

Análise crítica da implementação de um sistema de cogeração numa unidade hoteleira

Joaquim Pedro Fernandes Malafaia dos Santos

Dissertação de Mestrado

Orientador na FEUP: Prof. Szabolcs Varga



Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica

Outubro de 2016

Resumo

Numa era em que se realça a vital importância da eficiência energética, e da poupança dos combustíveis fósseis, o desenvolvimento e aperfeiçoamento de novas técnicas e equipamentos com melhor rendimento é cada vez mais importante. Neste trabalho analisou-se a implementação de um sistema de cogeração no hotel Star Inn Porto, que pode permitir à unidade hoteleira tirar maior rendimento do combustível que utiliza, e obter maior eficiência energética.

O principal objetivo do trabalho é avaliar os benefícios de implementar um sistema de cogeração, para produção de calor e eletricidade, na unidade hoteleira Star Inn Porto, do ponto de vista financeiro. Em primeiro lugar realizou-se uma pesquisa bibliográfica sobre cogeração, abordando assim as aplicações típicas. Apresenta-se uma classificação dos sistemas de cogeração, em termos das tecnologias existentes e uma comparação destas tecnologias. A pesquisa bibliográfica abordou também o tema da trigeração, a evolução da cogeração em Portugal e no Mundo, vantagens e desvantagens dos sistemas de cogeração e ainda as aplicações destes sistemas. De seguida foi elaborado um modelo de TRNSYS para analisar o comportamento térmico do hotel. O modelo foi desenvolvido considerando as características do hotel com o intuito de estimar as cargas de arrefecimento e de aquecimento para várias taxas de ocupação. O efeito da taxa de ocupação da carga térmica foi também analisado, foram consideradas taxas de ocupação de 100%, 75%, 50% e 25% do hotel e concluiu-se que a carga máxima de arrefecimento desce em função da descida da taxa de ocupação do hotel e a carga máxima de aquecimento desce em função da subida da taxa de ocupação do hotel. Pode-se concluir que é necessário climatizar o hotel praticamente durante o ano inteiro. Os resultados da simulação foram analisados através das variáveis seguintes: evolução da temperatura no edifício sem aquecimento e sem arrefecimento, cargas máximas de aquecimento e arrefecimento no hotel e necessidades de energia para aquecimento e arrefecimento no hotel. Tendo em conta os resultados de simulação e o consumo de eletricidade do hotel selecionou-se um sistema de cogeração do fabricante Viessmann, modelo VITOBLOC 200 EM 50/81, com potência elétrica 50kW e calorífica 81kW. O equipamento utiliza gás natural como fonte de energia. Com o sistema escolhido realizou-se uma análise de viabilidade económica da cogeração, em que se calculou os custos operacionais e de manutenção da cogeração sendo comparados com os mesmos custos do sistema convencional. Os resultados obtidos das simulações sem aquecimento e arrefecimento indicam que as temperaturas no interior do hotel ficam inferiores no inverno, e excedem a temperatura de conforto no período de verão. A análise de viabilidade económica do sistema de cogeração permitiu concluir que os custos totais anuais do sistema convencional são mais elevados que o custo do sistema de cogeração. Estimou-se também que o tempo de recuperação do investimento inicial da cogeração é cerca de 8,6 anos. Concluiu-se que o custo da energia utilizando o sistema de cogeração é menor que o custo de um sistema convencional, tendo uma redução de preços de cerca de 25%. Concluiu-se também que o preço da energia tem impacto sobre o resultado económico de um sistema de cogeração.

Critical analysis of the implementation of a cogeneration system in a hotel unit

Abstract

In an era that stresses the vital importance of energy efficiency, and savings of fossil fuels, the development and improvement of new technologies and equipment with better performance is increasingly important. In this work, the implementation of a cogeneration system in the hotel Star Inn Porto is analysed with the scope of improving its fuel and energy efficiency. The main objective of the work was to evaluate the benefits of implementing a cogeneration system for heat and electricity production, from the financial point of view. First a literature review on cogeneration technology was conducted focusing on typical applications. A classification of existing cogeneration systems is presented in terms of existing technologies and a brief comparison of these technologies is also discussed. The literature review also addressed the concept of trigeneration, the deployment of cogeneration in Portugal and in the World, advantages and disadvantages of cogeneration systems, and applications of these systems.

Next, a TRNSYS model developed to analyze the thermal behavior of the hotel. The model was developed considering the features of the hotel in order to estimate the cooling loads and heating for a set of occupancy rates. The simulation results without heating and cooling indicate that the temperatures inside the hotel are lower in winter and exceed the comfort temperature during the summer period. The thermal load was also analyzed for occupancy rates of 100%, 75%, 50% and 25%. It was found that the maximum cooling load decreases with the hotel occupancy and the maximum heating load decreases with the increase in the hotel occupancy rate. It was concluded that it is necessary to actively control the indoor climate in the hotel almost during the all year. The simulation results were analyzed using the following variables: the evolution of the temperature in the unheated building and without cooling; maximum heating and cooling loads; and energy needs for heating and cooling in the hotel. Taking into account the results of simulation and the hotel's electricity consumption, the cogeneration system VITOBLOC 200 IN 50/81, produced by Viessmann, was selected with 50kW electrical power and 81kW heating capacity. The equipment uses natural gas as the primary energy source. With the chosen system, an economic feasibility analysis of the cogeneration was carried out considering the operating and maintenance costs of the cogeneration and compared to the costs of using a conventional system. The economic feasibility analysis of the cogeneration system showed that the total annual cost of the conventional system is higher than the cost of the cogeneration system. It was also estimated that the investment pay back time of cogeneration is about 8.6 years. It was concluded that the cost of energy using the cogeneration system is lower than the cost of a conventional system, representing a saving of around 25%. It is also concluded that the current price of energy has a significant impact on the economic result of a cogeneration system.

Agradecimentos

À minha família pelo apoio demonstrado, especialmente à minha mãe.

Ao orientador da FEUP, Professor Szabolcs Varga, pela disponibilidade e paciência que teve nos últimos meses e por me ter ajudado nas alturas mais complicadas e durante todo o tempo de realização deste trabalho.

Aos professores Paulo Coelho e Carlos Pinho pela ajuda e esclarecimento de algumas dúvidas sobre este trabalho.

Índice de Conteúdos

1.Introdução.....	1
1.1.Introdução geral.....	1
1.2.Objetivos.....	8
1.3.Estrutura da dissertação.....	8
 2.Pesquisa bibliográfica e estado da arte.....	9
2.1.Cogeração.....	9
2.2.Aplicações típicas da cogeração.....	11
2.3.Classificação dos sistemas de cogeração.....	12
2.4.Tecnologias dos sistemas de cogeração.....	13
2.4.1.Turbinas a vapor (ciclo de Rankine).....	13
2.4.1.1.Turbina a vapor de contrapressão.....	14
2.4.1.2.Turbina a vapor de condensação e extração.....	14
2.4.2.Turbina a gás (ciclo de Brayton).....	15
2.4.3.Ciclos combinados.....	17
2.4.4.Motor de combustão interna.....	18
2.4.5.Motor stirling.....	19
2.4.6.Microturbina.....	20
2.4.7.Pilhas de combustível.....	21
2.4.8.Microturbina/pilha de combustível.....	23
2.4.9.Comparação das várias tecnologias de cogeração.....	25
2.5.Tecnologias de trigeriação.....	27
2.6.Vantagens e desvantagens gerais dos sistemas de cogeração.....	31
2.7.Evolução da cogeração no Mundo.....	33
2.7.1.District Heating and Cooling:uma aplicação emblemática.....	36
2.8.A cogeração em Portugal.....	38
2.9.Aplicações da cogeração.....	43
 3.Simulação do sistema de cogeração da unidade hoteleira em Trnsys 17.....	45
3.1.Descrição breve das características do programa Trnsys.....	45
3.2.Unidade hoteleira.....	46
3.3.Caracterização do edifício em Trnsys.....	47
3.4.Modelo de Trnsys para a estimativa das cargas de arrefecimento e aquecimento.....	51
 4.Resultados da simulação.....	53
4.1.Simulação da evolução da temperatura no edifício sem aquecimento e arrefecimento..	53
4.2.Estimação da carga de arrefecimento e aquecimento no hotel star Inn.....	57
4.3.Estimação das necessidades de energia para aquecimento e arrefecimento no hotel...	63
4.4.Escolha do sistema e potência de cogeração.....	64
 5.Análise de viabilidade económica da instalação de cogeração no hotel Star Inn...	67
 6.Conclusões e perspetivas de trabalho futuro.....	75
 Anexo A: Legislação em Portugal.....	79
 Anexo B: Legislação na União Europeia.....	85

Anexo C: Dados técnicos do equipamento de cogeração Viessmann modelo EM-50/81.....	91
---	-----------

Nomenclatura e abreviações

AQS-Aquecimento de águas sanitárias

COP-Eficiência do ciclo de refrigeração por compressão a vapor

ERSE-Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

DGEG-Direção Geral de Energia e Geologia

G-Valor fator solar

PCS -Poder calorífico superior do gás natural [kWh/m^3]

Q_u - Energia térmica [kWh]

Q_f - Energia de arrefecimento [kWh]

Q_T - Energia de aquecimento [kWh]

RCE-Relação calor eletricidade

R_T - Resistência térmica total [$\text{m}^2\text{K}/\text{W}$]

U- Coeficiente de transferência de calor global [$\text{W}/\text{m}^2\text{K}$]

W_e - Energia elétrica [kWh]

η_b - Rendimento da caldeira convencional

Lista de tabelas

Tabela 1-Plano nacional de ação energética em Portugal.....	7
Tabela 2-Comparação dos tipos de pilhas de combustível.....	22
Tabela 3-Características gerais dos sistemas pilha de combustível/turbinas de gás.....	24
Tabela 4-Características operacionais e custos típicos dos diferentes tipos de tecnologias de cogeração.....	25
Tabela 5-Vantagens/desvantagens dos tipos de tecnologias de cogeração.....	26
Tabela 6-Características dos chillers de absorção.....	31
Tabela 7-Capacidades instaladas de cogeração (MW_e), em alguns países, em 2007.....	34
Tabela 8-Descrição dos <i>Types</i> utilizados para a simulação da carga térmica.....	52
Tabela 9-Cargas de arrefecimento máximas calculadas para os meses de Verão, para uma taxa de ocupação do hotel de 100%.....	57
Tabela 10-Cargas de arrefecimento máximas calculadas para os meses de Verão, para uma taxa de ocupação do hotel de 75%.....	58
Tabela 11-Cargas de arrefecimento máximas calculadas para os meses de Verão, para uma taxa de ocupação do hotel de 50%.....	58
Tabela 12-Cargas de arrefecimento máximas calculadas para os meses de Verão, para uma taxa de ocupação do hotel de 25%.....	59
Tabela 13-Cargas de arrefecimento máximas calculadas para os meses de Verão, para uma taxa de ocupação do hotel de 25%, distribuída pelos pisos 1-4.....	59
Tabela 14- Cargas de aquecimento máximas calculadas para os meses de Inverno, para uma taxa de ocupação do hotel de 25%.....	60
Tabela 15- Cargas de aquecimento máximas calculadas para os meses de Inverno, para uma taxa de ocupação do hotel de 25% distribuída pelos pisos 1-4.....	61
Tabela 16- Cargas de aquecimento máximas calculadas para os meses de Inverno, para uma taxa de ocupação do hotel de 50%.....	61
Tabela 17- Cargas de aquecimento máximas calculadas para os meses de Inverno, para uma taxa de ocupação do hotel de 75%.....	62
Tabela 18- Cargas de aquecimento máximas calculadas para os meses de Inverno, para uma taxa de ocupação do hotel de 100%.....	62
Tabela 19- Valores mensais e anuais da energia de arrefecimento e aquecimento e total térmico.....	63
Tabela 20- Características do sistema de cogeração EM50/81.....	65
Tabela 21-Potência calorífica produzida e consumo de combustível anual do sistema de cogeração.....	65
Tabela 22-Custo de produção anual de frio utilizando o sistema convencional.....	68
Tabela 23-Custo anual da energia elétrica adquirida para outros consumos.....	68
Tabela 24- Custo de produção de calor anual utilizando o sistema convencional.....	69
Tabela 25- Custos totais anuais do sistema convencional.....	69
Tabela 26- Custo anual de gás natural consumido.....	70
Tabela 27- Custo total anual do sistema de cogeração.....	70

1.Introdução

1.1. Introdução geral

A energia é um bem essencial que atualmente assume gastos elevados. Logo é necessário encontrar modos de gestão otimizados de forma às empresas poderem tornar-se economicamente mais competitivas, ambientais, racionais, e socialmente mais equilibradas. A eficiência energética é uma componente fundamental das políticas de energia e ambiente no mundo pois permite reduzir os consumos energéticos em várias áreas, tais como os edifícios. Também reforça a competitividade da economia mundial e contribui para o cumprimento das metas definidas no Protocolo de Quioto no que se refere à redução dos gases com efeito de estufa. A segurança de aprovisionamento de energia é conseguida através da diversificação de proveniência de determinado vetor energético.

O sector dos edifícios é responsável por mais de 40% do consumo de energia final na Europa, sendo que um terço desse consumo tem origem em edifícios não residenciais, como por exemplo: escritórios, instalações industriais, escolas, hospitais, hotéis [1]. Adicionalmente, existe um elevado potencial de economias de energia, através da implementação de medidas que visem a melhoria dos sistemas de climatização, iluminação ou otimização da envolvente e a instalação de energias renováveis nos edifícios. Por esse motivo, é necessário um grande esforço de todos os europeus, especialmente das organizações públicas e privadas, para um efetivo aproveitamento desse potencial [2].

Em Portugal apenas se produz 15% da energia consumida, o que nos torna um país com grande dependência fóssil alienado com a utilização pouco eficiente de energia [3]. Isto traduz-se em consequências negativas a nível económico, social e ambiental. Para combater esta tendência apostou-se na eficiência, com a criação de várias entidades, estratégias e programas que leva ao incentivo desta. Estas, são focadas essencialmente na implementação de novas tecnologias consideradas limpas quer no setor residencial, de serviços, indústria e transporte.

Tendo em conta que a energia solar é uma fonte inesgotável e pode ser uma solução para muitos problemas sociais associados ao consumo de combustíveis fósseis, dado que Portugal é privilegiado devido à sua situação geográfica uma vez que apresenta uma elevada quantidade de horas de exposição solar bem como uma elevada radiação solar, define-se assim, como um país propício à utilização da energia solar para o aquecimento de águas quentes sanitárias (AQS). As energias solar térmica e fotovoltaica são vistas como fatores importantes de atenuação da fatura energética [3].

Contudo, também se consegue obter um aproveitamento de mais de 70% de energia térmica resultante dos combustíveis fósseis através de um sistema de cogeração [3]. A cogeração consiste na produção combinada de energia térmica e elétrica num mesmo equipamento destinando-se ambas ao consumo da própria empresa ou de terceiros, evitando ou atenuando a utilização de equipamentos próprios de produção de calor e aquisição de energia elétrica à rede, garantindo assim, economias de energia e competitividade acrescida às empresas. Procura-se equilibrar a trilogia da sustentabilidade, sendo uma das principais motivações da atualidade, com os vértices ambientais, económicos e sociais.

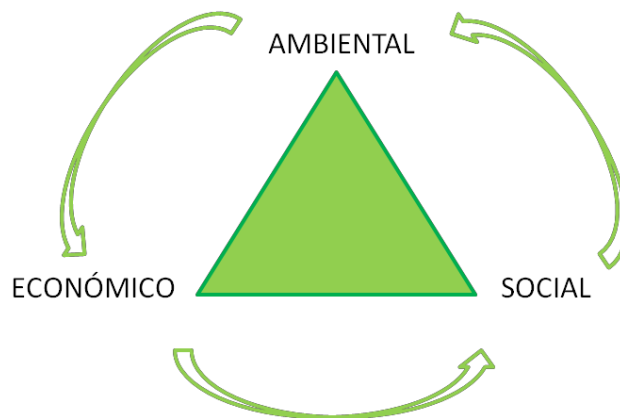


Figura 1-Trilogia da sustentabilidade [2]

O grande desafio atual da sociedade é otimizar o “triângulo de forças” apresentado na Fig.1. A otimização é gerada através do equilíbrio das três forças sendo esta máxima quando obtém uma forma de triângulo equilátero. Este triângulo equilátero é constituído por três vértices ambiental, económico e social [3].

Os conceitos importantes nas políticas de energia da atualidade são a sustentabilidade e eficiência, a sustentabilidade pode ser definida como “a capacidade de satisfazer as necessidades das gerações atuais sem comprometer as possibilidades das gerações futuras” [3]. Na atualidade, o paradigma energético está voltado para a liberalização dos mercados de energia, eficiência energética, adequação ambiental, qualidade de serviços e gestão da procura [3]. Em paralelo o aumento da eficiência energética significa redução do consumo de energia, mantendo os mesmos serviços, esta encontra-se diretamente relacionada com a utilização racional de energia.

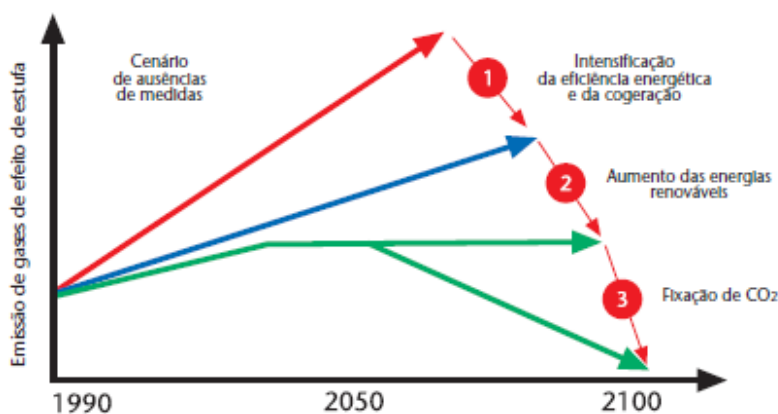


Figura 2-Emissão de gases de efeito de estufa [3]

Para identificar e implementar medidas de oportunidade de racionalização de consumos (ORC) é necessário [3]:

- Conhecer as opções disponíveis para intervir;
- Conhecer os seus principais consumidores;
- Conhecer as soluções existentes no mercado;
- Garantir uma correta implementação;

- Efetuar uma correta fiscalização das condições de operação e manutenção.

As reduções dos consumos de energia são conseguidas à custa essencialmente da:

- Eliminação de consumos supérfluos;
- Recuperação de energia de perdas;
- Adaptação funcional de equipamentos existentes;
- Utilização de equipamentos de rendimentos elevados.

A eficiência energética é dos temas mais atuais e fundamentais do presente e do futuro, e tem um papel determinante na diminuição das emissões de gases com o efeito de estufa como se explica na Fig.2. Devido às perdas na transformação, no transporte e distribuição elétrica, sabe-se que para a utilização de 1kWh de energia num edifício é necessário produzir-se 3kWh de energia elétrica [3]. Logo por cada unidade energética que se poupa, ganha-se três ao nível da produção.

Na atualidade, o fator que mais contribui para a emissão de gases com efeito de estufa é a eletricidade, ou seja, mais de 50% das emissões de dióxido de carbono (CO₂) são atribuídas ao consumo de eletricidade nos sectores residenciais e edifícios de serviços.

Devido à proliferação de eletrodomésticos, computadores e sistemas de entretenimento, e com o aumento de utilização de sistemas de ar condicionado e ventilação, o consumo de eletricidade dispara desproporcionalmente em relação à utilização de outras formas de energia [3].

Construção de edifícios mais eficientes em termos energéticos contribui para a diminuição dos problemas da emissão de CO₂. A sustentabilidade nos edifícios além de ser uma necessidade é também uma via de negócio ainda por explorar, que pode potenciar tanto o setor da construção como o consumo racional de energia dos edifícios [3].

O *World Business Council for Sustainable Development (WBCSD)* identificou os edifícios como um dos cinco maiores utilizadores de energia, onde são necessárias as megatendências de modo a poder transformar e eficiência energética [3].

Os responsáveis por 40% da energia utilizada na maioria dos países são os edifícios. Esta tendência tende a aumentar devido ao forte crescimento e massificação da construção, como é o caso da China e da Índia. A Agência Internacional de Energia (AIE) estima que as tendências atuais na procura de energia para edifícios vão impulsionar cerca de metade dos investimentos fornecidos a até 2030 [3]. Para que tal não aconteça é essencial agir em prevenção, uma vez que os edifícios podem constituir de grande forma para a regressão das alterações climáticas, assim como tornar a utilização energética mais eficiente.

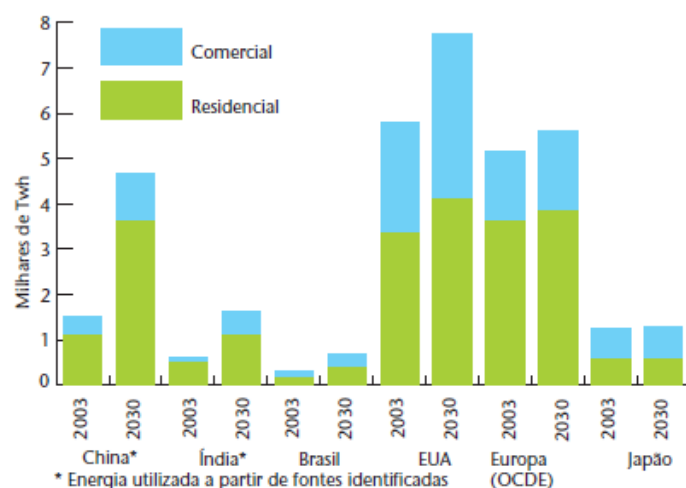


Figura 3- Projeção de energia em edifícios por região [3]

Esta tendência pode ser contrariada dado que atualmente existe o conhecimento e a tecnologia que permite reduzir a utilização e os gastos de energia nos edifícios, possibilitando melhorar os níveis de conforto nos espaços. No entanto, subsistem atualmente barreiras organizacionais, financeiras e de comportamentos que são obstáculos às tecnologias. A interdependência, a valorização da energia e a transformação de comportamentos, são os três tipos de abordagens que permitem ultrapassar estes entraves.

A mais-valia da eficiência energética em edifícios é a capacidade de proporcionar grandes reduções no consumo de energia, sendo que na maioria dos casos é a opção mais económica [3]. Um estudo da *McKinsey* estimou que as medidas de redução da procura sem custos na rede, podem quase reduzir para metade o crescimento esperado na procura por eletricidade a nível mundial [3].

É ainda realçar que a eficiência energética deve ser transversal a todos os níveis e não restrita a propriedades mais sofisticadas. Desta forma, pela sua complexidade pode-se afirmar que não é possível desenvolver uma simples solução para todos os casos, uma vez que, nem sempre se atinge uma solução viável de acordo com as necessidades pretendidas.

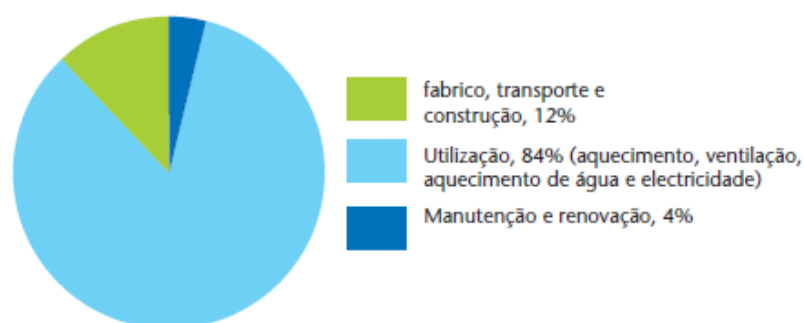


Figura 4- Ciclo de vida da utilização de energia [3]

Um edifício eficiente pode provocar um aumento da consciência sobre as alterações climáticas e a expectativa do aumento dos custos de energia, levando desta forma, as pessoas e as organizações a darem mais valor à eficiência energética.

Silva [3] reportou que os profissionais estão na expectativa que os edifícios ecológicos atinjam uma média de 7,5% quando comparados com edifícios standards, a par de um retorno de investimento de 6,6%. Nos Estados Unidos da América (EUA), os edifícios com desempenho mais elevado em energia estão a tornar-se financeiramente mais atrativos devido aos mercados das energias renováveis [3].

Agravando esta situação, tem-se a utilização pouco eficiente da energia, o que se traduz em ameaças preocupantes para o país, seja do ponto de vista económico, social ou ambiental. Logo o aumento da eficiência no consumo de energia e o aproveitamento do potencial de energias renováveis, que em Portugal é assinalável, com destaque para a energia solar, eólica e hídrica como se pode ver na Fig. 5, torna-se no ponto forte para a redução do consumo e por consequência a diminuição da importação de combustíveis fósseis [3].

A diretiva nº2006/32/CE, do Parlamento Europeu, relativamente à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos, deliberou o dever dos Estados-Membros a publicarem um plano de ação para a eficiência energética. Esse plano contém metas de pelo menos 1% de poupança de energia por ano até 2016 e permitindo assim conter o crescimento da fatura energética em 1% por ano até 2016.

Portugal conta com dois documentos de definição estratégica nacional para o horizonte de 2020, a Estratégia Nacional para a Energia 2020 (ENE) e o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) [4].

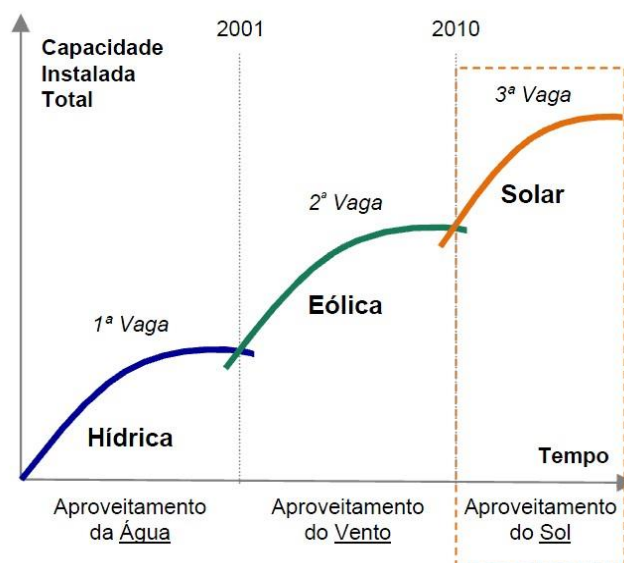


Figura 5- Vagas de desenvolvimento da política de renováveis em Portugal [5]

O plano reúne um conjunto alargado de programas e medidas fundamentais o que leva ao alcance e superação dos objetivos fixados no âmbito da referida diretiva.

No PNAEE estão representados três programas de eficiência energética aplicados a edifícios residencial e de serviços. Relativamente aos edifícios de serviço, o programa é mais específico, uma vez que consiste no agrupar de medidas que resultam do processo de certificação energética nos edifícios. Essas medidas são acerca do isolamento, vãos envidraçados e sistemas energéticos. Também foi criado um programa chamado “renováveis na hora” onde surgem incentivos para o aumento da utilização de energias endógenas nos edifícios, que procura dinamizar e promover a microprodução de energia elétrica utilizando assim fontes renováveis de energia [3]. Existem ainda outras medidas como a “Medida Solar Térmico 2009” que por sua vez permite melhorar a eficiência energética da produção de água quente que corresponde em geral a grande parte das necessidades de energia das habitações.

Em Portugal como nos restantes Estados-Membros, o peso dos edifícios na fatura energética é de 40%, assim o PNAEE é identificado com um potencial enorme para atingir os alvos. Para potenciar mais a capacidade de redução da fatura energética, foi publicada a diretiva 2002/91/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 16 de Dezembro de 2002, relativa ao desempenho energético dos edifícios. Em relação a Portugal, uma das grandes alterações que se verificaram com a publicação desta diretiva foi a criação do Sistema Nacional de Certificação Energética e da Qualidade do Ar Interior (SCE), que entrou em vigor a 1 de Julho de 2007. Através do PNAEE com o nome de “Portugal Eficiência 2015”, foram definidos 12 programas alargados de modo atuar nas várias vertentes de eficiência energética, metas a serem atingidas até 2015 tendo em conta a nova legislação.

Tabela 1- Plano Nacional de ação energética em Portugal [3].

Programas e Medidas			Impactos (tep)		Metas			
Designação da medida	Código da medida	Descrição	Cenário intermédio 2010	2015	Indicadores	Actual	2010	2015
Edifícios Residenciais	R&S5M1	Alcançar nos novos edifícios quotas mínimas por classes eficientes. Programas para a remodelação do parque com necessidades de reparações.	34.792	94.436	Nº certificados emitidos		170.308	475.159
Edifícios de Serviços	R&S5M2	Alcançar nos novos edifícios quotas mínimas por classes eficientes. Aumento da penetração de sistemas de cogeração. Implementação de solar térmico e de microprodução em escolas.	32.561	98.386	Nº certificados emitidos		9.427	22.705
TOTAL			67.353	192.822				

As medidas (Tabela 1) são focadas essencialmente na implementação de novas tecnologias e inovações quer no setor residencial, de serviços, indústria e transportes. Contendo ainda uma incidência de medidas nas áreas de comportamento sociais de incentivos e de fiscalidade. Estas medidas permitem alcançar 10% de eficiência energética até 2015 (Fig. 6).

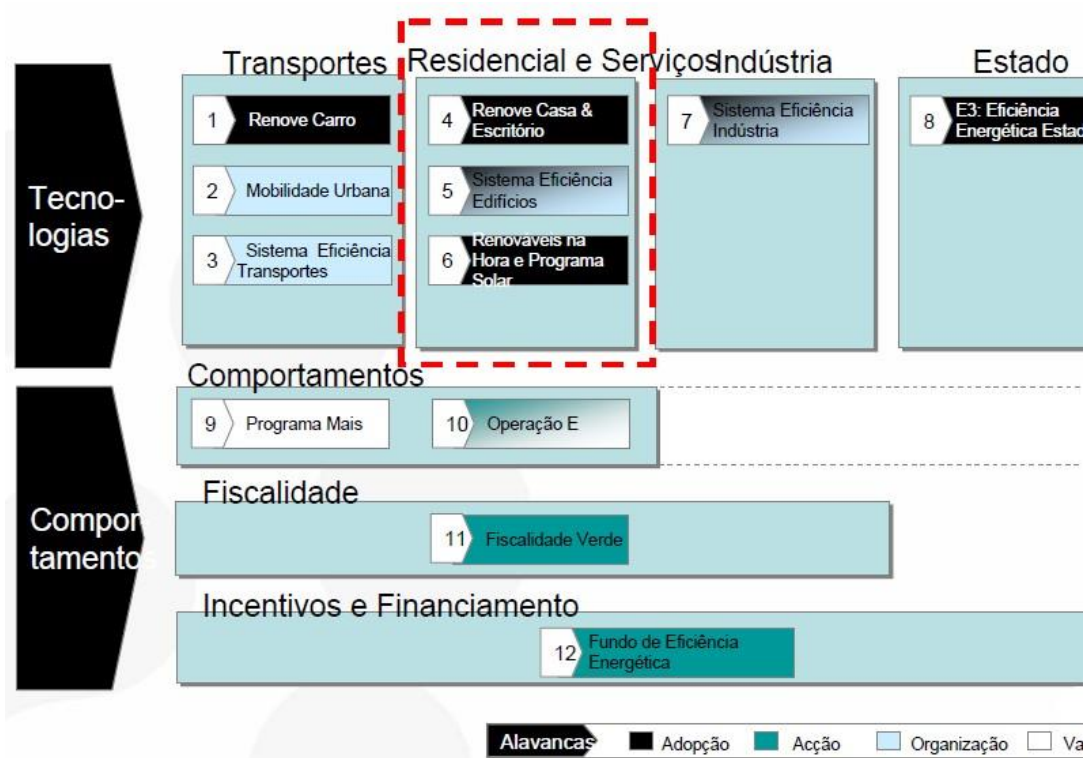


Figura 6- As 12 etapas do Programa Portugal Eficiência 2015 [3].

