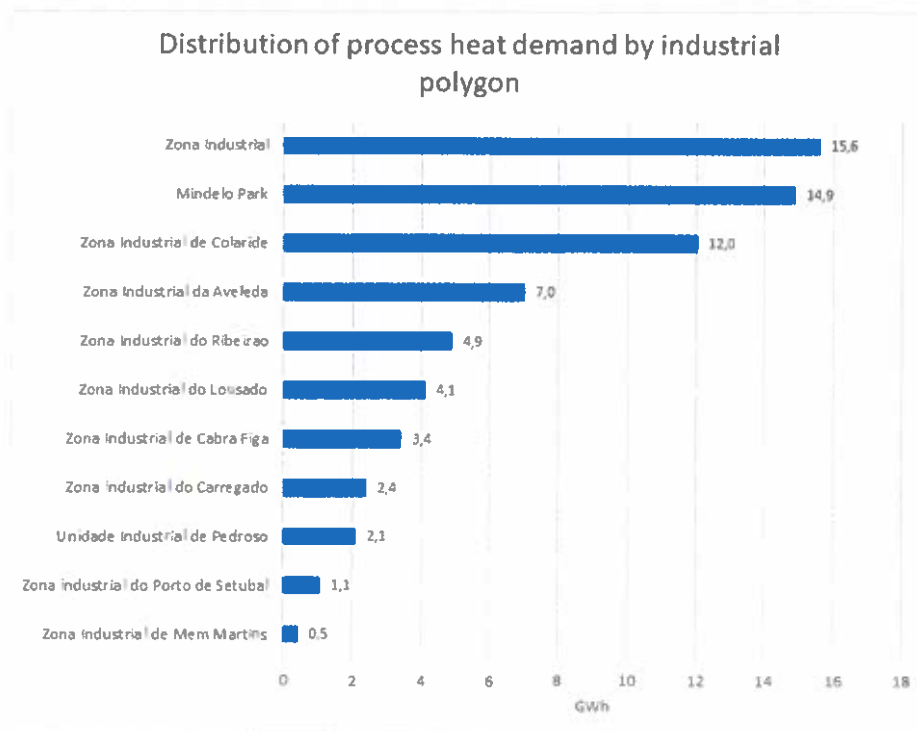


Figure 62- Distribution of process heat demand of SGCI installation by industrial polygons.

In the above figure, 'Zona Industrial' stands for non-organized cluster of installations. Most of the cold needs are not located in industrial polygons because it comes from service buildings located inside cities (shopping centers, supermarkets, datacenters).

12.1. Case studies

According to Renewable Energy Directive,

'waste heat and cold' means unavoidable heat or cold generated as by-product in industrial or power generation installations, or in the tertiary sector, which would be dissipated unused in air or water without access to a district heating or cooling system, where a cogeneration process has been used or will be used or where cogeneration is not feasible.

Waste heat can be recovered for a company's internal needs, to satisfy heat demand, or through an absorption chiller to cover cooling needs. It can also be injected in thermal networks and distributed to local households and businesses and/or valorized to generate power, usually self-consumed in the installation, substituting electricity from the grid. In terms of merit order, internal recovery should be preferred as much as it is technically and economically feasible, following the energy efficiency first principle.

For many waste heat sources, one or more of the following technical challenges for supplying to a district heating network can apply (Schmidt, 2020):

-Temporal mismatch

This concerns both the hourly/daily mismatch and the seasonal mismatch of the waste heat availability, as well as the heat demand in the DH network, also called intermittence.

-Locational mismatch

The DH network does not necessarily extend near the location of the waste heat source and/ or have the required transport capacity for taking up the waste heat. Especially large-scale industries are often located outside the city and DH networks are usually concentrated in dense urban areas.

-Quality mismatch

The temperature level of many waste heat sources is lower than the temperature level of the district heating networks, thus making it impossible to directly feed them into the network. Furthermore, some waste heat sources have a relatively small volume and / or have a gaseous form and/ or are based on radiation or convection and/ or are contaminated. Also, the waste heat source might have a discontinuous occurrence, i.e. limited number of full load operating hours.

In general, waste heat can be categorized into conventional and unconventional (Schmidt, 2020).

The first category includes especially energy intensive industries, from manufacture sub-sectors where waste heat is usually rather readily available, easy to identify and has a high temperature level. For these types of sources, experience of waste heat recovery and utilization is available in many countries, with some room for improvement and opportunity to generalize such practice.

The second category includes data centers as well as cooling from buildings (e.g. offices, hospitals, supermarkets, shopping malls).

Conventional waste heat sources

In the following case studies, it is shown SGCIE installations, either isolated or integrated in industrial polygons, requiring an amount of process heat higher than 20 GWh/year. To be considered in the case studies, the installation requiring process heat should have, in the nearby, potential 'clients' for its waste heat. In the next case studies, the waste heat was estimated using the methodology already presented in this report (see Table 9). For anonymity reasons the names of the facilities have been omitted.

Case study H.1

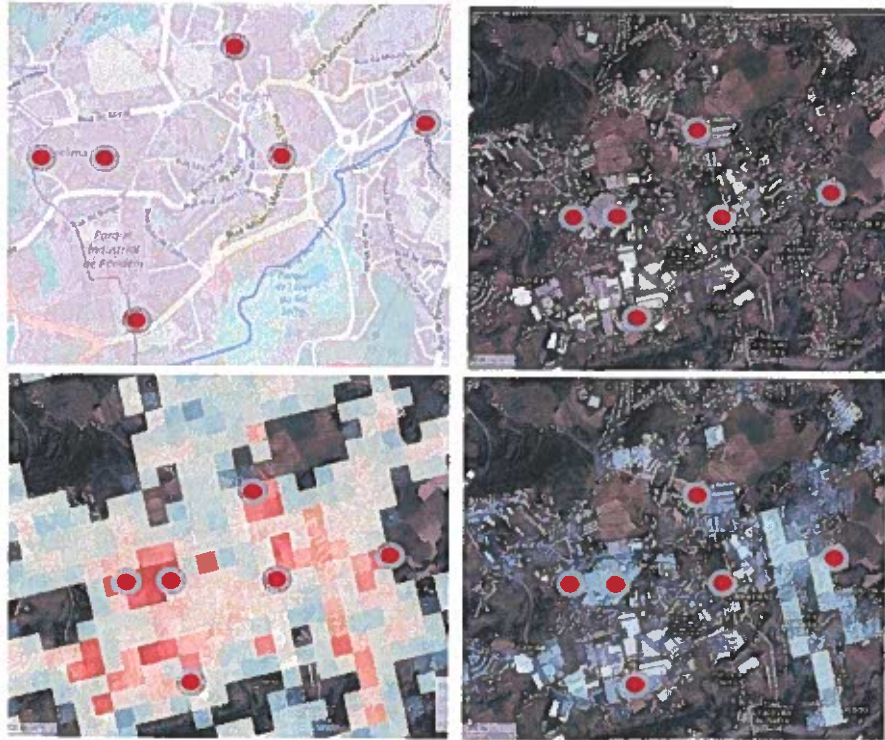


Figure 63- SGCIE installations at Parque Industrial de Pevidém and nearby potential users of excess heat.

In the above industrial polygon, the 6 registered installations need 88 GWh/year of process heat. In the surrounding area, of around 150 ha, there is a low-density neighborhood. In 2 of these installations there are 2 cogeneration units, producing 27 GWh/year of heat.

Table 10 -Thermal characterization of SGCIE installations requiring process heat.

Industrial polygon	Total process heat demand (GWh/year)	Estimated waste heat (GWh/year)	Cogeneration plants	Area (ha)	Average heat density MWh/(ha.yr)
Parque Industrial de Pevidém	88	25,5	2 (natural gas)	150	residential sector: 27 Non-residence: 69

In the next figure a distribution of the estimated waste heat by temperature ranges.

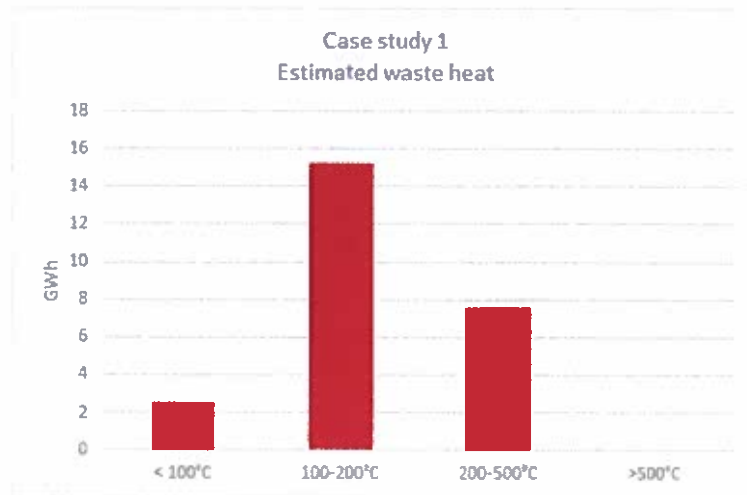


Figure 64-Estimated waste heat for case study 1.

Case study H.2



Figure 65- SGCIE installations at Zona Industrial do Porto and nearby potential users of excess heat.

In the above Industrial polygon (Zona Industrial do Porto) there is 106 GWh/year of process heat demand from 2 registered installations. In the surroundings there are 3 Hospitals (Hospital da Prelada, Hospital de Magalhães Lemos and Hospital Pedro Hispano), one University (Universidade do Porto-Escola de Gestão), a shopping center (NorteShopping) and a highly dense neighborhood. These installations are inserted in an area of around 400 ha. There is in operation a cogeneration plant (natural gas) with 5,4 MW_e of installed capacity.

Table 11- Thermal characterization of SGCIE installations requiring process heat.

Industrial polygon	Total process heat demand (GWh/year)	Estimated waste heat (GWh/year)	Cogeneration plants	Area (ha)	Average heat density MWh/(ha.yr)
Zona Industrial do Porto	106	10	5,4 MWe (natural gas)	400	residential sector: 95 Non-residence: 114

In the next figure a distribution of the estimated waste heat by temperature ranges.

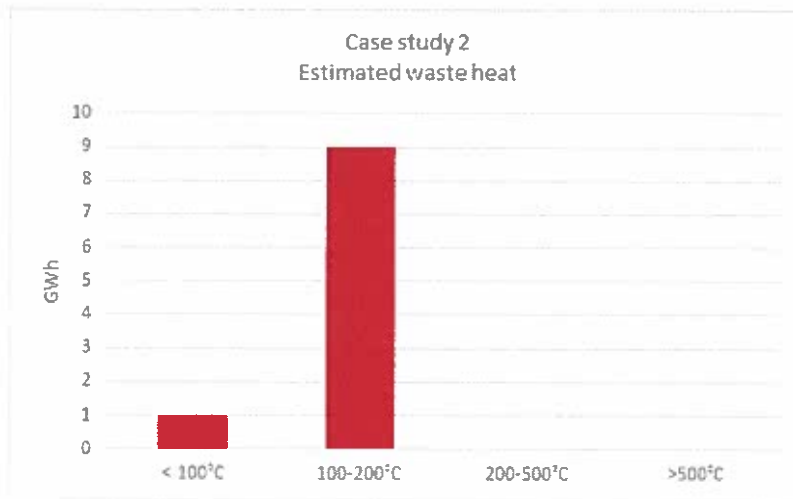


Figure 66- Estimated waste heat for case study 2.

Case study H.3



Figure 67- SGCIE installations at Zona Industrial de Mem Martins and nearby potential users of excess heat.

In the above industrial polygon (Zona Industrial de Mem Martins) there is 19 GWh/year of process heat demand from 4 registered installations. In the surroundings there is Hospital da CUF Mem-Martins, a Jumbo Shopping Center and a neighborhood (São Carlos) with high construction density. These installations are inserted in an area of around 150 ha. None of these installations have cogeneration plants in operation.

Table 12- Thermal characterization of SGCIE installations requiring process heat.

Industrial polygon	Total process heat demand (GWh/year)	Estimated waste heat (GWh/year)	Cogeneration plants	Area (ha)	Average heat density MWh/(ha.yr)
Zona Industrial de Mem Martins	19	2,2	--	150	residential sector: 125 Non-residence: 131

In the next figure a distribution of the estimated waste heat by temperature ranges.

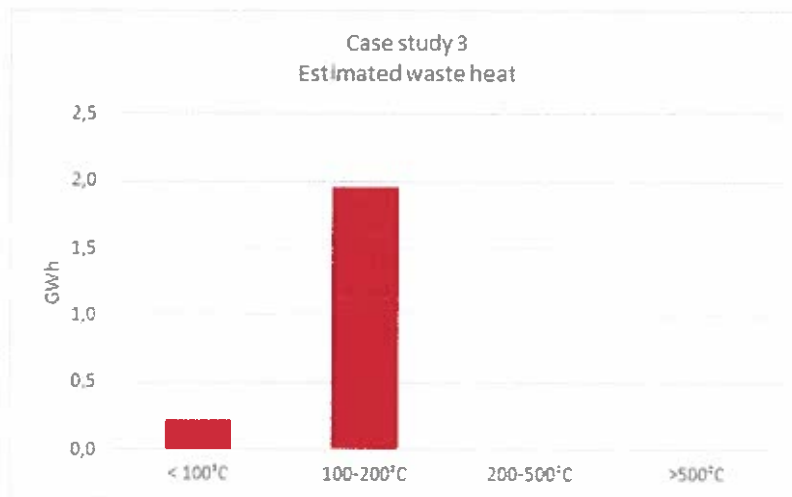


Figure 68- Estimated waste heat for case study 3.

Case study H.4



Figure 69 - SGCIE installations at Zona Industrial de Cabra Figa and nearby potential users of excess heat.

In the above Industrial polygon (Zona Industrial de Cabra Figa) there is 34 GWh/year of heat demand from 2 registered installations. In the surroundings there is a local healthcare unit, 3 neighborhoods (Bairro da Tabaqueira, Cabra Figa and Varge Mondar) with medium/low construction density. These installations are inserted in an area of around 170 ha. None of these installations have cogeneration plants in operation.

Table 13- Thermal characterization of SGCIE installations requiring process heat.

Industrial polygon	Total process heat demand (GWh/year)	Estimated waste heat (GWh/year)	Cogeneration plants	Area (ha)	Average heat density MWh/(ha.yr)
Zona Industrial de Cabra Figa	34	4,0	--	170	residential sector: 19 Non-residence: 48

In the next figure a distribution of the estimated waste heat by temperature ranges.

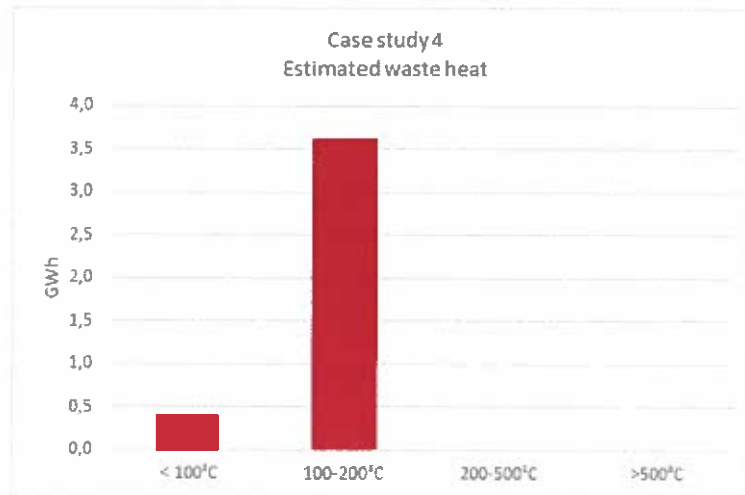


Figure 70 - Estimated waste heat for case study 4.

Case study H.5

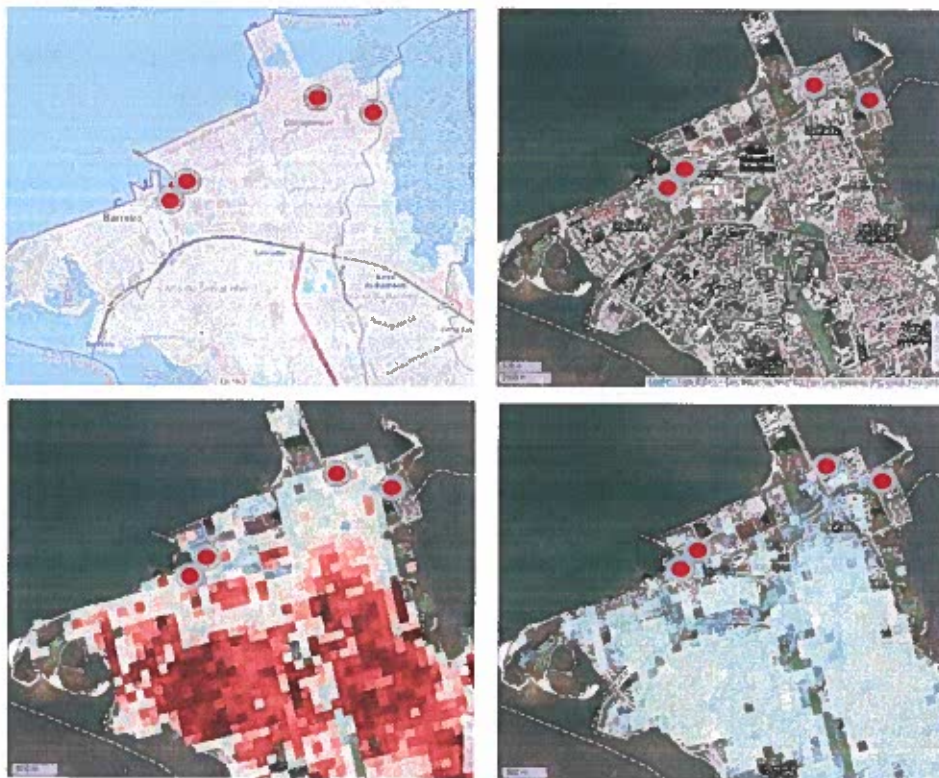


Figure 71- SGCIE installations at Zona Industrial da Quimiparque and nearby potential users of excess heat.

In the above Industrial polygon (Zona Industrial da Quimiparque) there is 368 GWh/year of heat demand from 4 registered installations. In the surroundings there is a neighborhood with medium/high construction density (Lavradio and Alto do Seixalinho). In two of these installations have cogeneration plants installed, one with 24 MW_e of installed capacity (natural gas) and another (natural gas/biogas) with not disclosed installed capacity.

Table 14- Thermal characterization of SGCI installations requiring process heat.

Industrial polygon	Total process heat demand (GWh/year)	Estimated waste heat (GWh/year)	Cogeneration plants	Area (ha)	Average heat density MWh/(ha.yr)
Parque empresarial da Quimiparque	368	33	#1: 24 MWe (natural gas) #2: not disclosed capacity (biogas)	450	residential sector: 160 Non-residence: 39

In the next figure a distribution of the estimated waste heat by temperature ranges.

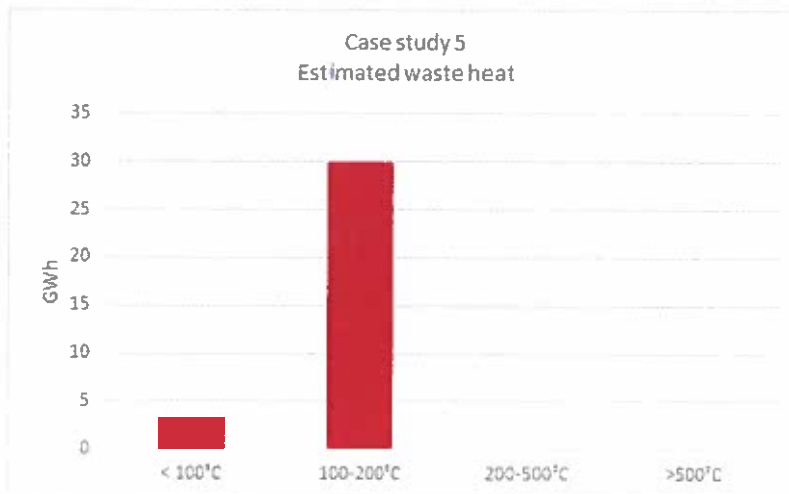


Figure 72- Estimated waste heat for case study 5.

Case study H.6

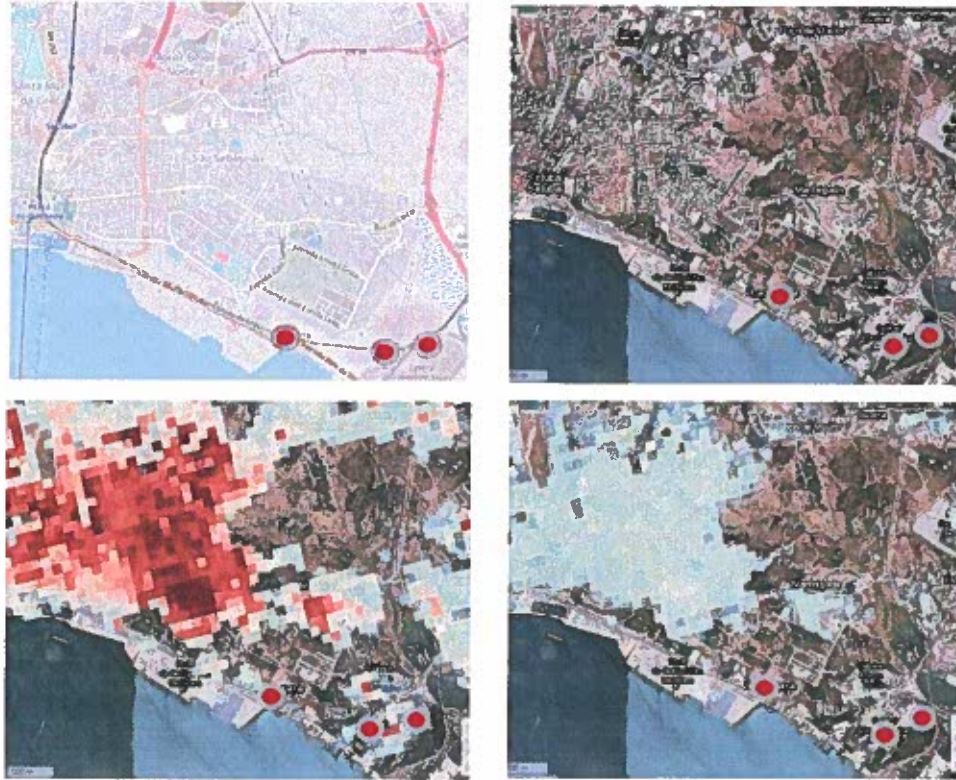


Figure 73- SGCIE installations at Zona Industrial de Setúbal and nearby potential users of excess heat.

In the above Industrial polygon (Zona Industrial de Setúbal) there is 375 GWh/year of heat demand from 2 registered installations. In the surroundings there is a neighborhood (São Sebastião, in Setúbal) with medium/high construction density and a university (Instituto Politécnico de Setúbal and students' residences). In one of the units, there is already in production a cogeneration plant with 12MWe of installed capacity. In a second installation there is another cogeneration unit with not disclosed capacity.

Table 15- Thermal characterization of SGCIE installations requiring process heat.

Industrial polygon	Total process heat demand (GWh/year)	Estimated waste heat (GWh/year)	Cogeneration plants	Area (ha)	Average heat density MWh/(ha.yr)
Zona industrial do porto de Setubal	372	34	#1 12 MWe (biomass) #2: not disclosed capacity (biogas)	400	residential sector: 180 Non-residence: 61

In the next figure a distribution of the estimated waste heat by temperature ranges.

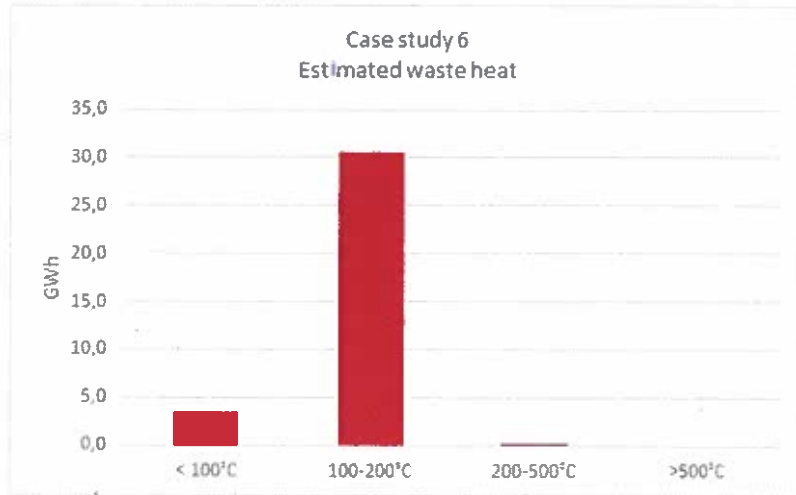


Figure 74- Estimated waste heat for case study 6.

Case study H.7

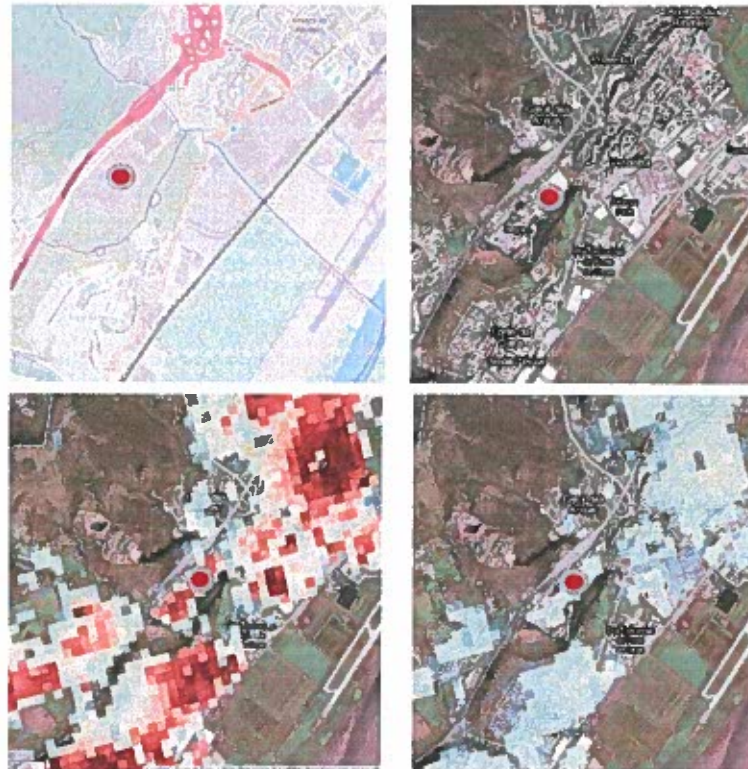


Figure 75- SGCI installation and nearby potential users of excess heat.

The above registered installation is not inserted in an Industrial polygon but has 139 GWh/year of process heat demand. In the surroundings, in an area of around 450 ha, there is a medium/highly dense neighborhood (Forte da Casa and Alverca do Ribatejo). In this unit there is a cogeneration plant with 7,5MW_e of installed capacity.

Table 16- Thermal characterization of SGCIE installations requiring process heat.

Industrial polygon	Total process heat demand (GWh/year)	Estimated waste heat (GWh/year)	Cogeneration plants	Area (ha)	Average heat density MWh/(ha.yr)
--	139	19,4	7,5 MWe (natural gas)	450	residential sector: 176 Non-residence: 81

In the next figure a distribution of the estimated waste heat by temperature ranges.

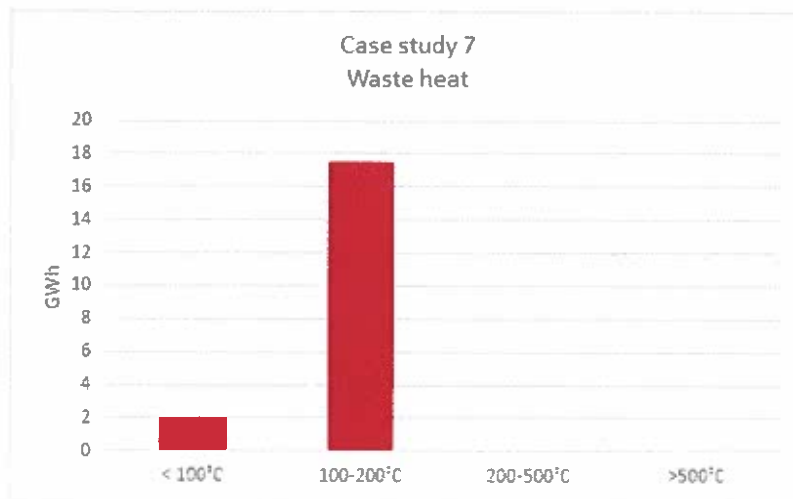


Figure 76- Estimated waste heat for case study 7.

Case study H.8

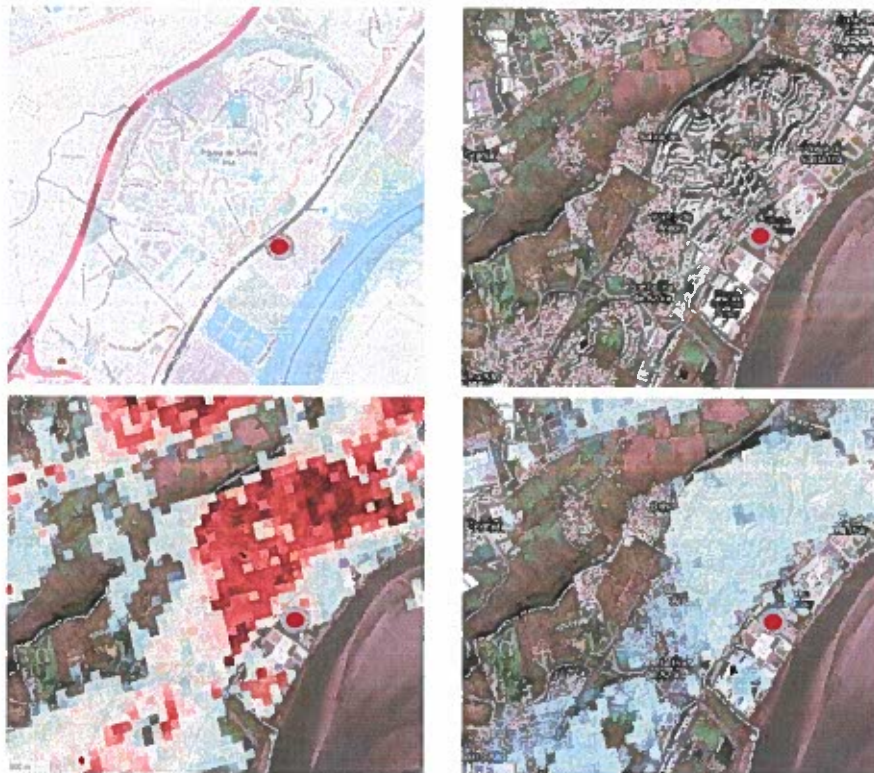


Figure 77- SGCIE installation and nearby potential users of excess heat.

In the above installation there is 15,8 GWh/year of heat demand. In the surroundings there are 2 neighborhoods (Forte da Casa and Santa Iria da Azoia) with medium/high construction density. In this installation there is no cogeneration plant in operation.

Table 17- Thermal characterization of SGCIE installations requiring process heat.

Industrial polygon	Total process heat demand (GWh/year)	Estimated waste heat (GWh/year)	Cogeneration plants	Area (ha)	Average heat density MWh/(ha.yr)
--	15,8	1,42	--	360	residential sector: 127 Non-residence: 50

In the next figure a distribution of the estimated waste heat by temperature ranges.

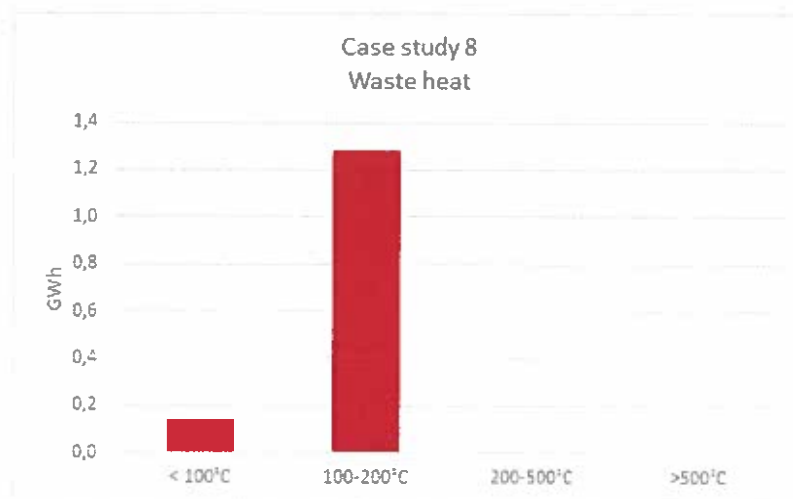


Figure 78- Estimated waste heat for case study 7.

Unconventional waste heat sources

There are 4 SGCIE installations (services buildings) which require more than 20 GWh/year of process cold. These installations are in highly populational clusters and two of them produce their cold-water through trigeneration units and the other two produces their cold-water through chiller units. Although there is no other SGCIE installation requiring more than 20 GWh/year of process cold, nor have been identified installations in industrial polygons that would require such an amount of process cold, we identified some installations requiring process cold in city centers (e.g. datacenters, shopping centers, etc.) and near neighbors that could eventually use their waste heat. For anonymity reasons the names of the facilities have been omitted.

Case study C.1



Figure 79 - SGCI installation and nearby potential users of excess heat.

In the above figure, a SGCI installation requires 39 GWh/year of cold, which is produced through chillers with 1,8MWt of installed capacity, have in the nearby surroundings a university (Faculdade de Letras da Universidade do Porto), a shopping center (Shopping Cidade do Porto) and a neighborhood (Bairro do Bom Sucesso and Cedofeita) with an average heat density of 120 MWh/ha.yr.

Case study C.2

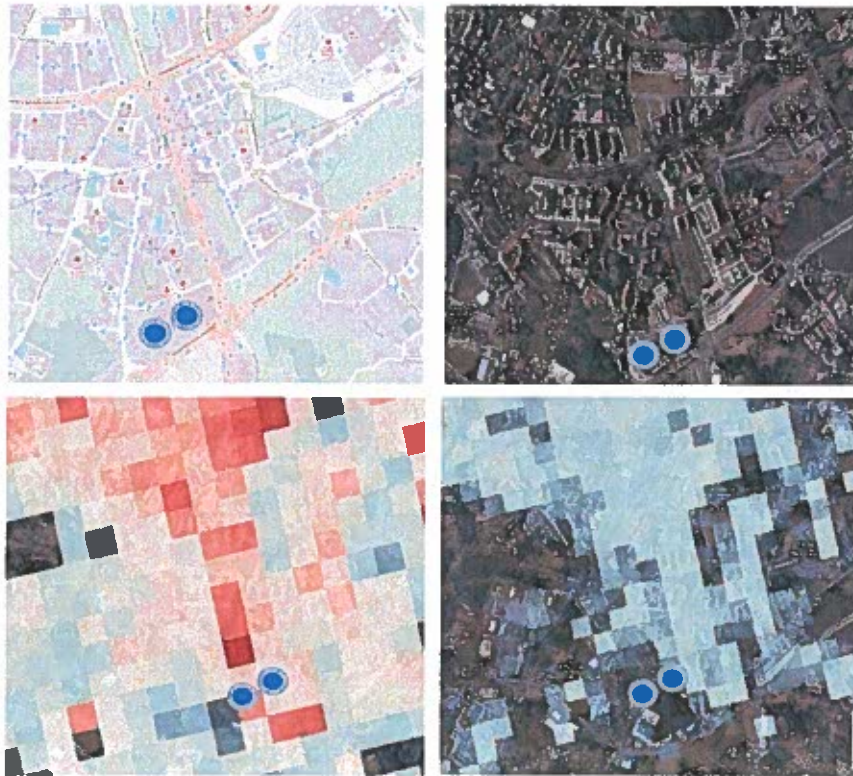


Figure 80 - SGCIE installation and nearby potential users of excess heat.

In the above figure, two SGCIE installations requires 27 GWh/year of cold, one of them produces its cold need through a trigeneration plant complemented by chiller units. These installations have in the nearby surroundings, in an area of around 70 ha, several services buildings (Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Viseu, a senior residence, Hospital CUF Viseu and Centro Hospitalar Tondela-Viseu) and a neighborhood (average heat density of 140 MWh/ha.yr).

Case study C.3



Figure 81 - SGCIE installation and nearby potential users of excess heat.

In the above figure, one SGCIE installation (services building) requires around 30 GWh/year of cold, produced through chiller units with 9,2 MW_t of installed capacity. The installation is in the Lisbon parish of Avenidas Novas, which have high density of domestic housing but also services buildings, like hotels and a prison establishment (Estabelecimento prisional de Lisboa) in an area of less than 100 ha with an average heat density of 370 MWh/ha.yr.

Case study C.4

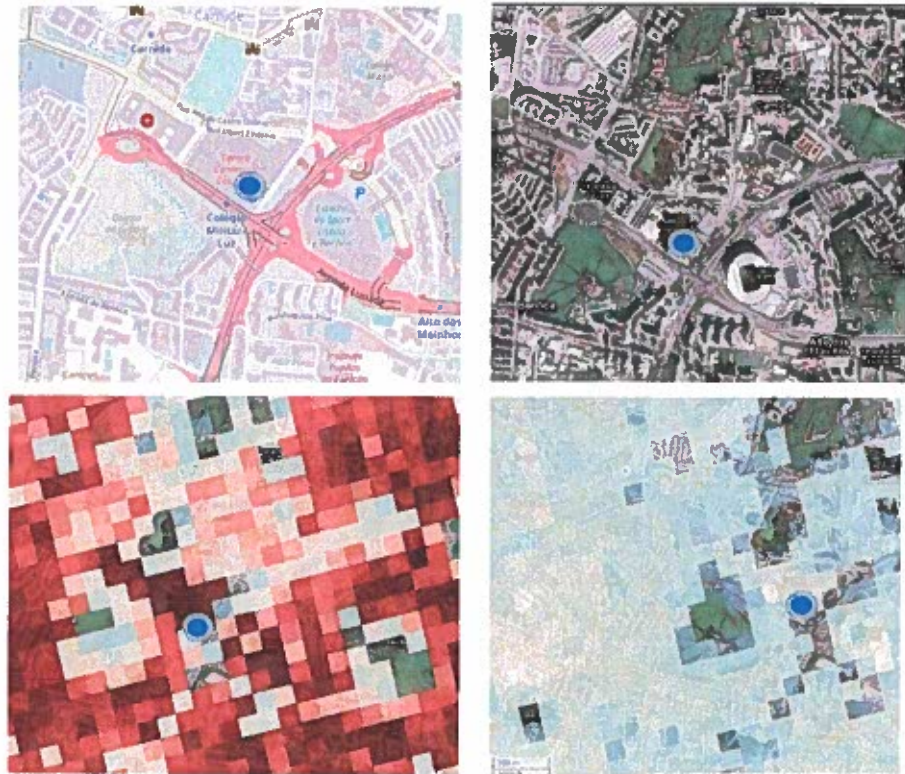


Figure 82 - SGCIE installation and nearby potential users of excess heat.

In the above picture, one SGCIE installation (services building) requires around 23 GWh/year of cold, produced through a trigeneration plant complemented by chiller units. The installation is in the Lisbon parish of São Domingos de Benfica, which have high density of domestic housing but also services buildings. Nearby there is also a Hospital (Hospital da Luz) and a school (Colégio Militar). All these consumers are within an area of less than 120 ha with an average heat density of 280 MWh/ha.yr.

13. Existing and planned district heating and cooling infrastructure

There is only one DHC infrastructure operating in Portugal, which is in the Lisbon parish of Parque das Nações. This infrastructure is in operation since 1997 and is equipped with a turbo-alternator group constituted by a TUMA Turbomach gas turbine and an ABB alternator, with a nominal electrical power of 4,7 MW_e. The produced steam is used for the activation of 2 double-acting absorption chillers with lithium bromide and to produce hot water, through 2 shell & tubes heat exchangers and a compact plate exchanger. The plant also comprises 4 mechanical compression chillers and an auxiliary steam boiler, with a nominal thermal power of 15 MW_t.

The produced thermal energy is distributed to the 150 buildings and 4000 customers, dispersed through a surface area of 330 hectares (average heat density of 174MWh/ha.yr), using a distribution network with 21 km of extension, comprising 4 pipes for the 2 primary water circuits (hot water and cold water). The main sections of the network, namely the transmission pipes, are installed in technical galleries built in reinforced concrete. Despite the increase in investment compared to a conventional solution, the option for the technical gallery is largely offset by the simplicity with which the maintenance and repair operations are carried out on the pipes. The rest of the distribution network is buried in the ground.