1.2. Objetivos da dissertação

O objetivo principal desta dissertação é avaliar os benefícios de aplicar um sistema de cogeração, para produção de calor e eletricidade, numa unidade hoteleira em funcionamento no Porto, do ponto de vista financeiro. Para escolher a melhor tecnologia, faz-se uma revisão bibliográfica das tecnologias existentes comparando as suas vantagens e desvantagens principais. Um modelo matemático será elaborado que permite estimar as cargas térmicas de aquecimento e arrefecimento, com o objetivo de analisar como a taxa de ocupação do hotel influencia as cargas de aquecimento e arrefecimento tendo em conta o conforto térmico dos hóspedes. Finalmente o objetivo do presente trabalho é avaliar o tempo de retorno do investimento inicial no sistema de cogeração, considerando os custos de energia atual.

1.3. Estrutura da dissertação

A presente dissertação está estruturada por capítulos da seguinte forma:

No capítulo Introdução (capítulo 1), Introdução o tema sobre a eficiência energética dos edifícios na atualidade é abordado, e enumera-se também os objetivos da dissertação e onde se faz um resumo das etapas principais do trabalho efetuado.

No capítulo 2, apresenta-se uma pesquisa bibliográfica, relativo, dos tipos de sistemas e projetos de cogeração. O estado da arte das mais difundidas tecnologias com as vantagens, desvantagens, gama de aplicação e o respetivo ciclo termodinâmico de funcionamento é discutido. Faz-se referência à trigeriação com as tecnologias que permitem aproveitar o calor da cogeração para produzir frio.

No capítulo3, faz-se uma descrição do hotel estudado neste trabalho, e a caracterização do edifício no *software* TRNSYS 17, por fim é descrito o modelo em TRNSYS para estimar as cargas de arrefecimento e aquecimento do hotel.

No capítulo 4,resultados da simulação, tais como a evolução da temperatura no edifício, estimação das cargas máximas de arrefecimento e aquecimento e estimação das necessidades de energia para aquecimento e arrefecimento, finalmente faz-se a escolha do sistema de cogeração a instalar.

No capítulo 5, Resultados e discussão, onde se faz uma análise de viabilidade económica do sistema de cogeração selecionado, calculando os custos totais (operacionais e de manutenção) e comparando estes custos com o sistema convencional.

No capítulo 6, Conclusões gerais e perspetivas de trabalho futuro, finalmente são apresentadas as conclusões do trabalho efetuado.

2. Pesquisa bibliográfica e estado da arte

2.1. O conceito de cogeração

A filosofia de integração mais ou menos sequencial dos processos de produção de energia mecânica e térmica útil, foi utilizada com alguma frequência desde os primórdios da revolução industrial [6]. Mais tarde com a redução dos custos de energia, associada ao aumento da exploração das fontes energéticas disponíveis, levando a reduzidos preços do combustível e da eletricidade as empresas industriais foram abandonando essas instalações. Só após a crise petrolífera dos anos setenta o aproveitamento combinado de recursos energéticos voltou a ser incentivado e foi objeto de análises teóricas mais elaboradas. Foram então desenvolvidas teorias de análise do desempenho dos sistemas de cogeração, que permitiram uma definição adequada das condições ótimas de funcionamento dos equipamentos de produção combinada de eletricidade e calor [6].

O objetivo da cogeração é o de produzir trabalho elétrico ou mecânico e energia térmica útil de modo a se aproveitar a maior parte da energia química contida numa fonte de energia (tipicamente combustível), tirando-se assim partido das limitações inerentes à conversão de calor em trabalho. Desejando-se uma definição mais sucinta podemos dizer que a cogeração é uma produção sequencial de trabalho e de energia térmica útil a partir da mesma fonte primária [6].

Mostra-se na Fig.7 um esquema de uma instalação de cogeração.

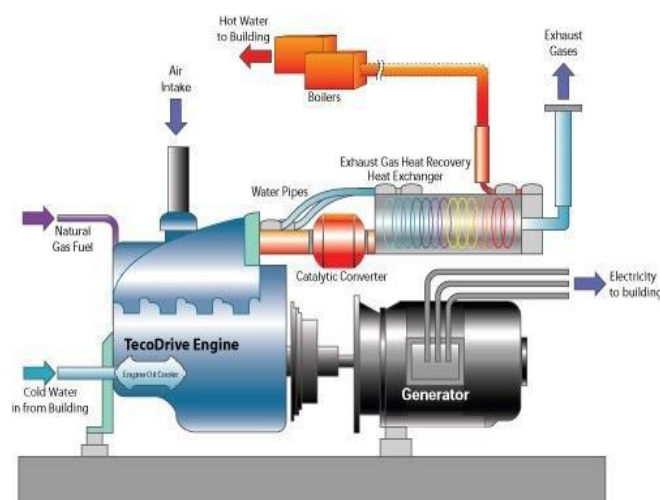


Figura 7-Esquema de uma instalação de cogeração [6]

Uma comparação dos rendimentos de um sistema de cogeração face a um sistema convencional mostra-se na Fig.8. Pode-se observar que para a obtenção do mesmo produto final, os sistemas de cogeração requerem apenas cerca de 65% da energia primária necessária num sistema convencional. Observa-se na Fig.8 que para produzir 30 unidades de eletricidade e 45 unidades de calor a cogeração consome 100 unidades de combustível, enquanto o sistema convencional consome 154 unidades de combustível para produzir a mesma energia. Como consequência deste ganho de

eficiência, advêm também benefícios ambientais significativos decorrentes da diminuição das emissões poluentes por unidade de energia útil produzida.

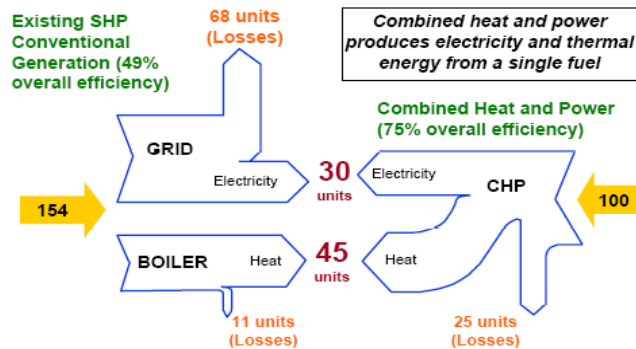


Figura 8-Comparação dos rendimentos de um sistema de cogeração e um convencional [8]

Sendo muito difícil os projetos de cogeração serem perfeitamente ajustados à demandada de energia térmica e elétrica de determinado consumidor, o modo de dimensionamento/seleção destes sistemas pode ser [7]:

- em função das necessidades de eletricidade (*electricity-match mode*): o sistema de cogeração funciona de forma a satisfazer prioritariamente as necessidades de eletricidade. Se o calor gerado pelo sistema for inferior às necessidades, uma caldeira de apoio terá que ser utilizada. No caso contrário o calor excessivo será rejeitado para o meio ambiente.
- em função das necessidades de calor (*heat-match mode*). O sistema de cogeração funciona de forma a satisfazer prioritariamente as necessidades de calor. Se a eletricidade gerada pelo sistema for inferior às necessidades será necessário recorrer à rede elétrica. Se por outro lado a eletricidade gerada for superior às necessidades o excesso poderá ser vendido à rede elétrica desde que haja energia contratual.

No primeiro caso a eletricidade é o produto principal e o calor o subproduto enquanto, no segundo caso o produto principal é o calor e o subproduto a eletricidade.

2.2. Aplicações típicas dos sistemas de cogeração

Existem basicamente quatro tipos de aplicações onde foi utilizado com sucesso cogeração:

- Aquecimento comunitário (*“District heating”*)
- Sistemas de energia total
- Cogeração com a participação dos produtores de eletricidade
- Cogeração industrial

Aquecimento comunitário:

É uma situação pouco comum em Portugal. Encontra-se com grande frequência no norte da Europa, onde os invernos são rigorosos. Hoje em dia, a distribuição de calor pelos consumidores faz-se preferencialmente por água quente pressurizada a temperaturas da ordem dos 100°C, tendo a distribuição via vapor de água sido desencorajada devido às maiores dimensões de conduta requeridas assim como à necessidade de se utilizarem equipamentos mais caros, principalmente para a separação de condensados (sistemas de purga) [7]. A distribuição comunitária de calor tem ainda a vantagem de permitir, durante o verão, a distribuição aos mesmos consumidores de água fria destinada à refrigeração ambiente. A instalação pode ter assim dupla função, aquecimento no inverno e arrefecimento no verão. Entretanto tipicamente, nos referidos países do norte da Europa, os verões são normalmente amenos, existindo poucas necessidades de arrefecimento.

Sistemas de energia total:

Os sistemas de energia total são dispositivos que se instalam em grandes edifícios, centros comerciais, grandes superfícies e que consumindo um combustível fóssil, produzem eletricidade, água quente para aquecimento ambiente, água fria para arrefecimento ambiente e ainda águas quentes sanitárias (AQS). No fundo trata-se de uma combinação de equipamentos térmicos interligados e destinados a fornecer as utilidades mencionadas no parágrafo anterior [7]. A denominação de sistemas de energia total significa que, em funcionamento normal, o sistema de cogeração está totalmente isolado da rede elétrica. Há uma variante deste sistema, o “Sistema de energia total integrado”, em que toda a energia elétrica produzida no sistema de cogeração vai para a rede. O consumidor recebe posteriormente a energia elétrica da rede como um utilizador normal, enquanto que o calor e o frio por ele consumidos, são considerados subprodutos da instalação de cogeração.

2.3. Classificação dos sistemas de cogeração

Uma primeira classificação das tecnologias de cogeração pode ser feita segundo os distintos princípios de utilização de energia em cascata, ou seja, são fundamentalmente separados em dois grandes grupos em função da sequência de utilização da energia, ciclos “*Topping*” e “*Bottoming*” [7]. Nos ciclos “*Topping*” a energia contida no combustível (primária) é usada primeiramente para produzir energia elétrica ou mecânica, sendo o calor dos gases de exaustão utilizado na produção de energia térmica útil. Estes ciclos são os mais frequentes nas instalações de cogeração. A Fig. 9 mostra um exemplo deste tipo de sistemas.

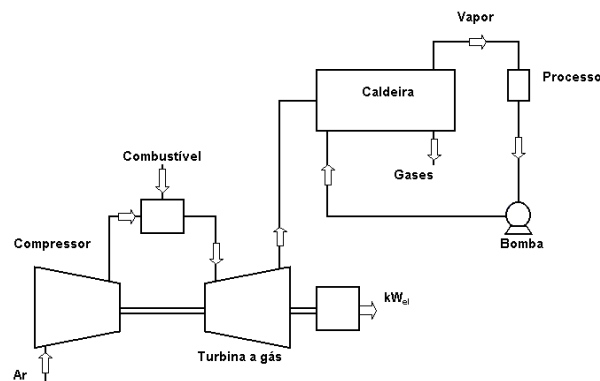


Figura 9- Exemplo de um ciclo “Topping”[7].

Contrariamente nos ciclos “*Bottoming*” a energia térmica primária do combustível é inicialmente cedida ao processo consumidor de calor, sendo o calor residual empregue na produção de eletricidade, como se pode observar na Fig.10. Estes ciclos são geralmente mais utilizados onde existe uma grande necessidade de calor a alta temperatura para o processo, como por exemplo para produção de produtos químicos como amoníaco, etileno, etc [7]. Os ciclos “*Topping*” pelo contrário podem ser aplicados a processos que requerem temperaturas moderadas ou baixas. Por tudo isto estes têm uma aplicação mais vasta e permitem uma maior versatilidade.

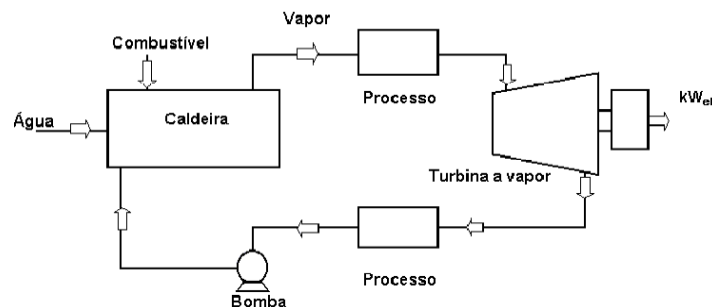


Figura 10- Exemplo de um ciclo “Bottoming” [7].

Existe uma grande variedade de tecnologias que podem ser empregues na cogeração quer segundo o ciclo “*topping*” ou “*bottoming*”.

2.4. Tecnologias de sistemas de cogeração

Os sistemas de Cogeração classificam-se de seguida de acordo com o tipo de máquina térmica que os equipam. Os mais comuns são [7]:

- Turbinas a Vapor (Ciclo de Rankine)
- Turbinas a Gás (Ciclo de Brayton)
- Ciclos Combinados
- Motores alternativos de Combustão Interna (Otto,Diesel)
- Motores Stirling
- Microturbinas
- Células de combustível

Nas secções seguintes serão apresentadas estas tecnologias com as suas características funcionamento. No final apresentam-se um complemento de estas tecnologias para uma melhor análise.

2.4.1. Turbinas a vapor (Ciclo de Rankine)

A conversão de energia nas centrais convencionais (a carvão ou a fuel) faz-se de acordo com o ciclo de Rankine, em que o fluido de trabalho, a água, muda de fase ao longo do ciclo termodinâmico, conforme indicado na Fig.11.

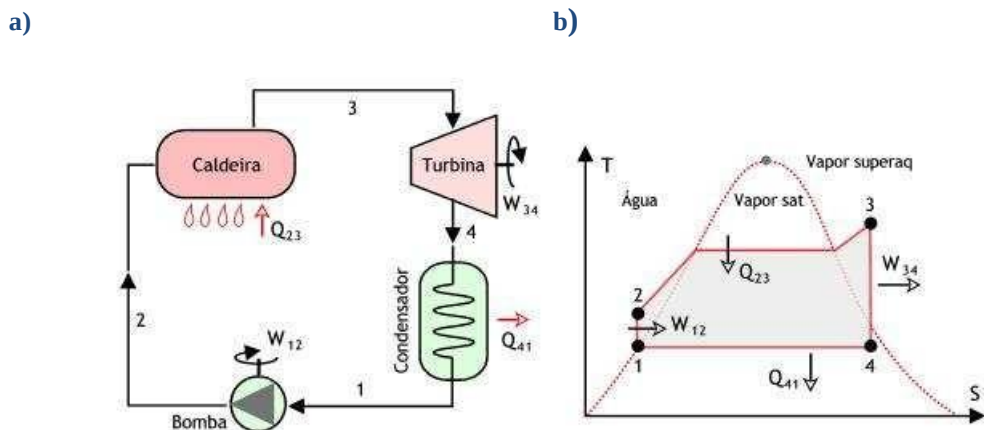


Figura 11-a) Ciclo clássico de Rankine b) respectivo possível diagrama (T,s) [7].

O sistema pode funcionar segundo um ciclo básico ou em versões melhoradas com reaquecimento de vapor e pré-aquecimento da água regenerativa. A água é direccionada para a caldeira (2), onde a energia extraída do combustível é absorvida pela água fazendo com que esta atinja temperaturas elevadas no estado de vapor sobreaquecido (3) a alta pressão. Este vapor de água entra na turbina, onde sofre uma expansão (4), que faz com que a energia contida no vapor se transforme em energia mecânica, através da rotação da turbina, produzindo assim trabalho útil.

Depois de produzir trabalho na turbina, o vapor já a uma pressão inferior (mas mesmo assim considerável), denominado de vapor exausto, dirige-se para a etapa seguinte que

consiste num condensador. No condensador o vapor é liquefeito, transformando-se uma vez mais em água (1), que retorna ao princípio do ciclo, ou seja à caldeira.

Acoplado ao eixo da turbina encontra-se normalmente um gerador, com vista a transformar a energia mecânica recebida, em energia elétrica, para ser distribuída conforme as necessidades. O vapor depois de acionar a turbina, tal como já foi referido, ainda se encontra a uma pressão considerável, sendo que parte deste vapor pode ser desviado para ser usado no processo (a outra parte vai para o condensador), como fonte de vapor de alta ou baixa pressão. Esta diferença de pressão do vapor é conseguida extraíndo o vapor antes ou depois de estar completamente expandido. Sendo então conveniente fazer a distinção entre dois grandes grupos de turbinas consoante a pressão de saída do vapor, Turbinas de Condensação e Turbinas de Contrapressão [8]. Nas turbinas de condensação o vapor é extraído da turbina por sub-tiragens intermédias a pressões inferiores à pressão atmosférica. Nas turbinas de contrapressão o vapor sai da turbina à pressão atmosférica ou a uma pressão superior.

Para aplicações de cogeração, a pressão do vapor pode variar desde uns poucos bar até cerca de 100bar [8]. No sector energético (por exemplo, centrais termoelétricas) podem ser utilizadas pressões superiores, a temperatura do vapor pode chegar até cerca de 450°C no sobreaquecimento e, no sector energético até cerca de 540°C.

Podem utilizar qualquer tipo de combustível ou certas combinações de combustível, mesmo nuclear, fontes renováveis e subprodutos de desperdícios.

2.4.1.1. Turbina a Vapor de Contrapressão

A energia térmica libertada no condensador do ciclo de Rankine é aproveitado para processos, resultando num importante aumento de rendimento térmico da instalação. À saída da turbina em contrapressão, independentemente do caudal de vapor extraído, a pressão deste mantém-se constante. A potência máxima que pode obter-se neste tipo de turbina depende dos seguintes fatores: entalpia do vapor à entrada, entalpia do vapor à saída, do rendimento isentrópico, do caudal mássico e do rendimento mecânico. A utilização de uma turbina de contrapressão num sistema de cogeração implica que o vapor será extraído da turbina à pressão e temperatura requeridas no processo. A potência elétrica aumentará se aumentar a temperatura e a pressão do vapor na entrada da turbina [7].

2.4.1.2. Turbina a Vapor de Condensação e Extracção

O vapor sai da caldeira (5) e entra no 1º andar de alta pressão da turbina. Após a expansão parcial do vapor extrai-se um caudal igual à demandada instantânea de vapor para o processo. Se o caudal de vapor aquecido na caldeira for superior ao caudal necessário para o processo o resto será expandido até à pressão de saturação (7). O grande interesse deste género de turbinas reside na sua flexibilidade de satisfazer uma gama de grande razão calor/eletricidade.

Quando a demanda de vapor para o processo é elevada, a máquina funciona 100% em extração como turbina de contrapressão. Se a demanda para processo diminuir, então o excesso de vapor é enviado à secção de condensação (7), o que faz aumentar a energia elétrica gerada. Uma turbina deste tipo pode ser considerada como uma de contrapressão e outra de condensação a operar em série [8]. Assim a secção de contrapressão registrará o máximo rendimento quando operar a 100% de extração e em plena carga. Enquanto a secção de condensação apresentará o rendimento máximo quando a extração estiver a zero e a carga máxima, consequentemente o rendimento da turbina será o resultado de ambos os rendimentos. Como parte da energia que passa através da secção de condensação da turbina será perdida no condensador, está claro que quando a turbina funciona com um nível de extração inferior a 100%, o rendimento global do sistema de cogeração diminuirá significativamente. Este é desde logo o grande inconveniente deste tipo de sistema e a razão principal pela sua pouca aplicação.

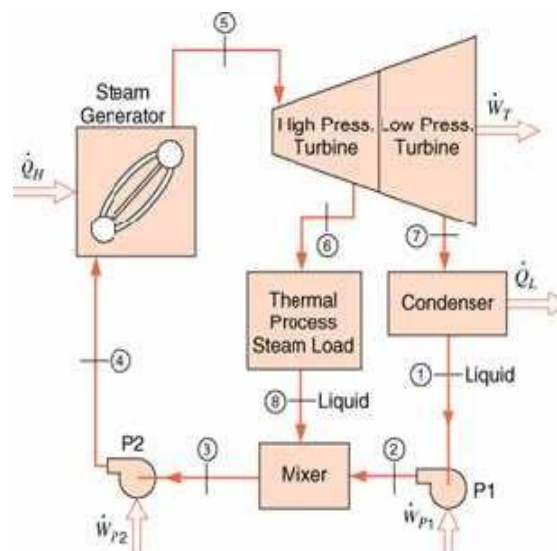


Figura 12- Cogeração com turbina de condensação com extração [7].

2.4.2 Turbina a gás (ciclo de Brayton)

As turbinas de gás operam em ciclo aberto (combustão interna), como se ilustra na Fig.13a). O ar atmosférico (1) é conduzido ao compressor, onde a sua temperatura e a pressão aumentam. Na câmara de combustão, o ar entra em contacto com o combustível (normalmente gás natural) que arde a pressão constante. Os gases resultantes da combustão, a alta temperatura e pressão, entram na turbina onde são expandidos, produzindo trabalho. O trabalho útil do ciclo é a diferença entre o trabalho produzido pela turbina e o trabalho entregue ao compressor. Os gases exaustos são rejeitados, sendo possível aproveitar, de forma útil o calor associado.

A temperatura dos gases de exaustão é relativamente elevada, da ordem de 400 a 500°C, nas turbinas das pequenas unidades industriais, podendo mesmo atingir cerca de 600°C nas turbinas de maior dimensão [7]. A instalação de um recuperador de calor permite aproveitar este calor para produzir vapor ou água quente. Para efeitos de análise, é conveniente modelar o funcionamento da turbina de gás em ciclo fechado (combustão externa), como se mostra na Fig.13b) [8]. O processo de combustão é substituído por um processo de adição de calor de uma fonte externa (Q_H), a pressão constante, e o processo de escape é substituído por uma troca de calor com o ambiente (Q_L), também a pressão constante.

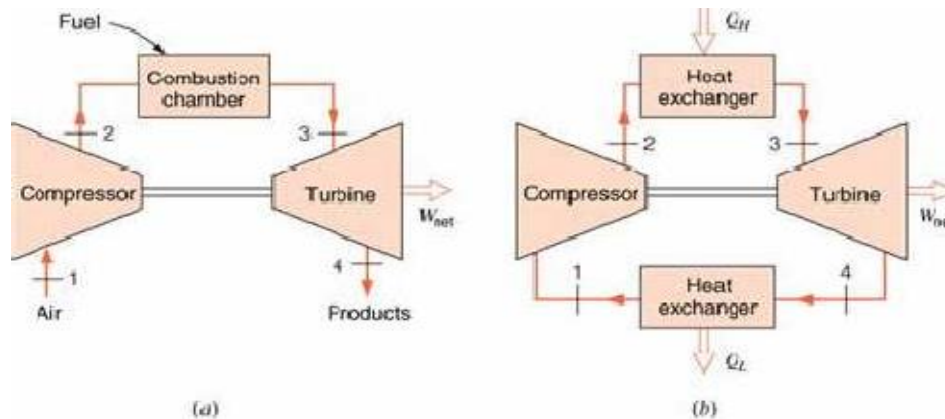


Figura 13- Ciclo de turbina a gás a) ciclo aberto b) modelado como ciclo fechado [8].

Os sistemas equipados com turbinas a gás operam de acordo com o ciclo de Brayton, o qual compreende quatro processos:

- Compressão isentrópica no compressor (1-2)
- Fornecimento de calor a pressão constante (2-3)
- Expansão isentrópica na turbina (3-4)
- Recuperação de calor, a pressão constante (4-1)

Estes processos e os correspondentes estados do fluido de trabalho (ar) são apresentados na Fig.14.

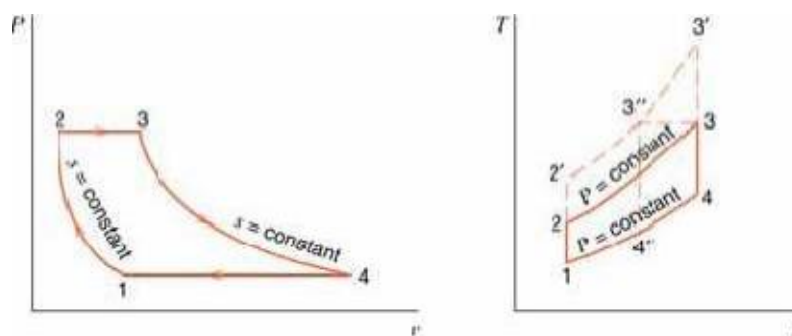


Figura 14- Diagramas a)P,v e b) T,s do ciclo de Brayton idealizado [8].

Para analisar sistemas reais, é habitual incluir eficiências isentrópicas para o compressor e a turbina por considerar as irreversibilidades existentes. É salientar que existem processos de melhorar o rendimento global do ciclo de Brayton (como por exemplo a regeneração, o reaquecimento, o arrefecimento intermédio) [7]. Uma importante característica do ciclo de Brayton é o peso considerável que representa o trabalho que é necessário fornecer ao compressor, comparado com o trabalho fornecido pela turbina. O compressor pode requerer cerca de 40 a 80% do trabalho produzido na turbina, o que contrasta claramente com o ciclo de Rankine, em que a mesma percentagem se situa na ordem de 1 a 2% [8].

2.4.3 Ciclos Combinados

Com a evolução tecnológica dos sistemas energéticos, têm surgido sistemas cada vez mais fiáveis e eficientes. Este melhoramento dos sistemas isolados, conduziu à introdução de um novo tipo de cogeração que se baseia na agregação de dois ciclos termodinâmicos clássicos num só sistema, permitindo assim aumentar o rendimento global da cogeração, como apresentado na Fig.15.

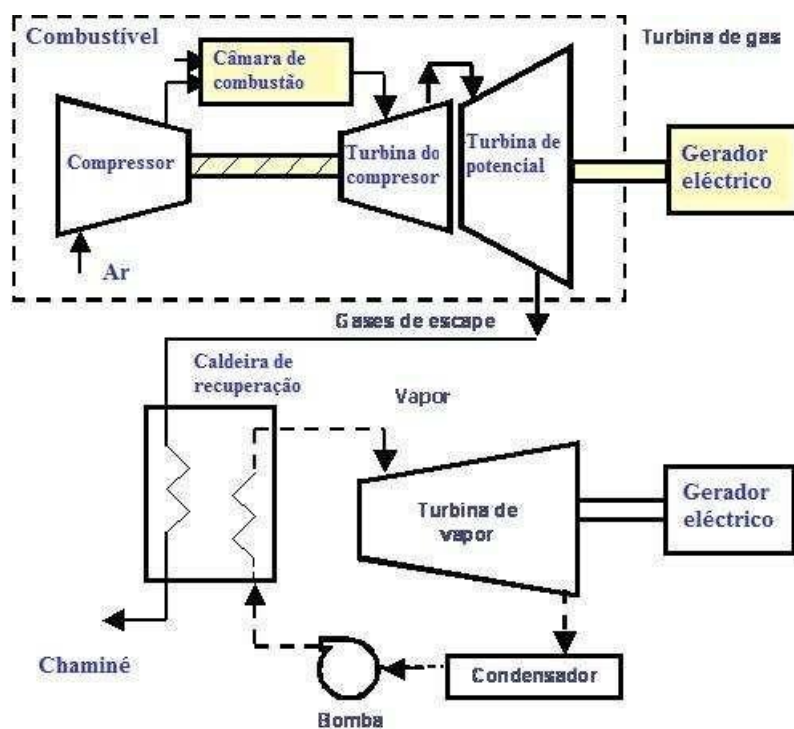


Figura 15- Cogeração com ciclo combinado [7].

Este tipo de cogeração em ciclo combinado é constituído de uma forma geral por uma turbina a gás em ciclo aberto, em que os gases de escape são aproveitados numa caldeira de recuperação para produzir vapor que será utilizado num ciclo de turbina a vapor.

Este sistema é predominantemente utilizado em situações em que seja necessário produzir energia elétrica e térmica útil em quantidades variáveis de acordo com as cargas consumidoras, ou para atender a mercados específicos [7]. Sendo ainda a melhor opção para as aplicações nas quais a demanda de eletricidade é superior á demanda de

vapor. Os sistemas em Ciclo Combinado apresentam uma flexibilidade na relação de produção de eletricidade e calor, face às várias possibilidades de arranjo destes sistemas [7]. Em comparação com as tecnologias apresentadas anteriormente, a de Ciclos Combinados permite, de uma forma geral uma maior extração de potência elétrica por unidade de calor produzida. Pode se concluir que, o ciclo combinado tem uma maior eficiência quando comparada com a dos ciclos com Turbina a Gás e a Vapor separadamente.

2.4.4. Motor de combustão interna

Existem dois tipos de motores alternativos: Os motores de explosão (ignição por faísca), que usam normalmente o gás natural como combustível, embora também possam recorrer ao propano ou à gasolina. Os sistemas de ignição por compressão que operam com gasóleo (ciclo diesel). Os motores de ignição por faísca são os mais utilizados em instalações de cogeração, uma vez que possuem várias fontes de recuperação de calor: gases de exaustão e circuitos de refrigeração do óleo e do motor [7]. Uma descrição detalhada do funcionamento deste tipo de motor encontra-se na [8].

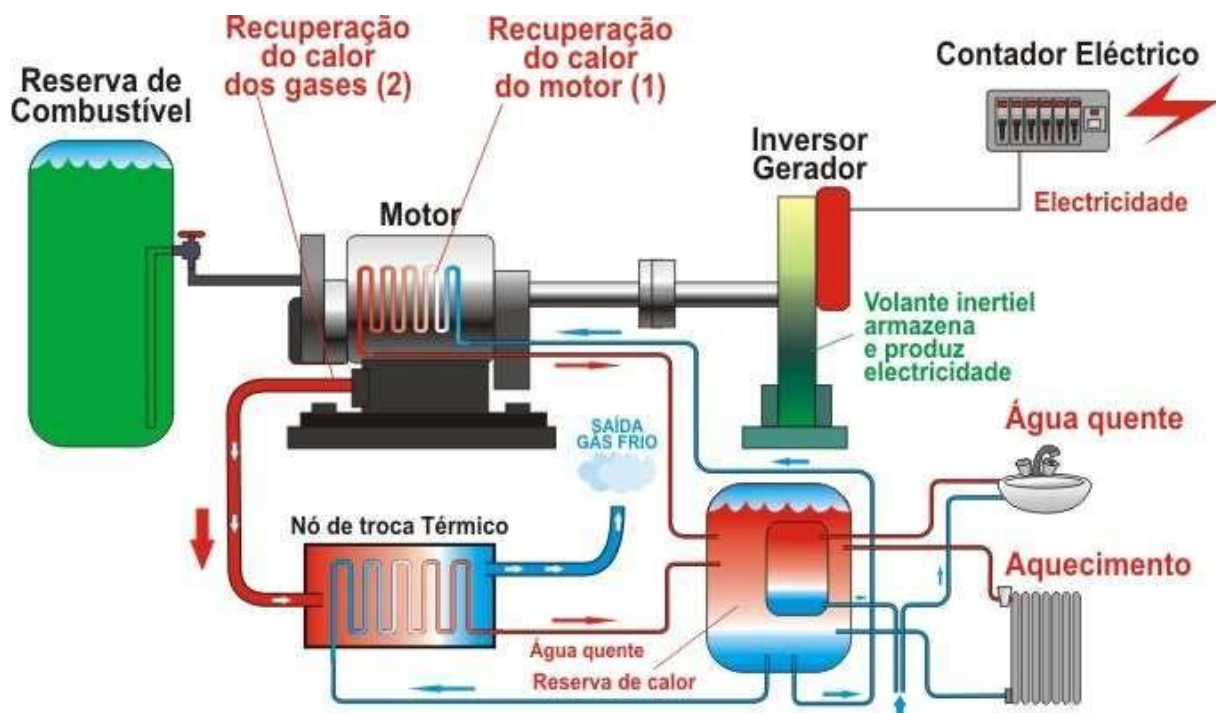


Figura 16-Funcionamento de um motor de combustão num sistema de cogeração [7].

Nesta instalação além do aproveitamento da energia térmica dos gases de escape, o circuito do arrefecimento do motor é constituído por uma derivação que permite enviar o líquido de arrefecimento para um tanque de calor.

Esta opção permite aumentar significativamente o rendimento térmico da instalação e consequente do rendimento global (aproximadamente 90%).

2.4.5. Motor Stirling

O motor Stirling é um motor de combustão externa, aperfeiçoado pelo pastor escocês Robert Stirling em 1816, visando na altura a substituição da máquina a vapor, com a qual este motor tem algumas semelhanças [7]. O motor Stirling surpreende pela sua simplicidade, pois consiste em duas câmaras de diferentes temperaturas que aquecem e resfriam um gás de forma alternada, provocando expansão e contração cíclicas, o que faz movimentar dois êmbolos ligados a um eixo comum. O gás utilizado nos modelos mais simples é o ar, hélio ou hidrogénio pressurizado (até 1,47 kPa) são empregados nas versões de alta potência e rendimento por serem gases com condutividade térmica mais elevada e menor viscosidade, isto é, transportam energia térmica (calor) mais rapidamente e têm menor resistência ao escoamento, o que implica menos perdas por atrito. Ao contrário dos motores de combustão interna, o fluido de trabalho nunca deixa o interior do motor, trata-se portanto de uma máquina de ciclo fechado.

Teoricamente, o motor Stirling é a máquina térmica mais eficiente possível [7]. Alguns protótipos construídos pela empresa holandesa Phillips nos anos 50 e 60 chegaram a rendimentos de 45%, superando facilmente os motores a gasolina, diesel e as máquinas a vapor (eficiência entre 20% e 30%). A fim de diminuir as perdas térmicas, geralmente é instalado um “regenerador” entre as câmaras quente e fria, onde o calor (que seria rejeitado na câmara fria) fica armazenado para a fase seguinte de aquecimento, incrementando a eficiência termodinâmica. Existem três configurações básicas deste tipo de motor: Alfa com cilindros em V; Beta com êmbolos coaxiais num mesmo cilindro e Gama com cilindros em linha [7]. A Fig.17 mostra o funcionamento de um motor Stirling do tipo alfa.

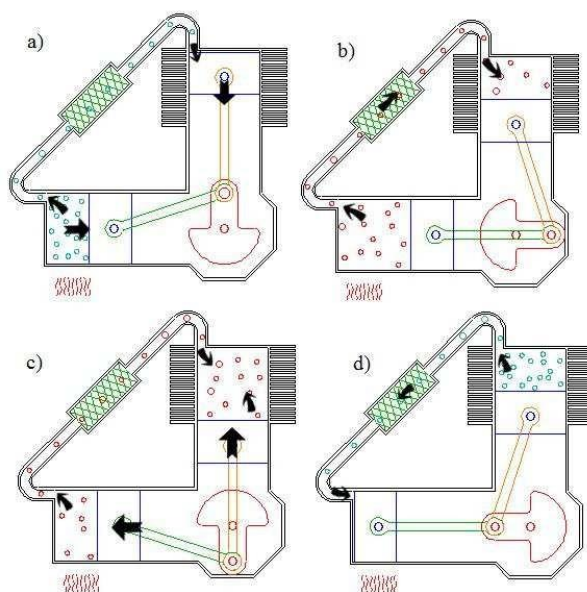


Figura 17- Ciclo de funcionamento de um motor Stirling tipo alfa [7].

Os motores de Stirling perderam mercado com o aparecimento dos motores elétricos, encontrando-se neste momento em desenvolvimento na indústria da cogeração. Tipicamente apresentam um investimento inicial duplicado em relação ao motor de combustão interna e para já só estão disponíveis para pequenas potências [7].

2.4.6. Microturbina

O princípio de operação das microturbinas é muito semelhante ao das turbinas a gás, recorrendo ao ciclo de Brayton para caracterizar o seu funcionamento. A dimensão é a principal marca distintiva das duas tecnologias: as microturbinas situam-se na gama 30–300kW de potência elétrica, enquanto as turbinas a gás ocupam o campo desde 0,5 a 250MW. A Fig.16 mostra um esquema de um sistema de cogeração utilizando microturbina. O compressor comprime ar, o qual é pré-aquecido usando um permutador de calor que recupera o calor dos gases de exaustão da turbina. O ar aquecido é, então misturado com o combustível na câmara de combustão. Os gases quentes resultantes da combustão são expandidos na turbina. O calor remanescente dos gases de exaustão pode ser aproveitado para outros fins úteis.

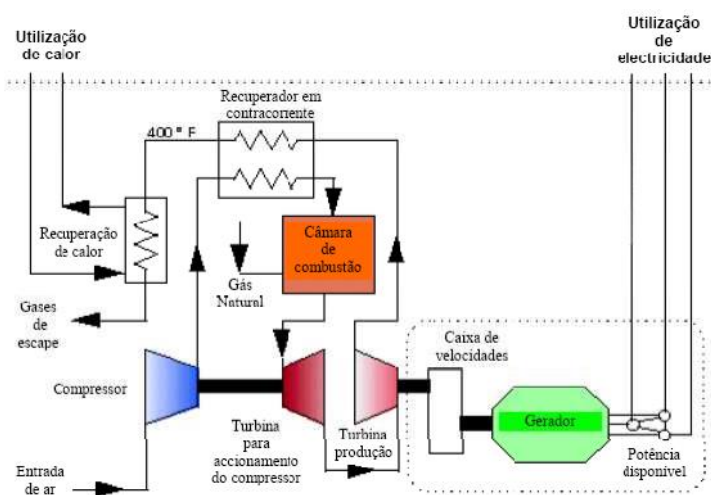


Figura 18- Esquema de um sistema de microturbina [7].

As microturbinas podem operar com uma grande variedade de combustíveis [7]: incluindo gás natural, ou combustíveis líquidos como gasolina, querosene e óleo diesel. As emissões mais baixas são obtidas utilizando gás natural.

A velocidade de rotação do veio é muito elevada (da ordem das 70000 a 90000 rpm), pelo que é necessária uma montagem do tipo retificador-inversor para injetar energia na rede [7].

2.4.7. Pilhas de combustível

As pilhas de combustível, encontra-se ainda em fase de desenvolvimento para os sistemas de cogeração. As pilhas de combustível são, de certo modo, semelhantes às conhecidas baterias, no sentido em que ambas geram trabalho elétrico em corrente contínua através de um processo eletroquímico, sem combustão nem transformação intermédia em engenharia mecânica [8]. Contudo, enquanto as baterias convertem uma quantidade finita (e muito limitada) de energia química armazenada em carga elétrica, as pilhas de combustível podem, em teoria, operar indefinidamente, desde que lhes seja fornecida continuamente uma fonte de combustível, no presente caso, o hidrogénio. O hidrogénio requerido pode ser obtido, no local, a partir de um hidrocarboneto, tipicamente o gás natural, enquanto o oxigénio é retirado do ar ambiente [7].

A pilha de combustível mais simples é constituída por dois elétrodos inertes mergulhados num eletrólito alcalino diluído [7]. Os gases (hidrogénio e oxigénio) cuja reação dará lugar a uma corrente elétrica são introduzidos nos compartimentos do ânodo (+) e do cátodo (-) respectivamente. No ânodo, o hidrogénio, sob a forma de gás, ioniza-se em contacto com iões hidroxilo OH^- , (ião móvel do eletrólito) libertando eletrões e energia e produzindo água. No cátodo, o oxigénio reage com eletrões retirados do elétrodo e com água contida no eletrólito, formando novos iões OH^- . Estes encontram-se e movem-se no eletrólito. A Fig.19 mostra o funcionamento de uma pilha de combustível.

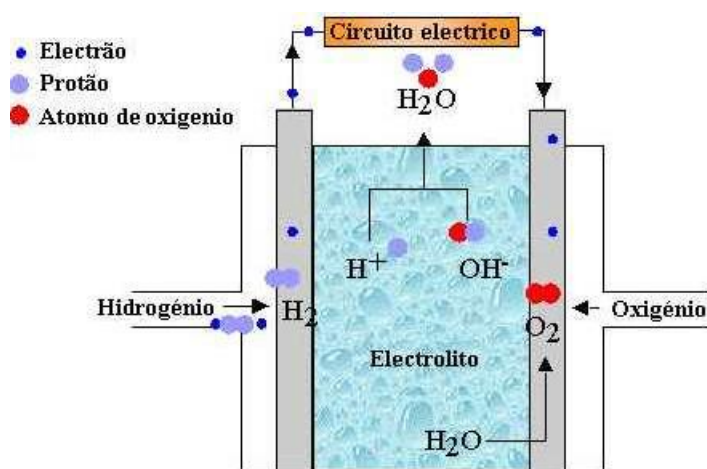


Figura 19- Esquema do processo eletroquímico de uma pilha de combustível alcalina [8].

Para que estas reações ocorram continuamente, os iões devem ter a possibilidade de passar através do eletrólito e deve existir um circuito elétrico exterior para que os eletrões se possam deslocar do ânodo para o cátodo. Os elétrodos têm aqui uma função dupla: servem de condutores elétricos e proporcionam as superfícies necessárias para a decomposição inicial das moléculas em espécies atómicas, que antecede a transferência de eletrões [8].

Uma pilha de combustível é um conjunto de células eletroquímicas associadas em série nas quais os reagentes são continuamente fornecidos aos elétrodos, enquanto a pilha produz energia elétrica. Uma pilha de combustível ao contrário de uma bateria, não armazena energia química, havendo necessidade de renovação constante dos reagentes e remoção dos produtos. Existem vários tipos de pilha de combustível de acordo com o eletrólito usado, com a natureza das reações que ocorrem no ânodo e no cátodo e com a temperatura operacional. Mais detalhes sobre o tipo de pilhas de combustível pode ser consultado em [8].

Um sistema de produção de eletricidade baseado em pilhas de combustível necessita de equipamento auxiliar incluindo componentes como:

- Compressor ou ventilador para fornecer o ar ao cátodo
- Reformador
- Circuito de refrigeração
- Separador para remoção da água obtida nos produtos da reação
- Bomba para recirculação dos gases rejeitados pelo ânodo
- Controlador do sistema
- Dispositivos de controlo de CO
- Sistema de armazenagem e alimentação do combustível⁷

A Tabela 2 descreva as vantagens e desvantagens da aplicação deste tipo de tecnologia em sistemas de cogeração.

Tabela 2- Comparação dos tipos de pilhas de combustível [7].

	Pilhas de combustível de baixa temperatura	Pilhas de combustível de alta temperatura
Tecnologias aplicáveis	• AFC • PAFC • PEFC / PEM	• MCFC • SOFC
Dimensão típica	• Os produtos disponíveis no mercado e em desenvolvimento têm potências até 250kW	• A maioria dos equipamentos em desenvolvimento têm potências na ordem de 2 MW, mas existem planos para desenvolver unidades com menos de 1 MW
Vantagens	• Rendimento elevado • Emissões reduzidas • Arranque rápido (especialmente as PEMFC) • Potencial para redução significativa do custo resultante de produção em larga escala se for alcançado sucesso na área dos transportes	• Rendimento muito elevado • Emissões reduzidas • Processamento de combustível mais simples • Não existe a necessidade de utilizar catalisadores de metais preciosos • Não são danificadas pelo CO • Potências mais elevadas
Desvantagens	• Potencial de cogeração limitado • Processamento de combustível relativamente complexo • Mais sensível ao CO • Requer catalisadores de metais preciosos • Custo elevado (PAFC)	• Mercado limitado inicialmente à produção de electricidade (o que reduz o potencial para redução do custo) • Complexidade dos sistemas híbridos

2.4.8. Microturbina/ pilha de combustível

A conjugação da tecnologia microturbina com pilha de combustível tem sido alvo de atenção por parte dos grandes fabricantes de equipamento para produção de eletricidade, pois apesar dos custos de fabrico ainda bastante elevados, esta conjugação permite produzir energia elétrica a uma eficiência superior à que seria obtida com qualquer uma das tecnologias isoladamente. Como indica a Fig.20 e a um custo que potencialmente poderá ser intermédio.

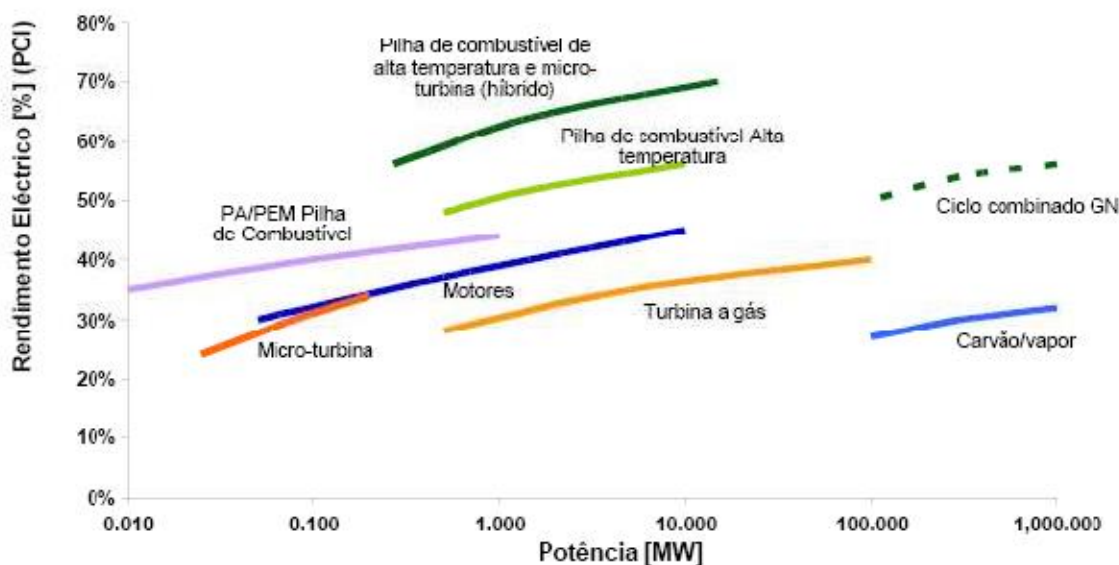


Figura20- Eficiência de sistemas híbridos face a outras tecnologias [7]

Os sistemas híbridos pilha de combustível / turbina a gás podem apresentar várias configurações [7]. A Fig. 21 ilustra as duas configurações, no entanto outros tipos de configurações são também possíveis [8]. Devido ao facto de as pilhas de combustível do tipo SOFC atingirem uma temperatura de cerca de 1000°C podem ser colocadas no ponto de temperatura máxima do ciclo, enquanto que as do tipo MCFC atingem temperaturas na ordem dos 600°C e, podem ser colocadas no ponto de temperatura mínima do ciclo. A Tabela 3 resume as características do funcionamento da conjugação destas tecnologias.

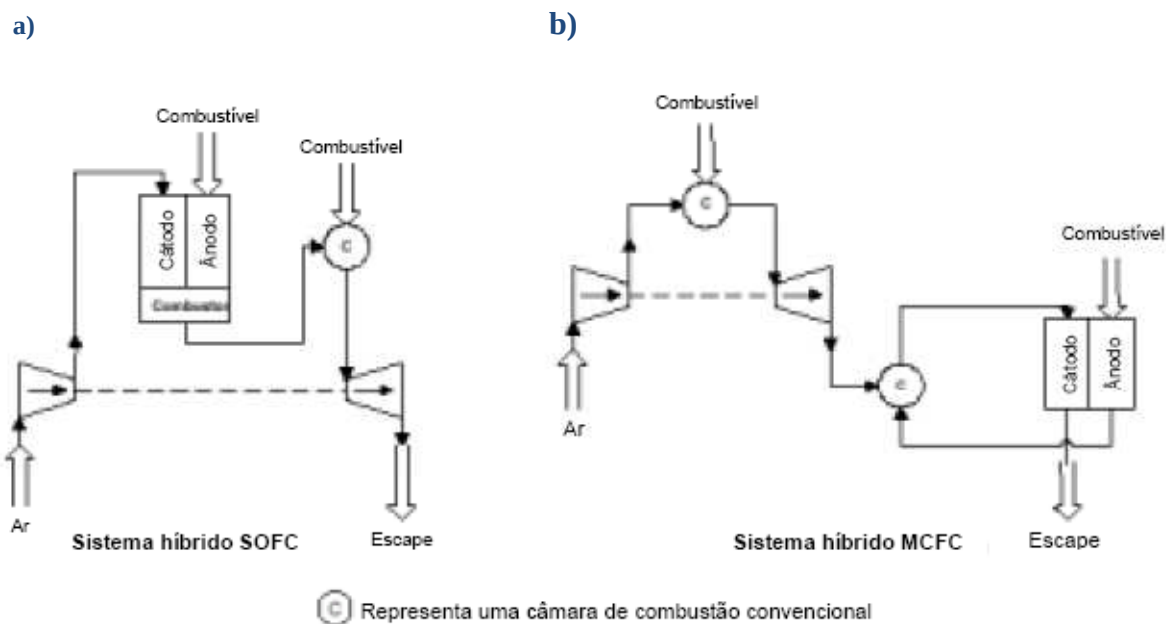


Figura 21- Possíveis configurações de sistemas híbridos a) sistema híbrido SOFC b) sistema híbrido MCFC [7].

Tabela 3- Características gerais dos sistemas pilha de combustível /turbinas de gás [7].

Rendimento eléctrico [%]	65 – 75
Vida útil [anos]	20 – 30 (estimada)
Emissões [g/kWh] CO ₂ (c/ gás natural) SO ₂ NO _x CO UHC	270 – 310 desprezável <0.009 <0.027 <0.015
Ciclo de operação	• Tipicamente deve ter elevadas taxas de utilização (65%) devido aos elevados custos de fabrico e características de arranque / paragem. • As pilhas de combustível de alta temperatura são apropriadas para funcionar em cogeração • O potencial para a cogeração está limitado pelo rácio calor/electricidade do sistema
Dimensão típica dos sistemas	• Híbridos com micro-turbina: 200 – 500kW • Outros sistemas: até 25MW
Manutenção	• Inspeção / manutenção preventiva de rotina (trimestral/anual) • Substituição das pilhas de combustível (5 – 10 anos)

2.4.9. Comparação das várias tecnologias cogeração

A Tabela 4 apresenta um resumo das principais características operacionais e custos típicos dos diversos tipos de sistemas de cogeração.

Tabela 4- Características operacionais e custos típicos dos diferentes tipos de tecnologias de cogeração [7].

Tecnologia	Turbina a gás	Motor explosão a GN	Motor diesel	Turbina a vapor	Microturbina	Pilha de combustível	Ciclo combinado
Potência (MWe)	0,2 - 100	0,05 - 5	0,015 - 30	0,5 - 100	0,03 - 0,35	0,01 - 0,25	4 - 100
Razão calor/electricidade	1,25 - 2	0,4 - 1,7	0,4 - 1,7	2 - 10	1 - 2,5	1,1	0,5 - 1,7
Rendimento Eléctrico (%)	15 - 35	22 - 40	25 - 45	10 - 40	18 - 27	35 - 40	30 - 40
Rendimento Térmico (%)	40 - 60	40 - 60	40 - 60	40 - 60	40 - 60	20 - 50	40 - 50
Rendimento Total (%)	60 - 85	70 - 80	70 - 85	60 - 85	55 - 75	55 - 90	70 - 90
Desempenho a carga parcial	Mau	Médio	Bom	Bom	Médio	Muito Bom	Mau
Eficácia (%)	90 - 98	92 - 97	92 - 97	99	90 - 98	>95	90 - 98
Custo Instalação (€/kWe)	600 - 800	700 - 1400	700 - 1400	700 - 900	1300 - 2500	>2500	600 - 800
Custo Operação (€/MWh)	2 - 7	7 - 15	6 - 12	3	10 (estimado)	2 - 12	2 - 6
Revisões (h)	30000 - 50000	24000 - 60000	25000 - 30000	>50000	5000 - 40000	10000 - 40000	30000 - 50000
Arranque	10m – 1h	10s	10s	1h – 1 dia	1m	3h – 2 dias	1h – 1 dia
Combustíveis	GN, biogás, propano	GN, biogás, propano	Diesel, óleo residual	Todos	GN, biogás, propano	Hidrogénio, GN, propano, metanol	GN, biogás, propano
Pressão combustível (bar)	2 - 35	0,07 - 3,1	>0,35	n/a	3 - 7	0,03 - 3	Fev-35
Ruído	Médio	Alto	Alto	Alto	Médio	Baixo	Alto
Uso Energia térmica	Aquecimento, AQS, Vapor BP e AP, "district heating"	Aquecimento, AQS, Vapor BP, "district heating"	Aquecimento, AQS, Vapor BP, "district heating"	Vapor BP - AP, "district heating"	Aquecimento, AQS, Vapor BP, "district heating"	AQS, vapor BP- AP	Vapor BP - AP, "district heating"
NOx (kg/MWh total)	0,2 - 2	0,5	1 - 14	0,9	0,07	0,01	0,2 - 2

Na Tabela 5 mostra-se, em síntese, as principais vantagens e desvantagens de cada um dos tipos tecnológicos de sistemas de cogeração.

Tabela 5-Vantagens / Desvantagens dos tipos de tecnologias de cogeração [7].

Tecnologia	Vantagens	Desvantagens
Turbinas a gás	Fiabilidade elevada Emissões poluentes baixas Calor a temperaturas elevadas (500-800°C) Não necessita de refrigeração	Operação com gás a alta pressão Rendimento reduzido a carga parcial Potência de saída diminui com o aumento da temperatura ambiente Ineficiente em processos com poucas necessidades térmicas
Motores de explosão Motores de compressão interna	Rendimento eléctrico elevado Bom desempenho com carga parcial Arranque rápido Energia térmica a dois níveis de temperatura - gases de escape e arrefecimento do motor Manutenção no local com pessoal não especializado Operação com gás a baixa pressão	Custos de manutenção elevados Calor de baixa temperatura Emissões poluentes relativamente elevadas Necessita de refrigeração Ruído de baixa frequência
Turbinas a vapor	Rendimento global elevado Operação com diversos tipos de combustível Grandes quantidades de calor disponíveis Vida útil e fiabilidade elevadas Vapor a alta pressão	Arranque lento Rendimento eléctrico baixo
Microturbinas	Dimensões compactas Peso reduzido Emissões poluentes baixas Não necessita de refrigeração	Custos elevados Calor de baixa temperatura Tecnologia em maturação
Pilhas de combustível	Emissões poluentes baixas Ruído baixo Não tem peças rotativas Modularidade	Custos elevados Fiabilidade incerta Tecnologia em maturação Necessidade de pré-processamento do combustível (excepto H ₂ puro)

Observando as Tabelas 4 e 5 constata-se que as tecnologias mais apropriadas para o sistema de cogeração do hotel Star Inn são o motor de explosão a gás natural e o motor diesel, devido à gama de potência elétrica e de razão calor eletricidade que apresentam estas tecnologias. Também apresentam um rendimento elétrico elevado e operam com gás a baixa pressão.

A Fig. 22 mostra o investimento em euros por kW elétrico em função da potência elétrica de cogeração a instalar [7].

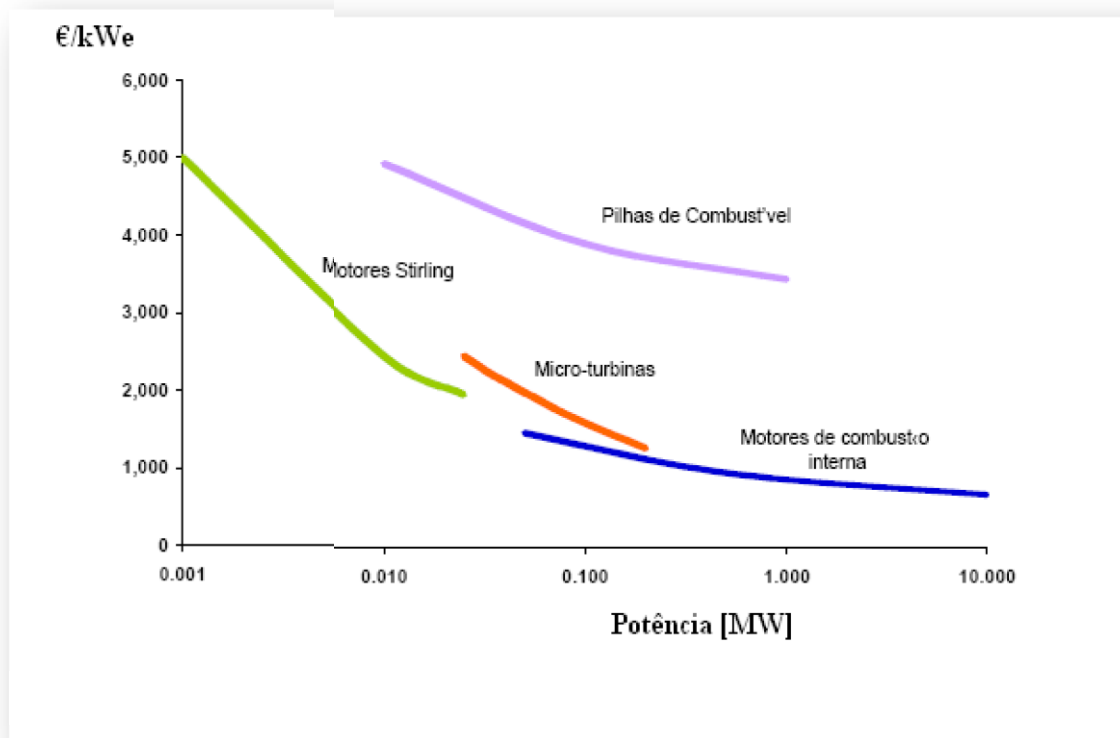


Figura 22 – Investimento em tecnologias de cogeração.

2.5. Tecnologias de trigeração

No sector terciário dos países com climas temperados, como é o caso de Portugal, as necessidades de calor confinam-se aos meses de inverno, enquanto nos meses de verão, também há necessidade de produção do frio, isto levou ao conceito de trigeração definido como a produção simultânea de eletricidade, calor e frio a partir de uma instalação alimentada pela mesma fonte de energia primária (*“Combined Heat, Cooling and Power- CHCP”*), conforme indicado na Fig. 23 [7].

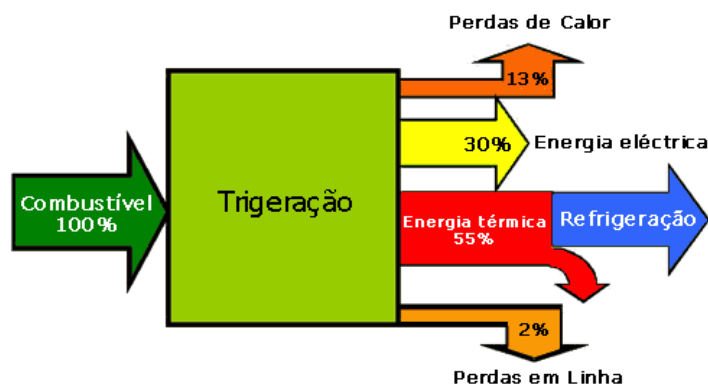


Figura 23- Esquema do aproveitamento da energia em trigeração [7].

Analisando a Fig.23 constata-se que na trigeração 100% de combustível produz 55% de energia térmica e 30% de eletricidade, existem ainda 13% de perdas em forma de calor e 2% de perdas em linha, esta é a forma de aproveitamento da energia na trigeração. Ao contrário da cogeração, a trigeração é uma tecnologia relativamente recente. Foi introduzida na década de oitenta do século XX, tendo sido principalmente aplicada no sector terciário, em edifícios de serviços e centros comerciais [7]. Atualmente, devido à necessidade simultânea e frequente das três utilidades, as indústrias químicas e petroquímica tornaram-se grandes utilizadores desta tecnologia [7].

A refrigeração pode ser obtida por duas vias, através de um ciclo de compressão de vapor acionado pela eletricidade produzida (toda ou apenas parte) na unidade de cogeração, ou através de um ciclo térmico alimentado pelo calor útil (ou por parte deste) igualmente disponibilizado pela mesma unidade de cogeração. O recurso a uma ou outra aproximação depende da necessidade de calor e de eletricidade do cliente da unidade de cogeração [7]. Quando a potência elétrica debitada pela unidade de cogeração excede a demanda, ou não é economicamente ou tecnicamente exequível a sua exportação para a rede, a refrigeração por compressão poderá ser uma opção atrativa. Por outro lado, quando o calor rejeitado está disponível, por exceder a demanda de calor útil por parte do utilizador, a refrigeração por ciclo térmico deverá ser levada em conta, graças à disseminação e desenvolvimento tecnológico verificado neste tipo de ciclos.

Contudo, o aperfeiçoamento que se espera conseguir futuramente para os ciclos de refrigeração será de tal monta que previsivelmente uma instalação de trigeração será muito mais eficiente do que uma instalação de cogeração [7].

Um chiller de água é uma máquina que tem como função arrefecer água ou outro líquido em diferentes tipos de aplicações, através de um ciclo termodinâmico [7]. Os três potenciais tipos de chiller para a trigeração são:

- Chiller de compressão de vapor ou elétrico
- Chiller de absorção
- Chiller de adsorção

Os chillers de compressão de vapor utilizam um compressor mecânico, usualmente acionado por um motor elétrico. A desvantagem deste processo reside no seu relativamente elevado consumo de eletricidade. O que distingue o funcionamento dos chillers de absorção dos chillers de compressão é o facto do primeiro ter com princípio de base um "compressor termoquímico". Os chillers de absorção permitem produzir frio a partir de uma fonte de calor, utilizando para tal uma solução de um sal (brometo de lítio) num processo termoquímico de absorção. Os chillers de absorção, podem ser classificados em dois tipos com base do tipo de fonte de energia térmica [7]:

- Queima direta, nestes sistemas o calor necessário ao processo é obtido queimando diretamente um combustível, tipicamente gás natural.
- Queima indireta, o calor necessário é fornecido na forma de vapor de baixa pressão, água quente, ou de um processo de purga quente.

Os chillers de absorção são muitas vezes integrados em sistemas de cogeração, de forma a permitir o aproveitamento do calor que de outra forma seria desperdiçado. O chiller de absorção que utiliza água quente como fonte de calor representa o tipo de chiller mais apropriado para a integração com sistemas de cogeração, já que estes produzem água quente com temperaturas adequadas aos chillers [7].

Os componentes básicos de uma máquina de refrigeração por absorção são ilustrados na Fig.24.

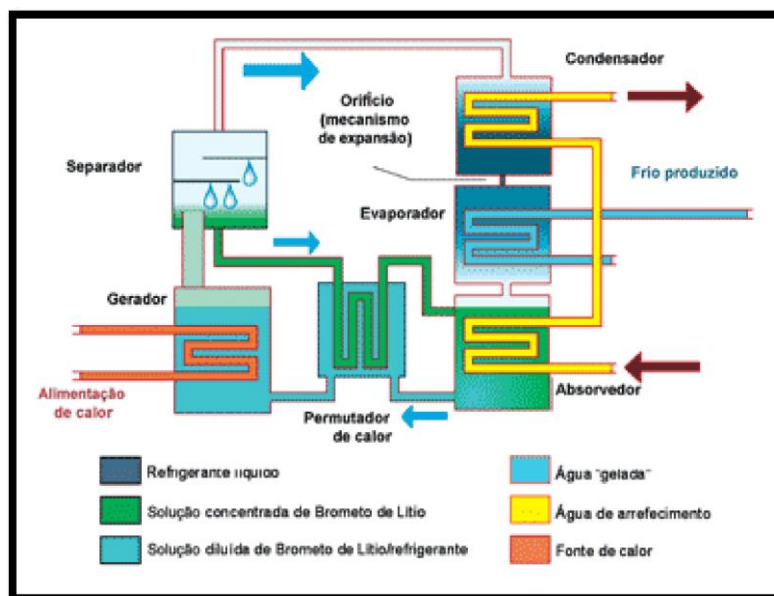


Figura 24- Esquema simplificado de uma máquina de frio por absorção [7].