The energy transfer substations, located in the buildings that use this utility service, are equipped with compact plate heat exchangers, and these units provide the interface between the primary network of the DHC infrastructure and the secondary water circuit of customers. The number of exchangers depends on the thermal power installed at each delivery point, with substations having 3 or more exchangers in the cooled water circuit. In addition to the exchangers, the substations also include temperature and flow control systems, as well as energy meters.

In 2017, this DHC infrastructure sold 65 GWh of cold water and 40 GWh of hot water. According to the accountant report of Climaespaço, the operator of the DHC infrastructure, the revenue was 13M€, which corresponds to a tariff of around 124€/MWh.

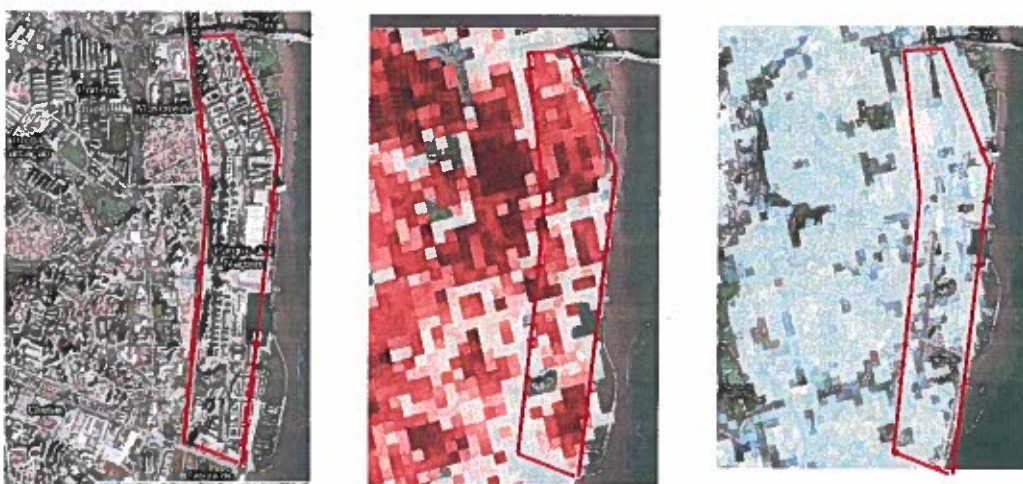


Figure 83 - Overview of the area covered by the DHC infrastructure.

According to Climaespaço, since 1997 investments were made of around 85M€ and the average cost for building a new infrastructure of water distribution network would fall within a 30-40€/m range, which can be extrapolated for an eventual DHC infrastructure network after multiplied by a factor to take in account the need to have insulated buried pipes.

14. Conclusions

Top-down analysis

Considering the case studies in section 3, we can now complete the top-down analysis of section 2. We estimate that about 30% of the maximum “theoretical” potential could be faced as technically feasible.

Besides the feasible technical potential, there is still the economic viability issue. For the moment we can only provide estimates based on expert judgment from experience with assessments with other types of energy sources: a 60% success of this further type of analysis is assigned. In addition, we assume 40% situations where, although economic viability exists, there are barriers (like low capacity for investment) or there are other energy efficiency measures more attractive, e.g. changing fuels, installing regenerative burners (Micke, 2019) or integration of processes to improve the utilization of waste heat itself (e.g. for the cement industry, see Boldyryev, 2018).

Accounting for all this, we end up with the estimate for technically and economically viable utilizations of waste heat around 1% of the total energy demand of industry.

This is not an insignificant figure but must be contrasted with other energy efficiency alternatives. For instance, substitution of recuperative burners by regenerative burners can improve the efficiency by several percentual points, and integration of processes can be even more effective. Therefore, as waste heat utilization outside the heat producing facility involves substantial investments for recovering, transporting, and distributing the excess heat, very likely it will not rank first among energy efficiency measures in industry. However, for a few district heating cases it can be an interesting option, as discussed in section 3 and in DGEG (2021 a).

It is also remarked that while the potential for waste heat utilization is small at country level, it may make important contributions at the specific situations when it is employed, be it for powering district heating or for industrial facilities.

Bottom-up analysis

This bottom-up analysis was possible due to a database that has been built along the years upon a regulation that has been in force since 2008 and which obliges industry installations with annual energy consumption above 500 toe to carry out periodic energy audits and to implement measures for rational energy use and to periodically monitor and report indicators that attest the evolution of efficiency in its facilities.

It was identified 12 installations or industrial polygons with thermal needs higher than or around 20 GWh/year. For the 8 installations with conventional waste heat sources it was possible to estimate that around 84% of the waste heat, corresponding to 108 GWh/year, fall within the 100-200°C temperature range. However, none of these 8 installations are located in areas with average heat densities higher than 318 MWh/year, the heating density threshold as described previously in this report for economic viability. Moreover, these installations are located in areas where the building stock is old and with low thermal quality. In addition, there are other barriers to economic viability of DHC infrastructures, some of which were already identified in this report, like the need for further improve internally the use of heat, low capacity for investment, unawareness of installations’ managers for the value of the waste heat, eventual regulatory barriers and a feel of losing control by the installations’ management over the heat it is being produced for the installation and how it can affect the core business of the installation. This seems evident when we see, in the same industrial

polygons, 2 different cogeneration plants (case studies H.1, H.5 and H.6) but also when, in the same industrial polygon (case study H.3), one finds several installations requiring process heat that could benefit in having a centralized thermal power plant that would be more efficient than smaller and sometimes poorly maintained decentralized inhouse thermal power plants. So, after exhausting the internal improvement of process heat usage, installations in a same industrial polygon should look for potential synergies with neighboring facilities. This could eventually be accelerated through new regulatory framework, like the one that enforces the Renewable Energy Communities.

From the 4 installations with unconventional waste heat sources analyzed in the case studies, 2 produce their cold-water through compression chillers and the other 2, although having cogeneration and adsorption chillers, are also complemented with compression chillers. The temperature of the dissipated heat from the compression chillers will fall below 70°C so, assuming all reasonable energy efficiency measures have been implemented internally, any solution for using these installations' waste heat in a DHC infrastructure would involve heat pumps (for heating season) and eventually adsorption chillers (for cooling season), since standard adsorption systems require 65 -70°C, and 75 -80°C for adsorption technology (Schmidt, 2020). Heat pumps can utilize waste heat sources of low temperatures (below 45°C) in the district heating grid, minimizing heat losses. In addition, by running when the production of renewable power is high, they can also facilitate the integration of renewable power in electricity networks. The 4 installations identified in these unconventional case studies are located in highly dense urban areas and case studies C.3 and C.4 average heat densities fall near the 318 MWh/ha.yr threshold. Even though case study C.1 is located in a low heat density neighborhood, it has a continuous waste heat production since its installation needs cold-water 24/7 so, even though the average heat density falls below the threshold, this unconventional waste heat source could eventually be considered eligible for an eventual infrastructure, provided that the barriers to the installation of DHC infrastructures, as mentioned previously, are solved.

With the increasing share of electrical energy from renewables and with the decarbonization goals on top of the decision makers' agenda, it is expected a shift from fossil fueled cogeneration plants to other solutions for use and optimization of waste heat, either from conventional and unconventional heat sources. Currently, 43% of the energy source for cogeneration plants in SGCIE installations comes from biomass and it is expected that fraction to grow and, in particular, the fraction from renewable gases which today is negligible. For the industry sectors requiring heat below 200°C, eventually other solutions will become available, like innovative heat pump technologies which can upgrade waste heat to process heat streams at temperature levels up to 160 °C, are also being developed and in demonstration.

Portugal have a mild climate, in particular where the waste heat sources are located, in the west coast, so any solution for district heating should have district cooling which means either installing adsorption and/or compression chillers which increases the investment cost but also the infrastructure network utilization.

New build or revamping industrial polygons should foresee in their infrastructure projects the centralized production of thermal sources and their distribution.

In Portugal there is only one DHC infrastructure that, although serving a neighborhood with an average heat density lower than the threshold, was designed from scratch for the purpose of providing cold and hot water to a new building stock with differentiating thermal characteristics so it seems very difficult to extrapolate this reality to other parts of the country. Nevertheless, the key for its success may be due for the infrastructure being planned with the urbanization of all 330 ha to be intervened.

In Lisbon there is a neighborhood that is being built from scratch (Alta de Lisboa, Lumiar's parish) that have an average heat density of 340 MWh/ha.yr and which could have had included in the urbanization plan a viability study for a DHC infrastructure. Although this neighborhood does not have in the nearby any waste heat source, the municipal urbanization plan could have had foreseen the installation of buildings with potential waste heat sources, like the ones mentioned in case studies C.3 and C.4.

A more accurate image of this bottom-up approach will involve expanding the number of installations covered by SGCIE, which is expected to happen in future revisions of this legislation. A must have for a future edition of this report would be the technical and georeferencing of other potential waste heat sources, like cooling towers, evaporative condensers, cogeneration cooling systems as required under article 5th of Law 52/2018 for prevention and control of legionnaires' disease.

References

- Boldyryev, S. (2018). *Heat Integration in a Cement Production*. In: Cement Based Materials, Eds. H. Saleh and R. Raman, IntechOpen books, ISBN: 978-1-83881-514-1. Available at <https://www.intechopen.com/books/cement-based-materials/heat-integration-in-a-cement-production>. DOI: 10.5772/intechopen.75820
- Brückner, S. (2016). *Industrielle Abwärme in Deutschland*. PhD. Thesis at Technische Universität München, Lehrstuhl für Energiesysteme.
- CNR (2019). *Roteiro de Neutralidade Carbónica* (in Portuguese). Carbon Neutrality Roadmap, Ministerial Resolution no. 107/2019, from June 1. Available in English at <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc21/comunicacao/documento?i=rroteiro-para-a-neutralidade-carbonica-2050->
- DGEG (2016). *Estudo do Potencial de Cogeração de Elevada Eficiência em Portugal* (in Portuguese). Instituto de Sistemas e Robótica, Universidade de Coimbra, 20 de dezembro de 2016. Submitted to the European Commission as required by Article 14/1 of Directive 2012/27/EU (Energy Efficiency Directive).
- DGEG (2020 a). *Energy scenarios in support of the Portuguese National Energy and Climate Plan 2030*. DEIR Studies on the Portuguese Energy System 001. Directorate-General for Energy and Geology, Division of Research and Renewables, Lisbon, Portugal. May 2020. 50 pp.
- DGEG (2020 b). *Energy scenarios in support of the Portuguese Strategy for Hydrogen*. DEIR Studies on the Portuguese Energy System 002. Directorate-General for Energy and Geology, Division of Research and Renewables, Lisbon, Portugal. August 2020. 50 pp.
- DGEG (2020 c). *Energy prices in Portugal*. Online information regularly updated by the Directorate-General for Energy and Geology, Lisbon, Portugal. <http://www.dgeg.gov.pt>
- DGEG (2021 a). *Assessment of District Heating and Cooling Potential in Portugal*. DEIR Studies on the Portuguese Energy System 003. Directorate-General for Energy and Geology, Division of Research and Renewables, Lisbon, Portugal. January 2021. 50 pp.
- DGEG (2021 b). *Cogeneration Outlook for Portugal*. DEIR Studies on the Portuguese Energy System 004. Directorate-General for Energy and Geology, Division of Research and Renewables, Lisbon, Portugal. January 2021. 35 pp.
- EC (2013). Guidance note on Directive 2012/27/EU on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EC, and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC - Article 14: Promotion of efficiency in heating and cooling. Commission Staff Working Document SWD(2013) 449 final, Brussels, 6/11/2013.
- EED (2012). *Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC*.
- EN-H2 (2020). *Estratégia Nacional para o Hidrogénio* (in Portuguese). National Hydrogen Strategy, Ministerial Resolution no. 63/2020, from August 14.

- HoTMAPS (2016). Research project funded by European Union's Horizon 2020 Research & Innovation Programme, under grant agreement No 723677.
Website <https://www.hotmaps-project.eu/hotmaps-project/>
- HoTMAPS (2020 a). *HoTMAPS wiki with support materials, Calculation Module "Add industry plant"*. Available at <https://wiki.hotmaps.eu/>
- HoTMAPS (2020 b). European industrial sites database.
Available at https://gitlab.com/hotmaps/industrial_sites/industrial_sites_Industrial_Database/blob/master/README.md
- HoTMAPS (2020 c). *HoTMAPS Toolbox - GIS-based software and data*.
Available at <https://www.hotmaps.eu>
- Kemmler et al. (2016). *Datenbasis Endenergieverbrauch und Energieeffizienz in der Zeitreihe, Ergebnistabellen für die Jahre 2005 - 2014*, im Auftrag des Umweltbundesamt (Stand: 05.07.2016) Endenergieverbrauch und Energieeffizienz in der Zeitreihe, 2014)
- NECP (2020). *Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030* (in Portuguese). National Energy and Climate Plan 2021-2030, Ministerial Resolution no. 53/2020, from July 10.
- NZEB (2019). Ordinance no. 42/2019, from January 30. Additional performance requirements for new buildings – near zero energy buildings definitions.
- MEGASA (2021). Information on facilities in Sapin and Portugal held by the MEGASA Group.
Available at <https://www.megasa.com/grupoMegasaMob.php>
- Micke, S. (2019). High-efficiency gas burners make good economic sense. *Thermal Processing*, February 2019 issue. Available at <https://thermalprocessing.com/high-efficiency-gas-burners-make-good-economic-sense/>
- Scarlat, N., F. Fahl and J.-F. Dallemand (2018). Status and Opportunities for Energy Recovery from Municipal Solid Waste in Europe. *Waste and Biomass Valorization*, Springer.
Available at <https://doi.org/10.1007/s12649-018-0297-7>
- Schmidt, R.-R., Geyer, R., Lucas, P. (2020) The barriers to waste heat recovery-and how to overcome them?
Available at ec.europa.eu/futurium/en/system/files/ged/20200625_discussion_paper_v2_final.pdf



Annex II - Indications regarding EED reporting

Regarding the reporting items required by EED Article 14(1), related to waste heat and listed at its Annex VIII, the following contributions can be taken from this study:

Point (c) – “a map of the national territory, identifying (...):

(i) heating and cooling demand points, including:

- municipalities and conurbations with a plot ratio of at least 0,3

Subject described in Chapter 5, in sections 5.1 to 5.3 of this report.

- industrial zones with a total annual heating and cooling consumption of more than 20 GWh

Using a bottom-top approach, eight installations were found with a total heating demand of 1,14 TWh/year and four installations were four with a total cooling demand of 121 GWh/year. More information can be found in chapter 12 in this report.

(ii) existing and planned district heating and cooling infrastructure;

There is only one DHC infrastructure and there is no planned DHC. More information can be found in chapter 13 in this report.

(iii) potential heating and cooling supply points (...)

Subject developed in this report in ‘Waste heat in Portugal’, p. 60.

Point (e) “(...) identification of the potential for [additional high-efficiency cogeneration, including from the refurbishment of existing and the construction of new generation and] industrial installations or other facilities generating waste heat”

Two potential cases were found, the a glass factory at Amadora and an waste incineration plant to the east of Lisbon.

Point (g) “(...) strategies, policies and measures that may be adopted up to 2020 and up to 2030 (...) including, where appropriate, proposals to:”

(...)

“(ii) develop efficient district heating and cooling infrastructure to accommodate the development of high-efficiency cogeneration and the use of heating and cooling from waste heat and renewable energy sources;”

In conjunction with the analyses and conclusions of the report “Assessment of District Heating and Cooling Potential in Portugal” (DGEG, 2021 a), other than for the case of Amadora that was already mentioned before, no clear cases were found to justify additional district heating and cooling infrastructures.

“(iii) encourage new thermal electricity generation installations and industrial plants producing waste heat to be located in sites where a maximum amount of the available waste heat will be recovered to meet existing or forecasted heat and cooling demand;”

Considering the high level energy-emissions planning of Portugal, viz. Carbon Neutrality Roadmap (CNR, 2019), National Energy and Climate Plan (NECP, 2020), and National Strategy for Hydrogen (EN-H2, 2020), there are no new thermal power plants planned for at least the



next decade; neither does the industry outlook supports expectations of additional industrial plants producing waste heat.

“(iv) encourage new residential zones or new industrial plants which consume heat in their production processes to be located where available waste heat, as identified in the comprehensive assessment, can contribute to meeting their heat and cooling demands (...);”

New residential zones will be built under the Near Zero Energy Building standard (NZEB, 2019), which in Portugal means that will have very low heating needs, indeed close to null in vast areas of the territory; as regards co-location of industrial plants near waste heat sources, it is indeed a possibility but it must be remarked that in many situations it will not be possible (see section 11) and also that the outlook for new industries is not favorable (see section 10) and using electricity instead of heat is preferred.

“(v) encourage thermal electricity generating installations, industrial plants producing waste heat, waste incineration plants and other waste-to-energy plants to be connected to the local district heating or cooling network;”

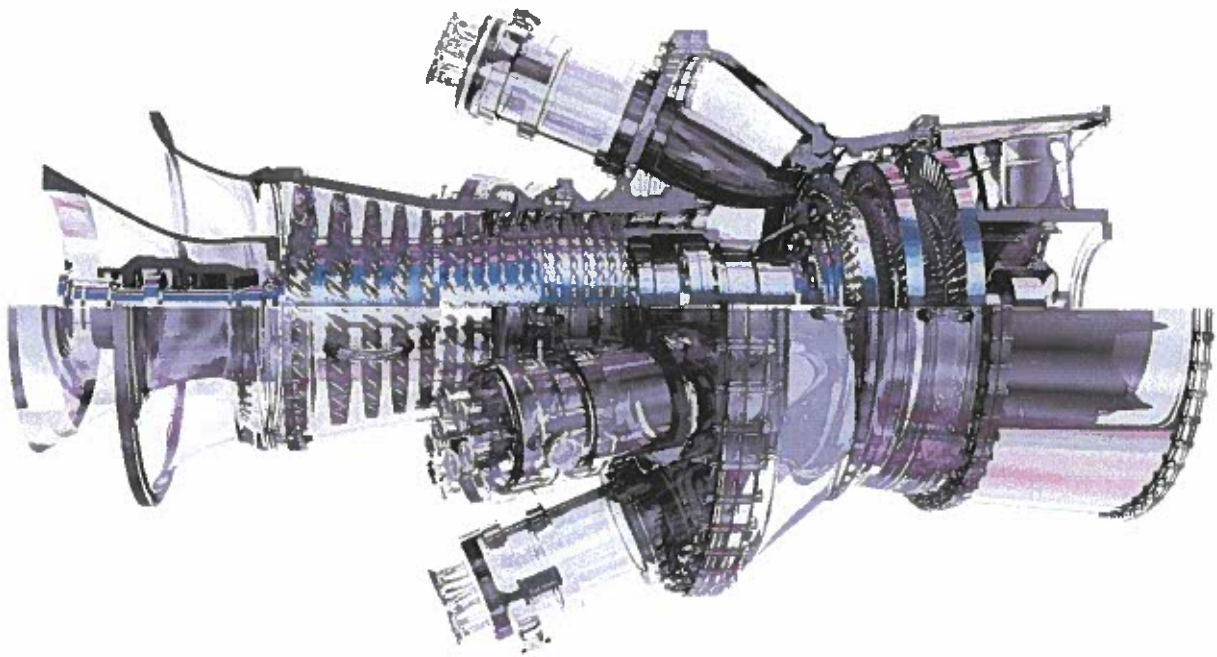
Only a single potential case was identified, namely the binomial the district heating network at Parque das Nações, Lisbon, and an waste incineration plant located not too far from it; to the best of our knowledge, this solution may already be receiving attention..

(...)

“(i) an estimate of the primary energy to be saved;”

The feasible technical and economic potential energy savings at the manufacturing industry are estimated at 1% of its final energy demand, meaning for 2020, ca. 2.1 PJ (575 GWh) in terms of primary energy. To this, district heating powered by waste heat could add around 0.3 PJ (86 GWh: 31 GWh at Amadora and 55 GWh at Parque das Nações). Although currently there are no commitments from promoters or specific measures from public policies aimed at securing these amounts, there are however policies and measures in the NECP to meet 2030 EED country obligations that can lead to choices of action from the part of industries to capture this potential.