Na sua conceção mais simples a máquina de absorção consiste num evaporador, um condensador, um absorvedor, um gerador e uma bomba de solução. No ciclo de absorção, a compressão do vapor do refrigerante é efetuada pela combinação do absorvedor, da bomba de solução e do gerador, em vez de um compressor mecânico. O vapor gerado no evaporador é absorvido por um líquido absorvente no absorvedor. O absorvente que é separado do refrigerante, mais diluído por essa ação, é bombeado para o gerador onde o refrigerante é libertado como vapor, o qual será condensado no condensador. O absorvente regenerado ou mais concentrado é então devolvido ao absorvedor para captar de novo vapor de refrigerante. É fornecido calor ao gerador a uma temperatura relativamente elevada, ao passo que o calor de absorção da secção do absorvedor é dissipado, a um nível de temperatura relativamente baixo, por circulação de água do condensador nesta secção.

Refrigerante e absorvente num ciclo de absorção formam o que se designa de par de trabalho, muitos pares têm sido propostos ao longo dos anos mas apenas dois têm sido largamente utilizados [7]:

- Sistemas onde o absorvente é o amoníaco ($\text{NH}_3/\text{água}$): são normalmente aplicados apenas em instalações de grande capacidade e com temperaturas de evaporação baixas, inferiores a 0°C .
- Sistemas onde o absorvente é o brometo de lítio ($\text{LiBr}/\text{água}$), são mais utilizados em sistemas de micro-cogeração, devido essencialmente a uma melhor relação entre o seu custo e a sua eficiência energética.

Relativamente aos sistemas de frio por absorção, que utilizam brometo de lítio como absorvente e água como refrigerante, a fonte de calor (energia calorífica proveniente do sistema de cogeração) deve estar a uma temperatura mínima de $60\text{-}80^\circ\text{C}$, ou tão elevada como 150°C se se considerar um sistema de duplo efeito. Para sistemas que utilizam amoníaco como refrigerante o requisito da fonte de calor é $100\text{-}120^\circ\text{C}$ (sistemas de efeito simples) [7]. A maior parte do equipamento baseado no par de trabalho água-brometo de lítio é concebida para aplicações de arrefecimento de ar. O ciclo básico ilustrado na Fig. 24 pode ser modificado de diversas maneiras, uma consiste em utilizar todas as possibilidades para recuperação de calor no interior do ciclo de modo a melhorar a economia de energia térmica. Por exemplo, é habitual a permuta de calor entre os fluxos absorvente diluído que deixa o absorvedor e de absorvente concentrado que volta ao absorvedor [7]. Quando as oportunidades de recuperação de calor que são incorporadas na conceção da máquina, pode obter um COP de refrigeração de aproximadamente 0,72 para o sistema água-brometo de lítio e aproximadamente 0,6 para o sistema amoníaco-água [7].

Os chamados sistemas de duplo efeito incorporam dois blocos gerador-absorvedor que constituem distintos andares da máquina, de modo a utilizar o calor fornecido mais ou menos duas vezes. A energia térmica é fornecida a cerca de 170°C ao primeiro gerador e o calor dissipado no correspondente condensador é utilizado para alimentação do segundo gerador de baixa temperatura, a cerca de 100°C como numa máquina de efeito simples. As vantagens mais importantes dos sistemas de absorção sobre os chillers convencionais são [7]:

- Consumo elétrico muito baixo
- Poucas partes móveis da sua conceção que levam a um aumento da fiabilidade e a custos de manutenção baixos.
- Níveis reduzidos de ruído e vibrações.
- Ausência de emissões de substâncias nocivas para a camada de ozono.

A Tabela 6 mostra os principais parâmetros operacionais dos chillers de absorção.

Tabela 6- Características dos chillers de absorção [7].

Índices	NH3 - absorção	LiBr - absorção	
Número de efeitos	Simplex	Simplex	Duplo
Capac. refrigeração (kW)	20 - 2500	300 - 5000	300 - 5000
COP térmico	0.6 - 0.7	0.5 - 0.6	0.9 - 1.1
Gama de Temp. (°C)	120 - 132	120 - 132	150 - 170
Custo da máquina (€/TR)	1250 a 1750	870 a 920	930 a 980

Quando numa instalação a energia térmica é apenas usada para produzir frio é comum designar-se a instalação por cogeração de frio e eletricidade [8]. Do mesmo modo se a energia elétrica for usada na totalidade para produzir frio o sistema pode ser designado por cogeração de calor e frio [8].

2.6. Vantagens e desvantagens gerais dos sistemas de cogeração

Comparando a cogeração com os sistemas convencionais de produção de energia elétrica e térmica pode-se abordar as principais vantagens e desvantagens tanto no ponto de vista do consumidor, economia nacional, ou produtor de energia elétrica. Sendo assim as vantagens mais importantes são:

- Economia de energia primária: a implementação bem-sucedida de cogeração e trigeração podem conduzir a uma redução do consumo de combustível em aproximadamente 25% comparativamente à produção convencional de energia elétrica.
- Maior diversificação energética: na cogeração aproveita-se o calor residual e combustíveis derivados do processo de produção (conversão) de eletricidade.
- Diminuição da contaminação ambiental: havendo redução no consumo de energia primária haverá tanta redução nas emissões de poluentes para a atmosfera como redução da poluição térmica com o aproveitamento adequado do calor residual. Com a utilização de gás natural em vez de combustíveis derivados do petróleo ou carvão, as emissões de SO_2 e partículas são também reduzidas.
- Poupanças económicas para o utilizador final: os custos de energéticos das instalações de cogeração ou trigeração são menores do que os das instalações convencionais. Em instalações bem-sucedidas de CHP a redução de preços pode ser da ordem dos 20-30% [7].

- Redução da potência de reserva disponível: como consequência do aumento do número de pequenas instalações geradoras de eletricidade, que podem entrar na rede a qualquer momento, as companhias distribuidoras não necessitam de terem potências de reserva tão elevadas.
- Utilização mais económica dos meios de produção: as companhias distribuidoras podem recorrer só em última instância ao uso das suas centrais de recurso menos eficientes já que têm à sua disposição centrais de cogeração mais recentes e eficientes.
- Maior garantia de fornecimento de energia: os auto-consumidores são independentes das falhas da rede e isto permite-lhes a garantia de que em caso de emergência a produção própria cubra as necessidades energéticas dos equipamentos consumidores mais sensíveis. Ao nível nacional favorece a produção descentralizada, reduzindo a necessidade de instalação de grandes centrais termoelétricas e aumenta a estabilidade da rede elétrica do país. Contribui também para o aumento do emprego a nível local.
- Aumento da estabilidade do sistema elétrico: as unidades de trigeriação proporcionam um alívio significativo às redes do sistema elétrico durante os meses de verão. Cargas de arrefecimento são transferidas da eletricidade para um combustível fóssil, uma vez que o processo de arrefecimento/refrigeração muda dos largamente utilizados ciclos de compressão de vapor para os ciclos térmicos. Isto pode contribuir ainda para o aumento da estabilidade das redes elétricas e para a melhoria da eficiência do sistema, porquanto os picos de verão são servidos pelas empresas elétricas distribuidoras através de unidades de apoio ineficientes e linhas de transporte de energia elétrica sobrecarregadas.

Além das vantagens, existem algumas desvantagens para considerar:

- Necessidade de legislação adequada: é obrigatória a publicação de legislação adequada e haverá necessidade de se arbitram conflitos e disputas que necessariamente ocorrerão entre os produtores independentes e as companhias produtoras e distribuidoras de eletricidade.
- Infraestruturas: é necessária a criação de infraestruturas adequadas ao controlo da aplicação da legislação e regulamentação técnica e ainda para a realização de operações de manutenção e reparação adequadas, por forma a não existirem falhas graves no fornecimento de energia elétrica à rede por parte dos pequenos produtores.
- Problemas de regulação da rede: a ligação em paralelo dos equipamentos de cogeração com a rede elétrica cria problemas de regulação da rede e deixa esta na dependência das falhas de corrente fornecida pelos produtores independentes.
- Redução de mercado: havendo produtores independentes (cogeradores) que logicamente produzem a maior parte da energia que consomem, haverá menor mercado para as produtoras e distribuidoras de eletricidade.

- Alto investimento: empresas ficam obrigadas à realização de maiores investimentos e ainda por cima num ramo diferente daquele onde têm as suas maiores competências, enfrentando assim riscos desconhecidos.

2.7. Evolução da cogeração no Mundo

O início do desenvolvimento moderno da cogeração deu-se por volta de 1870, nos EUA e em alguns países europeus, configurando um esquema que continha a máquina a vapor acoplada a um eixo fixo com um gerador elétrico [9].

Estas instalações de cogeração foram aplicadas nas cidades com elevada densidade populacional, utilizando-se o vapor para o aquecimento ambiente e a energia elétrica para o consumo elétrico das habitações. Em 1909, nos EUA, existiam cerca de 150 sistemas de aquecimento ambiente, denominados vulgarmente por “redes de vapor”, operando com baixos níveis de eficiência [9]. Aliás, alguns destes sistemas sobreviveram até à atualidade em algumas das grandes metrópoles norte-americanas.

Durante várias décadas, o baixo custo e a elevada disponibilidade de combustíveis fósseis causou uma lenta evolução da cogeração. Contudo na década de 70, com a crise do petróleo e o despoletar das primeiras preocupações de índole ambientalista, a produção de energia através de cogeração ganhou um novo fôlego [9]. Para tal também contribuiu o início da reestruturação do setor energético americano, na qual se verificou um rompimento com a estrutura vertical integrada das concessionárias públicas, forçando-as a adquirir eletricidade aos pequenos produtores.

Na década de 80, a cogeração sofreu um novo impulso principalmente devido à pressão da comunidade ambientalista, de ambos os lados do Atlântico [9]. Nesta fase, os aspetos negativos do petróleo tiveram um papel fundamental no desenvolvimento da cogeração, uma vez que crescia a preocupação com a emissão de poluentes provenientes da combustão de hidrocarbonetos. Nos anos 90, foi criada a *Exempt Wholesale Generator (EWG)*, nos EUA, uma organização de produtores de energia, abrindo-se a oportunidade da cogeração a empresas cuja atividade principal não estava relacionada com este sector. Por outro lado, na Europa, ao longo da última década, deu-se início a um forte impulso comunitário a esta solução de produção de energia, concretizado em inúmeras Diretivas.

Estima-se que a capacidade instalada em cogeração, a nível mundial, se encontra atualmente num valor próximo dos 330 GWe, cerca de 10% da capacidade de produção elétrica mundial [9]. A cogeração assume já bastante importância no sector energético de alguns países. As potências instaladas são bastante significativas, em países como os EUA, Rússia, Alemanha, China, e vários países da Europa Central e do Norte. Contudo, apesar das políticas de incentivo a esta solução, não se tem verificado o crescimento que era esperado. Aliás, na última década, observa-se no geral uma estagnação da potência instalada em cogeração [9]. Na Tabela 7, encontram-se as capacidades instaladas em cogeração, em 2007, para vários países.

Tabela 7- Capacidades instaladas de cogeração (MWe), em alguns países, em 2007 [9].

Alemanha	20840	Estónia	1.600	Lituânia	1.040
Austrália	1.864	Finlândia	5.830	México	2.838
Áustria	3.250	Formosa	7.378	Polónia	8.310
Bélgica	1.890	França	6.600	Portugal	1.080
Brasil	1.316	Grécia	240	Reino Unido	5.440
Bulgária	1.190	Holanda	7.160	República Checa	5.200
Canadá	6.765	Hungria	2.050	Roménia	5.250
China	28.153	Índia	10.012	Rússia	65.100
Coreia do Sul	4.522	Indonésia	1.203	Singapura	1.602
Dinamarca	5.690	Irlanda	110	Suécia	3.490
Eslováquia	5.410	Itália	5.890	Turquia	790
Espanha	6.045	Japão	8.723		
Estados Unidos da América	84.707	Letónia	590		

Há, todavia, nações que são consideradas modelares no que diz respeito ao uso desta solução. Dinamarca, Finlândia, Rússia, Letónia e Holanda, possuem já taxas de 30% a 50% de produção de energia elétrica a partir de cogeração relativamente à sua produção de energia total [9].

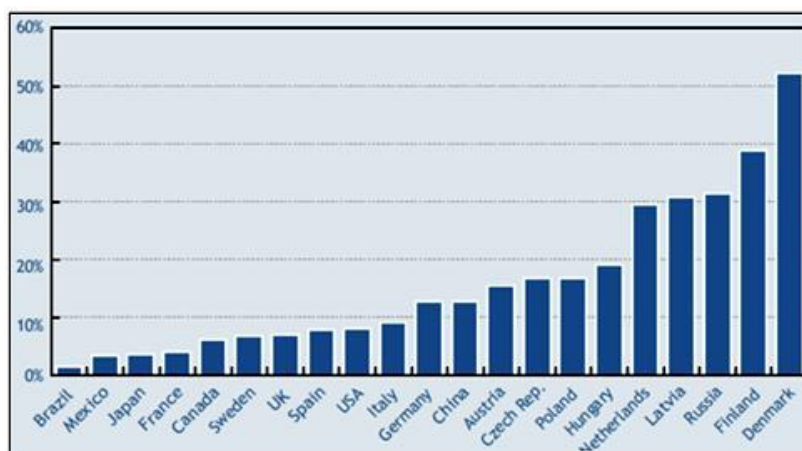


Figura 25- Taxas de utilização de cogeração relativamente à produção de energia total, em 2007 [9].

Devido aos benefícios energéticos e ambientais evidentes, a UE determinou como meta a atingir, em 2010, uma fatia de 18% de energia elétrica produzida por sistemas de cogeração. Na Fig.26, pode observar-se a evolução que é perspectivada para a contribuição da cogeração na produção global de energia elétrica no seio da EU. Prevê-se que esta contribuição possa atingir valores na casa dos 50% já em 2020.

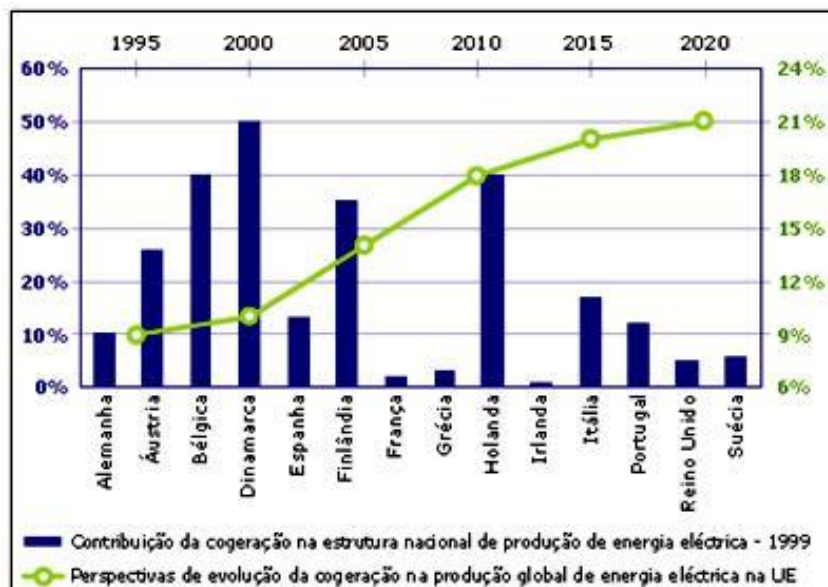


Figura 26- Previsão de evolução de cogeração na produção global de energia elétrica na UE [9].

O potencial de evolução da cogeração, em cada país, deve ser avaliado no contexto local dado que depende fortemente, das necessidades de calor, frio e eletricidade dos setores industrial, terciário e residencial, bem como das políticas de incentivo [9].

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

- O potencial de cogeração, na UE, até 2025, equivale ao dobro da capacidade instalada atual, prevendo-se que por essa altura 17% da produção elétrica total seja realizada por esta via [9]. Contudo, o estudo do potencial europeu de cogeração encontra-se ainda a decorrer e prevê-se que seja ainda mais rigoroso num futuro próximo, assim que todas as diretivas europeias sejam implementadas no terreno. Estas requerem a cada estado que efetue estudos aprofundados sobre esta matéria.
- O objetivo da Alemanha é de 25% de eletricidade produzida através da cogeração, em 2020, duplicando os valores atuais [9]. Existem, atualmente, políticas de incentivo do governo alemão para alcançar os objetivos definidos [9].
- Os estudos das entidades inglesas apontam para um aumento da capacidade instalada em cogeração de 10,6GWe, até 2020, a adicionar à capacidade atual de 5,4 GWe.
- As estimativas das autoridades norte-americanas preveem entre 48GWe a 150GWe de potencial de cogeração para o país, até 2020. Se os valores mais otimistas forem atingidos, a fatia da cogeração no sector elétrico dos EUA passará dos atuais 8% para 21%.
- O governo canadiano identificou, em 2002, um potencial de cogeração no seu país de 15,5GWe, até 2020, permitindo duplicar a atual parcela de 6% do total de eletricidade produzida por esta via.

- No Japão, os estudos indicam um potencial de 29,4 GWe, até 2030, correspondentes a 11% do total de produção de eletricidade prevista para essa data [9].

Verifica-se que ainda é necessário realizar bastante trabalho de avaliação do potencial de expansão da cogeração, nas diversas regiões do mundo, principalmente nas grandes economias emergentes (Brasil, China, Índia, México e África do Sul), geralmente denominadas por *Plus Five Countries* [9].

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

2.7.1. District Heating and Cooling: uma aplicação emblemática

Os sistemas de *District Heating and Cooling (DHC)* têm forte presença nos países do Norte da Europa, tais como a Dinamarca, Finlândia, Suécia, Letónia, entre outros. Nestes países, verifica-se uma penetração acima dos 50% destes sistemas no mercado do aquecimento. Contudo, as redes DHC representam ainda uma pequena fração do mercado de aquecimento da UE, em Portugal é um mercado inexistente. O objetivo principal é a otimização dos recursos energéticos geralmente de carácter local. Uma instalação de DHC fornece calor a baixas e médias temperaturas, para ser aplicado no aquecimento ambiente de espaços, em AQS e, ainda, em sistemas de ar condicionado [9]. Uma grande parte das redes DHC surge associada a instalações de cogeração, sendo o calor recuperado nos processos de combustão que nelas ocorrem o que é posteriormente encaminhado para distribuição por via de sistemas deste tipo. A Fig.27 mostra o exemplo da rede DHC da cidade de Copenhaga, dividida nos respetivos “distritos” ou zonas.

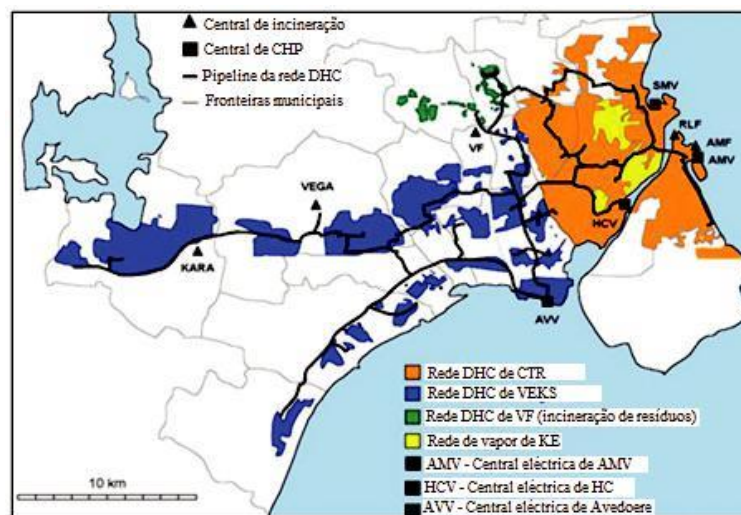


Figura 27- Esquema da rede de DHC da cidade de Copenhaga [9].

O calor recuperado nos sistemas de cogeração tem como finalidade aquecer um fluido (água adicionada de glicol, por exemplo) que é transportado, através de canalizações com um isolamento térmico extremamente poderoso, até às instalações de cada um dos clientes afetos à rede DHC. Assim, uma rede DHC tem a capacidade de satisfazer as

necessidades térmicas de diversos tipos de clientes e instalações, em edifícios residenciais, públicos e de comércio, bem como em indústrias com necessidades de calor a baixa temperatura.

Em cada cliente, existe um permutador de calor que serve como interface entre a rede DHC e a sua instalação. Isto é, a rede DHC constitui-se como circuito primário, enquanto que o sistema de AQS e de aquecimento central da instalação funcionam como circuitos secundários, não existindo mistura dos fluidos de ambos os circuitos, mas apenas troca de calor. Por outro lado, quando as necessidades são de arrefecimento, uma rede DHC toma vantagem a um sistema tradicional, por via da conversão do calor transportado em frio, na instalação de cada cliente, através de chillers de absorção. A Fig.28 ilustra uma configuração frequente de uma rede DHC, na qual é perceptível o princípio de funcionamento.

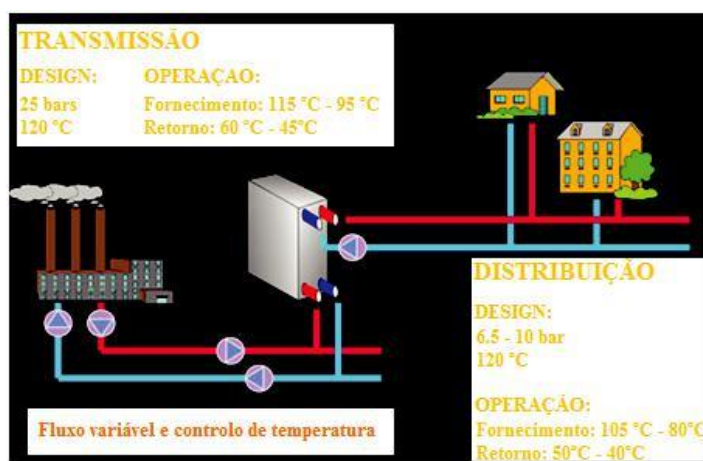


Figura 28- Configuração típica de uma rede DHC [9].

Geralmente, a decisão de recorrer a uma instalação de cogeração para fornecer calor a uma rede DHC recai sobre fatores de ordem técnica, relacionados com as cargas térmicas envolvidas, e económica, associados ao custo e disponibilidade do combustível e à oportunidade de obter uma remuneração proveitosa pela eletricidade produzida [9]. Contudo, a densidade populacional da zona em causa é também um fator de extrema importância. As redes DHC dependem da concentração das necessidades térmicas numa área relativamente limitada. É fundamental minimizar as distâncias de transporte de calor, para evitar perdas e para conter os custos de implementação que, por norma, são elevados.

A alternativa DHC surge como uma opção cada vez mais viável, relativamente aos tradicionais sistemas de climatização elétricos ou a gás. Pela elevada eficiência da cogeração e pela utilização de resíduos que, de outra forma, seriam desaproveitados e teriam um custo de tratamento, este tipo de sistemas atinge eficiências que podem chegar a valores 10 vezes superiores aos de sistemas de aquecimento tradicionais, baseados em eletricidade [9].

As redes DHC, por via dos sistemas de cogeração que as apoiam, usam em grande parte recursos renováveis, tais como a biomassa [9] e geotermia [9], e também resíduos

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

Globalmente, estima-se que as redes DHC associadas a sistemas de cogeração reduzam as emissões de gases de efeito de estufa em cerca de 4%, correspondendo a aproximadamente 890Mt [9]. Na UE, um estudo da entidade *Euroheat&Power* determinou que, sem os atuais sistemas DHC em conjunto com cogeração, as emissões de gases de efeito de estufa seriam 6% superiores às verificadas atualmente [9].

Atualmente, nos países em que a cogeração se encontra já com um grau de implementação superior, no que diz respeito à climatização dos edifícios, assiste-se a uma disputa entre os que defendem soluções de micro-cogeração, em cada edifício, e os que promovem as redes DHC baseadas numa central de cogeração de maior dimensão [9]. Constituem-se como duas soluções válidas e, apesar da diferença de conceitos, ambas são eficientes.

Num futuro próximo, as redes de DHC enfrentarão alguns importantes desafios. Por um lado, a superior eficiência energética dos novos edifícios traduz-se numa diminuição das suas necessidades de calor, o que poderá resultar num aumento dos custos de distribuição [9]. O aumento do desempenho térmico das novas construções e a sua implantação entre os edifícios convencionais, resultará na constituição de áreas populacionais altamente povoadas mas com características, em termos de necessidades térmicas, semelhantes a áreas de baixa densidade populacional. Por outro, a penetração e a utilização de recursos renováveis, nomeadamente, a energia solar térmica, no mercado de energia poderá fazer sobressair as diferenças entre as cargas térmicas de verão e de inverno, proporcionando regimes de funcionamento bastantes díspares às centrais de cogeração associadas às redes DHC [9].

2.8. A cogeração em Portugal

A produção de energia elétrica para consumo local, com utilização de máquinas de vapor e turbinas hidráulicas, tem uma longa tradição. Em Portugal, as máquinas de vapor tiveram as primeiras aplicações em meados do século XIX, e as turbinas hidráulicas pelos fins do século, como motores centrais em utilizações simplesmente mecânicas ou acionando geradores elétricos que asseguravam a iluminação, em corrente contínua, no local ou proximidades [10]. Houve uma pulverização de pequenos produtores com centrais termoelétricas e hidroelétricas, não só industriais mas também de serviço público. Em meados do século XX, com o desenvolvimento dos grandes projetos hidroelétricos e o transporte de eletricidade e a eletrificação do país, assistiu-se à substituição da energia mecânica pela elétrica, com a instalação de motores trifásicos acionando diretamente as máquinas. As instalações de produção de energia para

consumo local, e principalmente as de serviço público, entraram numa fase decrescente restando, ainda hoje, algumas unidades em operação [10].

Os sistemas de produção combinada de calor e de eletricidade, começaram a ser instalados, a partir dos anos 30 do século passado, em unidades industriais (açúcar, refinação de petróleo, papel e têxtil) [10]. As máquinas de vapor viriam a ser substituídas, mais tarde, por turbinas de contrapressão que acionavam alternadores e que, em alguns casos, operavam em paralelo com as redes públicas. Só em 1982, com o objetivo de incentivar a auto produção de energia elétrica, foi regulada a qualidade de produtor independente, com a possibilidade de estabelecer o paralelo com a rede elétrica nacional. Ao mesmo tempo, foram definidas também as condições para valorização de excedentes de energia elétrica entregues a esta [10]. As principais unidades fabris dos diferentes setores industriais, com consumos significativos de vapor/calor e em que os projetos demonstravam viabilidade técnica e económica, foram-se equipando, até 1990, com sistemas de cogeração. Estes sectores industriais incluíram desde fábricas de celulose e química, têxtil, papel, açúcar, cerveja até aos derivados de madeira [10]. Os incentivos financeiros para a utilização racional de energia foram instrumentos essenciais para a promoção da tecnologia e implementação destes últimos projetos, na generalidade de pequena/média potência.



Figura 29- Evolução da cogeração em Portugal entre 1930 e 2004 [10].

A Fig. 29 mostra a evolução da potência de cogeração instalada em Portugal entre os anos 1930 e 2004, utilizando várias tecnologias como turbinas a gás natural, microturbinas e motores a gás natural, a fuelóleo a biogás e propano. Em 2004, 13% da eletricidade consumida do país foi proveniente de sistemas de cogeração, correspondente a uma capacidade total aproximadamente 1200 MW. Em 2013, a potência total instalada foi de 1300MW [11]. Sendo assim, verificou-se apenas um

aumento modesto de 100 MW (8%) da potência durante este período de 10 anos. A distribuição de capacidade instalada entre as várias tecnologias de cogeração em Portugal é apresentada na Fig.30. Como pode-se observar, a maior potência baseia-se nas turbinas de gás utilizando gás natural (Turbinas GN). Pode-se ainda observar que quer as turbinas de contrapressão (Turbinas CP), quer os motores a fuelóleo (Motores FO), tecnologias muito utilizadas nas décadas de 80 e 90 encontram-se praticamente extintas no nosso país, tendo pesos de 5% e 1% respetivamente [11]. A cota dos sistemas alimentados por gás natural é de 68% o que demonstra a importância desse combustível para a cogeração em Portugal. A biomassa, à qual normalmente está associado o conceito de cogeração renovável, tem um peso superior a 25% do total de potência instalada em cogeração [11].

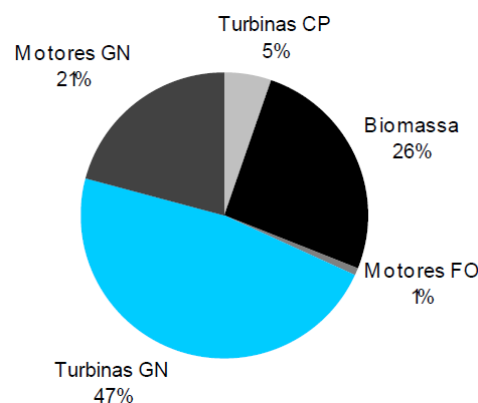


Figura 30- Peso de cada uma das tecnologias de cogeração em Portugal no ano de 2013 [11].

A distribuição da capacidade instalada de sistemas de cogeração por sector industrial é apresentada na Fig.31. Pode se observar que as indústrias químicas, do papel e têxtil são as principais utilizadoras. Nota-se ainda que a cogeração tem um grande peso nos sectores indústrias exportadoras no país, permitindo que os mesmos serem mais competitivas no mercado global [11]. Pode-se constatar a presença da cogeração na área hospitalar portuguesa, com instalações em vários hospitais nacionais, tais como o São João, o Pedro Hispano, o Garcia de Horta, o São Francisco Xavier, o São Bernardo e o São André [11].

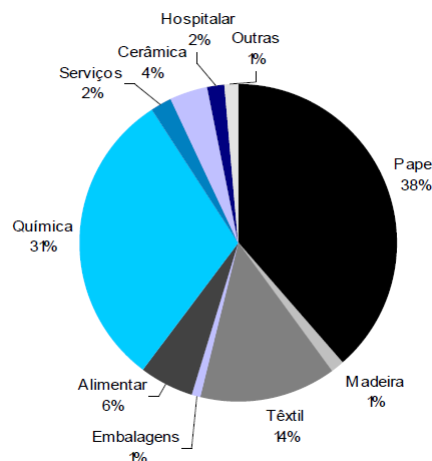


Figura 31- Distribuição por setor de atividade da potência instalada em cogeração em Portugal no ano de 2013 [11].

Um aspeto que é essencial conhecer sobre qualquer tecnologia de produção de energia é logicamente o seu custo. Na Fig.32 é exibida a evolução dos custos anuais médios de produção de eletricidade (por kWh) por tecnologia desde o ano 2000 até ao ano 2013. Analisando a figura torna-se compreensível que o custo de eletricidade por cogeração, principalmente a que utiliza como meio de produção de energia os combustíveis fósseis, apresenta uma variabilidade considerável, sendo que altamente sensível aos preços dos combustíveis no mercado. Esta variabilidade é mais visível quando comparado com, por exemplo, geradores eólicos ou centrais mini-hídricas. Os valores elevados entre os anos 2007/2008 e os anos 2011/2012, deveu-se também os fatores como a crise internacional, que têm uma forte influência no custo das matérias-primas [11]. Observando a evolução dos custos de cogeração utilizando fontes renováveis, apresenta valores próximos daqueles que são apresentados por outras tecnologias de energia renovável como a eólica ou as pequenas centrais hídricas. Os custos da produção em sistemas de cogeração podem aparecer elevados, entretanto deve ser destacado que, ao contrário de outras tecnologias que centram a sua atividade exclusivamente na produção de energia elétrica, a cogeração não se destina apenas a esse fim, destina-se também à produção de energia térmica. Quando a valorização da energia térmica é considerada da forma adequada, a cogeração apresenta-se muito mais competitiva comparativamente com outras tecnologias.