Cogeneration Outlook for Portugal



15. Introduction

This study is meant to examine the potential and trends of cogeneration of heat and power (CHP) in Portugal, from the microlevel point of view of owners of CHP units as well as from a country level point of view of public policies for achieving sustainability through renewable energy and carbon neutrality.

This work is also conceived as a contribution to the reporting obligations of Portugal⁴ under the Article 14(1) of the Directive 2012/27/EU, known as Energy Efficiency Directive (EED, 2012), amended in 2018 by Directive 2018/2002/EU, as part of the 'Clean energy for all Europeans package'. Relevant extracts of EED are provided at Annex I, wherein it can be checked that many reporting items (underlined in that text) are covered by this study.

Let us start by briefly reviewing the logic and benefits of CHP. As compared to separate production of electricity and thermal energy production *using the same fuel sources*, there are:

- efficiency gains - CHP requires less fuel to produce a given energy output, because the combined heat production and electricity production efficiency is larger than using separate processes; also, it avoids transmission losses and some distribution losses that occur when transporting the electricity generated at a distant fuel-based power plant.
- environmental benefits – as less fuel is burned with CHP, emission of greenhouse gases and other air pollutants is reduced in comparison with the separate processes.
- reliability – at microlevel enables continuous operations whereas the utility grid service can sometimes failure (due to storms, etc.); at country level it contributes for security of supply.
- economic advantages - due to the difference between fuel and electricity costs, it makes sense to produce cogeneration electricity locally; for instance, in the first semester of 2020 the natural gas price in Portugal for industrial consumers averaged 34.7 €/MWh (DGEG, 2020 c) whereas electricity costs averaged 124.8 €/MWh (for a same consumption band of 3 GWh to 30 GWh per year), thus in this case a 3.6 difference (spark ratio) exists. Furthermore, there might be an extra revenue from selling electricity under regulated tariffs, that Governments often have attributed because of the mentioned efficiency and environmental benefits.

It is remarked that EED assumes that it is always beneficial to implement more CHP, provided a cost-benefit analysis is positive. Many all-Europe studies (e.g. Artelys, 2020) do find a large CHP potential yet to be tackled. However, it will be shown that, for Portugal, in some cases the new energy-emissions paradigm comes to challenge that assumption as well as the usually mentioned benefits listed above.

We will start by examining the potential for additional CHP (or lack thereof) using a traditional approach, projecting heat demand for each economic sector and estimating if and how much could be satisfied by CHP.

Then we will examine if the conventional logic of CHP still holds or must be adjusted, under the Portuguese national energy-emissions roadmaps and plans and its objectives, especially for the cases of fossil fuel based CHP and network gas-based CHP. Potential micro-CHP application will also be discussed in this section.

⁴ Meaning mainland Portugal; the autonomous regions of Madeira Islands and Azores Islands are not covered by this study as they handle their own obligations in respect to EU Directives.

16. Conventional perspectives for cogeneration

The conventional approach to assess additional cogeneration potential is typically composed of a macro and a micro assessment. First, it is assessed the evolution of the heat demand at for each economic sector, based on projections of some activity index, typically gross value added (GVA). Then, to satisfy and/or capture extra heat demand, a micro scale economic viability study is done for various cogeneration technologies – in respect to each other as well as in respect to other options for supplying electricity and heat. Hereafter we present for Portugal the macro assessment part of this approach, based on the Portuguese NECP. However, for reasons to be apparent later in this study, a micro assessment will be delayed until after we analyze the impact of the energy transition and the related new public policies on the cogeneration perspectives.

16.1. Cogeneration at Industry

We start by presenting the scenarios that will base the analysis, slightly adapted from those of the National Strategy for Hydrogen (EN-H2, 2020b); then, perspectives for each subsector of the manufacturing industry, by order of the respective current cogeneration heat demand.

For each subsector, it is presented the final energy demand (2012-2017 historical; 2018-2040 projection), at a scale adequate to appreciate the energy mix, and in particular the role of cogeneration heat. Also, it is presented the cogeneration energy input mix and outputs (heat and electricity). A short comment will be provided in each case. Note that in Portugal, the glass, metallurgy, and steel subsectors do not possess cogeneration.

At the end of this section, we will examine the aggregated cogeneration power, energy input and output for the whole manufacturing industry sector.

Sectorial activity and energy demand projections

We take the most widely used approach to projection of final energy demand at industrial subsectors, which is to make it proportional to its Gross Value Added (GVA). We first take the national Gross Domestic Product (GDP), projections of EN-H2, which in turn are based on those of the National Energy and Climate Plan 2030 (NECP, 2020) scenario with adjustments for the impact of Covid-19 pandemic (DGEG, 2020 a), see Figure .

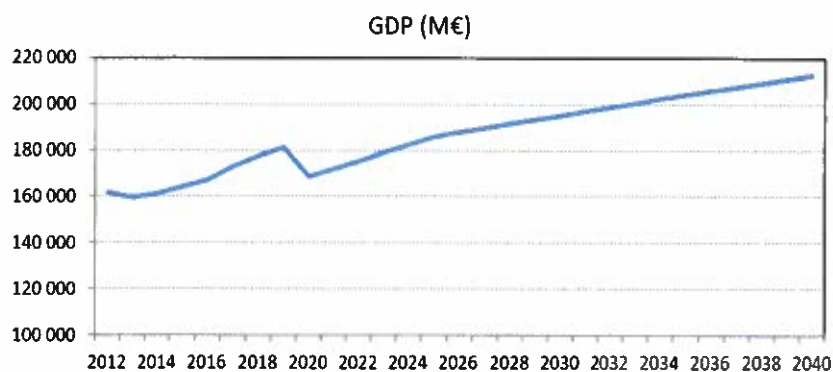


Figure 84 - Gross Domestic Product scenario.

Then the historical GVA shares for 14 manufacturing industry subsectors are projected in a conservative way, yielding absolute values when multiplied by the GDP, see Figure 34.

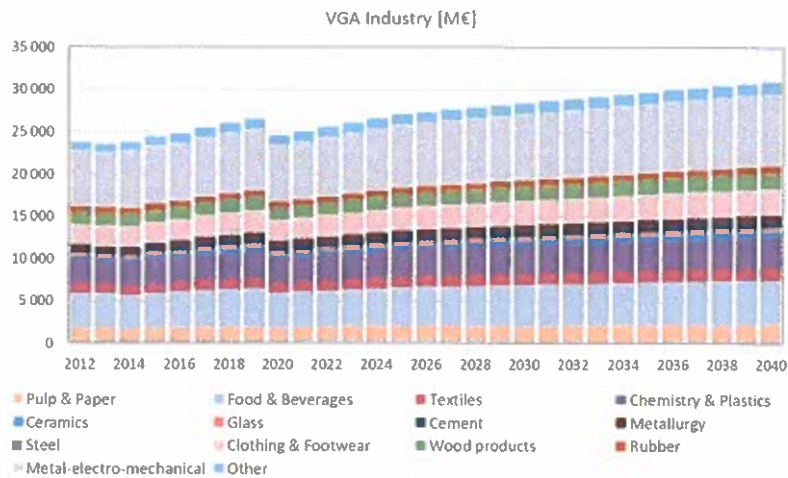


Figure 85 - Gross Value Added of 14 manufacturing industry subsectors.

The final energy consumption at each subsector is considered proportional to its GVA, without elasticities. Expected energy efficiency gains are factored in via energy intensity drops in respect to GVA. Finally, the historical shares of the different fuels consumed in each industrial subsector are projected and multiplied by the overall subsector energy demand to obtain final energy demand of each fuel. This is the most delicate and uncertain step; however, guidance is provided by the high-level energy strategy of long-term plan or roadmap in use.

As an example, the overall demand mix of the manufacturing industry is shown in Figure 25. cogeneration heat, electricity and network gases dominate the picture. Notice the emergence of (renewable) hydrogen from 2030 onwards. As we will discuss later, network gases today mean just natural gas, but hydrogen will also be present in the gas blend from 2022 onwards, and synthetic fuels made with hydrogen, from 2025 onwards. There is a trend for larger electrification of the sector, although not very intense. Fossil fuels phase out slowly. Biomass appears as a minor contributor to the mix; however, we are dealing with final energy demand, so in fact, through electricity, and especially through cogeneration, biomass plays a much more significant implicit role.

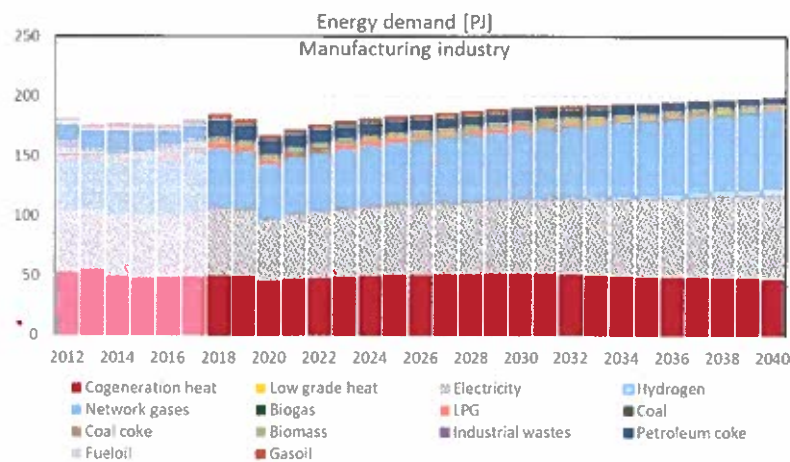


Figure 86 - Final energy demand mix of the manufacturing industry.



Pulp & Paper

This sector is an excellent case of cogeneration use. As can be appreciated in Figure , the cogeneration heat supplies about 73% of the final energy demand related to heat. This demand is expected to grow until 2030 due to more subsector activity, but then decrease somewhat due grow of paper recycling amounts. The cogeneration input is dominated (ca. 72%) by biomass fuels: forest wastes and black liquors obtained from the industry's own processes. The output is strongly biased towards heat. The outlook for the installed power is stable, as it can accommodate the variations in demand.

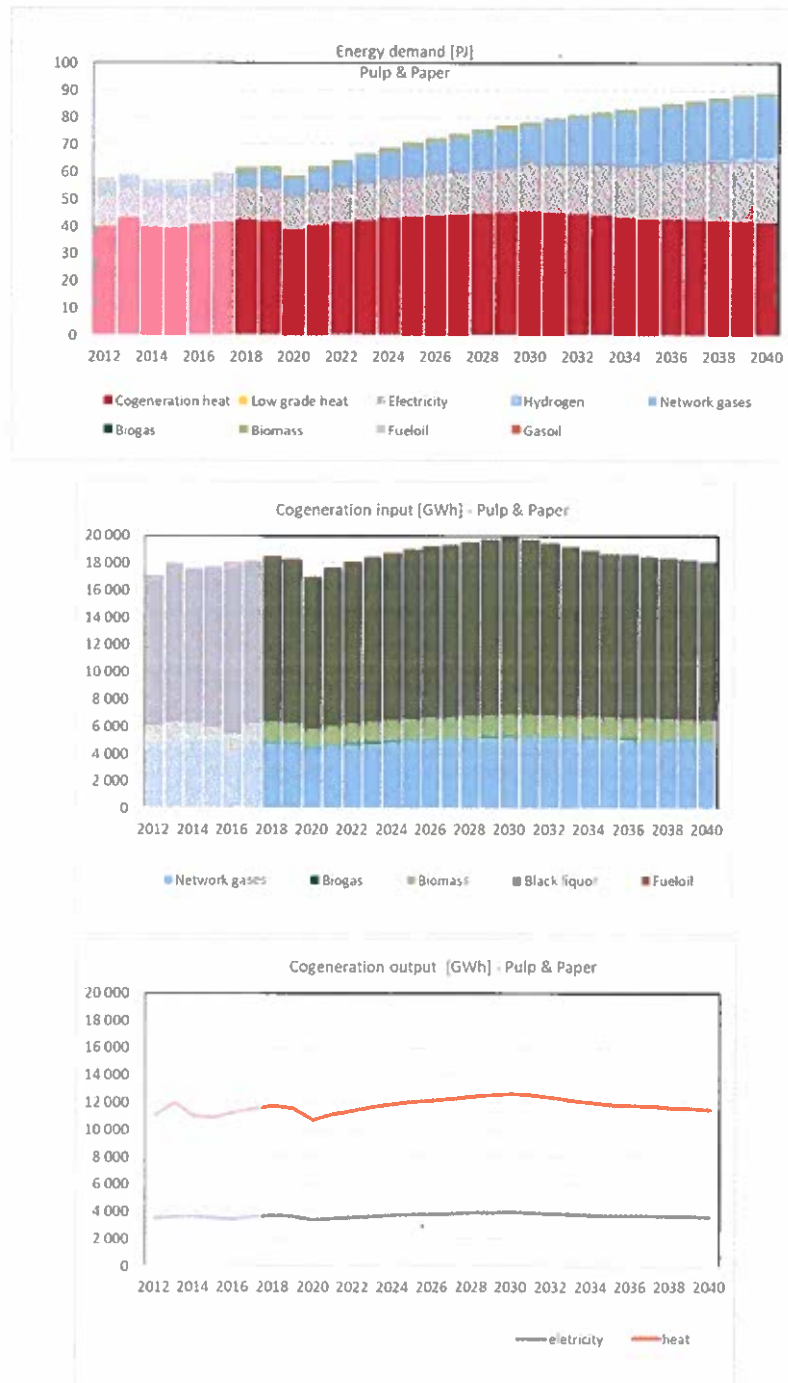


Figure 87 - Historical record and forecasts for final energy demand and cogeneration at the pulp & paper subsector.



Textiles

As can be appreciated in Figure , the cogeneration heat supplies about 24% of the final energy demand related to heat. This is expected to decrease somewhat due to electrification and less activity at the subsector. Fueloil-based cogeneration was discontinued in 2014, only network gases are currently used. The output is biased towards electricity, not heat, which suggests that some installations might originally have been dimensioned to be viable under electricity feed-in tariffs, now being phased-off. Even if this analysis is not correct, the outlook for the installed cogeneration power is negative due to overall energy demand reduction and electrification.

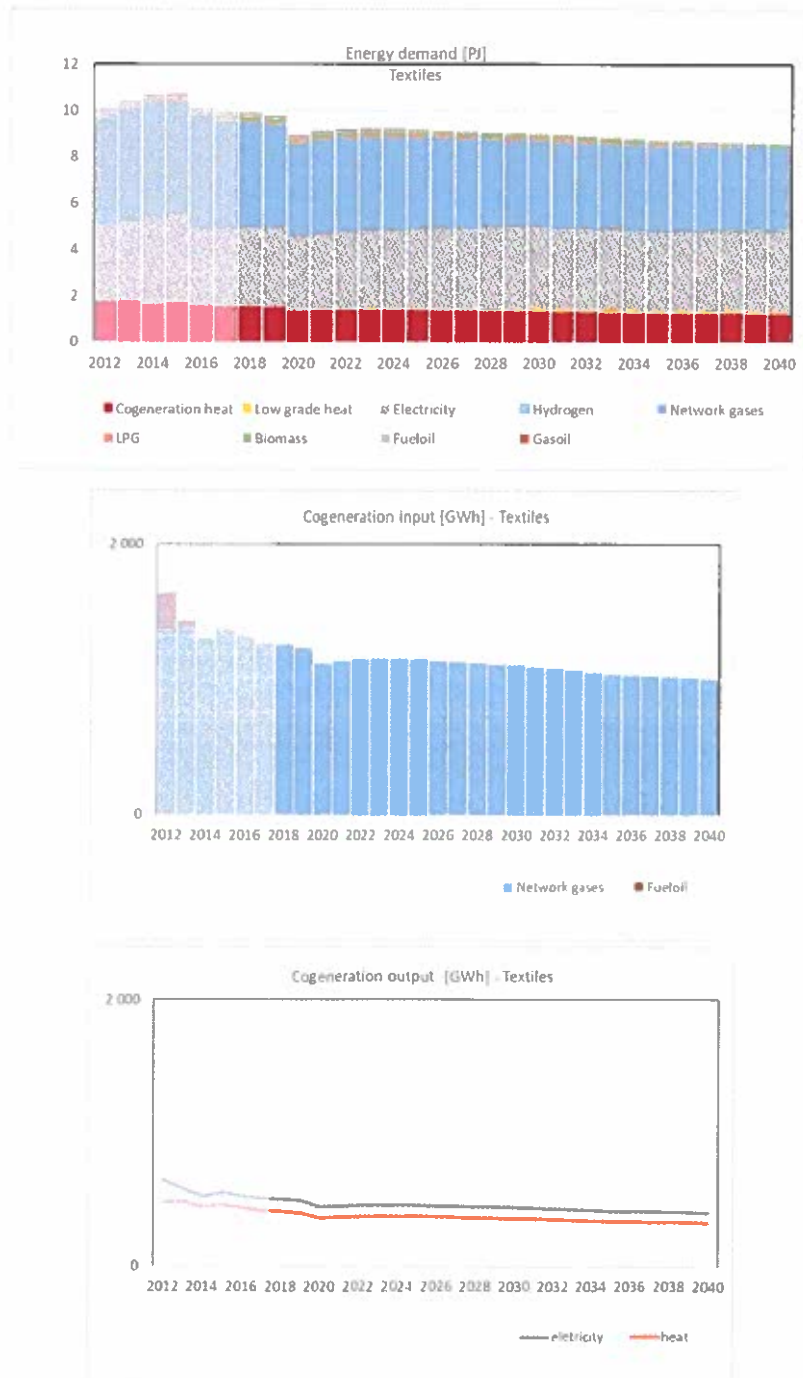


Figure 88 - Historical record and forecasts for final energy demand and cogeneration at the textiles subsector.



Chemistry & Plastics

As can be seen in Figure , the cogeneration heat supplies about 23% of the final energy demand related to heat, which can be seen as low when compared with the 90% potential estimated by Klotz et al. (2014) for this subsector (although it refers only to temperatures below 300 °C). The predominant input to cogeneration is network gases, but still gas (non condensable gases from petrochemistry) is also important. A phase-out of fueloil is expected. Chemistry and plastics are expected to retain their importance; and cogeneration, especially from still gas generated by the chemical processes themselves, makes much sense. So, the outlook for the installed cogeneration power is stable.

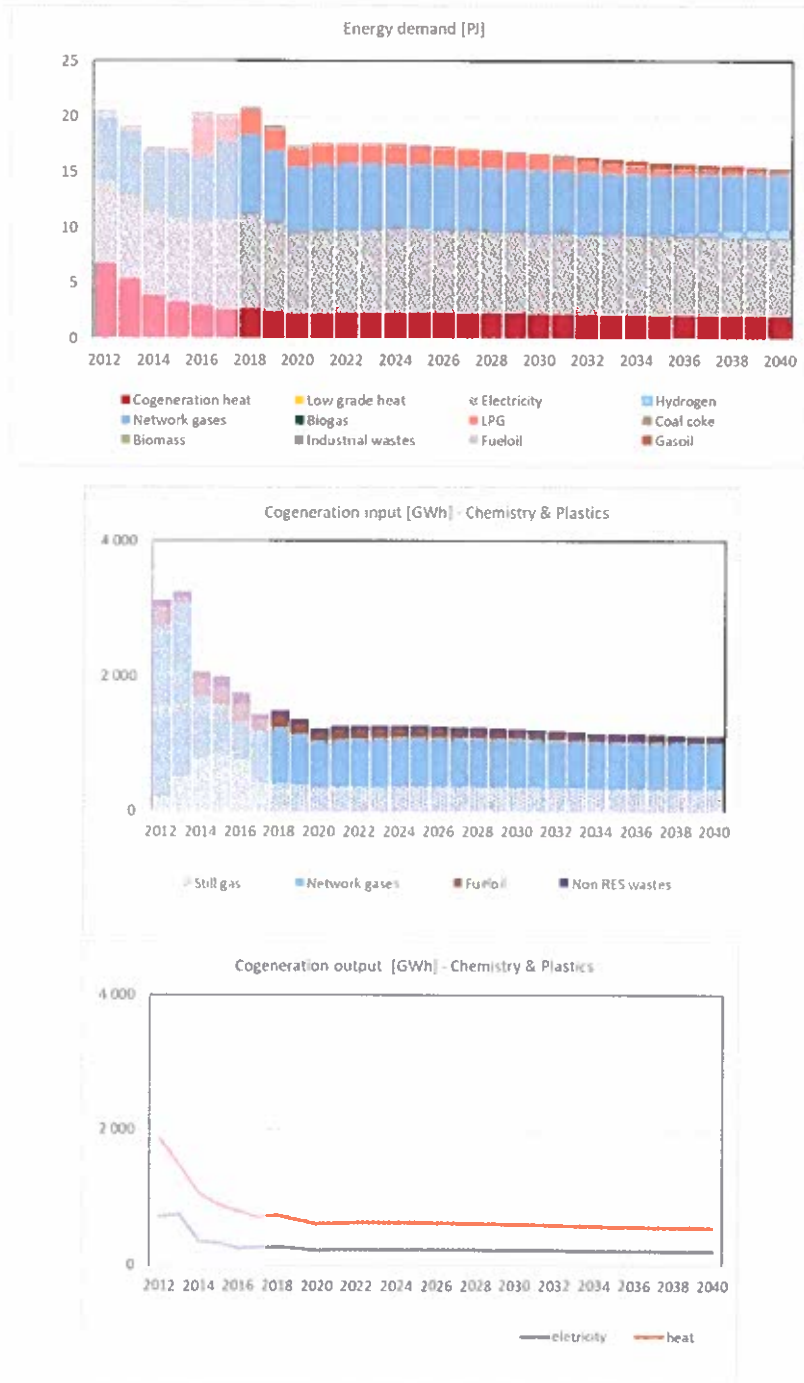


Figure 89 - Historical record and forecasts for final energy demand and cogeneration at the chemistry and plastics subsector.



Food & Beverages

As can be appreciated in Figure , the cogeneration heat supplies about 16% of the final energy demand related to heat, low in comparison with the 100% potential estimated by Klotz et al. (2014). The cogeneration input mix is dominated by network gases, fueloil is expected to enter in phase-out. The outlook for the installed cogeneration power is stable.

From this point on, the contribution of subsector cogeneration to the overall industry panorama is very small, nevertheless we will continue to review all subsectors.

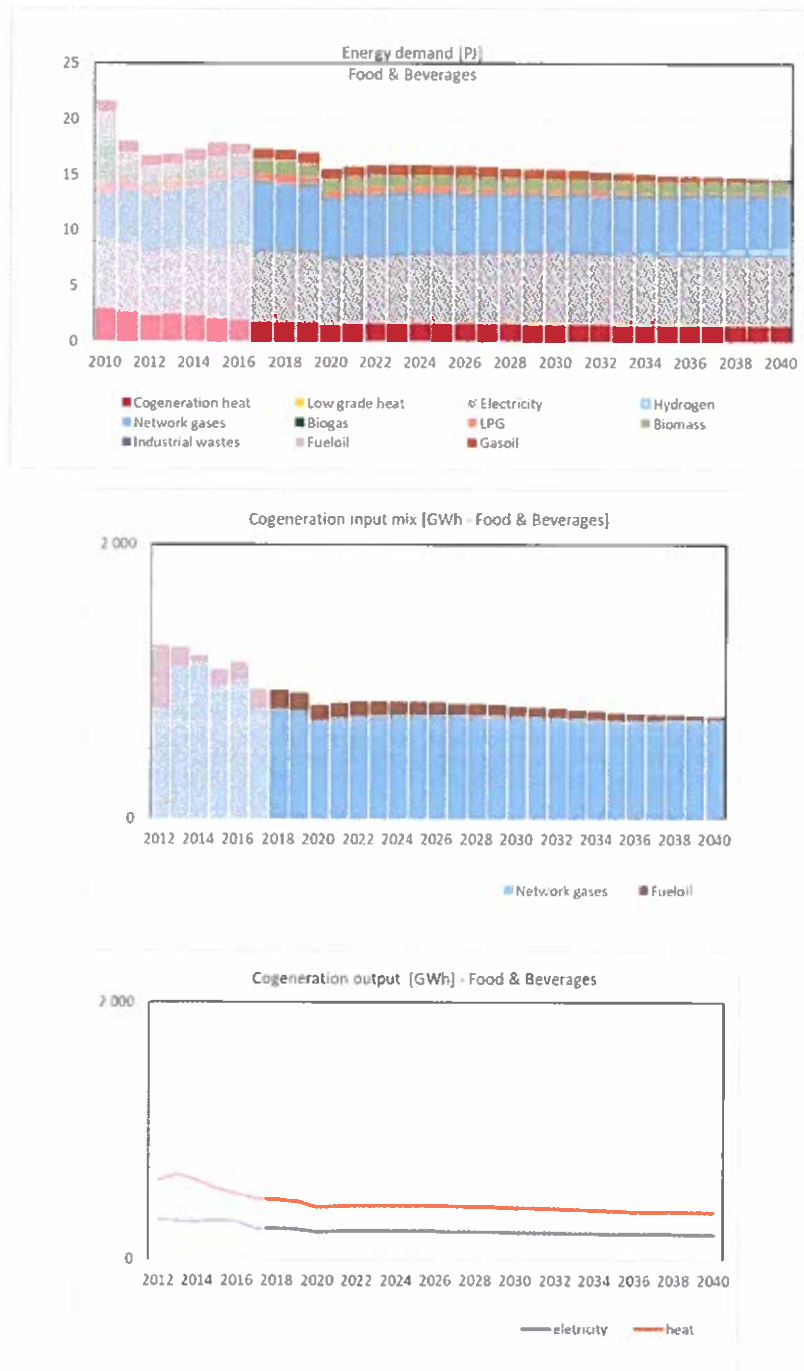


Figure 90 - Historical record and forecasts for final energy demand and cogeneration at the food & beverages subsector.



Ceramics

Energy demand at this sector is dominated by high range heat for ceramic ovens; therefore, as seen in Figure , cogeneration supplies less 7% of the final energy demand related to heat. This is a very high value as Klotz et al. (2014) estimate such a value to be the maximum potential for this subsector. The cogeneration input is almost only network gases, fueloil is by now almost phased-out. The outlook for the installed cogeneration power is stable.

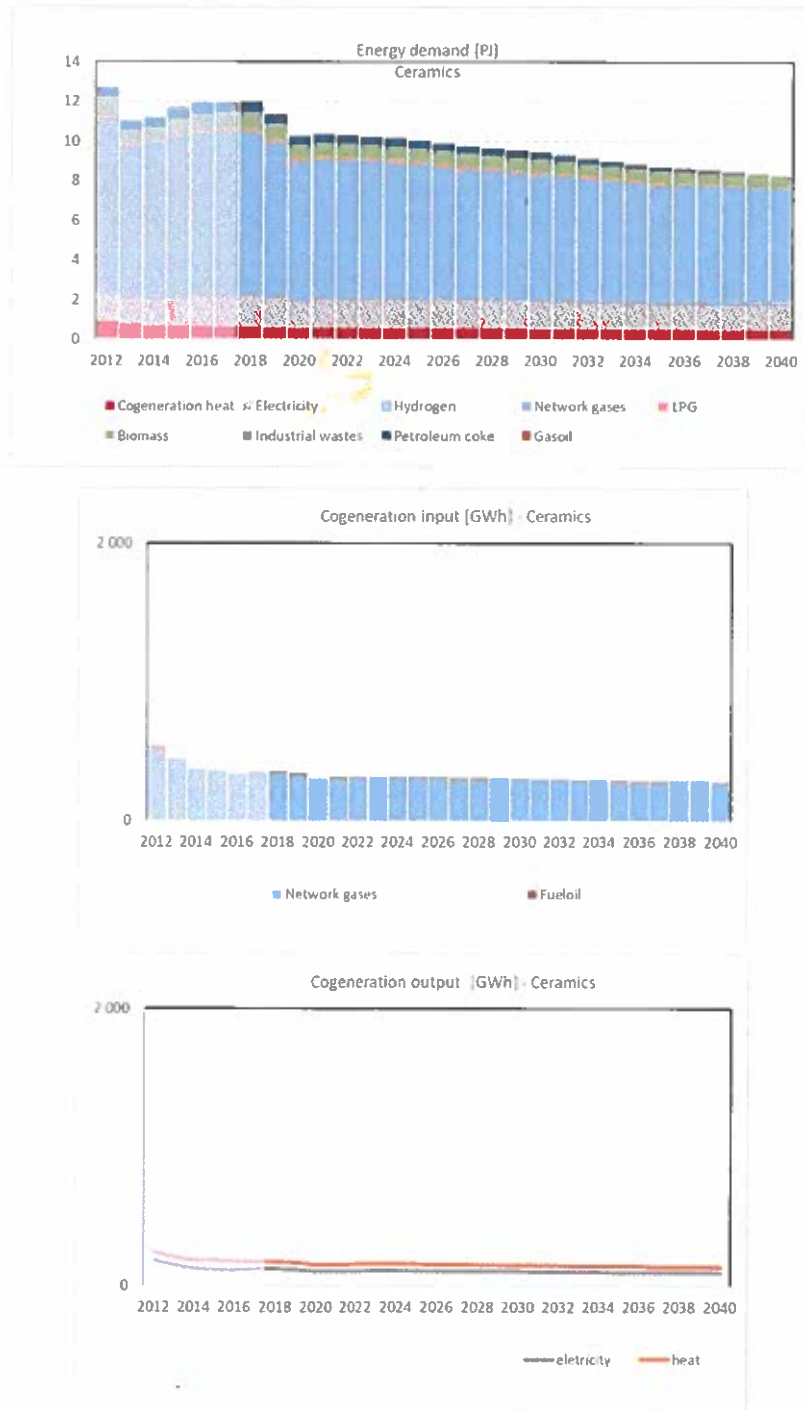


Figure 91 - Historical record and forecasts for final energy demand and cogeneration at the ceramics subsector.



Wood products

Figure 262 shows that the cogeneration heat supplies about 13% of the final energy demand related to heat; Klotz et al. (2014) provide no estimates in this case, but at least 80% maximum potential can be assumed. The cogeneration input mix is dominated by biomass wastes obtained from the own resource and fabrication processes of this sector. Fueloil is a minor input and is expected to be progressively substituted by network gases. The outlook for the installed cogeneration power is stable.

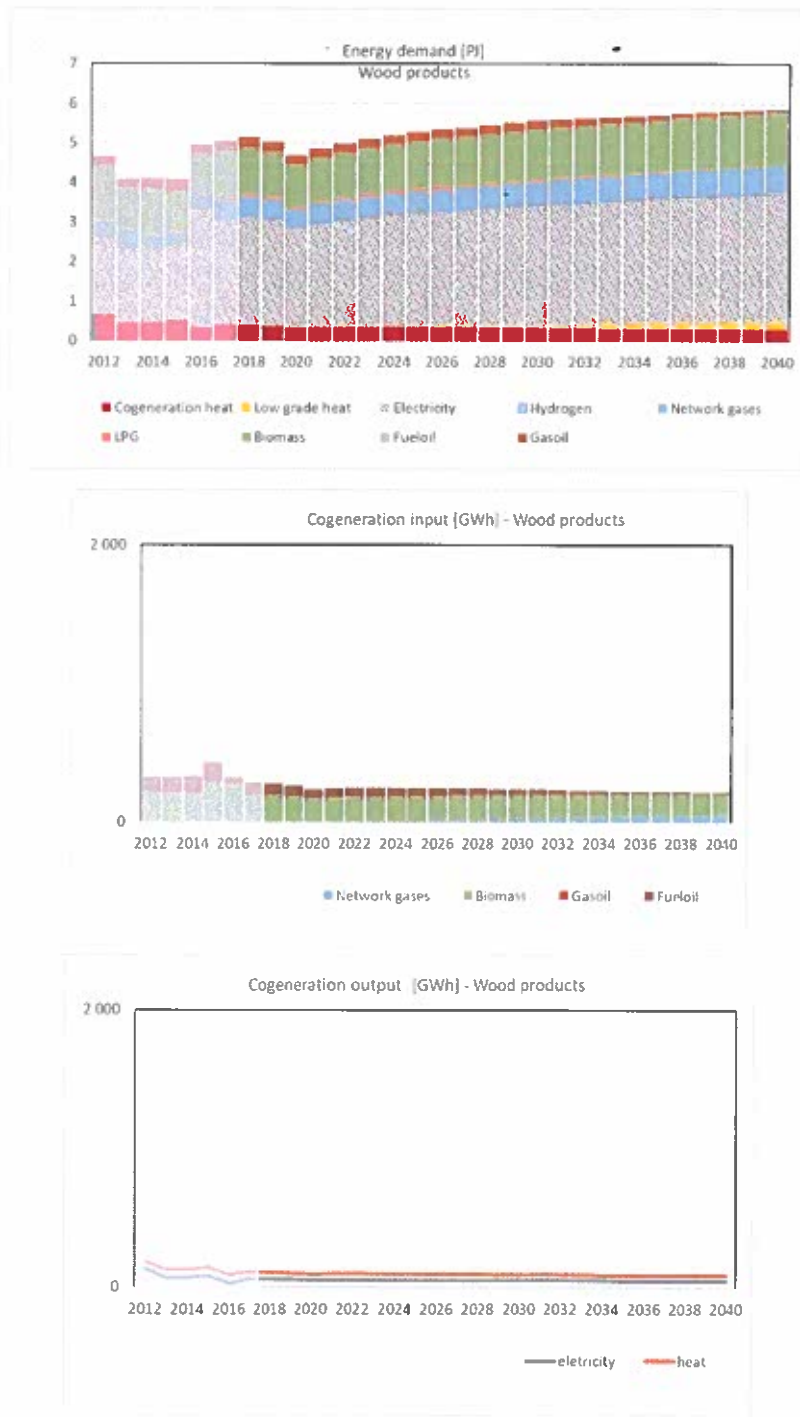


Figure 262 - Historical record and forecasts for final energy demand and cogeneration at the wood products subsector.



Rubber

The rubber subsector has very low importance in the context of the energy consumption of industry in Portugal, but it is a subsector with one of the highest percentages of heat attended by cogeneration, around 65%, see Figure (Klotz et al. give a full 100% as maximum potential). The cogeneration input mix is dominated by network gases but there is a contribution from the wastes generated by this industry's own fabrication processes. The outlook for the installed cogeneration power is stable.

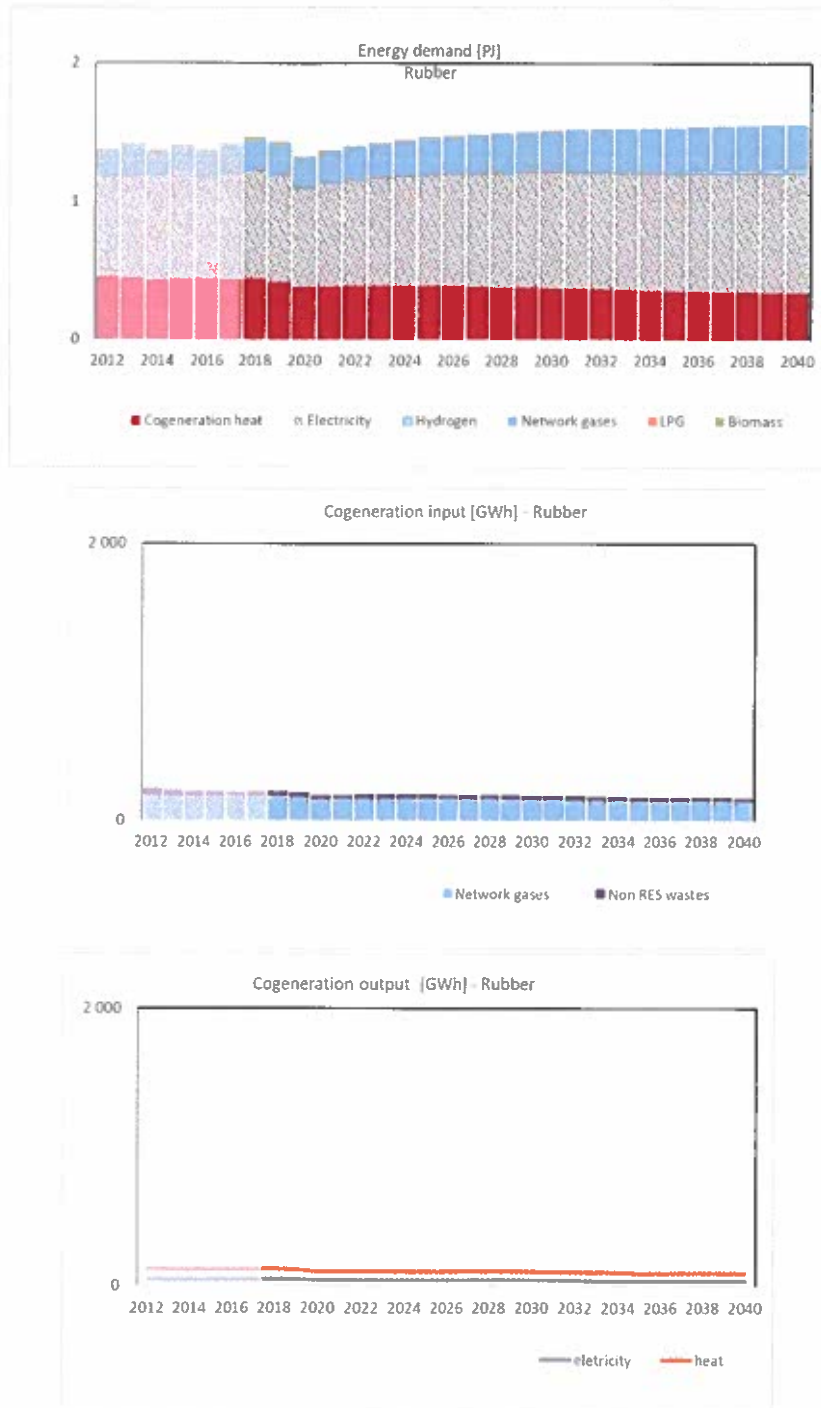


Figure 93 - Historical record and forecasts for final energy demand and cogeneration at the rubber subsector.



Cement

Cogeneration is of low importance to the cement subsector, because of the high temperatures required by some phases of the fabrication processes and because of the availability of waste heat fluxes from these processes (Boldyryev, 2018). Indeed in Portugal, cogeneration heat represents under 0.5% of the entire final heat related energy demand (too small to be visible at Figure). The input mix is dominated by network gases. The outlook for the installed cogeneration power is stable.

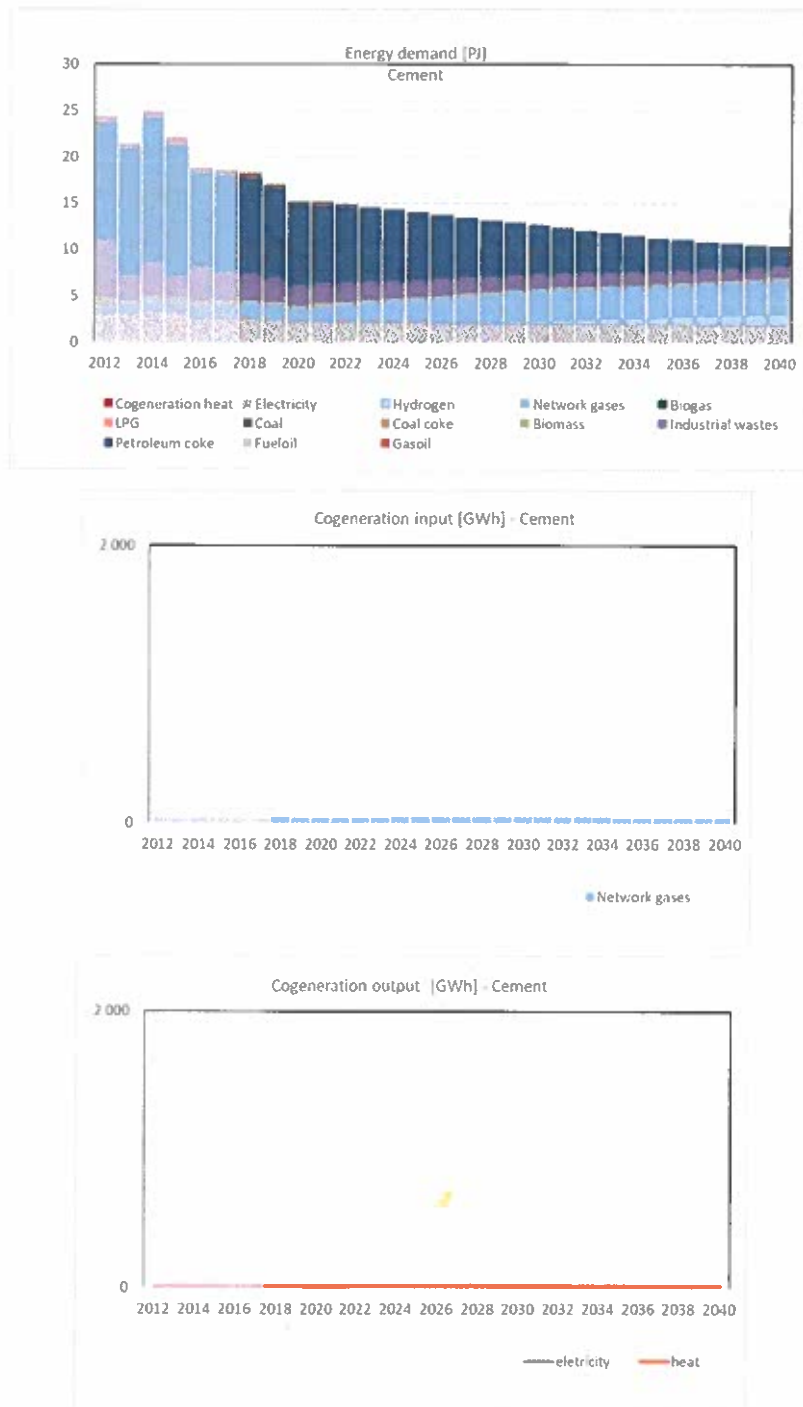


Figure 94 - Historical record and forecasts for final energy demand and cogeneration at the cement subsector.