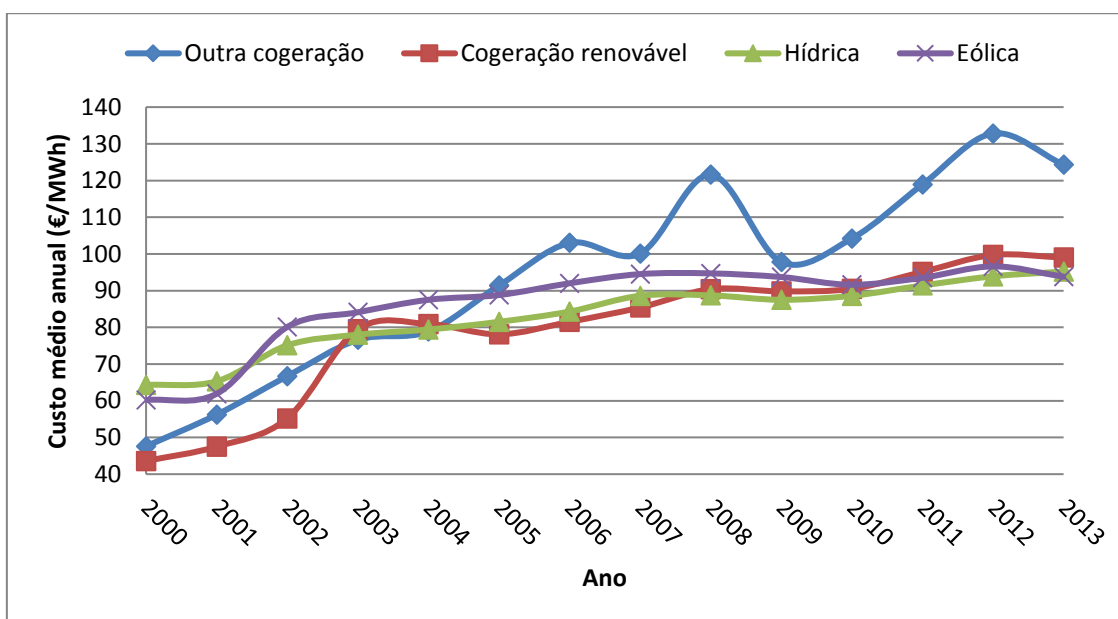


Figura 32- Evolução do custo médio anual da produção de eletricidade para várias tecnologias entre 2000 e 2013 (€/MWh).

Para finalizar a análise da situação atual da cogeração em Portugal, é também interessante compreender qual a tendência que se tem verificado nos últimos anos ao nível investimento/desinvestimento deste tipo de produção de energia. Assim, com base nos dados fornecidos pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) constata-se que os últimos grandes investimentos em unidades de cogeração remontam

ao ano de 2011. Nos últimos anos existe um desinteresse progressivo na atividade de cogeração por parte do sector empresarial, que se traduziu na ausência de novos investimentos nesta área. Desde 2012 já foram encerradas pelo menos 40 unidades de cogeração, o que perfaz uma potência superior a 211MW [11]. Para se ter uma noção do impacto destes encerramentos, existiam em Portugal cerca de 160 unidades de cogeração, com uma potência nominal de cerca de 1300MW, correspondendo assim estes encerramentos a mais de 16% da potência total instalada. Todos estes fechos tiveram consequências quer para a economia nacional, quer para o ambiente. A nível macroeconómico, estima-se que o encerramento destas centrais de cogeração tenha conduzido a um aumento da importação de combustíveis de cerca de 36ktep/ano [11]. É uma situação preocupante a nível nacional, uma vez que Portugal é um país importador de combustíveis fósseis. O aumento do uso de combustíveis se traduz num aumento da dependência em relação aos países produtores, que funcionam em ambientes de grande instabilidade política e que se reflete no preço a pagar pela matéria-prima. Do ponto de vista ambiental, o encerramento das centrais de cogeração trouxe consigo efeitos prejudiciais, mas também dificulta o cumprimento dos objetivos nacionais de eficiência energética. Devido ao encerramento da atividade de 33 das referidas 40 centrais de cogeração, estima-se que as emissões de dióxido de carbono para atmosfera tenham aumentado em cerca de 125000 toneladas por ano [11].

É uma questão interessante é de que forma a atividade de cogeração possa evoluir nos próximos anos. Assim, em sequência da transposição da Diretiva 2004/8/CE para a legislação nacional, foi publicado em Fevereiro de 2010, pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGE), em conjunto com a Universidade de Coimbra, o “Estudo do potencial de cogeração de elevada eficiência em Portugal” que traçou alguns possíveis cenários para o caso concreto português [11]. As ideias fundamentais deste documento são as seguintes:

- Foi identificado um potencial de crescimento da cogeração no setor industrial de 1377 MW elétrico até ao ano de 2020, sendo que desse valor 700 MW correspondem a novas instalações e os restantes 677 MW correspondem a unidades que utilizam como combustível o fuelóleo e que serão na sua totalidade reconvertidas para gás natural até 2020.
- Foi identificado um potencial de crescimento da cogeração no setor dos serviços de 252 MW elétrico até ao ano de 2020 o que corresponderia a um aumento de cerca de 8 vezes em relação ao valor de 31 MW elétrico (valor de referência para cogeração no setor dos serviços em 2007).
- Foi identificado um potencial de crescimento da cogeração no setor residencial praticamente nulo fruto quer do clima ameno verificado em Portugal, que dispensa a existência de aquecimento durante a maior parte do ano, quer devido à ainda reduzida eficiência dos *chillers* de pequenas dimensões.

De acordo com o mesmo estudo, caso este potencial seja atingido, o mesmo levará a uma poupança de energia cerca de 610000 tep/ano em Portugal, um valor que equivale a cerca de 14% do total das importações de gás natural ocorridas no ano de 2013 [11]. A poupança projetada teria também grandes impactos ambientais, tendo sido estimado que em fruto do desenvolvimento da cogeração se evitaria anualmente a emissão de 4.7 milhões de toneladas de CO₂ [11].

2.9. Aplicações da cogeração

As empresas de pequena e média dimensão são as que possuem maior potencial, enquanto as indústrias de dimensão familiar e as grandes unidades industriais não se mostram tão adequadas para a aplicação de sistemas próprios de produção de eletricidade e calor [10]. As primeiras geralmente não possuem potência instalada nem consumos que justifiquem a instalação de tal sistema. As segundas são, regra geral, já possuidoras de sistemas de cogeração de grande dimensão ou conseguem tarifas de eletricidade preferenciais, não estando deste modo interessadas nestes sistemas. Os setores da indústria que apresentam maior potencial, dadas as suas características e as suas necessidades elétricas e térmicas, abrangem diversas áreas do setor produtivo, incluindo [10]:

- Papel e celulose
- Têxtil
- Química
- Petroquímica
- Farmacêutica
- Metalúrgica
- Cerâmica
- Vidro
- Cimenteira
- Plásticos
- Processamento alimentar
- Produção de açúcar
- Lacticínios
- Bebidas (nomeadamente cervejeira)
- Automóvel e fabrico de componentes para automóveis
- Componentes elétricos/eletrónicos
- Madeira e aglomerados de madeira
- Cortiça
- Cutelaria
- Editorial e gráfica

- Perfumaria, artigos de higiene e limpeza
- Hotelaria

Existe uma variação considerável das necessidades elétricas e térmicas, dependendo do tipo de atividade da empresa. Contudo, em termos de eletricidade, uma característica comum a todas é o valor praticamente constante da potência tomada. Por outro lado, o diagrama de cargas é bastante dependente do processo produtivo. No que diz respeito às necessidades de calor, estas podem manifestar-se sob diversas formas, tais como água quente, vapor a alta pressão, vapor a baixa pressão e/ou ar quente. Geralmente, estas relacionam-se com o processo de fabrico em causa, muito mais do que com a climatização das instalações. De qualquer forma, tal não é problemático pois encontram-se disponíveis tecnologias de cogeração e respetivos acessórios que disponibilizam calor nas diferentes formas.

Apenas uma pequena parte das indústrias desta dimensão funciona ininterruptamente, em turnos consecutivos. Por norma, o período de funcionamento diário situa-se entre as 8 e as 18 horas diárias. Assim, haverá que ter cuidados no ajuste do funcionamento do sistema de cogeração, de modo a suprir as necessidades da instalação e conseguir um funcionamento tão económico quanto possível. Em projetos de cogeração para instalações industriais, o valor a que se consegue negociar o fornecimento do gás natural e a percentagem de calor aproveitado são fatores determinantes na obtenção de uma solução economicamente viável [10].

3. Simulação do sistema de cogeração da unidade hoteleira em TRNSYS 17

3.1. Descrição breve das características do programa TRNSYS

O TRNSYS (*TRaNsient SYstems Simulation*) é um programa de simulação de sistemas com uma estrutura modular. Durante a construção do modelo matemático de um sistema, o usuário especifica os componentes principais que o constituem incluindo as suas interligações entre as variáveis comuns. A biblioteca do TRNSYS inclui um grande número de componentes frequentemente utilizados em sistemas térmicos, assim como rotineiros componentes de manipulação em entradas de dados, e diversas funções e mecanismos produção (entrada e saída) de resultados de simulação. Os componentes dos sistemas são referidos como types. A natureza modular de TRNSYS permite também a adição ao programa de modelos matemáticos não incluídos em sua biblioteca padrão e dando forma à simulação de novos sistemas.

Pelas razões anteriormente enunciadas, o programa TRNSYS tornou-se um software de referência para pesquisadores e engenheiros ao redor do mundo [15]. O TRNSYS é frequentemente utilizado para estudar sistemas dinâmicos como: sistemas solares (térmicos e fotovoltaicos), sistemas de ar condicionado e ventilação, sistemas de cogeração de energia, células combustíveis, etc.

Por meio de uma linguagem própria do TRNSYS, os componentes são ligados de maneira similar ao de uma placa ou circuito eletrônico, sendo a conexão feita por meio de tubulações, válvulas e dutos como ocorre num sistema real [15]. Durante a simulação resolve um conjunto de equações algébricas e diferenciais que descrevem o comportamento dos componentes do sistema, e também realiza a organização dos dados de entrada e saída. Vários níveis de complexidade podem ser aplicados no cálculo: o utilizador deve definir o grau de detalhe que requer para a simulação, sendo que para maior detalhe maior será o custo de programação e tempo de computação [15]. A escolha dos componentes relevantes são da responsabilidade do projetista ou usuário que deve definir também as variáveis importantes no processo em análise, e dos parâmetros de cada componente para conseguir a compatibilidade computacional desejada entre os subprogramas [15].

As simulações são tipicamente dinâmicas e podem ser realizadas em passos de tempo especificados pelo utilizador. A modularidade do programa permite que o utilizador elabore modelos complexos com muitos componentes (bombas, refrigeradores, coletores solares, etc.) em qualquer configuração. Recorrendo uma interface gráfica baseada em ícones, permite ao utilizador elaborar o modelo de forma mais rápida. Através desta interface gráfica pode definir os parâmetros e as variáveis de entrada de cada um dos componentes do sistema e criar o arquivo de entrada para o TRNSYS executável para efetuar a simulação. Em TRNSYS, os resultados podem ser visualizados ou gravados no formato definido pelo utilizador, com o intuito de facilitar a sua interpretação. Para obter informações mais detalhadas sobre o programa TRNSYS 17 está referido [15].

3.2. Unidade hoteleira

Na presente dissertação o objeto de estudo é a unidade hoteleira Star Inn Porto. O edifício é localizado a 500 m da estrada da circunvalação N14, a 4,2 km do centro da cidade. É considerado como o primeiro hotel de baixo custo do Porto. Esta unidade hoteleira conta com 206 quartos e pertence à categoria de 3 estrelas. Dispõe de 9 pisos, sendo a receção e o hall de entrada situado no piso 0 como se pode observar na figura 34. Por razões de simplificação foram apenas considerados os pisos 2-9 do hotel no modelo.

A área útil do edifício considerando 8 pisos, é de $6750 m^2$. O hotel encontra-se em funcionamento, durante o estudo apresentado na presente dissertação os dados climáticos aplicados corresponde a um ano meteorológico típico do Porto.



Figura 33- Fotografia da unidade hoteleira em estudo.

3.3. Caracterização do edifício no TRNSYS

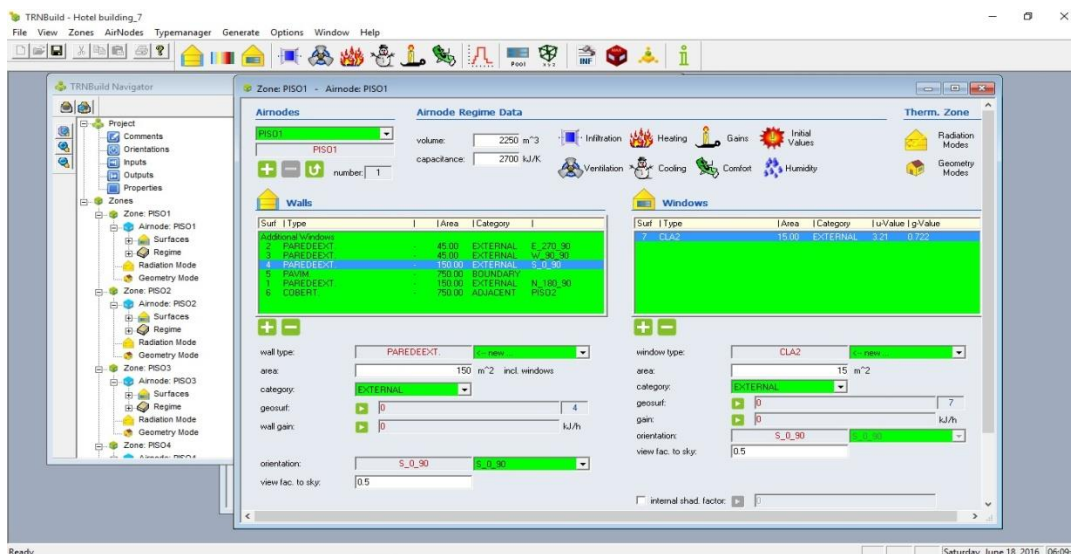


Figura 34- Interface gráfica para introdução das zonas e a sua envolvente no TRNSYS.

Por razões de simplificação do modelo, cada piso no software TRNSYS foi considerado apenas como uma zona, consequentemente o edifício foi dividido em 8 zonas na direção vertical. Ao abrir a janela *Airnode* na interface podemos introduzir todos os dados referentes à envolvente externa da zona (paredes, janelas e lajes/pavimento) e dados referentes ao interior (desde o volume, infiltrações, ventilação). Na interface do programa “*Airnode piso 1*” representada na Fig.34 estão os principais itens referentes ao condicionamento do espaço. O volume cada um dos 8 pisos da unidade hoteleira foi calculado considerando 50 m comprimento para a parede frontal, 15 m comprimento para a parede lateral e 3 m de pé direito o que resulta num volume do ar de $2250 \text{ m}^3/\text{piso}$. A envolvente exterior é muito importante na definição das características do modelo do edifício. O software TRNSYS possibilita também a importação de vários tipos de ficheiros com os dados meteorológicos, como por exemplo: TMY (*Typical Meteorology Year*) e TMY2 (*Typical Meteorology Year 2*). Todos esses ficheiros podem ser importados para o módulo (*Type 15-TMY2*), devidamente selecionada de acordo com a localização cidade e país do edifício em estudo. A garantia de que um edifício disponibiliza conforto aos seus ocupantes e um bom desempenho energético é dependente das condições de fronteiras delimitadas no modelo. Neste sentido o software TRNSYS possui uma biblioteca com materiais de construção mais frequentemente utilizados. A metodologia do software TRNSYS permite definir uma parede pela definição da sua composição (por camadas). O cálculo do coeficiente de transferência de calor global $U \text{ [W/m}^2\text{K]}$ da parede no programa é equacionado por TESS (*Thermal Energy System Specialists of Madison; Wisconsin*) de forma automática no programa. A transmitância térmica ou coeficiente global de transferência de calor é definida pela seguinte equação:

$$U = \frac{1}{R_T} \quad (1)$$

sendo U o coeficiente de transferência de calor global (W/m^2K) e R_T é a resistência térmica total (m^2K/W).

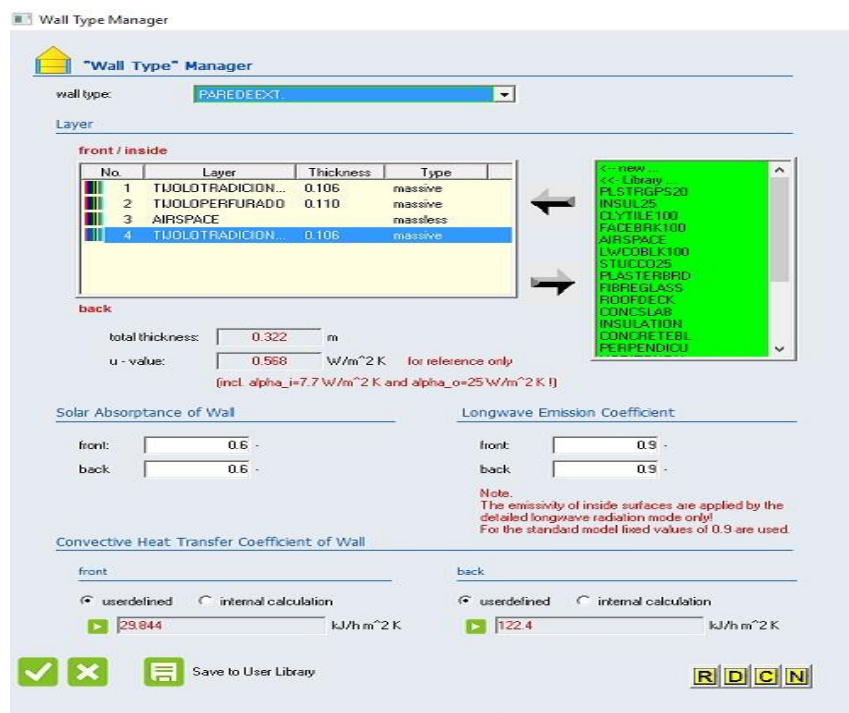


Figura 35- Constituição da parede e o respetivo coeficiente transferência de calor.

A Fig. 35 mostra a definição de uma parede exterior no TRNSYS, a composição das paredes do hotel Star Inn não estava disponível, por isso foram consideradas soluções típicas existentes na construção civil em Portugal.

Sendo assim, a envolvente do edifício foi definido com as seguintes características encontradas na literatura:

- Paredes exteriores foram modeladas como parede dupla composta por panos em tijolo perfurado com 11cm de espessura e caixa-de-ar, rebocada em ambas as faces com tijolo tradicional; ($U= 1,1W/m^2C$)[7].
- Cobertura foi plana do tipo invertida em laje de betão maciça com 24 cm de espessura, isolada na face interior com placas rígidas de poliestireno extrudido com 4 cm de espessura; ($U= 0,69 W/m^2C$) [7].
- Pavimento foi composto por uma laje de betão maciça com 25 cm de espessura, isolada na face interior com placas rígidas de poliestireno extrudido com 4 cm de espessura; ($U=0,71 W/m^2C$).
- Envidraçados- vidro duplo incolor com caixilharia metálica ($U=2,93W/m^2K$); e com valor fator solar $g=0,722$. Considerou-se que cada um dos 8 pisos do edifício é constituído por 30 janelas, tendo cada uma delas uma área de $1m^2$ o que perfaz um total de $30 m^2$ de envidraçados em cada piso.

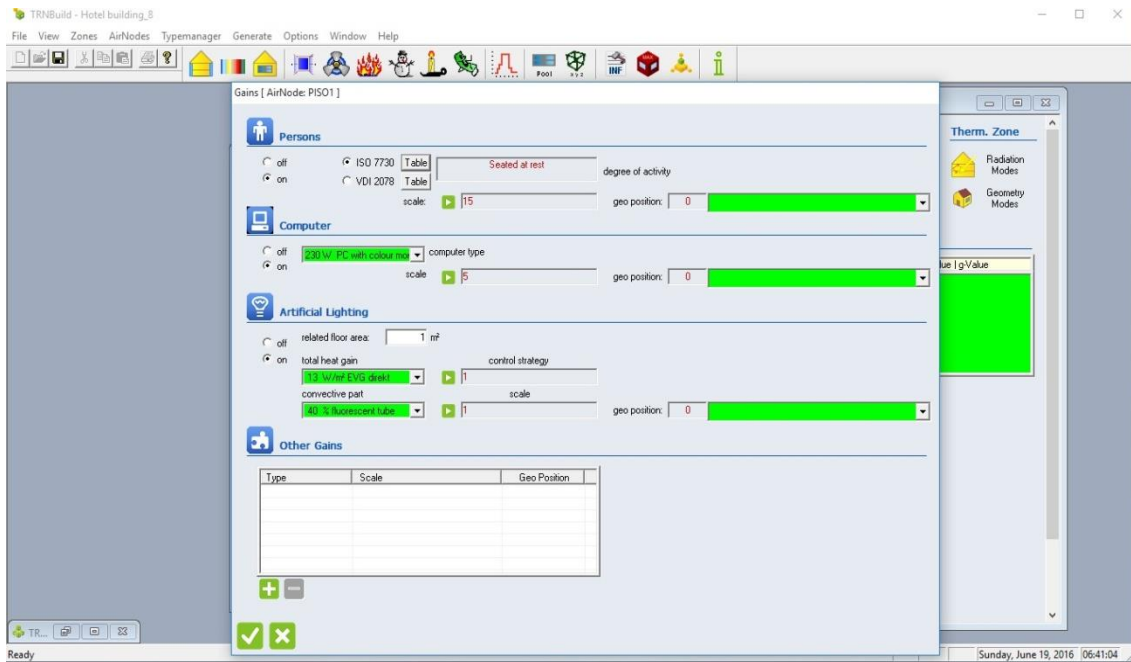


Figura 36- Interface onde se pode introduzir os ganhos internos do edifício.

Os ganhos internos (ocupação, equipamentos, iluminação e outros ganhos), devem ser contabilizados com a consideração de um perfil de uso ou ocupação do edifício. A estimação dos ganhos internos é muito importante na determinação das cargas térmicas do edifício, dado que uma pessoa, uma lâmpada acesa ou qualquer tipo aparelho elétrico ligado liberta calor que poderá influenciar a temperatura do espaço, como mostra a Fig. 36. Neste trabalho os ganhos internos foram variados durante o dia com base num cronograma ou perfil pré-definido, neste caso os ganhos foram definidos como ativos das 20-24h e das 0-8h, o que significa que das 8-20h os quartos do hotel estão desocupados e não existem ganhos internos, como se observa na Fig. 37.

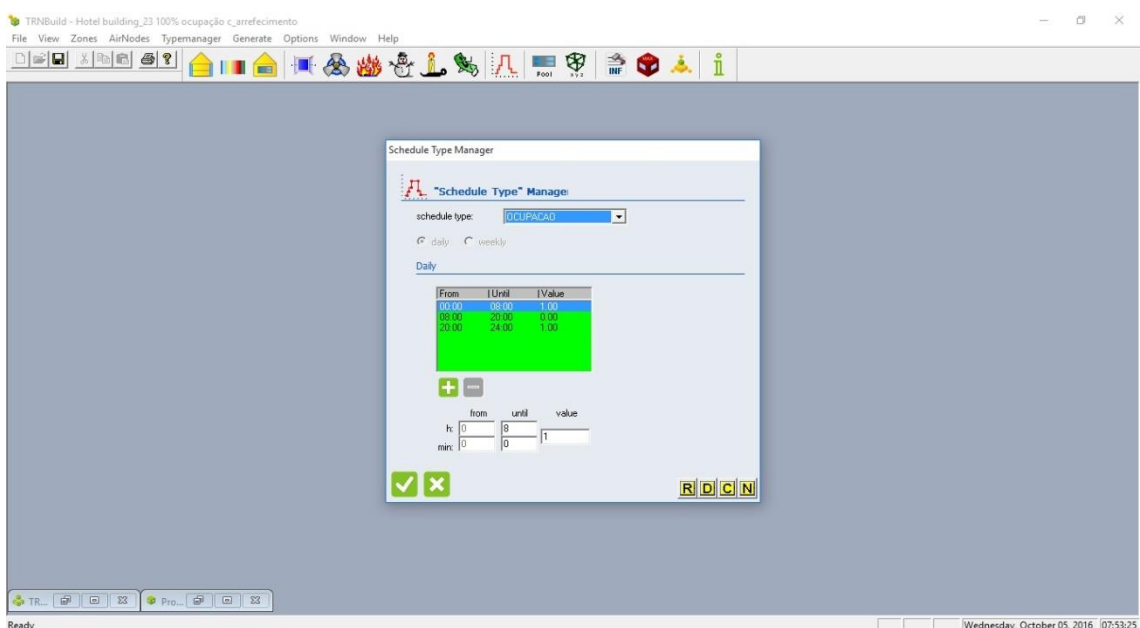


Figura 37- Perfil de ocupação do hotel Star Inn para um dia de trabalho.

Para uma taxa de ocupação de 100% do hotel, os ganhos internos em cada piso são constituídos por 51 pessoas e 25 computadores de 230W, considerou-se o ganho total de calor da iluminação como tendo o valor de 13W/m^2 em cada piso. A orientação das paredes do edifício foi definida da seguinte forma:

- Parede frontal: orientação Norte.
- Parede traseira: orientação Sul.
- Paredes laterais: orientação Este e Oeste.

Como mostra a Fig. 38, a ventilação do edifício foi definida com uma taxa de renovação de ar de 0,5 l/h, uma temperatura do ar de 20°C e humidade relativa de 30% [12].

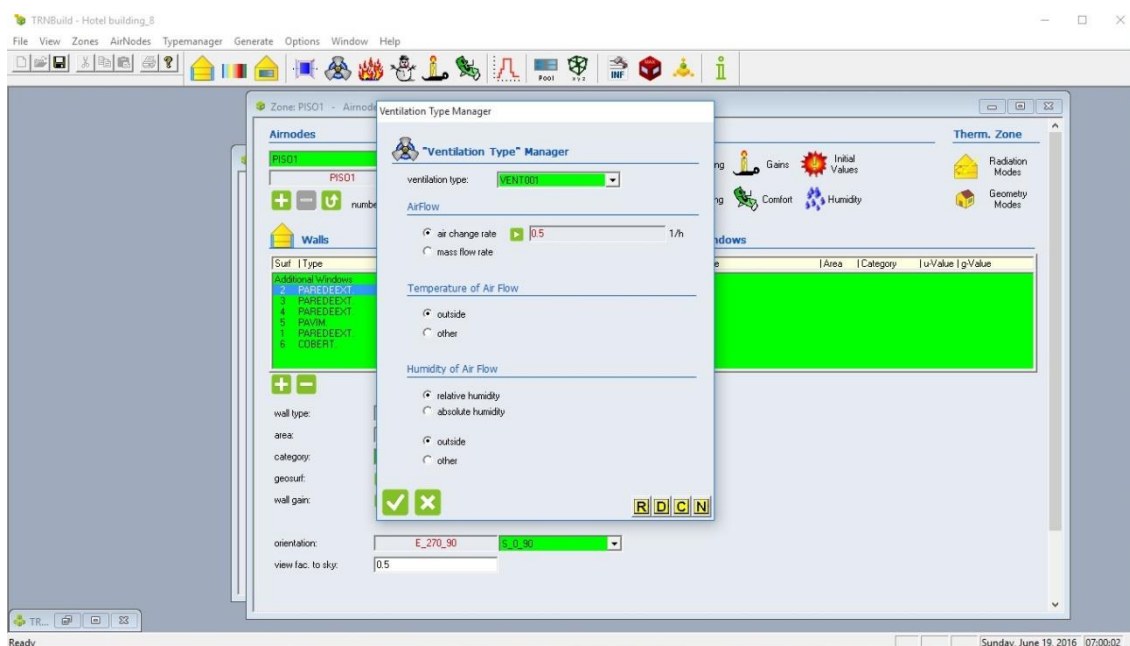


Figura 38- Interface onde se pode introduzir a taxa de renovação de ar do edifício, a temperatura do ar e a humidade relativa do ar.

No *software* TRNSYS é possível definir a temperatura de conforto do edifício para os períodos de Verão e Inverno. No caso da unidade hoteleira em estudo definiu-se que para cada piso a temperatura durante o período de Verão não ultrapasse temperatura de 24°C, e durante o período de Inverno a temperatura não deva ser inferior a 22°C. Estas temperaturas são introduzidas no *Cooling Type Manager* e *Heating Type Manager* respectivamente.

3.4. Modelo de TRNSYS para a estimativa das cargas de arrefecimento e aquecimento no edifício.

Uma das vantagens do TRNSYS é a capacidade do programa calcular a carga necessária ao arrefecimento e aquecimento de uma zona térmica em regime dinâmico. Através do componente (*Type 56*) que modela o comportamento térmico do edifício determinou-se a exigência de arrefecimento necessária ao espaço para não ultrapassar a temperatura de 24°C no período de verão e a exigência de aquecimento necessária ao espaço para não seja inferior à temperatura de 22°C no período de inverno. Os componentes utilizados no TRNSYS para simulação do comportamento energético do espaço encontram-se na Fig.39.

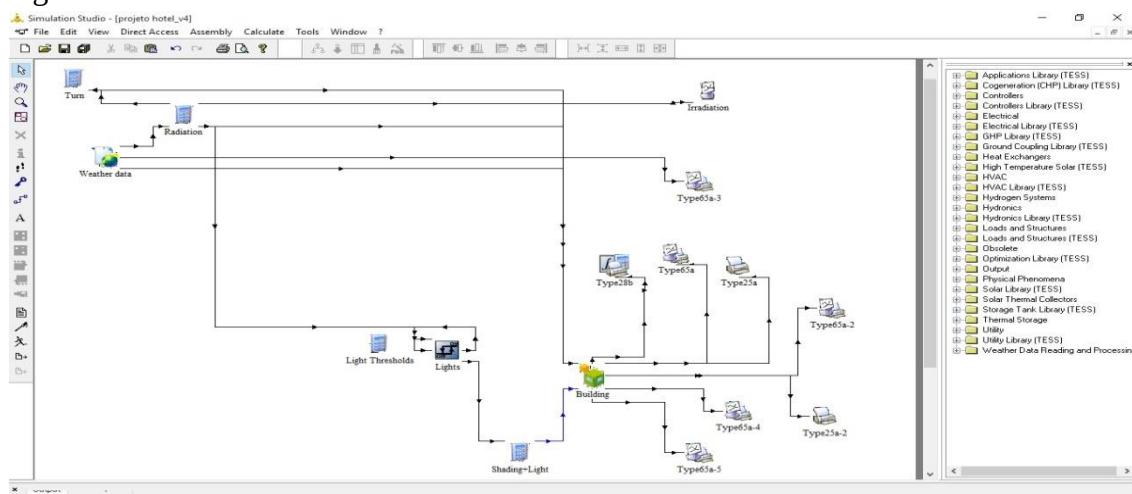


Figura 39- Projeto no Simulation Studio para estimativa da carga de arrefecimento e aquecimento.

Os componentes (*type's*) aplicados no projeto para a determinação das cargas de arrefecimento e aquecimento são os seguintes:

- *Type 109 (Weather)* data é o componente que tem como finalidade a leitura de dados em intervalos de tempo regulares a partir de um ficheiro meteorológico externo, (interpolando os dados incluindo a radiação solar para superfícies inclinadas em intervalos de tempo de menos de 1 hora e tornando-o disponível para outros componentes do TRNSYS). O componente também calcula vários termos úteis, incluindo a temperatura da alimentação da água, a efetiva temperatura do céu e as funções de aquecimento e de arrefecimento.
- *Type 56 (Building)* modela o comportamento térmico do hotel Star Inn Porto que tem várias zonas térmicas. A descrição do edifício é lido por este componente a partir de um conjunto de arquivos externos. Os arquivos podem ser gerados com base na informação fornecida pelo utilizador executando o programa chamado *TRNBuild*.
- *Type 2 (Diferencial controller)* é um controlador tipo (ON/OFF) utilizado para controlar equipamentos como ventilação, iluminação artificial, entre outros.

- *Type 65 Online Plotter* – Este componente é utilizado para visualizar os resultados selecionados enquanto a simulação está progredindo.
- *Type 25 (Printer)* é utilizado para gravar as variáveis selecionadas do modelo pelos intervalos de tempo especificados. Este componente foi utilizado neste trabalho, para gravar para um ficheiro externo a evolução das temperaturas de cada piso, durante o período de 1 ano.
- *Type 28 (Simulation summary)* pode ser convenientemente utilizado para produzir resumos diários, semanais, mensais e sazonais de informação calculada numa simulação. Este componente integra as suas entradas durante o intervalo de tempo definido, executa operações aritméticas especificadas pelo utilizador sobre os integrais e grava os resultados. No caso da presente simulação este componente foi usado para calcular e gravar os valores da energia necessária de aquecimento e arrefecimento, de 24 em 24 horas, durante o período de 1 ano. Um resumo dos componentes aplicados no modelo para a determinação da carga de arrefecimento e de aquecimento necessária ao espaço encontra-se na Tabela 8.

Tabela 8- Descrição dos Types utilizados para a simulação da carga térmica

Componente	Designação	Função	Número de componentes
<i>Type 109</i>	<i>Weather data</i>	Associação ao ficheiro climático (TMY2).	1
<i>Type 56</i>	<i>Building</i>	Modelação do comportamento térmico do espaço.	1
<i>Type 2</i>	<i>Diferencial controller</i>	Controlador dos equipamentos (ON/OFF) como ventilação, iluminação artificial, entre outros.	1
	<i>Equation</i>	Permite a realização de cálculos entre componentes.	4
<i>Type 65</i>	<i>Online plotter</i>	Apresentação na forma gráfica dos resultados.	6
<i>Type 25</i>	<i>Printer</i>	Apresentação na forma numérica dos resultados.	2
<i>Type 28b</i>	<i>Simulation Summary</i>	Gera resumos de informação calculado em uma simulação	1

4. Resultados da simulação

4.1. Simulação da evolução da temperatura no edifício sem aquecimento e arrefecimento

O objetivo desta secção é estudar a evolução da temperatura no edifício sem cargas de aquecimento e de arrefecimento, as simulações foram feitas para uma taxa de ocupação do hotel de 100% e para 50% da sua capacidade, uma vez que estas taxas de ocupação permitem avaliar a sua influência na evolução da temperatura no interior do edifício, considerou-se que a capacidade total do hotel é de 412 pessoas. A Fig. 40 mostra a evolução das temperaturas dos pisos 1-4, da temperatura ambiente e da radiação total durante um dia de verão (19 de Julho) parcialmente nublado com uma $T_{média}$ de 27,4°C para uma taxa de ocupação do hotel de 100%.

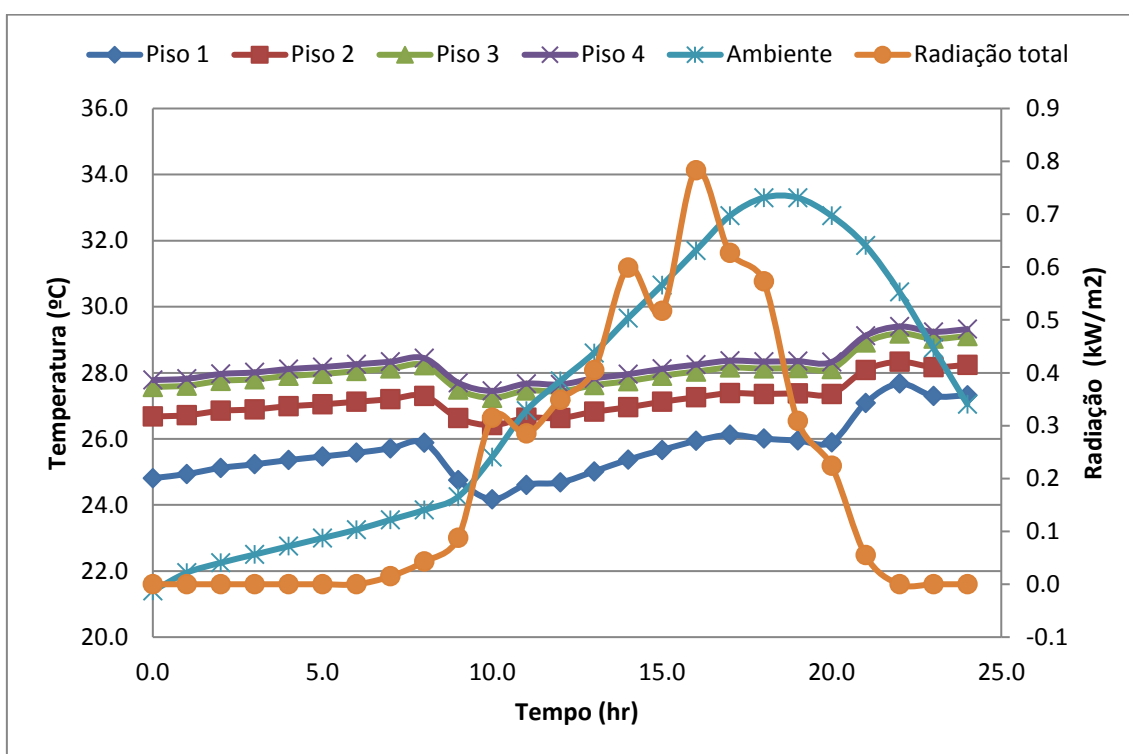


Figura 40- Evolução das temperaturas dos pisos 1,2,3 e 4, da temperatura ambiente e da radiação total durante o dia 19 de Julho para uma taxa de ocupação do hotel de 100%.

A Fig. 41 mostra a evolução das temperaturas dos pisos 5-8, da temperatura ambiente e da radiação total durante o dia de verão de 19 Julho parcialmente nublado com uma $T_{média}$ de 27,4°C para uma taxa de ocupação do hotel de 100%.

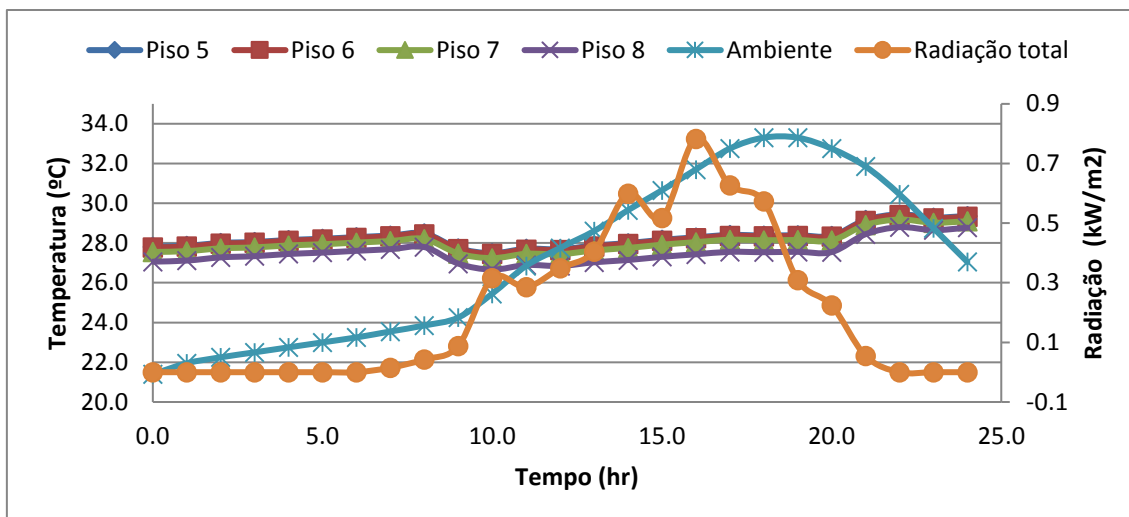


Figura 41- Evolução das temperaturas dos pisos 5,6,7 e 8, da temperatura ambiente e da radiação total durante o dia 19 de Julho para uma taxa de ocupação do hotel de 100%.

Como se pode observar nas Fig. 40-41 no período das 0-8h regista-se uma subida de cerca de 1°C na temperatura interior dos pisos, devido à subida da temperatura exterior e também à ocupação do hotel (ganhos internos), das 8-20h regista-se uma subida de cerca de 1°C devido à subida da temperatura ambiente, ou seja os pisos ganham calor por convecção e radiação neste período, das 20-24h embora a temperatura ambiente e a radiação total sofra uma descida, a temperatura dos pisos aumentam cerca de 2°C devido aos ganhos internos do hotel, a temperatura dos pisos 2-7 é cerca de 4-5°C superior á temperatura de conforto do hotel no Verão que é de 24°C. A evolução das temperaturas dos vários pisos do hotel, para uma taxa de ocupação de 50%, isto é sendo ocupado por 206 pessoas, que são distribuídas igualmente pelos pisos 1-8 foi analisado. As Fig. 42 e 43 mostram a correspondente evolução das temperaturas dos pisos 1-8, da temperatura ambiente e da radiação total durante o dia de verão de 19 Julho sem arrefecimento.

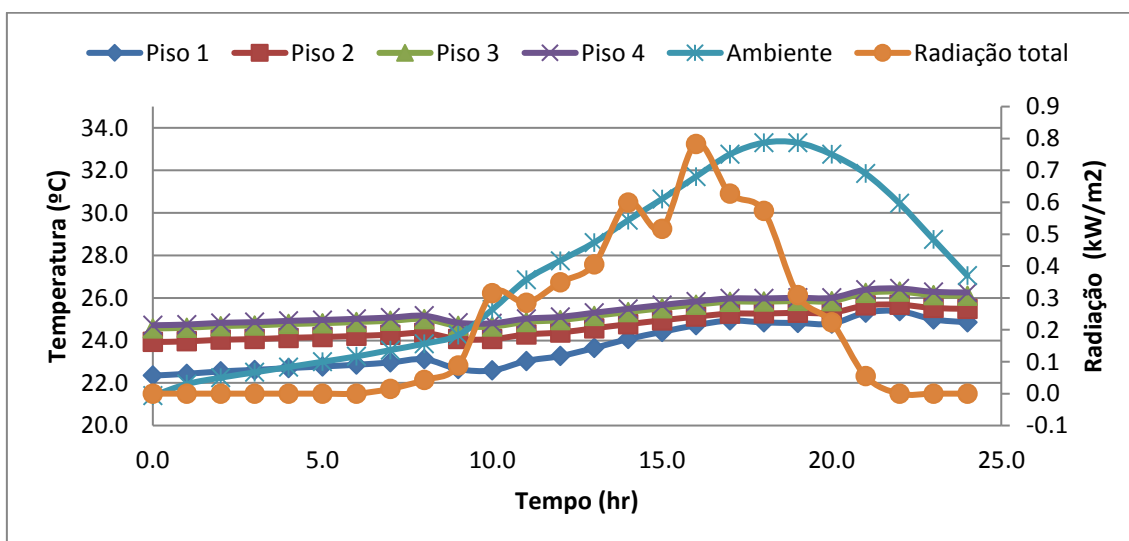


Figura 42- Evolução das temperaturas dos pisos 1,2,3 e 4, da temperatura ambiente e da radiação total durante o dia 19 de Julho para uma taxa de ocupação do hotel de 50%.

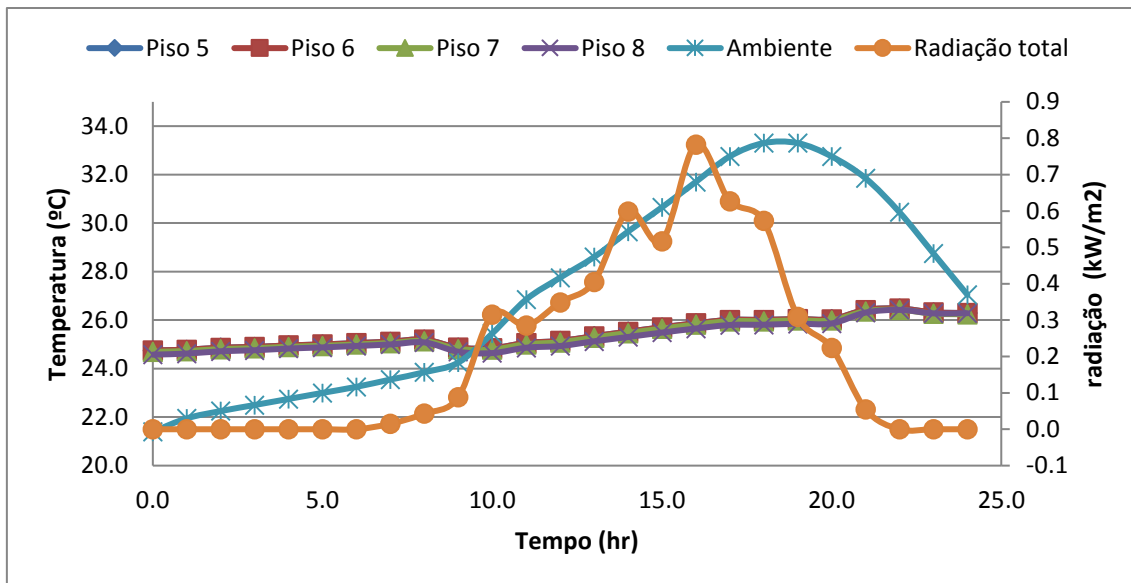


Figura 43- Evolução das temperaturas dos pisos 5,6,7 e 8, da temperatura ambiente e da radiação total durante o dia 19 de Julho para uma taxa de ocupação do hotel de 50%.

Analisando o efeito da ocupação nas temperaturas dos pisos do hotel no dia 19 de Julho podemos concluir que quando a percentagem de ocupação desce de 100% para 50% as temperaturas descem cerca de 2°C em todos os pisos. Esta descida de temperatura deve-se aos menores ganhos internos que existem para 50% de ocupação. Pode-se constatar também que as temperaturas dos pisos 2-8 são cerca de 2°C superiores à temperatura de conforto (24°C) do hotel.

As Fig. 44 e 45 mostram a evolução das temperaturas dos pisos 1-8, da temperatura ambiente e da radiação total durante um dia de inverno (11 de Janeiro) de céu limpo com uma $T_{média}$ de 4,1°C sem aquecimento para uma taxa de ocupação do hotel de 100%.

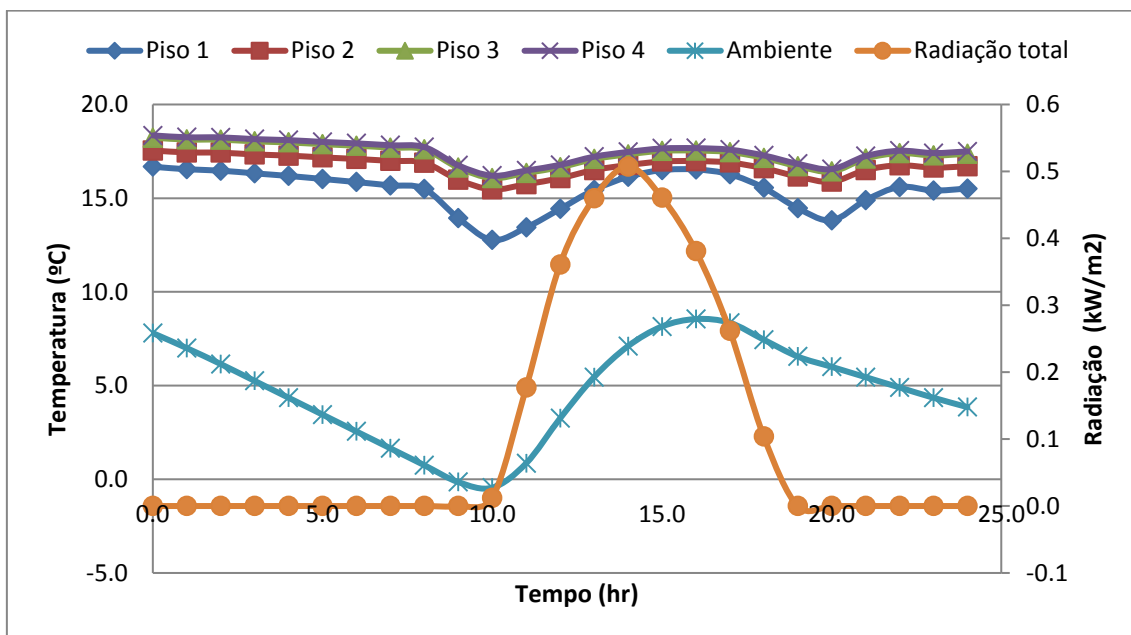


Figura 44- Evolução das temperaturas dos pisos 1,2,3 e 4, da temperatura ambiente e da radiação total durante o dia 11 de Janeiro para uma taxa de ocupação do hotel de 100%.

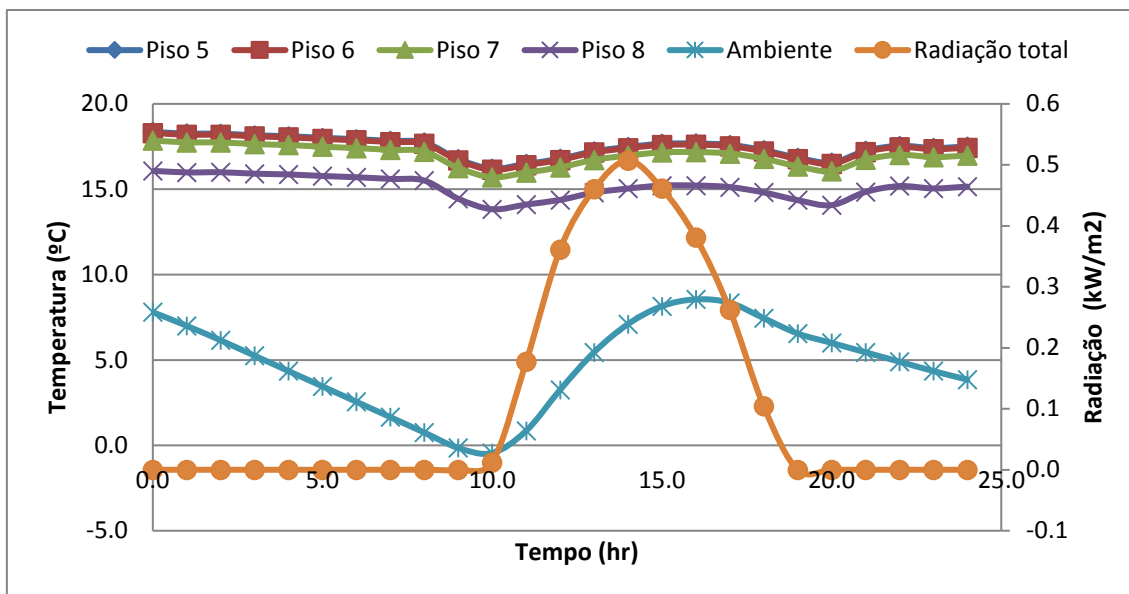


Figura 45- Evolução das temperaturas dos pisos 5,6,7 e 8, da temperatura ambiente e da radiação total durante o dia 11 de Janeiro para uma taxa de ocupação do hotel de 100%.

Analisando a evolução das temperaturas dos pisos pode-se concluir as temperaturas dos pisos 2-7 são cerca de 4-6°C inferiores à temperatura de conforto de 22°C do hotel, no período noturno das 0-8h a temperatura dos pisos desce apenas cerca de 0,5°C, durante o mesmo tempo a temperatura ambiente desce e a radiação é trivial e existem ganhos internos devido á ocupação do hotel. No período das 8h às 20h regista-se uma descida de cerca de 1°C, embora a temperatura ambiente e radiação aumentem. No período das 20-24h a temperatura dos pisos aumentam 1°C devido à ocupação do hotel (ganhos internos). As Fig. 46 e 47 mostram a evolução das temperaturas dos pisos 1-8, da temperatura ambiente e da radiação total no mesmo dia (11 Janeiro) sem aquecimento para uma taxa de ocupação do hotel de 50%.

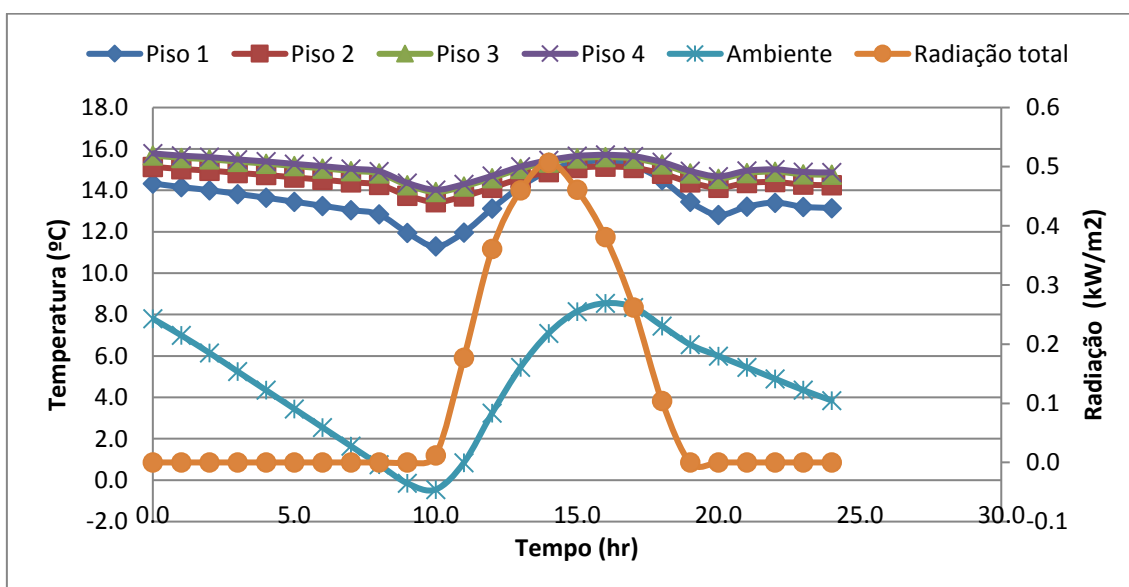


Figura 46- Evolução das temperaturas dos pisos 1,2,3 e 4, da temperatura ambiente e da radiação total durante o dia 11 de Janeiro para uma taxa de ocupação do hotel de 50%.

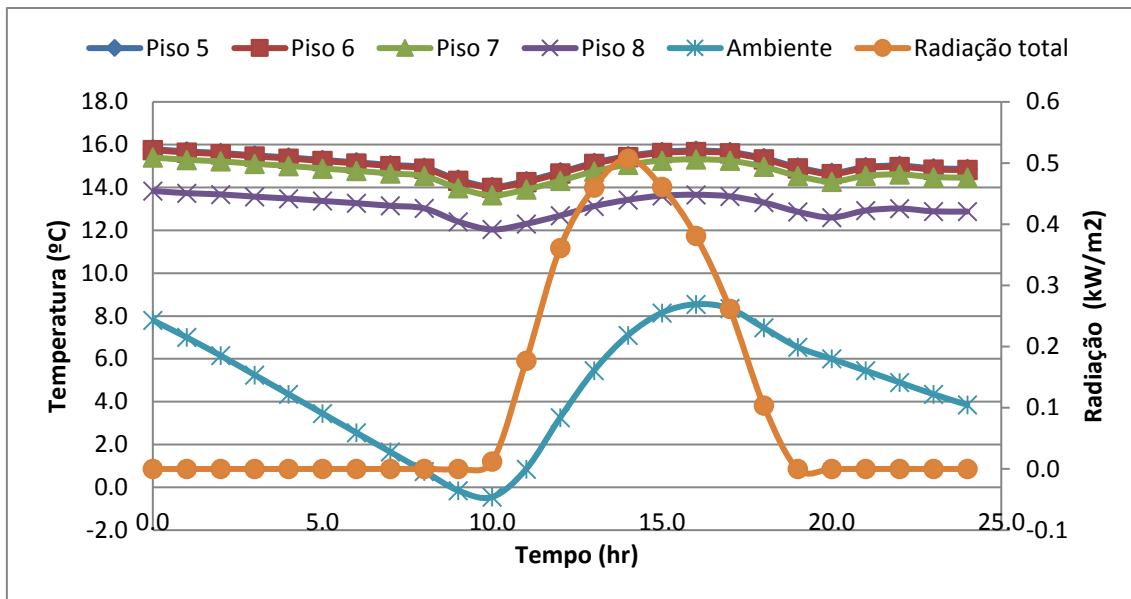


Figura 47- Evolução das temperaturas dos pisos 5,6,7 e 8, da temperatura ambiente e da radiação total durante o dia 11 de Janeiro para uma taxa de ocupação do hotel de 50%.

Analisando o efeito da taxa de ocupação nas temperaturas do hotel no dia 11 de janeiro podemos concluir que quando a percentagem de ocupação desce de 100% para 50%, as temperaturas dos pisos descem cerca de 2°C. Esta descida deve-se aos menores ganhos interno que se verifica para 50% de ocupação. As temperaturas dos pisos 2-7 são cerca de 6-8°C inferiores à temperatura de conforto de 22°C do hotel.

4.2. Estimação da carga de arrefecimento e aquecimento no hotel Star Inn

A Tabela 9 apresenta os valores da carga máxima de arrefecimento por piso para os meses de Junho, Julho, Agosto e Setembro, para uma taxa de ocupação de 100%.

Tabela 9- Cargas de arrefecimento máximas calculadas para os meses de Junho, Julho, Agosto e Setembro, para uma taxa de ocupação do hotel de 100%.

Piso	Junho	Julho	Agosto	Setembro
	Carga de	Carga de	Carga de	Carga de
	arrefecimento[kW]	arrefecimento[kW]	arrefecimento[kW]	arrefecimento[kW]
1	6,1	8,4	5,7	4,8
2	8,6	11,1	8,9	7,6
3	9,6	11,9	9,6	8,3
4	9,7	11,9	9,6	8,3
5	9,7	11,9	9,6	8,3
6	9,7	11,9	9,6	8,3
7	9,2	11,7	9,4	8,2
8	8,0	10,8	9,2	7,5
Total	70,6	89,6	71,8	61,3

Devido ao clima em Portugal, as maiores necessidades de arrefecimento acontecem durante os meses de Junho, Julho, Agosto e Setembro. Pela análise da Tabela 9 pode-se concluir que a maior carga de arrefecimento acontece durante o mês de Julho, o seu valor é 11,9kW para os pisos 3-6, menor carga de arrefecimento observa-se durante o mês de Setembro e têm o valor de 4,8kW no piso 1 do hotel. Pode-se observar também que as menores cargas de arrefecimento verificam-se no piso 1, nestes quatro meses de verão.

As Tabelas 10-12 apresentam os valores da carga máxima de arrefecimento por piso para os meses de Junho, Julho, Agosto e Setembro, para uma taxa de ocupação de 75%, 50% e 25% respetivamente.

Tabela 10- Cargas de arrefecimento máximas calculadas para os meses de Junho, Julho, Agosto e Setembro, para uma taxa de ocupação do hotel de 75%.

<i>Piso</i>	<i>Junho</i> <i>Carga de</i> <i>arrefecimento[kW]</i>	<i>Julho</i> <i>Carga de</i> <i>arrefecimento[kW]</i>	<i>Agosto</i> <i>Carga de</i> <i>arrefecimento[kW]</i>	<i>Setembro</i> <i>Carga de</i> <i>arrefecimento[kW]</i>
1	3,8	6,5	4,2	4,3
2	6,0	9,3	7,1	6,7
3	6,7	10,1	7,7	6,9
4	6,9	10,1	7,7	6,9
5	6,9	10,1	7,7	6,9
6	6,8	10,1	7,7	6,9
7	6,7	9,9	7,7	6,9
8	5,7	8,5	7,1	5,5
Total	49,5	74,6	56,9	51

Tabela 11- Cargas de arrefecimento máximas calculadas para os meses de Junho, Julho, Agosto e Setembro, para uma taxa de ocupação do hotel de 50%.

<i>Piso</i>	<i>Junho</i> <i>Carga de</i> <i>arrefecimento[kW]</i>	<i>Julho</i> <i>Carga de</i> <i>arrefecimento[kW]</i>	<i>Agosto</i> <i>Carga de</i> <i>arrefecimento[kW]</i>	<i>Setembro</i> <i>Carga de</i> <i>arrefecimento[kW]</i>
1	1,6	4,3	3,7	3,7
2	4,0	7,0	6,2	6,4
3	4,8	7,9	6,6	6,8
4	4,9	8,0	6,6	6,8
5	4,9	8,0	6,6	6,8
6	4,8	8,0	6,6	6,8
7	4,8	7,6	6,4	6,7
8	3,4	5,5	4,7	5,0
Total	33,2	56,3	47,4	49

Tabela 12- Cargas de arrefecimento máximas calculadas para os meses de Junho, Julho, Agosto e Setembro, para uma taxa de ocupação do hotel de 25%.

<i>Piso</i>	<i>Junho</i> <i>Carga de</i> <i>arrefecimento[kW]</i>	<i>Julho</i> <i>Carga de</i> <i>arrefecimento[kW]</i>	<i>Agosto</i> <i>Carga de</i> <i>arrefecimento[kW]</i>	<i>Setembro</i> <i>Carga de</i> <i>arrefecimento[kW]</i>
1	0,3	2,1	2,8	3,1
2	1,9	3,7	4,6	5,4
3	2,8	4,4	5,3	6,1
4	2,9	4,6	5,4	6,2
5	2,9	4,6	5,4	6,2
6	2,9	4,5	5,4	6,2
7	2,6	4,0	4,8	5,9
8	0,8	1,9	2,2	3,6
Total	17,1	29,8	35,9	42,7

Para avaliar o efeito da distribuição dos hóspedes por piso, a Tabela 13 apresenta a carga máxima de arrefecimento por piso para os meses de Junho, Julho, Agosto e Setembro, para uma taxa de ocupação de 25%, num caso quando os 103 hóspedes são distribuídos apenas pelos pisos 1-4.

Tabela 13- Cargas de arrefecimento máximas calculadas para os meses de Junho, Julho, Agosto e Setembro, para uma taxa de ocupação do hotel de 25%, distribuída pelos pisos 1-4.