Clothing & Footwear

As can be appreciated in Figure , cogeneration supplies about 10% of the final energy demand related to heat; Klotz et al. (2014) provide no estimates in this case, but an 80% maximum potential can be assumed. The cogeneration input has been made solely of network gases. The outlook for the installed cogeneration power is stable.

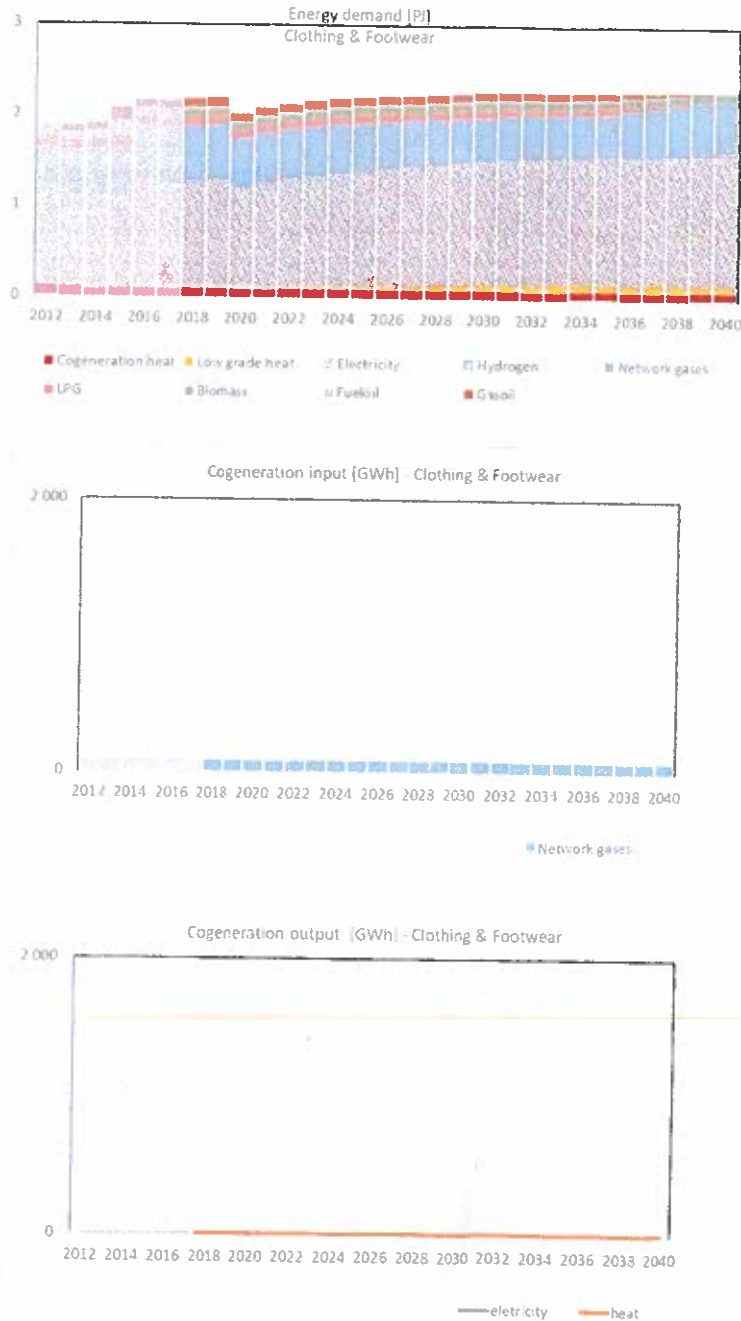


Figure 95 - Historical record and forecasts for final energy demand and cogeneration at the clothing and footwear subsector.



Metal-electro-mechanics

Again, at this subsector the contribution of cogeneration to final heat demand is of low importance: around 1%, too small to be visible at Figure . ; Klotz et al. (2014) mentions a maximum potential of 19%, but it must be recalled that this is estimated just for temperatures below 300 °C. The cogeneration input consists of network gases. The outlook for the installed cogeneration power is negative, due to electrification and reduction of energy demand.

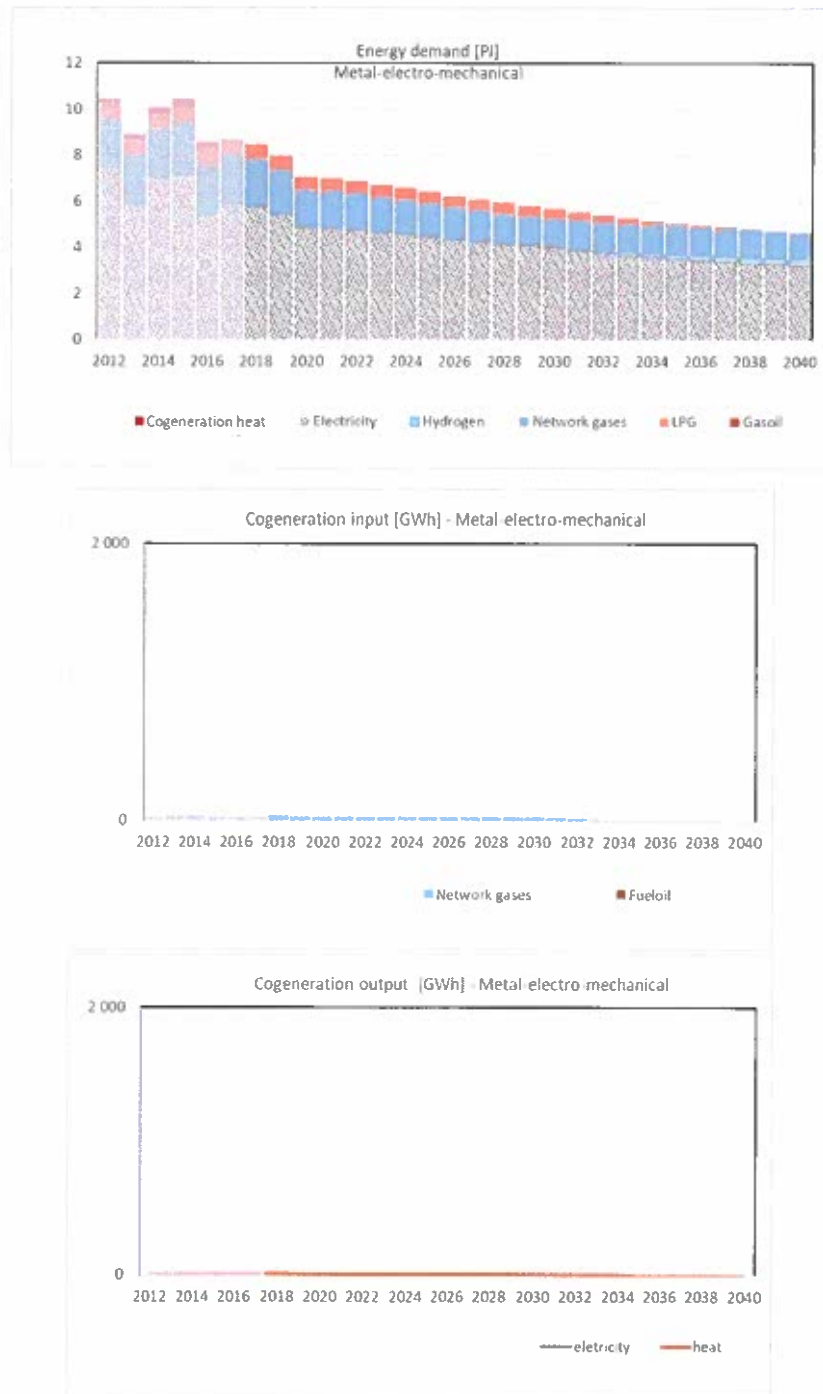


Figure 96 - Historical record and forecasts for final energy demand and cogeneration at the metal-electro-mechanics subsector.



Other

The remainder cogeneration units are dispersed by several minor subsectors and activities, contributing to final heat demand around 3%, barely visible at Figure . The cogeneration inputs are biogas and network gases. The outlook for the installed cogeneration power is stable.



Figure 97 - Historical record and forecasts for final energy demand and cogeneration at other minor subsectors.



Overall

Aggregating results for the whole manufacturing industry, the cogeneration outlook is essentially stable. For the installed power, the projections show a slight reduction after 2030, see Figure .

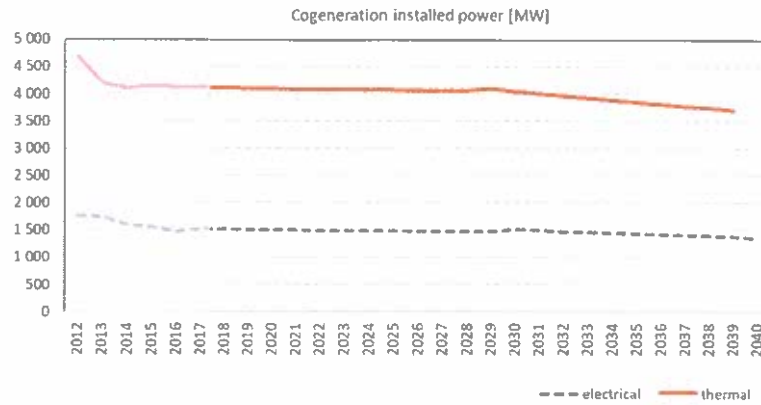


Figure 98 - Historical record and forecasts of the installed power of industrial cogeneration.

Figure displays the cogeneration electricity and heat outputs, in a manner that enables to compare the relative importance of each subsector. Clearly, the cogeneration at the pulp & paper subsector dominates the panorama (about 85% of the outputs), including the long-term trend.



Figure 99 – Historical record and forecasts of the outputs of industrial cogeneration.



The aggregated energy input mix is displayed in Figure 27. It is dominated by black liquors (ca. 53%) and network gases (ca. 36%); biomass wastes (ca. 7.5%) are also relevant – all this essentially translating what happens at the pulp & paper subsector. At a large distance stands still gas (ca. 1.5%); fueloil is currently significant (ca. 3%) but suffers rapid phase-out.

Therefore, the input mix has an about 60% share of renewable biomass, the rest being mainly network gases. As the use of conventional biomass resources is saturating (see the observations for the pulp & paper subsector), it seems difficult to increase further the renewable share from a purely economical viewpoint.

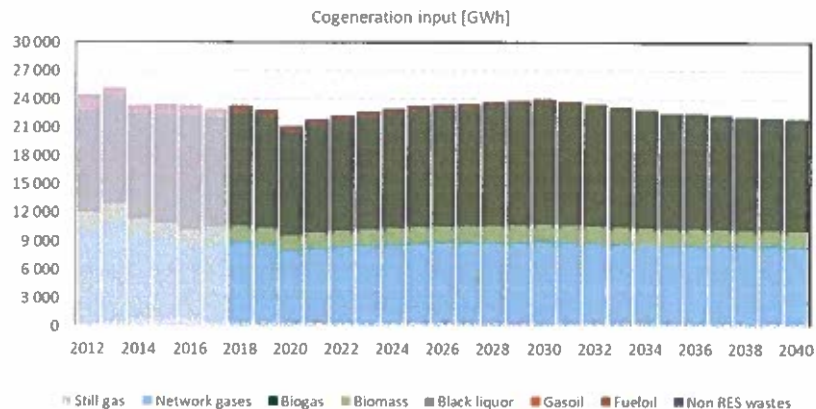


Figure 27 – Historical record and forecasts of the energy input mix of industrial cogeneration.

16.2. Cogeneration at buildings

We will now turn our attention to the demand sector of residential and services buildings. Here, cogeneration is often seen as a prime solution for powering district heating. However, consider that Portugal features mild climate in coastal high building density zones, and low building density where climate is more severe. This is an obstacle to district heating in general and CHP-based district heating in particular. Seemingly to confirm this, there is only one such system in Portugal, viz. the Climaespaço network at eastern Lisbon, with 6.1 MW nominal capacity.

So, the potential for CHP must be based on a detailed assessment of district heating potential, then on economic viability studies – such as, comparison of levelized cost of heat considering alternative solutions such as renewable heat and waste heat sources.

A detailed assessment of district heating potential for Portugal was recently made available, “Assessment of District Heating and Cooling Potential in Portugal” (DGEG, 2021), which belongs to the same series of *DEIR Studies on the Portuguese Energy System* as the present document.

This assessment has taken advantage of GIS-based tools that very recently become available, including from the project HoTMAPS (2016). Two scenarios were considered, a “full comfort” scenario where there the indoor temperature is maintained constantly in a comfort band, and a “socioeconomic” scenario that deals with comfort with more flexible strategies and it is considered more adherent to the economic and cultural reality of Portugal. Candidate areas for district heating were identified using heat maps, surveying all urban zones. Then the delimitation of candidate areas was refined setting thresholds for the minimum energy demand to be satisfied by a district heating system. Next an economic viability analysis was performed, examining if the district heating grid distribution and transmission costs for the candidate areas were within internationally accepted viability thresholds. The potential for district heating in Portugal resulted very low or close to null. In consequence, neither does CHP for district heating considered to have significant potential.

In regard to small networks and individual large buildings, the electrical capacity of CHP units installed is about 36 MW. Of these the major part, *ca.* 25 MW, correspond to CHP at 10 large hospitals, and the rest is installed at an academic/technological park (Tagus Park) and a large commercial centre (Colombo). The installed capacity has been stable for more than a decade, which suggests a stable outlook.

16.3. Cogeneration at refineries

Hereafter we explore the cogeneration potential and perspectives at the energy transformation side of the Portuguese energy system, meaning at fossil fuel refineries. There are two such facilities in Portugal, one at Sines and another at Matosinhos, owned by the utility holding GALP. The largest cogeneration plants in Portugal are located there, totalling 98.3 MW_e at Sines and 90.9 MW_e at Matosinhos, according to information obtained from the Electric Energy Department of DGEG. The production in 2020 was 1325 GWh of electricity and 2867 GWh of heat (GALP, 2021). To make a comparison, this is around 20% of the production at the manufacturing industry sector, therefore very relevant. The energy input is nowadays natural gas; heat is absorbed in the refinery processes; the electricity has priority access to the utility grid and is sold at a regulated tariff.

The NECP perspectives for cogeneration at refineries follow the same logic as for the whole of refinery activity and production. A reduction of demand is expected, mainly due from electrification of the road transportation sector. Nevertheless, the huge vehicle stocks imply a large inertia of the transport sector adaptation process, so that the reduction of activity of the refineries will be small and smooth until at least 2035. Then, the activity drop will accelerate, until by 2040-2045 the processing of fossil fuel will end at one of the facilities, and by 2045-2050 at the other. Note that this not necessarily mean that the existing facilities will be closed, as they can adapt meanwhile to fabrication of, for instance, advanced biofuels, hydrogen, and synthetic fuels.

In this context, the electricity production at the refineries results as presented in Figure 28 – computed with the national energy model JANUS 5.1 (DEIR, 2020b), but updating for Covid-19 impacts the GDP and energy demand of the NECP scenario.

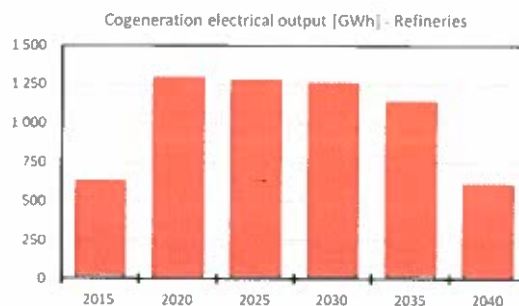


Figure 2801 – Electricity production from cogeneration at refineries.

The outlook for cogeneration at refineries under these assumptions is therefore stable until 2030 and negative onwards.

16.4. Other sectors

Finally, there are CHP units at the agriculture sector – *ca.* 7 MW_e –, the extractive industry sector – *ca.* 18 MW_e –, and some more 1 MW_e related to other activities. In comparison with the installed capacity at the rest of the sectors these are very small figures, so the outlook is simply assumed stable.



17. Energy transition views of cogeneration

The analysis and outlook presented at the previous section was basically done from the viewpoint of the owners and promoters of CHP installations. However, the country level viewpoint of public policies and its goals, must also be taken into account. Energy transition pathways, carbon neutrality and sustainability are important issues to consider and as we will see, bring a considerable modification of the conventional perspectives discussed before.

17.1. Cogeneration and national energy-emissions planning

The conventional framework that, until recently, has based public support schemes to CHP is summarized in Figure 29. The example provided is for a CHP installation with: energy input consisting of only natural gas; thermal efficiency (ϵ_{th}) of 60%; electrical efficiency (ϵ_{el}) of 33%, thus a combined efficiency of 93%; the reference efficiencies for separate processes (i.e. burner and power plant) are those specified by the EU Commission's Delegated Act 2015/2402 EU; the electrical transmission and distribution losses avoided (ρ) are 3%. The gas transmission and distribution losses are very small, so not considered; other minor issues such as climate effects are also discarded.

The CHP plant consumes 100 MWh of natural gas and the cogeneration equipment and processes are sized and balanced in a way that 66 MWh of heat and 33 MWh of electricity are produced. To simplify, the greenhouse gases emissions (GHG) are represented only by carbon dioxide: with a typical factor of 56.1 kg/GJ consumed, 20 ton CO₂ are emitted. In comparison the separate heat and power solution needs 134 MWh of gas and emits 27 ton CO₂. The Primary Energy Savings (PES) is thus 34 MWh or 24%, and the GHG reduction is 7 ton CO₂ or 35%. Following this logic, CHP is classified as highly efficient (PES > 10%) and should be preferred over the separate heat and power production processes.

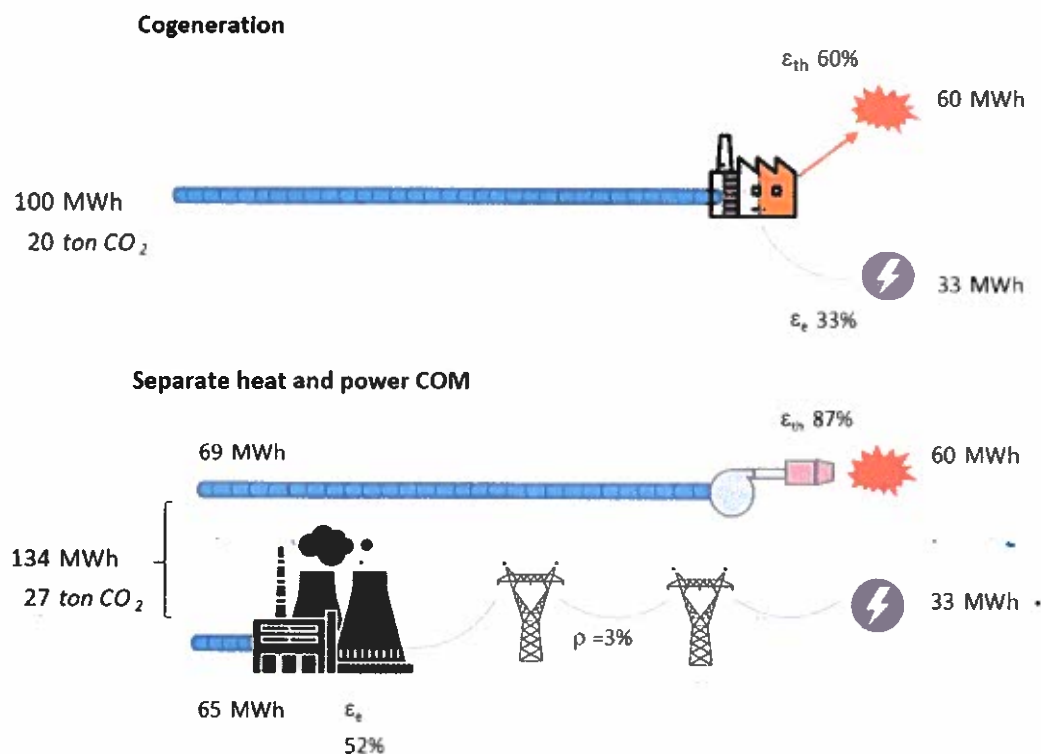


Figure 29 - Conventional view of cogeneration logic and benefits.