<i>Piso</i>	<i>Junho</i> <i>Carga de</i> <i>arrefecimento[kW]</i>	<i>Julho</i> <i>Carga de</i> <i>arrefecimento[kW]</i>	<i>Agosto</i> <i>Carga de</i> <i>arrefecimento[kW]</i>	<i>Setembro</i> <i>Carga de</i> <i>arrefecimento[kW]</i>
1	1,6	4,3	3,7	3,7
2	4,1	7,1	6,2	6,4
3	4,8	7,9	6,6	6,8
4	4,6	7,5	6,3	6,6
5	0,8	2,3	3,6	4,4
6	0,1	1,4	2,7	3,8
7	0,0	1,2	2,3	3,3
8	0,0	0,0	0,5	0,9
Total	16	31,7	31,9	35,9

Pela análise das Tabelas 10-13 verificamos que existe um aumento da carga máxima de arrefecimento com a taxa de ocupação do hotel. Para 75% de ocupação do hotel a carga máxima verifica-se durante o mês de Julho e tem um valor aproximadamente de 10,1kW para os pisos 3-6. Para 50% ocupação a carga máxima é de 8kW para os pisos

4-6. Para 25% de ocupação a carga máxima verifica-se durante o mês de Setembro devido à menor taxa de ocupação e tem o valor de 6,2kW para os pisos 4-6. A menor carga de arrefecimento máxima acontece durante o mês de Junho para o piso 1 e tem um valor de 0,3kW para 25% de ocupação do hotel. Também se pode concluir que quando a taxa de ocupação do hotel de 25% é distribuída apenas pelos pisos 1-4, a carga máxima verifica-se para o piso 3 durante o mês de Julho e tem o valor de 7,9kW, para os pisos 5-8 as cargas máximas de arrefecimento são bastante menores e situam-se próximo do valor zero durante o mês de Junho. Para 25% de ocupação do hotel, as maiores cargas de arrefecimento acontecem durante o mês de Setembro.

Seguidamente irão ser analisadas as cargas máximas de aquecimento durante os meses de novembro, dezembro, janeiro e fevereiro, dado o clima em Portugal estes meses têm maior necessidade de aquecimento. A Tabela 14 apresenta os valores da carga máxima de aquecimento por piso para os meses de novembro, dezembro, janeiro e fevereiro, para uma ocupação mais baixa (25%).

Tabela 14- Cargas de aquecimento máximas calculadas para os meses de Novembro, Dezembro, Janeiro e Fevereiro, para uma taxa de ocupação do hotel de 25%.

<i>Piso</i>	<i>Novembro</i>	<i>Dezembro</i>	<i>Janeiro</i>	<i>Fevereiro</i>
	<i>Carga de</i>	<i>Carga de</i>	<i>Carga de</i>	<i>Carga de</i>
	<i>aquecimento[kW]</i>	<i>aquecimento[kW]</i>	<i>aquecimento[kW]</i>	<i>aquecimento[kW]</i>
1	14,0	16,0	15,8	15,0
2	11,6	13,6	13,4	12,5
3	11,6	13,5	13,4	12,4
4	11,6	13,5	13,4	12,4
5	11,6	13,5	13,4	12,4
6	11,6	13,5	13,4	12,4
7	11,6	13,6	13,5	12,5
8	15,9	18,9	18,3	17,0
Total	99,5	116,1	114,6	106,6

Pela análise da Tabela 14 podemos concluir que a maior carga de aquecimento verifica-se no mês de dezembro, (18,9 kW) para o piso 8, enquanto a menor carga de aquecimento máxima acontece durante o mês de novembro (11,6 kW) para os pisos 2-7 do hotel. Também se observa que as maiores cargas de aquecimento verificam-se no piso 8 e as menores verificam-se nos pisos 3-6 nos quatro meses de inverno, como estes pisos situam-se na zona intermédia do edifício têm menor necessidade de aquecimento. A Tabela 15 apresenta os valores da carga máxima de aquecimento por piso para os meses de novembro, dezembro, janeiro e fevereiro, para uma taxa de ocupação de 25%, considerando que os clientes do hotel são distribuídos pelos pisos 1-4.

Tabela 15- Cargas de aquecimento máximas calculadas para os meses de Novembro, Dezembro, Janeiro e Fevereiro, para uma taxa de ocupação do hotel de 25%, distribuída pelos pisos 1-4.

<i>Piso</i>	<i>Novembro</i> <i>Carga de</i> <i>aquecimento[kW]</i>	<i>Dezembro</i> <i>Carga de</i> <i>aquecimento[kW]</i>	<i>Janeiro</i> <i>Carga de</i> <i>aquecimento[kW]</i>	<i>Fevereiro</i> <i>Carga de</i> <i>aquecimento[kW]</i>
1	14,0	16,0	15,8	14,9
2	11,4	13,4	13,3	12,3
3	11,4	13,4	13,3	12,3
4	11,4	13,4	13,3	12,3
5	11,7	13,7	13,5	12,6
6	11,8	13,7	13,5	12,6
7	11,8	13,8	13,6	12,7
8	16,1	19,1	18,5	17,2
Total	99,6	116,5	114,8	106,9

As Tabelas 16-18 apresentam as potências máximas simuladas durante os meses de inverno considerando as taxas de ocupação de 50%, 75% e 100% respetivamente.

Tabela 16- Cargas de aquecimento máximas calculadas para os meses de Novembro, Dezembro, Janeiro e Fevereiro, para uma taxa de ocupação do hotel de 50%.

<i>Piso</i>	<i>Novembro</i> <i>Carga de</i> <i>aquecimento[kW]</i>	<i>Dezembro</i> <i>Carga de</i> <i>aquecimento[kW]</i>	<i>Janeiro</i> <i>Carga de</i> <i>aquecimento[kW]</i>	<i>Fevereiro</i> <i>Carga de</i> <i>aquecimento[kW]</i>
1	14,0	16,0	15,8	14,9
2	11,4	13,4	13,3	12,3
3	11,4	13,4	13,3	12,3
4	11,4	13,4	13,2	12,3
5	11,4	13,4	13,2	12,3
6	11,4	13,4	13,3	12,3
7	11,5	13,5	13,3	12,3
8	15,7	18,7	18,1	16,8
Total	98,2	115,2	113,5	105,5

Tabela 17- Cargas de aquecimento máximas calculadas para os meses de Novembro, Dezembro, Janeiro e Fevereiro, para uma taxa de ocupação do hotel de 75%.

<i>Piso</i>	<i>Novembro</i> <i>Carga de</i> <i>aquecimento[kW]</i>	<i>Dezembro</i> <i>Carga de</i> <i>aquecimento[kW]</i>	<i>Janeiro</i> <i>Carga de</i> <i>aquecimento[kW]</i>	<i>Fevereiro</i> <i>Carga de</i> <i>aquecimento[kW]</i>
1	13,9	15,9	15,7	14,9
2	11,3	13,3	13,2	12,1
3	11,2	13,2	13,1	12,1
4	11,2	13,2	13,1	12,1
5	11,2	13,2	13,1	12,1
6	11,2	13,2	13,1	12,1
7	11,3	13,3	13,2	12,2
8	15,5	18,5	17,9	16,6
Total	96,8	113,8	112,4	104,2

Tabela 18- Cargas de aquecimento máximas calculadas para os meses de Novembro, Dezembro, Janeiro e Fevereiro, para uma taxa de ocupação do hotel de 100%.

<i>Piso</i>	<i>Novembro</i> <i>Carga de</i> <i>aquecimento[kW]</i>	<i>Dezembro</i> <i>Carga de</i> <i>aquecimento[kW]</i>	<i>Janeiro</i> <i>Carga de</i> <i>aquecimento[kW]</i>	<i>Fevereiro</i> <i>Carga de</i> <i>aquecimento[kW]</i>
1	13,9	15,9	15,7	14,8
2	11,1	13,1	13,1	12,0
3	11,0	13,0	13,0	11,9
4	11,0	13,0	13,0	11,9
5	11,0	13,0	13,0	11,9
6	11,0	13,0	13,0	11,9
7	11,1	13,1	13,1	12,0
8	15,3	18,3	17,8	16,4
Total	95,4	112,4	111,7	102,8

Pela análise das Tabelas 15-18 podemos verificar que as cargas máximas de aquecimento descem quando a taxa de ocupação do hotel sobe. Esta descida das cargas de aquecimento no entanto não é muito significativa, para 50% de ocupação do hotel a carga máxima verifica-se durante o mês de dezembro e tem um valor de 18,7 kW para o piso 8. Para 75% de ocupação é de 18,5 kW enquanto para 100% de ocupação calculou-se a potência calorífica de aquecimento estimado é 18,3 kW. As menores cargas de aquecimento máximas acontecem durante o mês de Novembro para os pisos 3-6 e têm os valores de 11,4 kW para 50% ocupação, 11,2 kW para 75% ocupação e 11,0 kW para 100% ocupação do hotel. Para todas as taxas de ocupação as maiores cargas de

aquecimento verificam-se no piso 8 e as menores nos pisos 3-6, estes pisos situam-se na zona intermédia do edifício, por isso têm menor necessidade de aquecimento. Para todas as taxas de ocupação as maiores cargas de aquecimento verificam-se durante o mês de Dezembro. Quando os 25% de ocupação é distribuída pelos pisos 1-4, verifica-se uma subida das cargas máximas de aquecimento nos pisos desocupados, ou seja nos pisos 5-8, tendo o seu valor máximo de 19,1kW durante o mês de dezembro no piso 8 e o seu valor mínimo de 11,4kW durante o mês de Novembro nos pisos 2-4, estes valores são os esperados dado que o piso 8 sendo o último do edifício e estando desocupado tem maior necessidade de aquecimento.

Da análise destes dados constatamos que a percentagem de ocupação do hotel influencia as cargas máximas de aquecimento e arrefecimento, sendo que esta influência é maior durante os meses de Verão como comprovam os valores anteriormente analisados. De uma maneira geral durante os meses de Verão a carga máxima de arrefecimento desce em função da descida da percentagem de ocupação do hotel, nos meses de Inverno acontece que a carga máxima de aquecimento desce em função da subida da percentagem de ocupação do hotel.

4.3. Estimação das necessidades de energia para aquecimento e arrefecimento do hotel.

Com base dos resultados da secção anterior e considerando as características climáticas do Porto é esperado que ao longo do ano haja necessidades significativas quer do ponto de vista de aquecimento quer de arrefecimento. A Tabela 19 mostra a energia mensal estimada de aquecimento e de arrefecimento durante o período de 1 ano, para manter as temperaturas de conforto no interior do hotel.

Tabela 19- Valores mensais e anuais da energia de arrefecimento e aquecimento e total térmico.

Mês	Arrefecimento (kWh)	Aquecimento (kWh)	Energia Total Térmico (kWh)
Janeiro	0	26113	26113
Fevereiro	0	21472	21472
Março	0	14942	14942
Abril	6	9719	9725
Maio	886	3995	4881
Junho	6845	552	7396
Julho	14766	0	14766
Agosto	14245	0	14245
Setembro	8930	323	9253
Outubro	2912	2284	5196
Novembro	0	15018	15018
Dezembro	0	24081	24081
Total anual (MWh)	48,6	118,5	167,1

Analisando a Tabela 19 constata-se que a energia anual para aquecimento é cerca do dobro da energia necessária para arrefecimento do hotel. Sendo que a energia total térmico anual utilizado é aproximadamente 167MWh. Pode-se observar também que nos meses de janeiro, fevereiro, março, novembro e dezembro não existe necessidades de arrefecimento, por isso a energia para arrefecimento estimada é zero. Os meses de Julho e Agosto não têm necessidades de aquecimento, sendo assim a energia gasta em aquecimento é zero. Nos meses de abril, maio, junho, setembro e outubro existem necessidades quer de aquecimento e arrefecimento. Observa-se também que em outubro as necessidades de aquecimento e arrefecimento têm valores da mesma grandeza.

4.4. Escolha do sistema e potência de cogeração

Segundo a informação fornecida pelo próprio hotel, o consumo médio mensal de energia elétrica do hotel Star Inn é de 25 MWh, o que faz um total anual de 300MWh. A seleção de um sistema de cogeração a aplicar no hotel irá ser feita considerando a energia elétrica do sistema e a relação entre calor e eletricidade. A Relação Calor Eletricidade, (RCE), e define-se como:

$$RCE = \frac{Q_u}{W_e} \quad (2)$$

Na eq. (2) Q_u representa a energia térmica útil e W_e a energia elétrica produzida pela unidade de cogeração. A necessidade de energia térmica estimada do hotel é de 167088 kWh por ano enquanto o consumo anual de eletricidade é aproximadamente de 300000 kWh como se observa na Tabela 20. Isto resulta num valor RCE de 0,6. Consultando a Tabela 4 (Capítulo 2) pode-se observar que os sistemas de cogeração mais apropriados são:

- Motor de combustão interna
- Microturbina
- Ciclo combinado

Os três sistemas acima podem ser caracterizados por baixas emissões de poluentes como vantagem. Entretanto a RCE do motor de combustão interna situa-se na gama 0,4-1,7. Dada a disponibilidade do gás natural canalizado como combustível, este tipo de sistema de cogeração foi selecionado. Como já foi referido o consumo de energia elétrica do hotel é aproximadamente de 300 MWh, sendo que cerca de 167 MWh são necessários para a energia térmica, o valor obtido por simulação utilizando o programa TRNSYS. Estima-se então que precisam-se 133 MWh para outros consumidores de eletricidade, tais como iluminação, lavandaria, equipamentos, etc. A potência elétrica média obtêm-se dividindo a energia pelo número de horas de um ano, sendo assim a potência elétrica média debitada pelo sistema de cogeração a instalar, é de 15 kW. Considerando picos de consumo $3\times$ da potência média anual obtêm-se a potência máxima do sistema de cogeração a instalar $15\times 3=45$ kW. Realizou-se uma pesquisa de

fabricantes que fornecem equipamentos com as características anteriormente definidas. Com base nesta pesquisa foi escolhido o modelo EM 50/81 da marca Viessmann. As características deste equipamento são apresentadas na Tabela 20.

Tabela 20- Características do sistema de cogeração EM50/81

Modelo do sistema	Potência elétrica (kW)	Potência calorífica (kW)	Consumo combustível (kW)	Relação energia- calor
VITOBLOC 200 EM-50/81	50	81	145	0,62

Os valores da potência elétrica, potência calorífica e consumo de combustível foram obtidos com base nos dados técnicos do sistema selecionado. Para calcular a potência calorífica produzida e o consumo de combustível anuais do sistema de cogeração considerou-se que o sistema para produzir 1 kWh de eletricidade consome $145/50 = 2,9$ kWh de combustível, sendo assim o sistema de cogeração para produzir os 300MWh de eletricidade que hotel necessita anualmente consome $300 \times 2,9 = 870$ MWh de combustível, o mesmo raciocínio foi feito para o cálculo da potência calorífica produzida pela cogeração.

A Tabela 21 mostra a potência calorífica e o consumo de combustível anual do sistema de cogeração.

Tabela 21- Potência calorífica produzida e consumo de combustível anual do sistema de cogeração.

Energia elétrica produzida (MWh)	Potência calorífica produzida (MWh)	Consumo de combustível (MWh)
300	484,5	870

Pela análise da Tabela 21 constata-se que o sistema de cogeração EM50/81 produz 484555 kWh de potência calorífica e 300000 kWh de energia elétrica, consumindo 870000 kWh de combustível, as necessidades de potência calorífica do hotel é de 167088 kWh, sendo este valor a potência térmica aproveitada pelo hotel Star Inn, podendo o restante 317500 kWh ser recuperado e convertido para utilização em aquecimento de espaços e aquecimento de água.

5. Análise de viabilidade económica da instalação de cogeração no hotel Star Inn

Neste Capítulo realizou-se uma análise de viabilidade económica do sistema de cogeração escolhido no Capítulo 4, para ser usado na produção de calor e eletricidade utilizado no hotel, foi feita uma comparação dos custos associados à utilização de um sistema convencional. Para esta finalidade consideraram-se os custos de investimento iniciais, operacionais e os custos de manutenção do sistema convencional e de cogeração. A Fig. 48 mostra o modelo energético considerado durante a análise.

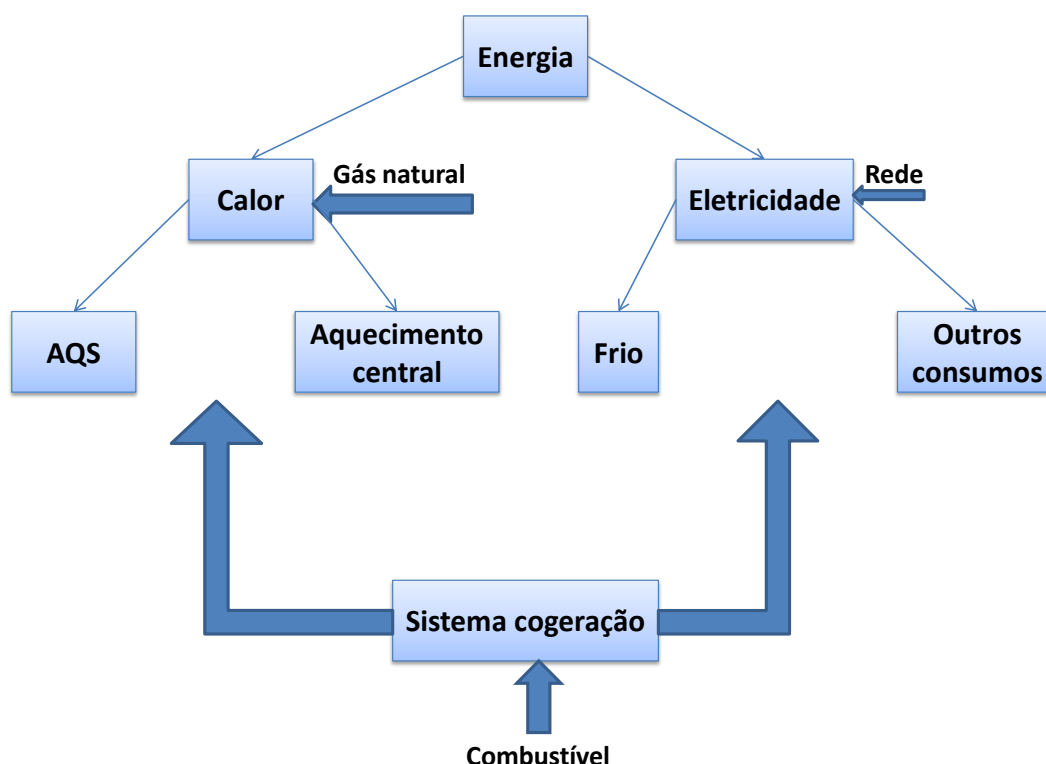


Figura 48- Esquema do consumo de energia no hotel Star Inn.

Como se observa pela Fig. 48 o hotel consome energia em forma de calor e eletricidade. A fonte de energia para aquecimento é fornecida pelo gás natural, sendo repartida na produção de AQS e fornecimento de energia para o sistema de aquecimento central. O valor consumido de energia para AQS é considerado em cerca de 13% do consumo total (62MWh) [13]. A quantidade de energia necessária para satisfazer a carga térmica anual para aquecimento foi estimada em cerca 118,5MWh utilizando o programa TRNSYS (capítulo 4). Sendo assim, a energia total consumida no hotel em forma de calor é aproximadamente 180MWh. A energia elétrica consumida pelo hotel anualmente é cerca de 300MWh, baseada na informação obtida através do próprio gerente do hotel. A energia elétrica é utilizada para arrefecimento e outros consumos (iluminação, aparelhos, ventilação, etc.). A energia necessária para arrefecimento foi estimada por

simulação utilizando o programa TRNSYS (capítulo 4) e obteve-se o valor de 48,5MWh. Neste caso a simulação foi realizada para 100% de ocupação do hotel, ou seja com 412 hóspedes distribuídos pelos 8 pisos do edifício. Sendo assim o consumo de eletricidade do hotel para outros consumos é de 251,5MWh. O sistema de cogeração escolhido alimentado por gás natural deve satisfazer também as necessidades de energia do hotel. Para realizar uma análise de viabilidade económica do sistema de cogeração, irão ser comparados os custos de produção das energias de frio e calor e de consumo de eletricidade, com os custos de energia devido a utilização de sistemas convencionais, ou seja através de um ciclo de refrigeração por compressão de vapor com um COP de referência de 2,8 [7] para o frio e uma caldeira a gás com um rendimento de 80% [13] para o calor com estas mesmas energias sendo produzidas pelo sistema de cogeração. A energia elétrica consumida na produção de frio através de ciclo de refrigeração por compressão de vapor foi estimada pela equação seguinte:

$$COP_{compressão\ a\ vapor} = \frac{Q_f}{W_e} \quad (3)$$

Na eq. (3) Q_f representa a energia de arrefecimento e W_e a energia elétrica em kWh do compressor. As necessidades de frio do hotel são de 48589kWh anuais, a Tabela 22 mostra o custo associado com a produção de frio utilizando o sistema convencional.

Tabela 22- Custo da produção anual de frio utilizando o sistema convencional.

Frio [kWh]	48589
Consumo de energia elétrica [kWh]	17353
Preço eletricidade [€/kWh]	0,1546
Custo total anual [€]	2683

Como já foi mencionado o consumo de eletricidade do hotel é 300MWh/ano, calculou-se 48,5MWh/ano para aquecimento central. A diferença, 251,5MWh foi considerada a ser utilizada para alimentar outros aparelhos, iluminação, etc. O custo associado à compra de eletricidade sendo esta adquirida à rede elétrica, é mostrado na Tabela 23 com base no tarifário da EDP.

Tabela 23- Custo anual da energia elétrica adquirida para outros consumos.

Energia elétrica consumida [kWh]	251000
Preço [€/kWh]	0,1546
Custo anual [€]	38805

As necessidades de energia do hotel em forma de calor são de 180,5MWh. O consumo de gás (em m^3) necessário para produzir esta qualidade de energia, numa caldeira convencional, com rendimento de $\eta_b=80\%$, pode ser estimada por:

$$\text{Consumo de gás anual} = \frac{\frac{Q_T}{\eta_b}}{PCS_{GN}} \quad (4)$$

Na eq. 4 Q_T representa o consumo de calor em kWh, η_b representa o rendimento da caldeira a gás e PCS_{GN} é o poder calorífico superior do gás natural em kWh/m³. A Tabela 24 mostra o custo anual estimado do consumo de gás para produzir a energia em forma de calor utilizando o sistema convencional.

Tabela 24- Custo de produção de calor anual utilizando sistema convencional.

Calor útil [kWh]	180500
Rendimento da caldeira η_b	80%
PCS_{GN} [kWh/m ³]	11,9
Consumo caldeira convencional [m ³]	18960
Preço gás natural [€/m ³]	0,532
Total anual [€]	10087

Analisando as Tabelas 22-24 podemos concluir que o custo anual estimado de energia do hotel utilizando o sistema convencional, tem o valor de aproximadamente 55000€, a maior fatia vai para a energia elétrica (39000€) para outros consumos e representa 71% do custo total operacional de energia no hotel. A este valor soma ainda custo de produção de calor (10087€) e o custo de produção de frio (2683€).

Os custos de manutenção do sistema convencional também foram considerados. Para produzir os 180,5MWh de energia em forma de calor, considerou-se uma caldeira a gás natural de potência que pode variar entre 250kW e 400kW, em que o fluido primário é água quente a 90°C e pressurizado a uma pressão de 3bar, estando a caldeira a funcionar 30 a 40% abaixo da potência máxima. O custo de manutenção desta caldeira a gás é de 3000€/ano, esta informação foi fornecida pela empresa *Termovapor-Indústria de Caldeiras, SA* situada na zona industrial da Maia-Porto. A empresa produz caldeiras de vapor, caldeiras de água quente, redes de fluidos, termoacumuladores, isolamentos térmicos entre outros equipamentos. Para os custos de manutenção do ciclo de refrigeração por compressão a vapor considerou-se o valor de 3000€/ano, esta informação foi fornecida pela mesma empresa referida anteriormente. Sendo assim a Tabela 25 mostra os custos totais anuais, que incluem os custos operacionais e de manutenção para obter a energia necessária ao Hotel Star Inn utilizando o sistema convencional.

Tabela 25- Custos totais anuais do sistema convencional.

Custos totais operacionais [€]	51575
Custos totais de manutenção [€]	6000
Custos totais anuais [€]	57575

Seguidamente irão ser analisados os custos para produzir a energia que o Hotel Star Inn necessita anualmente, mas neste caso utilizando o sistema de cogeração em vez do sistema convencional. O valor do investimento na compra do sistema de cogeração selecionado é de 128084€, com base na informação fornecida pela empresa *Termomat-Distribuição de Equipamento Térmico, SA*. O investimento inclui o sistema de cogeração da marca *Viessmann* modelo Vitobloc 200 EM50/81 e os equipamentos de série imprescindíveis o que totaliza o valor referido anteriormente. O sistema de cogeração tem associados custos operacionais e de manutenção, tal como o sistema convencional. O custo operacional da cogeração é o custo com o consumo de gás natural do sistema. Sabe-se que o sistema de cogeração deve produzir 300MWh/ano de eletricidade (100% da necessidade do hotel). Para produzir esta quantidade energia elétrica a unidade consome cerca de $145/50 \times 300$ MWh de combustível ou seja 870MWh/ano, com base dos dados técnicos do sistema selecionado. Na Tabela 26 apresenta-se os custos anuais do consumo de gás natural do sistema de cogeração.

Tabela 26- Custo anual de gás natural consumido.

Energia do combustível [kWh]	870000
PCS_{GN} [kWh/m ³]	11,9
Consumo anual de combustível [m ³]	73109
Preço de compra [€/m ³]	0,532
Custo anual	38894

O custo de manutenção do sistema de cogeração, foi calculado considerando um fator de manutenção de 0,013 € por quilowatt hora de energia elétrica produzida [7]. Sendo a quantidade de energia elétrica produzida anualmente de 300MWh, assim estima-se um valor anual de 3900€ para a manutenção. A Tabela 27 mostra os custos operacionais e de manutenção do hotel utilizando o sistema de cogeração.

Tabela 27- Custo total anual do sistema de cogeração.

Custo operacional [€]	38894
Custo de manutenção [€]	3900
Custo total anual [€]	42794

Analisando as Tabelas 25 e 27 observamos que os custos anuais totais (operacionais e de manutenção) do sistema convencional são mais elevados que o custo do sistema de cogeração. A poupança anual quando se utiliza o sistema de cogeração é de cerca de 14800€. Considerando que o tempo de vida do sistema de cogeração é de 15 anos, se optarmos pela cogeração na produção de energia do hotel em vez do sistema convencional, isto irá gerar uma poupança de cerca de 221800€ ao longo do tempo de vida do sistema. Este valor poupado em energia é superior ao valor do investimento inicial no sistema de cogeração. Pela análise das Tabelas 25 e 27 podemos concluir também que os preços da energia têm um grande impacto sobre o resultado económico

da instalação de um sistema de cogeração, o resultado económico é muito sensível ao preço do gás natural e da eletricidade, ou seja uma pequena subida no preço do gás natural pode aumentar os custos totais deste sistema. A Fig. 49 mostra a evolução dos custos totais do sistema convencional e de cogeração ao longo de 15 anos de tempo de vida destes sistemas.

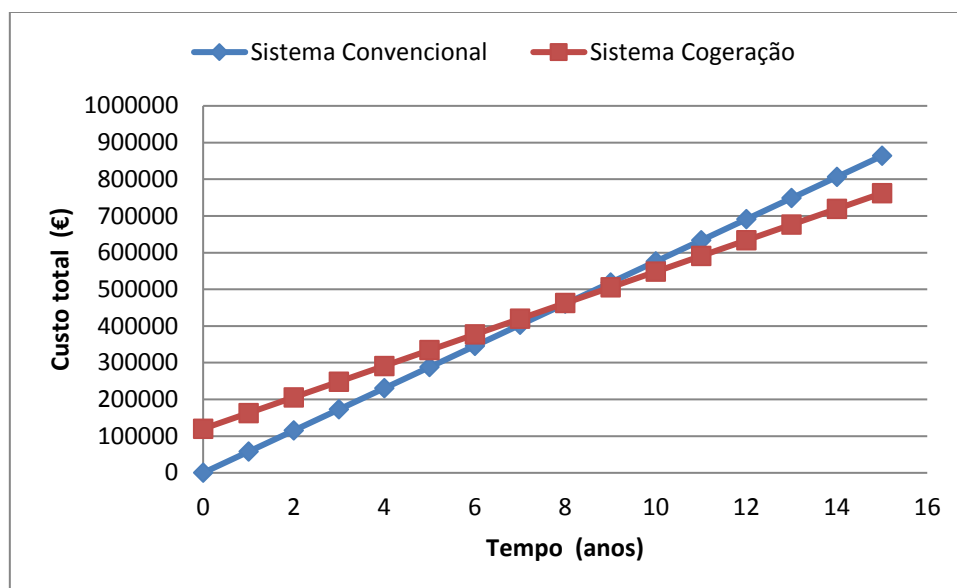


Figura 49- Evolução dos custos totais do sistema convencional e de cogeração.

Como mostra a Fig. 49 o tempo de recuperação do investimento inicial se optarmos pelo sistema de cogeração estima-se de 8,6 anos. Isto significa que ao fim deste tempo de funcionamento da instalação os custos de produção e compra da energia necessária ao hotel utilizando o sistema convencional iguala os custos do investimento inicial e da produção da mesma energia se utilizar a cogeração. Também podemos concluir que a diferença de preços do gás natural utilizado para caldeiras e do gás natural para a cogeração poderia tornar a cogeração mais rentável economicamente, em alguns países esta diferença de preços existe e serve como incentivo para encorajar a cogeração [13]. Esta diferença de preços é mais fácil de prever do que uma descida de preços globais do gás natural [13]. Em Portugal o preço do gás natural é o mesmo se o combustível é usado em sistemas de cogeração ou em caldeiras, no entanto na prática um cliente que use a cogeração frequentemente excede o limite de consumo da taxa pela qual foi fixado o preço do gás natural, assim desta forma pode obter um preço mais baixo para todo o gás consumido [13]. Também podemos concluir com esta análise que um sistema de cogeração reduz o consumo de energia, diminui os custos totais e oferece uma vantagem competitiva e melhora a qualidade do fornecimento de energia ao hotel. Para analisar a influência da variação do preço do gás natural no resultado económico da instalação de cogeração do hotel, foram calculados os custos totais do sistema convencional e da cogeração para uma subida de 10% no preço do gás natural. Neste caso os custos totais (operacionais e manutenção) do sistema convencional foram de cerca de 58600€ e os custos totais associados ao sistema de cogeração foram cerca de 46700€, verifica-se que

existe uma subida de cerca de 1000€ nos custos totais do convencional e de cerca de 4000€ nos custos totais da cogeração, comparativamente aos custos calculados anteriormente. A Fig. 50 mostra a evolução dos custos totais do sistema convencional e de cogeração considerando uma subida de 10% no custo do gás natural em relação ao preço atual.

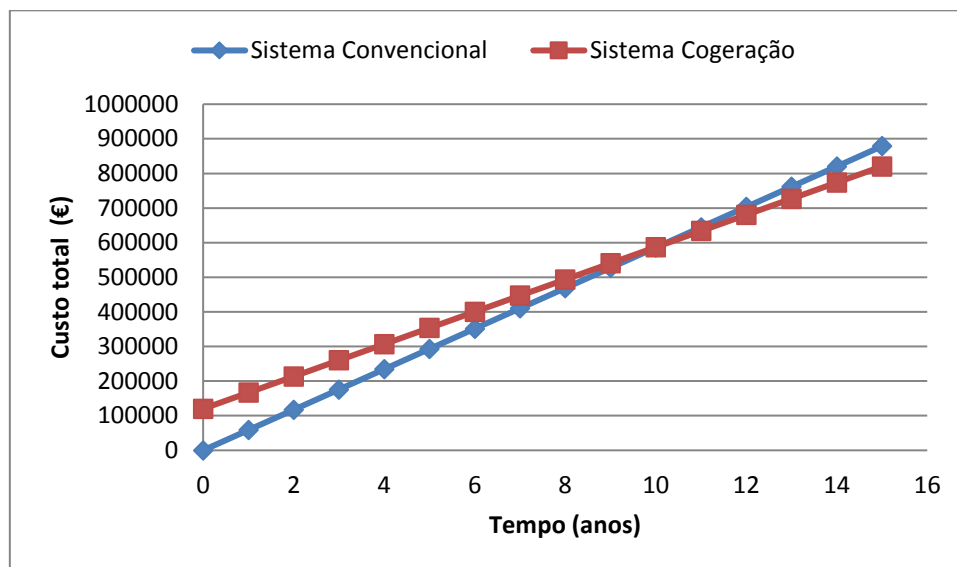


Figura 50- Evolução dos custos totais do sistema convencional e de cogeração considerando uma subida de 10% no preço do gás natural.