However, when considering medium and long-term energy-emissions planning towards sustainability and carbon neutrality, this view must be challenged if the inputs to cogeneration are fossil fuels. Consider the assumption that the alternative to CHP is using the same fuel source for a separate heat and power process. This is correct thinking within the fossil fuel based energy system paradigm, but no longer obvious if the purpose is to reduce fossil fuel use and avoid – not just abate – greenhouse gas emissions.

Precisely, the Portuguese Carbon Neutrality Roadmap for 2050 (CNR, 2019) takes an alternative view when finding an optimal cost-effective path towards a new energy system paradigm, renewable energy based and very low carbon. It proposes full electrification of heat and power production in this case (viz. fossil fuel inputs), as represented in Figure . Heat in this case is to be produced e.g. by resistances or electric arcs.

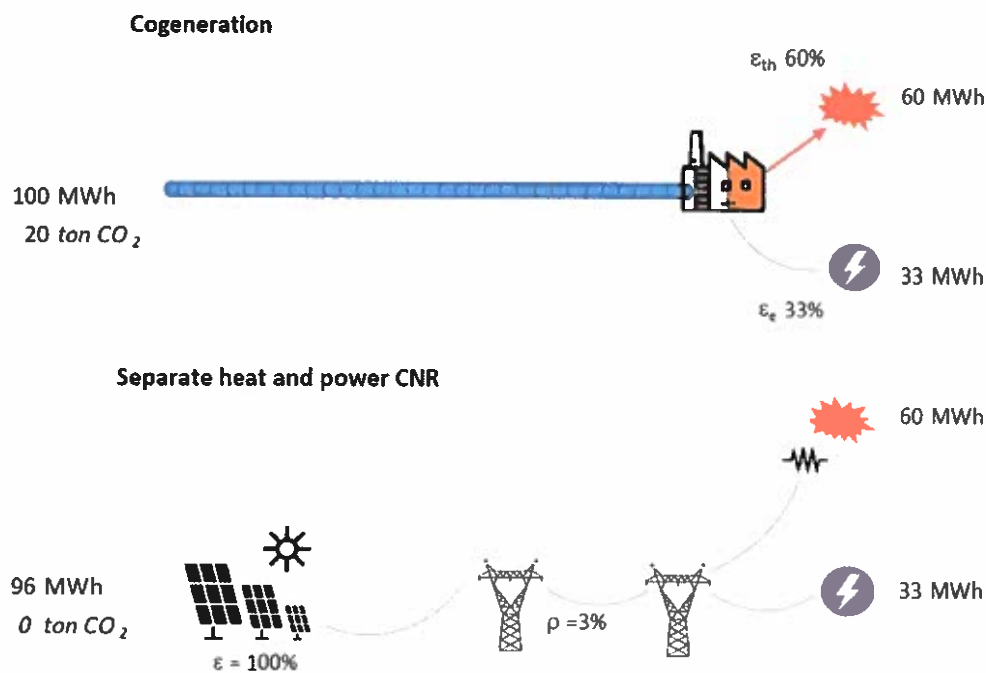


Figure 103 - Carbon Neutrality Roadmap long term challenge to cogeneration logic.⁵

The PES of cogeneration viewed this way in this example would be *negative* (-4%, not +24%), and the GHG would *increase* by 20 ton CO₂. Thus, cogeneration with fossil fuels emerges as harmful to the long term energy system.

It is important to remark that cogeneration using other types of inputs is still viewed as beneficial, namely when relying on renewable fuels like biomass and biogas (e.g. at the pulp & paper subsector, or at the wood products subsector), and even using other fuels such as non-renewable wastes (e.g. rubber subsector) and still gas (chemistry & plastics subsector) where byproducts of the industrial processes are available. Only the *ca.* 36% CHP based on natural gas and *ca.* 3% based on fueloil are under scrutiny.

⁵ N.B. This only applies for the case of fossil fuel supply to cogeneration.



The National Energy and Climate Plan 2030 (NECP, 2020) is less radical in this respect than the Carbon Neutrality Roadmap, mainly because its scope is just 2021-2030 and gives more importance to issues such as lost assets, capacity for investment, and availability of technologies. As represented in Figure , it still allows for heat production to be done from fossil fuels using boilers and burners. However, the electricity is to be supplied from renewable energy, not from coal or natural gas based power plants. The target for renewable electricity by 2030 is 80% (the energy modelling points to much more, see DGEG, 2020 a), which is coherent with this view. Under these conditions, in the example under discussion the cogeneration PES would be 3% and the GHG reduction 1 ton CO₂. Thus, fossil fuel based CHP would still be beneficial – but no longer highly efficient (PES < 10%). Therefore, while fossil fuel based cogeneration retains economic interest for the CHP installation owners (microscale level), it loses the strategic interest for the country in terms of environmental and security of supply benefits, and much of the efficiency benefits (macroscale level).

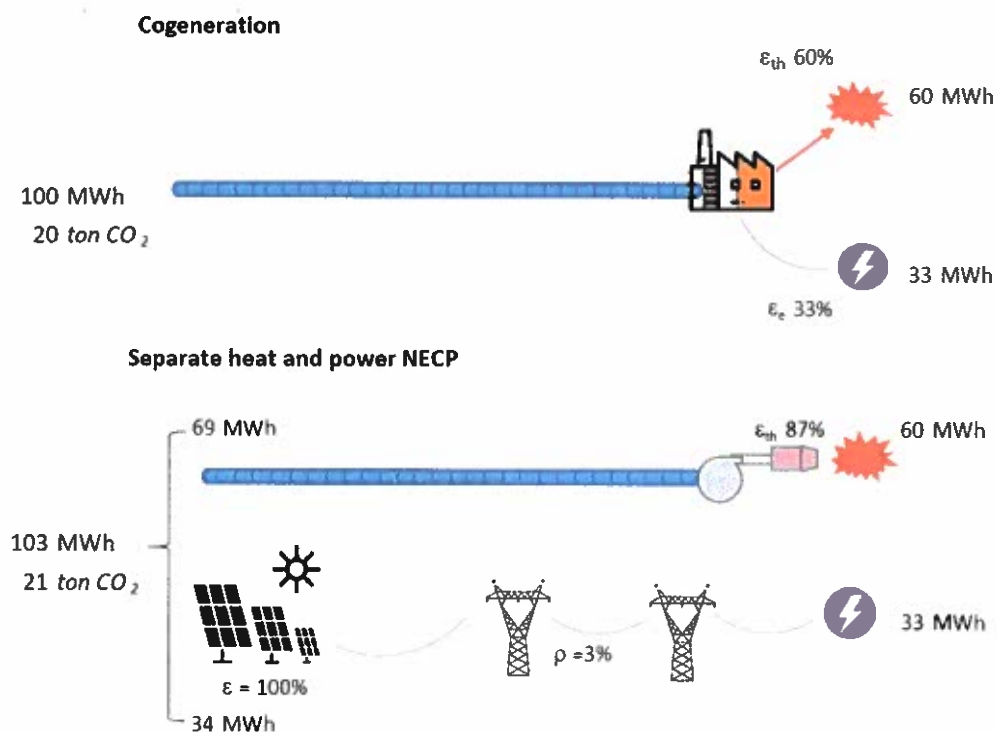


Figure 104 - National Energy and Climate Plan 2030 view of cogeneration logic. ⁶

The National Strategy for Hydrogen (EN-H2, 2020) came to change these views of RNC and NECP even further. It still sees the future energy system as exclusively based on renewable energy, but recognizes that in many situations, using electricity directly for heating would be uneconomical and technically difficult. It also wants to address the problem of security of supply, in a system relying too much on intermittent renewable energy sources, namely hydro, wind and solar. Renewable hydrogen, to be generated mostly from renewable electricity (around 95% in the long term), see Figure , is to have a key role in connecting the electricity and heat systems.

⁶ N.B. This only applies for the case of fossil fuel supply to cogeneration.

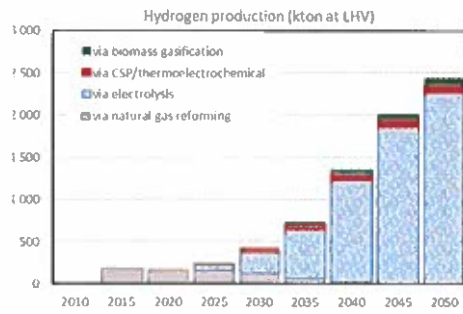


Figure 105 - Production of hydrogen by technology in the National Strategy for Hydrogen.

Hydrogen can be used directly to produce heat, but can also be used for assembling synthetic fuels, most notably methane in the case of EN-H2. The natural gas circulating in the gas network is planned to be blended with synthetic methane and hydrogen. In the long term (2050) the natural gas is almost completely phased-out, see Figure .

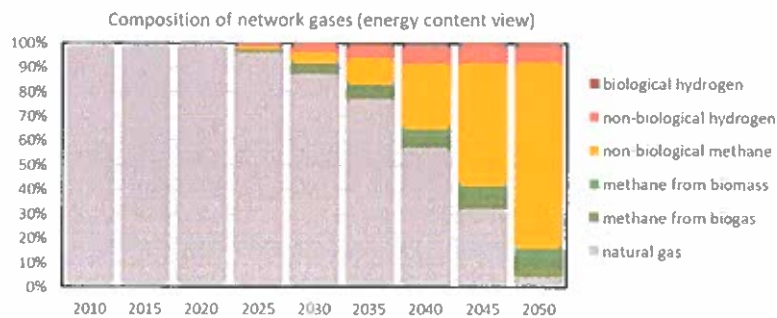


Figure 106 - Blend of gases in the gas network according to the National Strategy for Hydrogen.

Under these conditions, the CHP example that we have been analyzing is represented in Figure .

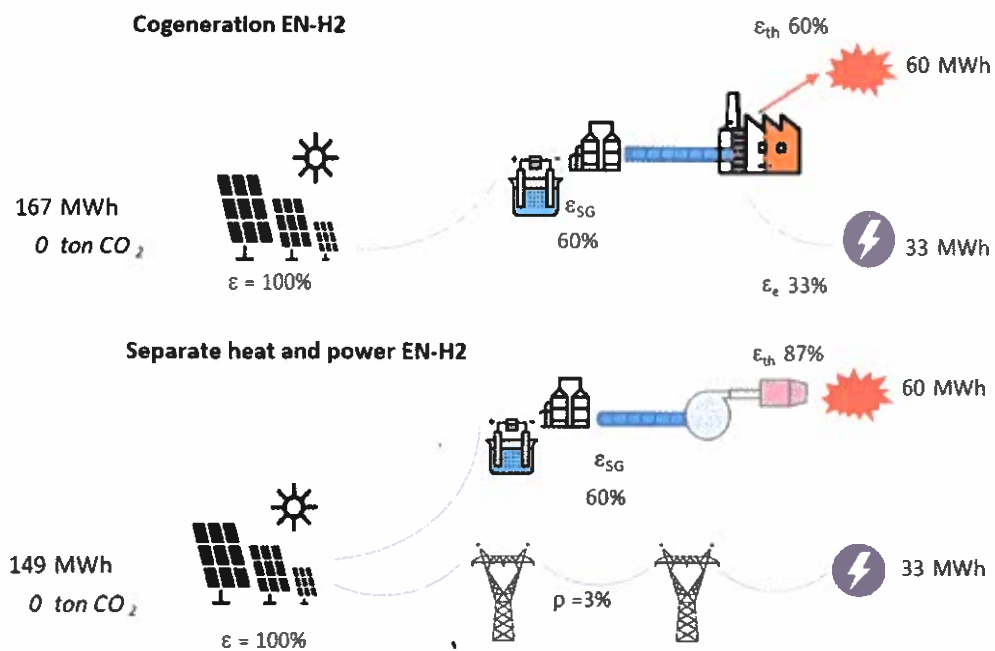


Figure 107 - National Strategy for Hydrogen long term logic of cogeneration.

The introduction of an efficiency for fabricating renewable fuels (ϵ_{SG}) changes profoundly the view of cogeneration at country level. In the example under discussion the cogeneration PES becomes -12%; although, no GHGs are emitted in both alternatives. Thus, gas based CHP would no longer have environmental impacts but would be inefficient (PES < 0%). Also, at microscale level, it is not clear if it would have economic benefits for CHP installation owners anyway, as synthetic gas fabricated with electricity would in principle be more expensive than electricity itself (negative spark ratio).

There is a transition process on the way, so the analysis at Figure 29 to Figure , plus Figure , must be weighed by renewable electricity and renewable gases percentages circulating in the energy system as the time passes. The results of this exercise are displayed in Figure . In summary, from a country level viewpoint, gas based CHP shows up not highly efficient, and is even harmful to the Portuguese energy system starting 2033 (sensitivity analysis yields 2030-2035).

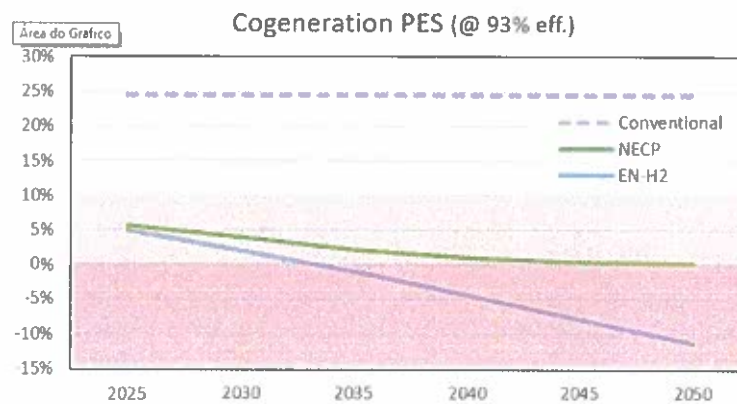


Figure 108 – Primary energy savings for network gas based cogeneration under various national energy strategies.

17.2. A new view of long-term cogeneration trends

When considering ways to mitigate the decrease of CHP installed power, the most appealing option would be to substitute gas (and fueloil) by biomass. However, this may be difficult. First, there is a problem of lost assets and high investment required, as CHP technologies for gas are not the same as for biomass (Gambini et al, 2019). Second, recruiting additional biomass for cogeneration is also a problem, because various other end uses are also seeking to use biomass in the coming decades: in particular, production of biogas, fabrication of advanced fuels, and fabrication of methane by biomass gasification. Third, while the biomass used in the pulp & paper and wood products subsectors derives from the respective industrial processes, additional biomass to power CHP may have to be transported and processed, maybe even purchased, hindering the economic viability of this solution. Nevertheless, the pulp & paper seem optimistic in this respect, and the biggest company has a carbon neutrality goal by 2035 (The Navigator Company, 2020). In the case in the case of the wood products subsector, already there is one biomass-based CHP installation seeking to be licensed (pellet fabrication).

Anyway, in coherence with the Portuguese energy-emissions planning (viz. CNR 2050, NECP 2030, EN-H2), a phase-out of the gas-based (and fueloil based) CHP should be initiated. For instance, in the case of manufacturing industry, a desirable evolution of the mix would be represented in Figure , thus increasing the contribution of biological fuels and reducing the contribution of fueloil and network gases.



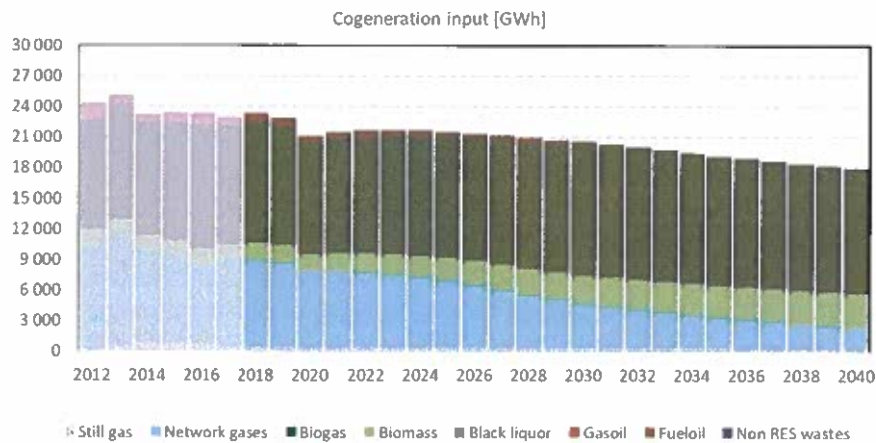


Figure 109 – New perspectives for the mix of energy sources for cogeneration at industry

A possible phase-out path was computed considering rapid end of fueloil CHP and the substitution of end-of-life gas-based CHP units by boilers and burners. It also includes the impact of a recent decision of GALP to close the Matosinhos refinery, and the probable decommissioning of the district heating CHP at Climaespaço, assuming adaptation of this network to waste heat supply (see DGEG, 2021). However, gas based CHP at hospitals is maintained due to the importance of reliability for these buildings.

The results are summarized in Figure , showing only the evolution of electric nominal capacity. It points to a decline of installed capacity up to 2025, starting with a large drop at 2021 that results from the decommissioning of the Matosinhos refinery CHP, but then the outlook is very stable.

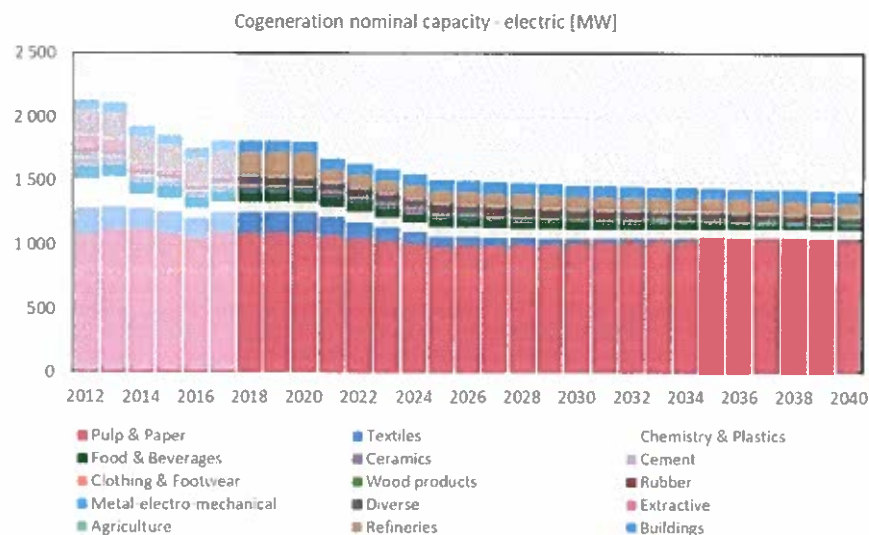


Figure 110 – Trend of cogeneration electric capacity in coherence with national energy-emissions planning.

We remark that these new perspectives were not fully considered in the scenarios that support NECP or EN-H2. Preliminary runs of the JANUS 5.1 model at DGEG to investigate these issues, have shown that the long-term impact on national energy performance indicators would be beneficial, although small. This seems to be mainly because the energy system becomes a bit more efficient with this new



strategy for CHP but also because less curtailment of renewable energy power plants occurs that partially compensates for the phased-out CHP, and less need to import or fabricate network gases.

17.3. Innovative roles of cogeneration

Although the analysis of section 17.1 of gas-based and fueloil-based CHP holds for any type and size of the installations, it is possible that gas based CHP still retains interest for a few cases where reliability is important, as in the already mentioned case of hospitals.

In a general way, decentralized CHP for services buildings, may be interesting if it can be made compatible with the energy transition. One example are hotels, that have large specific requirements of heating and cooling because they require a small temperature comfort band to be maintained; this opportunity for cogeneration, or rather, for trigeneration, is explored for instance in Clito and Rocha (2016).

Regarding residential applications, Atanasoae (2016) analyzed the technical and economic viability of conventional micro-cogeneration systems, concluding that the investment in a micro-cogeneration system can be attractive and economic performances can ensure the profitability of such an investment. However, as in many other similar assessments (e.g. Gandiglio et al., 2020), case studies are examined that correspond to climatic conditions much more severe and with larger extremes than those experienced at the Portuguese coastal bands where most buildings are located. In fact, DGEG's statistical information reports 21 micro-cogeneration registered facilities in Portugal, with 18 units in the range 1-10 kW_e aggregating 39 kW_e, plus 3 units of more than 60 kW_e adding 227 kW_e. These very modest values seem to confirm the low suitability of dedicated conventional micro-cogeneration systems in Portugal.

Micro-cogeneration via fuel cells may offer more possibilities. An early assessment by Dorer et al. (2005) already concluded that fuel cell CHP is appropriate to be used in residential and small-scale commercial applications, because of their very high efficiency and no (local) greenhouse emissions. We provide at Annex I more information on micro-cogeneration technologies.

The analysis in section 17.1 holds for any size of CHP, thus one might think that only biomass-based CHP could be interesting for the future. However, it is likely that innovative business cases using micro-CHP fuel cells may be conceived for off-grid situations. Consider for instance a model where a large building has adjoining space for installing a PV power plant, or perhaps an energy community with PV and/or wind power plants. Given the cost reduction of renewable electricity and the expected fast dropdown of costs and rise of efficiency and reliability of electrolysis, hydrogen could be obtained locally. With careful sizing of the renewable power systems, excess electricity could be used to obtain hydrogen. Then, it could be used in CHP during winter, or perhaps even better, be available to cope through fuel cell CHP with the intermittent nature of renewable energy sources like solar and wind.

We consider it is too soon to assess the potential of such novel applications but want to signal that they very probably will start appearing in the coming years.



18. Conclusions

The potential for additional CHP in Portugal until 2040 was examined from a conventional perspective and then from the perspective of public policies working towards energy sustainability and carbon neutrality.

The conventional approach could not identify significant opportunities for additional CHP. This was mainly because of electrification trends and demand reductions at some industrial subsectors, lack of potential for CHP-based district heating, and decreasing activity of refineries.

Nevertheless, the outlook was about stable, as the major CHP sector is by far the pulp & paper subsector, and this has a slightly favourable outlook and already features more than 60% biomass related inputs to CHP from their own industrial processes. The predicted CHP energy mix continues to be dominated by biomass sources, then network gases. However, capturing additional biomass for CHP seems difficult due to competition with other uses, such as fabrication of advanced fuels, biological hydrogen, biological methane, and biogas, as well as low economic viability.

Such a conventional approach is however not enough: a proper outlook must be coherent with the national high-level energy-emissions planning strategies. The Carbon Neutrality Roadmap and the NECP seek electrification of end uses, very high percentage of renewable sources in the electricity mix, phasing-out of fossil fuels, and avoidance of greenhouse gas emissions. Under these conditions it is shown that, for the Portuguese energy system, primary energy savings of fossil fuel based CHP are not as large as in the traditional view; and that greenhouse gas emission reductions are not achieved with fossil fuel based CHP. Plus, no such CHP can be classified as highly efficient – and thus, the EED call for cost-benefit analysis of highly efficient CHP of these types is not possible as it simply cannot be classified as such. For the other types, lack of additional energy sources is a major obstacle.

In addition, the National Strategy for Hydrogen has recently introduced in the long term planning mechanisms for producing hydrogen and synthetic renewable gases, that participate in the blend of gases circulating in the national gas network. It was demonstrated that using renewable hydrogen and renewable synthetic methane as CHP input, would actually yield *negative* CHP primary energy savings.

All these issues considered and using the energy-emissions modelling and scenarios developed by DGEG in support to public policies, the conclusion is that by 2030-2035, both fossil fuel and network gas based CHP will start to be harmful for the efficiency of the national energy system. Thus, such types of CHP should start to be phased-off now, to avoid new investments and technological lock-in with these undesirable solutions. Public policies could include for instance lower emission ceilings or demanding life cycle analysis at the renovation or new licensing requests. A consistent phase-out path of the undesirable CHP was developed and tested, showing a beneficial impact on the performance indicators and targets of the high-level energy-emission plans, resulting essentially from more use of biomass and less need to import natural gas or fabricate renewable gases.

It is recalled that the majority of CHP is already biomass based, and that another part uses fuels resulting from industrial processes (e.g., still gas, wastes); these CHP types should continue to be supported. Plus, in the context of large buildings and energy communities, an analysis has identified some opportunities for micro-CHP, especially with fuel cell technologies, that are still niche applications but may become to have a significant role.



References

- Artelys (2020). *The role of cogeneration in a climate-neutral economy at the 2050 horizon – the role of cogeneration*. Report commissioned by COGEN Europe.
<https://www.artelys.com/reports/>
- Atanasoae, P. (2016). Technical and Economic Assessment of Micro-Cogeneration Systems for Residential Applications. *Sustainability*, 2020, 12, 1074; doi:10.3390/su12031074.
- Boldyryev, S. (2018). *Heat Integration in a Cement Production*. In: Cement Based Materials, Eds. H. Saleh and R. Raman, IntechOpen books, ISBN: 978-1-83881-514-1.
Available at <https://www.intechopen.com/books/cement-based-materials/heat-integration-in-a-cement-production>. DOI: 10.5772/intechopen.75820
- Clito, A. and C. Rocha (2016). Evaluation of the economic viability of the application of a trigeneration system in a small hotel. *Future Cities and Environment*, 2016, 2:2.
doi 10.1186/s40984-016-0017-z
- CNR (2019). *Roteiro de Neutralidade Carbónica* (in Portuguese). Carbon Neutrality Roadmap, Ministerial Resolution no. 107/2019, from June 1. Available in English at <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc21/comunicacao/documento?i=rroteiro-para-a-neutralidade-carbonica-2050->
- Dorer, V., R. Weber and A. Weber (2005). Performance assessment of fuel cell micro-cogeneration systems for residential buildings. *Energy and Buildings*, vol. 37, no. 11 SPEC. ISS., pp. 1132–1146, 2005, doi: 10.1016/j.enbuild.2005.06.016.
- DGEG (2016). *Estudo do Potencial de Cogeração de Elevada Eficiência em Portugal* (in Portuguese). Instituto de Sistemas e Robótica, Universidade de Coimbra, 20 de dezembro de 2016. Submitted to the European Commission as required by Article 14/1 of Directive 2012/27/EU (Energy Efficiency Directive).
- DGEG (2020 a). *Energy scenarios in support of the Portuguese National Energy and Climate Plan 2030*. DEIR Studies on the Portuguese Energy System 001. Directorate-General for Energy and Geology, Division of Research and Renewables, Lisbon, Portugal. May 2020. 50 pp.
- DGEG (2020 b). *Energy scenarios in support of the Portuguese Strategy for Hydrogen*. DEIR Studies on the Portuguese Energy System 002. Directorate-General for Energy and Geology, Division of Research and Renewables, Lisbon, Portugal. August 2020. 50 pp.
- DGEG (2020 c). *Energy prices in Portugal*. Online information regularly updated by the Directorate-General for Energy and Geology, Lisbon, Portugal. <http://www.dgeg.gov.pt>
- DGEG (2021). *Assessment of District Heating and Cooling Potential in Portugal*. DEIR Studies on the Portuguese Energy System 003. Directorate-General for Energy and Geology, Division of Research and Renewables, Lisbon, Portugal. January 2021. 50 pp.
- EC (2013). Guidance note on Directive 2012/27/EU on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EC, and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC -

- Article 14: Promotion of efficiency in heating and cooling. Commission Staff Working Document SWD(2013) 449 final, Brussels, 6/11/2013.
- EC (2015). Commission Delegated Regulation (EU) 2015/2402 of 12 October 2015 Reviewing Harmonised Reference Values for Separate Production of Electricity and Heat in Application of Directive 2012/27/EU. Available online: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2015/2402/oj.
- EED (2012). *Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC*.
- EN-H2 (2020). *Estratégia Nacional para o Hidrogénio* (in Portuguese). National Hydrogen Strategy, Ministerial Resolution no. 63/2020, from August 14.
- GALP (2021). Online information at <https://www.galp.com/corp/en/about-us/what-we-do/refining-midstream/cogeneration>
- Gandiglio, M., D. Ferrero, A. Lanzini, and M. Santarelli (2020). Fuel cell cogeneration for building sector: European status. *REHVA Journal*, February 2020, pp. 21-25.
- Gambini, M., M. Vellini, T. Stilo, M. Manno and S. Bellocchi (2019). High-Efficiency Cogeneration Systems: The Case of the Paper Industry in Italy. *Energies*, 2019, 12, 335. doi:10.3390/en12030335.
- ISR (2016). Estudo do Potencial de Cogeração de Elevada Eficiência em Portugal. Instituto de Sistemas e Robótica – Universidade de Coimbra. Commissioned by DGEG – Directorate-General for Energy and Geology, Lisbon.
- Klotz, E.-M., et al. (2014). *Potential analysis and cost-benefit analysis for cogeneration applications (transposition of the EU Energy Efficiency Directive) and review of the Cogeneration Act in 2014*. Final report on project I C 4 - 42/13. Prognos AG Marco and Fraunhofer IFAM and IREES and BHKW-Consult.
- NECP (2020). *Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030* (in Portuguese). National Energy and Climate Plan 2021-2030, Ministerial Resolution no. 53/2020, from July 10.
- SEE (2019). Ordinance no. 42/2019 of January 30, from the Ministries of Work, Solidarity and Social Security, and Environment and Energy Transition. Second change to Ordinance no. 349-D/2013, from December 2, that establishes the requirements of thermal quality of the envelope of buildings, and of the efficiency of new and deep renovated buildings.
- The Navigator Company (2020). *Sustainability Policy*, The Navigator Company. Available at <http://en.thenavigatorcompany.com/Sustainability/Sustainable-Forest/Sustainability-Policy>

Annex III - Micro-cogeneration technologies

Production units considered to be micro-cogeneration installations must have maximum installed power of less than 50 kW, as defined in the Decree-Law no. 68-A/2015, of April 30. Micro-cogeneration equipment generally operates as heating-oriented equipment, providing heat for centralized heating and sanitary hot water, mainly in residential and services buildings.

Micro-cogeneration covers diversified technologies, including micro-turbines and small internal combustion engines, already in consolidation in the market, but also fuel cells and Stirling engines, still with little significant commercialization and with room for major development.

Conventional micro-cogeneration technologies include gas turbines, steam turbines, combined cycle and alternative or internal combustion engines, see Table A2.1.

Table A2.1 – Conventional cogeneration technologies

Technology	Advantages	Disadvantages
Gas turbine	<ul style="list-style-type: none"> • high reliability • low level off polluting emissions and vibrations • no refrigeration needs • supplies heat at high temperatures usually from 500 degrees Celsius to 600 degrees Celsius • Fast and simple maintenance • fast startup 	<ul style="list-style-type: none"> • low efficiency when at partial load • operation with high pressure gas • output power decreases with increasing environmental temperature • lower efficiency in processes with low thermal requirements • Fuel type limitations
Steam turbines	<ul style="list-style-type: none"> • high global efficiency • possibility of operation with different types of fuel • supply very high temperature heat • high reliability • high useful lifetime • high pressure steam 	<ul style="list-style-type: none"> • low electrical efficiency • slow startup
Alternative motors or internal combustion	<ul style="list-style-type: none"> • good performance add partial load • high electrical efficiency • fast startup • operation with low pressure gas • offers 2 levels of temperature: exhaust fumes and cooling engine 	<ul style="list-style-type: none"> • high maintenance costs • only supply low temperature heat • highest level off polluting emissions • need of cooling • emission of low frequency noise

Regarding micro-cogeneration via fuel cells, technical characteristics of some second generation of fuel cells are presented at Table A2.2.

Table A2.2 - Technical characteristics of the systems to be deployed through project PACE.

Technical Specification	SenerTec Dachs 0.8	Remeha eLecta 300	Vitovvalor PT2	Buderus GCB and SOLID power BlueGEN fuel cell	BlueGEN	Sunfire-Home 750
Fuel cell type	PEM	PEM	PEM	SOFC	SOFC	SOFC
Operational mode	Heat-led	Heat-led	Heat-led	Electricity-led	Electricity-led	Heat-led
Electrical output	0,75 kW	0.75 kW	0.75 kW	1.5 kW	Up to 1.5 kW	0.75 kW
Thermal output	1,1 kW + 21.8 kW	1,1 kW + 21.8 kW	1,1kW [11/19/26/32]	0.6 kW	Up to 0.85 kW	1.25 kW [+ peak boiler]
Electrical efficiency	38%	38%	37 %	60%	Up to 57%	38 %Hi
Overall efficiency	92%	92%	92 %	88%	Up to 90%	88 %Hi
Fuel flexibility	H Gas, L Gas, H2 ready	H Gas, L Gas, H2 ready	H Gas, L Gas, H2 ready up to 5%	H Gas, L Gas, Bio natural gas	H Gas, L Gas, Green –gas, 20% H2 ready	LPG, H Gas, L Gas, H2 ready
On-off cycles	4 000 cycles	4 000 cycles	4 000 cycles	Continuous operation	6 cycles /year+ modulation	1 cycle/ 1 000 h
Stack lifetime	80 000 h	80 000 h	80 000 h	60 000 h	40 000 h	40 000 h
System life	20 years	20 years	12 years	15 years	15 years	15 years

In Europe, Project Ene-field (<http://enefield.eu/>) demonstrated their initial technology readiness and installed more than 1000 micro-CHPs in 10 European countries from 2012-2017. Ene-field successor, the PACE project (<https://pace-energy.eu/>), aims to deploy more than 2800 of the next generation Fuel Cell micro-Cogeneration units in 10 European countries by 2021. The German KfW433 Programme (www.kfw.de/433), supported around 4500 units up to June 2020. None of these projects or financing programs supported the use of fuel cell micro-cogeneration in Portugal.

Annex IV - Indications regarding EED reporting

Regarding the reporting items required by EED related to cogeneration of heat and power, its Annex VIII lists what “the comprehensive assessment of national heating and cooling potentials referred to in Article 14(1) shall include”. The following contributions for this purpose of this study are hereafter put forward, for each item listed.

Point (a) – “a description of heating and cooling demand”

This is provided at section 16.1 of this study. For the manufacturing industry, as well as for each of its statistical 14 subsectors, see pp. 110-125. For buildings, refer to the study “Assessment of District Heating and Cooling Potential in Portugal” (DGEG, 2021), see p. 15 n this report. For refineries, this is provided in p. 125.

Point (b) – “a forecast of how this demand will change in the next 10 years, taking into account in particular the evolution of demand [in buildings] and the different sectors of industry”

Same indications as for item (a).

Point (c) – “a map of the national territory, identifying (...): (i) heating and cooling demand points (...); (ii) existing and planned district heating and cooling infrastructure; (iii) potential heating and cooling supply points (...)

Already approached under ‘Waste heat in Portugal’, see p. 59.

Point (d) – “identification of the heating and cooling demand that could be satisfied by high-efficiency cogeneration, including residential micro-cogeneration [and by district heating and cooling]”

Same indications as for item (a).

Point (e) – “identification of the potential for additional high-efficiency cogeneration, including from the refurbishment of existing and the construction of new generation and industrial installations [or other facilities generating waste heat]”

A comprehensive and detailed analysis for this point is provided at section 16, “Conventional perspectives for cogeneration”, pp. 110. In brief, the outlook for CHP installed power is stable or negative, depending on the industrial subsector, and it is negative for refineries, thus no additional CHP potential was identified.

Point (f) – “identification of energy efficiency potentials of district heating and cooling infrastructure”

This item is handled at the study “Assessment of District Heating and Cooling Potential in Portugal” (DGEG, 2021), see p. 15 n this report.

Point (g) – “strategies, policies and measures that may be adopted up to 2020 and up to 2030 to realise the potential in point (e) in order to meet the demand in point (d) (...)”

As no additional CHP potential was identified, this could be left void when reporting.

However, it is important to highlight the results of the additional analysis of CHP that was carried out in section 17 “Energy transition views of cogeneration”. The interest and role of CHP was examined from an energy transition viewpoint, and specifically for Portugal considering its national energy-emissions goals

and medium to long-term planning: Carbon Neutrality Roadmap 2050 (CNR, 2019), National Energy and Climate Plan 2030 (NECP, 2020) and National Strategy for Hydrogen (EN-H2, 2020).

A major finding is that fossil fuel based CHP cannot be considered highly efficient from a country level perspective, as it does not lead to more than 10% primary energy savings in comparison with the separate production of heat and electricity as foreseen in the said national energy-emissions plans and policies; furthermore, this kind of CHP also increases to greenhouse gas emissions. In fact, this study shows that, starting 2030-2035, fossil fuel based CHP, but also all CHP using the blend of fossil, biological and non-biological renewable gases circulating at the gas network, will turn harmful for the efficiency of the Portuguese energy system. So instead of discussing additional CHP potential, and policies and measures to promote such kinds of CHP, as EED Article 14(1) calls for all input fuels, a path for phasing out the harmful installations was developed, conceived in such a way that it has a beneficial impact at the national energy-emissions indicators.

It is remarked that the NECP (2020) includes policies to eliminate tax breaks for fossil fuels, viz. no VAT when used for energy production, but fossil fuel based CHP continues to be supported with a feed-in tariff. As discussed, Portugal should only be interested in pursuing CHP based on biomass wastes and on eventual byproducts of industrial processes, such as still gas (refineries, chemistry & plastics subsectors), industrial wastes (rubber subsector) and black liquors (pulp & paper subsector), that already are used to a great extension, see section 16 of the study). However, because the availability of the said byproduct energy sources is tied to the own activity of these subsectors, and their outlook sees only modest variations of demand (either increasing or declining), it seems difficult to develop additional CHP using these by-product energy sources, the existing capacity being enough to handle the expected variations of demand.

Therefore, the only open path to significantly increase CHP seem to be using biomass. Indeed, the promotion of utilization of forestry biomass has been pursued by the Portuguese governments for more than a decade, in particular the aspect of collecting and burning forestry wastes (undergrowth biomass, materials from forest thinning, etc.) with the objective of reducing wildfires, a serious environmental problem in Portugal. At strategic energy planning level, the NECP (2020) recently reinforced that public policies should take this direction. As specific measures, Decree-Law no. 64/2017 from June 12, already supported the involvement of municipalities, or intermunicipal communities, in new biomass-based power plants; Ordinance no. 410/2019, from December 27, established the respective feed-in tariff. More recently, Decree-Law no. 120/2019, from August 22, came to limit this support to the cases where thermal energy is produced, seeking the appearance of new CHP units, smaller and more easily supplied with forestry wastes than conventional biomass power plants for producing electricity. Regarding buildings, cogeneration in general was promoted in Ordinance no. 349-D/2013, from December 2, that established the requirements of thermal quality of the envelope of buildings, and of the efficiency of technical systems at new and deep renovated buildings. It declared that CHP in large commercial and services buildings was required, except when not economically viable. But recently Ordinance no. 42/2019, from January 30 (SEE, 2019), has come to limit this obligation only to biomass-based CHP.

However, it must be said that the success of these policies has been low for the building sectors. As respects individual buildings, it must be recognized that the demonstration of economic viability had no clear rules. Regarding district heating, it is seldom viable (see the study "Assessment of District Heating and Cooling Potential in Portugal" by DGEG, 2021).

For industry, it is not easy to find industrial consumers of heat located at or near the areas with biomass sources. Another problem hindering the growth of biomass-based CHP looming at the near future, is that other end-uses also seek to use such biomass resources, in particular fabrication of advanced biofuels that must start to replace first-generation unsustainable biofuels, according to the NECP. Nevertheless, the outlook of biomass-based CHP is favourable for the industry subsectors of pulp & paper and of wood products.

Finally, it is remarked that these analyses, policies and measures, regard essentially on-grid situations. For other contexts, like future off-grid energy communities, opportunities for fuel cell micro-CHP are prone to appear – but it is too soon for assigning a potential for these cases.