Neste caso, como se observa na Fig. 50 o tempo de recuperação do investimento da unidade de cogeração é de 10,1 anos. Como foi referido anteriormente considerando o preço atual do gás natural o tempo de recuperação do investimento foi de 8,6 anos. Isto significa que uma subida de 10% no preço do gás natural representa um aumento de 1,5 anos no tempo de recuperação do investimento da unidade de cogeração. Quando se considera uma descida de 10% do preço do combustível (gás natural) verificou-se que os custos totais do convencional foram aproximadamente 56600€ e os custos totais da cogeração foram de cerca de 38900€, o que representa uma descida de cerca de 1000€ nos custos totais do convencional e uma descida de cerca de 3900€ nos custos totais do sistema de cogeração. A Fig. 51 mostra a evolução dos custos totais do sistema convencional e de cogeração considerando uma descida de 10% do preço do gás natural em relação ao preço atual.

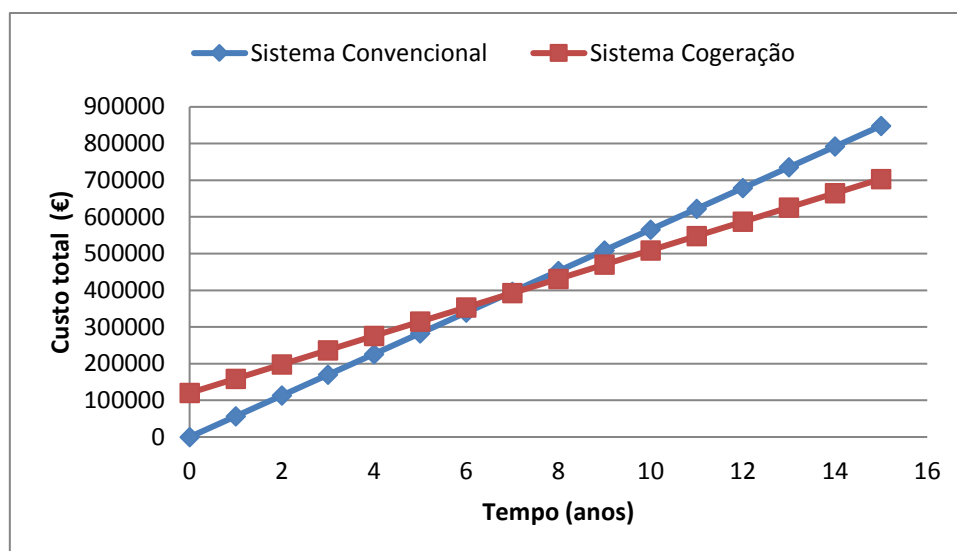


Figura 51- Evolução dos custos totais do sistema convencional e de cogeração considerando uma descida de 10% no preço do gás natural.

Como se observa na Fig. 51 o tempo de recuperação do investimento da unidade de cogeração é de 6,8 anos. Comparando este cenário com o preço atual do gás natural observa-se uma diminuição 1,8 anos no tempo de recuperação do investimento da unidade de cogeração. Depois desta análise podemos concluir que o preço do combustível (gás natural) tem um grande impacto sobre o resultado económico de um sistema de cogeração.

6. Conclusões e perspectivas de trabalho futuro

O presente trabalho foi elaborado com o objetivo principal de avaliar a implementação de um sistema de cogeração no hotel Star Inn Porto. Para atingir os objetivos foram realizadas várias simulações no *software* TRNSYS 17, considerando duas taxas de ocupação (100% e 50%). Os resultados indicam que a taxa de ocupação do hotel influencia significativamente a evolução das temperaturas dos pisos. Pode-se concluir que é necessário climatizar o hotel praticamente durante o ano inteiro. As temperaturas dos pisos em média são cerca de 2°C superiores à temperatura de conforto (24°C) do verão. Durante o inverno, concluiu-se que as temperaturas dos pisos em média são cerca de 6-8°C inferiores à temperatura de conforto (22°C) do hotel. O efeito da taxa de ocupação nas cargas térmicas foi também analisado. Foram consideradas as taxas de ocupação de 100%, 75%, 50% e 25% do hotel. Constatou-se que a taxa de ocupação influencia as cargas máximas de aquecimento e arrefecimento para manter o conforto térmico no hotel, sendo que esta influência é maior durante os meses de verão. Concluiu-se também que durante os meses de verão a carga máxima de arrefecimento desce em função da descida da taxa de ocupação do hotel. Nos meses de inverno, constata-se que a carga máxima de aquecimento desce em função da subida da taxa de ocupação do hotel.

A análise de viabilidade económica da instalação de cogeração no hotel Star Inn permitiu concluir que os custos totais anuais (operacionais e manutenção) do sistema convencional são mais elevados que o custo do sistema de cogeração. A poupança anual, quando se utiliza o sistema de cogeração, é de cerca de 14800€. Ao optar pela cogeração em vez do sistema convencional isto irá levar a uma poupança de cerca de 221800€ no período de 15 anos, considerado como o tempo de vida do sistema. Sendo assim, estimou-se que o tempo de recuperação do investimento inicial se optarmos pelo sistema de cogeração é de 8,6 anos. O custo energético da instalação de cogeração no hotel Star Inn é menor do que o custo da instalação convencional, tendo uma redução de preços de cerca de 25%. Concluiu-se também que os preços da energia têm um grande impacto sobre o resultado económico de um sistema de cogeração, ou seja o resultado económico é muito sensível ao preço do gás natural e da eletricidade.

Com base no trabalho elaborado e nas conclusões principais sugere-se os seguintes trabalhos futuros:

- Simular no *software* TRNSYS 17 o sistema de cogeração selecionado no capítulo 4, utilizando os componentes (*type's*) da biblioteca do programa ou outros que podem ser obtidos, e simular o comportamento térmico da cogeração, funcionando a carga parcial e realizar uma análise energética e económica do sistema de cogeração, comparando com a realizada neste trabalho.
- Realizar uma análise de viabilidade económica do sistema de cogeração selecionado no capítulo 4 considerando o efeito da variação do custo do combustível e o efeito da taxa de inflação na análise económica, e concluir se a

variação destes parâmetros influenciam o tempo de recuperação do investimento inicial do sistema de cogeração, comparando com o obtido neste trabalho.

Referências e bibliografia

- [1] ADENE– Agência para a Energia. GreenBuilding- Eficiência Energética e Energias Renováveis em Edifícios não-residenciais,2006.
- [2] ADENE– Agência para a energia. Dossier Eficiência Energética.
- [3] Nelson Ferreira da Silva. Eficiência energética, aplicação em edifícios de serviços: o caso do hospital do ICUF. Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica, ISEP 2012
- [4] Rui Castro. As Opções Estratégicas da Política de Energias Renováveis em Portugal e os Desafios Tecnológicos. Renováveis Magazine 2011.
- [5] Rui Castro. Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólicas, Fotovoltaicas e Mini-hídricas. Lisboa, Portugal: IST Press 2011 páginas 417-458.
- [6] Carlos Manuel Coutinho Tavares de Pinho. Apontamentos de Gestão de Energia Térmica, FEUP, 2011.
- [7] Carlos Leandro Fraga de Almeida Rocha. Microgeração em ambiente urbano (habitacional, serviços). Dissertação do Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica, FEUP, 2008.
- [8] Rui Castro. Introdução à cogeração. Lisboa: Universidade Técnica de lisboa, 2009.
- [9] Telmo Adriano Rocha Santos. Serviços de Energia Aplicados à Cogeração. Dissertação do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrónica e de Computadores, FEUP,2010.
- [10] Manuel Miguel dos Santos Pitrez de Barros. Análise energética e económica da central de cogeração na refinaria do Porto, Petróleos de Portugal-Petrogal S.A. Dissertação do Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica, FEUP,2011.
- [11] André Filipe da Rocha Couto. Estudo de viabilidade de sistema de autoconsumo industrial com cogeração. Dissertação do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, FEUP,2015.
- [12] Thomas H. Kuehn, James L. Threlkeld, James W. Ramsey, “Thermal Environmental Engineering Third Edition”, Prantice Hall, New Jersey 1998.

- [13] European Commission Directorate-General for Energy Save II Programme, “Energy Savings by Combined Heat Cooling and Power Plants (CHCP) in the Hotel Sector Final Report” 2001.
- [14] Paulo Coelho. Tabelas de Termodinâmica 2ª edição FEUP edições, 2012.
- [15] Solar Energy Laboratory, TRNSYS 17: a transient system simulation program-program manual, University of Winsconsin- Madison, USA, 2004.
- [16] Viessmann Climate of Innovation, Disponível em <http://www.viessmann.pt/> Acesso em 10/09/2016.
- [17] ERSE, Tarifas e preços, Disponível em <http://www.erse.pt/>. Acesso em 17/09/2016.
- [18] Sokratherm, Disponível em <https://www.sokratherm.de/>. Acesso em 19/09/2016.

Anexo A: Legislação em Portugal

A cogeração em Portugal teve o seu início (aplicação industrial) nos anos 40 mas foi só nos anos 90 que se verificou um elevado crescimento em termos de potência instalada e de energia produzida (DGEG, 2010). Com o propósito de incentivar a produção independente de energia elétrica, em 1981 foi criada uma normativa que estabelecia medidas tendentes a promover a auto produção e, no ano seguinte, foi regulada a qualidade de produtor independente, com a possibilidade de entrega de energia à Rede Elétrica Nacional. A crescente preocupação na diminuição da dependência energética do país, levou a que em 1988 se tenha um quadro legal mais coerente e transparente para a produção de energia, visando o melhor aproveitamento dos recursos endógenos e incentivo à utilização de cogeração. A utilização destes sistemas começou a crescer de forma consistente a partir de 1990 e, em 1995 foi lançado um Decreto-Lei específico para a cogeração. Não foi necessário muito tempo, para que se voltasse a legislar relativamente a esta matéria e, em 1999 foi lançado um novo Decreto-Lei, que se concentrava essencialmente em adaptar a cogeração à nova realidade do setor energético, e à maior preocupação com a defesa do ambiente. Este Decreto-Lei foi revisto passados dois anos, e foram criadas regras para a diferenciação dos tarifários de venda de energia produzida em cogeração, consoante o combustível utilizado, tecnologia do sistema e potência instalada. As várias portarias que definem estes tarifários ainda se encontram em vigor.

Ao mesmo tempo que se tomavam medidas em Portugal, a Comissão Europeia preparava uma nova Diretiva relativa á cogeração, e que tinha como grande objetivo, o aumento da eficiência energética e segurança do abastecimento no espaço comunitário, criando as condições para a promoção da cogeração de elevada eficiência, não esquecendo as condições climáticas e económicas de cada estado membro. Este documento foi lançado em 2004 com o intuito de nos dois anos seguintes, todos os estados implementarem a norma na sua realidade legal. A comissão disponibilizou alguns documentos com as linhas orientadoras para compreensão e implementação da Diretiva, de forma a facilitar todo o processo e a aumentar a transparência. De fato só em 2010 é que esta norma europeia foi transposta para o quadro legal português e, até esta data ainda não tinham lançadas as portarias que irão definir os tarifários para a venda de energia elétrica, para além de outras regras.

Na Fig. 35 é representada a evolução da potência instalada acumulada e dos sucessivos decretos-lei criados entre 1984 e 2010.

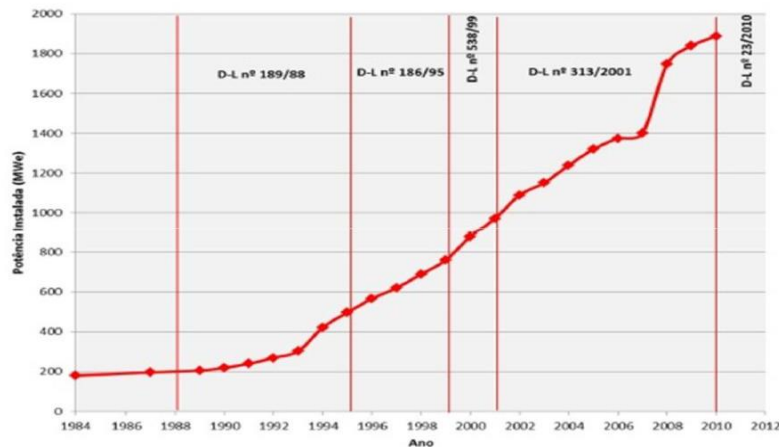


Figura 52- Total de potência de cogeração instalada em Portugal e decretos-lei criados entre 1984 e 2010

É evidente a aceleração em termos de potência instalada acumulada a partir de 1990. O quadro legal que foi sendo instituído teve um papel importante na proliferação destes sistemas. Em termos cronológicos a legislação de maior relevância em Portugal e União Europeia para a produção de energia em cogeração foi a seguinte:

Em 1981:

- Decreto-Lei n.º 20/81 de 28 de janeiro: cria a figura de auto produtor de energia elétrica, restringindo porém, a qualidade às pessoas singulares e coletivas que acessoriamente a produzissem. Pretendia-se, por esta via, não só alterar algumas das normas até à data em vigor, mas também reunir num só diploma todo o quadro legal referente à atividade em causa, garantindo a sua coerência interna e tornando-o mais transparente para os agentes económicos envolvidos.

Em 1982:

- Lei n.º 21/82 de 28 de Julho: regula a qualidade de produtor independente de energia elétrica e a possibilidade de as pessoas nela mencionadas (privadas, públicas e cooperativas) poderem proceder à respetiva distribuição.

Em 1986:

- Decreto-Lei 149/86 de 18 de Junho: altera a redação de algumas disposições do decreto-Lei 20/81, de modo a reconhecer também aquela qualidade às entidades que explorassem instalações exclusivamente produtoras de energia elétrica.

Em 1988:

- Decreto-Lei n.º 189/88 de 27 Maio: no seguimento da aprovação do programa comunitário VALOREM, este Decreto-Lei altera algumas das normas até a data em vigor, mas acima de tudo reúne num só diploma todo o quadro legal referente à cogeração, garantindo a sua coerência interna e tornando-o mais transparente para os agentes económicos. Tem como objetivo prosseguir uma política de diminuição da dependência externa do país em energia primária, visando por um lado, promover o aproveitamento dos recursos endógenos

(energias renováveis, combustíveis nacionais e os resíduos industriais, agrícolas ou urbanos) e incentivar, por outro lado, o uso do processo de cogeração em instalações cuja atividade principal não seja a produção de eletricidade, atendendo ao seu contributo para uma utilização mais eficiente de energia. Revoga a Lei nº 21/82 de 28 Julho e o Decreto-Lei nº 20/81 de 20 Janeiro, com a redação que lhe foi dado pelo Decreto-Lei nº 149/86 de 18 Junho.

Em 1995:

- Decreto-Lei nº 186/95 de 27 de Julho: após a publicação do Decreto-Lei nº 189/88 de 27 de Maio, teve lugar um acentuado desenvolvimento da utilização do processo de cogeração, o qual deu origem a um universo de situações diversas e de características peculiares no setor da produção energética, não previsíveis no quadro daquele normativo legal. Assim, e no seguimento por parte do governo de uma política de liberalização do setor elétrico, tornou-se aconselhável separar legislativamente as formas de produção de energia elétrica cobertas pelo Decreto-Lei nº 189/88 de 27 de Maio. Este diploma procedeu à conformação do conceito legal de cogeração, em função da realidade, e à adoção de disposições legais especificamente aplicáveis a este processo de produção de energia.

Em 1999:

- Decreto-Lei nº 538/99 de 13 de Dezembro: estabelece novas disposições relativas à atividade de cogeração e revoga o Decreto-Lei nº 186/95 de 27 de Julho. Desde a publicação do Decreto-Lei 186/95 de 27 de Julho que o setor energético conheceu profundas transformações. Por um lado, a criação do mercado interno da energia levou à aprovação de diretivas que introduziram reformas liberalizadoras na forma como o setor iria operar. Por outro lado, as crescentes preocupações com a defesa do ambiente, a nível global justificaram uma revisão do normativo aplicável à cogeração. Este normativo com a revisão através do Decreto-Lei 313/2001 de 10 de Dezembro contribui para a melhoria na eficiência energética.

Em 2000:

- Portarias nº 30 /2000 e nº 31/2000 de 27 de Janeiro: estabelecem a forma de cálculo de remuneração, pelo fornecimento da energia entregue à rede, das instalações de cogeração licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei nº 538/99 de 13 de Dezembro.

Em 2001:

- Portaria nº 525/2001 de 25 de Maio: estabelece o tarifário aplicável às instalações de cogeração, licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei nº 538/99, de 13

de Dezembro, que sejam utilizadoras de energia primária que, em cada ano, seja constituída em mais de 50% por recursos renováveis.

- Decreto-Lei nº 313/2001 de 10 de Dezembro: revê o Decreto-Lei nº 538/99 de 13 de Dezembro relativo à atividade de cogeração, nomeadamente por não se ter verificado o desenvolvimento esperado na concretização de novas instalações. Destaca-se a reformulação das condições que devem respeitar as instalações de cogeração, clarificação das situações de coexistência de duas ou mais instalações de cogeração associadas a uma mesma instalação de utilização de energia térmica cogorada, ajustamento no âmbito de aplicação de mecanismo de gestão conjunta de energia e diferenciação do tarifário aplicável ao fornecimento para a rede do sistema elétrico de serviço público (SEP) da energia elétrica produzida em instalações de cogeração relativamente à utilização dos vários tipos de combustíveis.

Em 2002:

- Portaria nº 57/2002 de 15 de janeiro: estabelece o tarifário aplicável às instalações de cogeração, cuja potência de ligação à rede do SEP seja superior a 10MW, utilizando como combustível gás natural, GPL ou combustíveis líquidos, com exceção do fuelóleo, bem como as disposições relativas ao período de vigência das modalidades do mesmo tarifário. Revoga a portaria nº 31/2000, de 27 de Janeiro.
- Portaria nº58/2002 de 15 de Janeiro: estabelece o tarifário aplicável às instalações de cogeração, cuja potência de ligação à rede do SEP seja inferior ou igual a 10MW, utilizando como combustível gás natural, GPL ou combustíveis líquidos, com exceção do fuelóleo, bem como as disposições relativas ao período de vigência das modalidades do mesmo tarifário. Revoga a portaria nº 30/2000, de 27 de Janeiro.
- Portaria nº 59/2002 de 15 de Janeiro: estabelece o tarifário aplicável às instalações de cogeração, utilizando como combustível fuelóleo, isoladamente ou em conjunto com combustíveis residuais, independente da potência de ligação, bem como as disposições relativas ao período de vigência das modalidades do mesmo tarifário.
- Portaria nº 60/2002 de 15 de Janeiro: estabelece o tarifário aplicável às instalações de cogeração, que sejam utilizadoras de energia primária que, em cada ano, seja constituída em mais de 50% por recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, independentemente da potência de ligação, bem como as disposições relativas ao período das modalidades do mesmo tarifário. Revoga a portaria nº525/2001, de 25 de Maio.
- Manual DGE nº78/2002 de 26 de Março: manual de referência para a realização de auditorias energéticas às instalações de cogeração.

Em 2004:

- Diretiva 2004/08/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de Fevereiro relativa à promoção da cogeração com base na procura de calor útil no mercado interno da energia e que altera a Diretiva 92/42/CEE (relativa às exigências de rendimento para novas caldeiras de água quente alimentadas com combustíveis líquidos ou gasosos). Tem como objetivo aumentar a eficiência energética e a segurança do abastecimento, mediante a criação de um quadro para a promoção e o desenvolvimento da cogeração de elevada eficiência de calor e eletricidade, com base na procura de calor útil e na poupança de energia primária no mercado interno da energia, tendo em conta as condições específicas nacionais, nomeadamente em matéria de condições climáticas e económicas.

Em 2005:

- Decreto-Lei nº 33-A/2005 de 16 de Fevereiro: este diploma, relativo à produção de energia elétrica a partir de recursos renováveis, atualizou os valores constantes da fórmula de remuneração de eletricidade produzida a partir de recursos renováveis, garantindo a respetiva remuneração por um prazo considerado suficiente para permitir a recuperação dos investimentos efetuados e expectativa de retorno económico mínimo dos promotores. Estabeleceu-se também um prazo para a reserva de capacidade na rede por parte dos promotores, evitando, assim, que a reserva de capacidade injustificada prejudique o desenvolvimento de projetos mais pequenos e mais adequados a cada realidade. Por último explicitam-se as condições em que a potência e a capacidade de rede disponíveis, ou que prevê virem a estar disponíveis, possam ser disponibilizadas.

Em 2010:

- Decreto-Lei nº 23/2010 de 25 de Março: estabelece a disciplina da atividade de cogeração e procede à transposição para a ordem jurídica interna da Diretiva 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de Fevereiro.
- Lei nº 19/2010 de 23 de Agosto: primeira alteração, por apreciação parlamentar, ao Decreto-Lei nº 23/2010, de 25 de Março, que estabelece o regime jurídico e remuneratório aplicável à energia elétrica e mecânica e de calor útil produzidos em cogeração.

Anexo B: Legislação na União Europeia

Em 2001 o Parlamento Europeu, após um estudo da situação energética na União Europeia, demonstrou elevado interesse na criação de incentivos que encorajassem a transferência para centrais de produção de energia eficientes, incluindo produção combinada de calor e eletricidade (resolução do Parlamento Europeu, 15 de Novembro de 2001).

A base desta análise foi o livro verde intitulado “ Para uma estratégia europeia de segurança de aprovisionamento energético” que chamava atenção da elevada dependência energética relativamente ao exterior e que esse fato aumentava o risco de interrupções e de dificuldades de aprovisionamento. Sublinhava também que a segurança de aprovisionamento energético era essencial para um futuro desenvolvimento sustentável e que, adotando novas medidas de redução de procura de energia, para além da redução na dependência de importações, também diminuía as emissões de gases de efeito de estufa.

No mesmo ano, uma outra comunicação da Comissão dava conta que as alterações climáticas eram um grande entrave para o desenvolvimento sustentável e era necessário promover o aumento de utilização de energias limpas e de reduzir a procura de energia. Era necessário também tomar medidas nesse sentido para cumprir com o Protocolo de Quioto da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as alterações climáticas.

Foi identificada a cogeração, baseada na poupança de energia primária, como uma das tecnologias capaz de estar à altura do desafio, diminuindo as emissões de gases de efeito de estufa. Sabia-se que o potencial de cogeração encontrava-se subutilizado na comunidade e que os benefícios iam ao encontro dos objetivos traçados. Esta tecnologia reunia várias condições para o desenvolvimento sustentável que se esperava alcançar, com diversas vantagens, para além da poupança de energia primária, supressão de perdas de rede e de redução das emissões de gases de efeito de estufa. Outro fator importante era que, a utilização destes sistemas contribuía favoravelmente para a segurança de aprovisionamento energético e posição concorrencial da União Europeia e dos seus Estados-Membros.

De fato a importância numa estratégia comunitária para promoção da produção combinada de calor e eletricidade já tinha sido reconhecida em 1997 (Resolução do Conselho, 18 de Dezembro) e 1998 (Resolução do Parlamento Europeu, 15 de Maio). Em 2000 foi apresentado um plano de ação para a eficiência energética e novamente a promoção da cogeração foi apontada como um domínio prioritário a curto prazo. Em 2002 foi anunciada a intenção de apresentar uma proposta de diretiva relativa á cogeração.

Finalmente a 11 de Fevereiro de 2004 foi aprovada a Diretiva 2004/8/CE alterando a Diretiva 92/42/CEE relativa à promoção da cogeração com base na procura de calor útil no mercado interno de energia.

Os Estados-Membros ficaram obrigados, num prazo de dois anos, a implementar esta Diretiva e foi preparado um guia de linhas orientadoras por um Comité constituído por

profissionais dos 25 estados membros garantindo, consistência à respetiva realidade nacional.

As linhas orientadoras foram preparadas com o objetivo de obedecer a requerimentos, a nível de harmonização, e à correta aplicação e controlo nos vários estados membros.

Diretiva 2004/8/CE de 11 Fevereiro de 2004

A Diretiva 2004/8/CE é composta por 18 artigos e 4 anexos. Nos artigos são descritas as definições dos termos utilizados, critérios de avaliação, responsabilidades e deveres dos intervenientes e outros aspetos importantes (garantias de origem, regimes de apoio, etc.). Nos anexos estão presentes as metodologias detalhadas que são referidas nos artigos como o cálculo de eletricidade de cogeração e cálculo da eficiência de produção de eletricidade em cogeração.

Objetivo

No artigo 1º do documento oficial, lê-se o seguinte:

É objetivo da presente diretiva aumentar a eficiência energética e a segurança do abastecimento mediante a criação de um quadro para a promoção e o desenvolvimento da cogeração de elevada eficiência de calor e de eletricidade com base na procura de calor útil e na poupança de energia primária no mercado interno da energia, tendo em conta as condições específicas nacionais, nomeadamente em matéria de condições climáticas e económicas.

Sumariamente o intuito geral da Diretiva 2004/8/CE pode ser dividido em vários pontos importantes:

- Desenvolvimento sustentável do mercado Europeu de energia;
- Poupança no consumo de energia primária;
- Redução de emissão de gases, em particular gases efeito de estufa;
- Aumento da segurança no abastecimento;
- Promoção de sistemas de cogeração de elevada eficiência com base na procura de calor útil;
- Explorar o potencial das instalações de cogeração já existentes;
- Harmonizar o processo de avaliação de sistemas de cogeração nos Estados-Membros;
- Otimizar os apoios públicos direcionados a estes sistemas;
- Adotar uma definição uniforme de eletricidade de cogeração e cogeração de elevada eficiência, para efeitos de emissão de uma garantia de origem e para efeitos estatísticos.

É necessária uma compreensão das definições básicas da cogeração e do mercado de energia onde esta tecnologia se insere, para que se verifique um aumento na eficiência energética e na segurança do abastecimento.

O documento contém definições e métodos de cálculo relativos à cogeração e fornece aos Estados-Membros e operadores destas centrais, diretrizes de como adotar definições harmonizadas e métodos de cálculo de eletricidade produzida em cogeração (eletricidade cogorada).

Foram estabelecidos pela comissão valores de referência harmonizados para a produção separada de calor e eletricidade.

Definições

No artigo 3º são definidos os principais termos da Diretiva 2004/8/CE. O conhecimento destas definições é essencial para a correta compreensão deste documento. Para além disso a aplicação desenvolvida, utiliza alguns destes termos no cálculo de eletricidade de cogeração e da eficiência. Por estas razões, seguidamente, são transcritas as definições mais importantes.

Na Diretiva entende-se por:

- Cogeração: produção simultânea, num processo único, de energia térmica e de energia elétrica e/ou mecânica;
- Calor útil: calor produzido num processo de cogeração, a fim de satisfazer uma procura economicamente justificável de calor ou de frio;
- Eletricidade produzida em cogeração: eletricidade produzida num processo ligado à produção de calor útil e calculada de acordo com a metodologia estabelecida no Anexo II.
- Eletricidade não produzida em cogeração: energia elétrica produzida pela unidade de cogeração no período de referência numa das seguintes situações: no processo de cogeração não há produção conexa de calor; parte do calor produzido não pode ser considerado útil (não está presente no artigo 3º);
- Eficiência global: total anual da produção de energia elétrica e mecânica e da produção de calor útil, dividido pelo consumo de combustível utilizado na produção de calor, num processo de cogeração e na produção bruta de energia elétrica e mecânica;
- Cogeração de elevada eficiência: cogeração que corresponde aos critérios do Anexo III.
- Valor de referência da eficiência para a produção separada: eficiência da produção separada de calor e de eletricidade que o processo de cogeração se destina a substituir;

- Rácio eletricidade/calor: rácio entre a eletricidade e o calor útil, produzidos exclusivamente em modo de cogeração, e utilizando dados operacionais da unidade em causa;
- Unidade de cogeração: unidade capaz de operar em modo de cogeração;
- Unidade de micro-cogeração: unidade de cogeração cuja capacidade máxima seja inferior a 50KWe;
- Cogeração de pequena dimensão: unidades de cogeração com uma capacidade instalada inferior a 1MWe;
- Produção de cogeração: energia elétrica e mecânica e de calor útil produzidas em cogeração;
- Modo de cogeração integral: modo de funcionamento de uma unidade de cogeração em que a recuperação do calor gerado pela própria unidade é a máxima tecnicamente possível (não está presente nas definições do artigo 3º).

Declarações gerais, artigos e anexos

A eletricidade produzida em cogeração é definida no artigo 3º (d) como eletricidade produzida num processo ligado à produção de calor útil. A metodologia utilizada é explicada no Anexo II.

A metodologia para a determinação da eficiência do processo de cogeração está descrita em detalhe no Anexo III sendo a cogeração de elevada eficiência definida no artigo 3º (i).

Desta forma tanto o Anexo II como Anexo III estão ligados às definições harmonizadas do artigo 3º. No guia de linhas orientadoras é explicado como implementar estes dois anexos.

No artigo 4º são definidas as responsabilidades e procedimentos relacionados com a aplicação do Anexo III. A comissão deverá estabelecer valores de referência harmonizados para a produção separada de eletricidade e de calor e posteriormente, de quatro em quatro anos, fazer uma revisão dos mesmos, tendo em conta a evolução tecnológica e as alterações na distribuição das fontes de energia. São também salvas guardadas as situações em que os Estados-Membros queiram adotar a presente diretiva, antes de serem estabelecidos estes valores.

No artigo 5º é abordada a questão da responsabilidade dos Estados-Membros, em assegurar a origem da eletricidade produzida em cogeração de elevada eficiência, que deve ser garantida de acordo com critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios, num prazo inferior a seis meses após o estabelecimento dos valores referência.

Os Estados-Membros são obrigados a fazer uma análise do potencial nacional de cogeração de elevada eficiência, seguindo as recomendações expostas no artigo 6º e devem assegurar os apoios à cogeração, que permitam reduzir a procura de energia de soluções economicamente viáveis ou vantajosas em termos ambientais (artigo 7º).

Devem ser publicados relatórios com resultados da análise e da avaliação realizadas (artigo 10º). Com base nestes relatórios a Comissão deve rever a aplicação da diretiva e

deve apresentar ao Parlamento Europeu e ao Conselho, um relatório sobre a execução da mesma (artigo 11º). Por outro lado os Estados-Membros devem submeter estatísticas sobre a produção nacional de eletricidade e calor em cogeração- artigo 10º- em conformidade com a metodologia prevista no anexo II, bem como estatísticas anuais das capacidades de cogeração e os combustíveis utilizados. Podem igualmente transmitir estatísticas relativas à poupança de energia primária conseguida através da aplicação da cogeração, em conformidade com a metodologia prevista no anexo III.

No artigo 12º são apresentadas alternativas de métodos de cálculo. No entanto para que seja possível obter uma garantia de origem e para efeitos estatísticos, o método utilizado para o cálculo de eletricidade produzida em cogeração, deverá ser sempre de acordo com o Anexo II.

No artigo 13º é referido o aspeto do progresso técnico e de como a Diretiva juntamente com os anexos é adaptada a essas alterações.

No anexo I são enumeradas as tecnologias de cogeração abrangidas pela Diretiva 2004/8/CE:

- Turbina de gás em ciclo combinado com recuperação de calor;
- Turbinas a vapor de contrapressão;
- Turbinas de condensação com extração de vapor;
- Turbinas de gás com recuperação de calor;
- Motores de combustão interna;
- Microturbinas;
- Motores Stirling;
- Células de combustível;
- Motores a vapor;
- Ciclos orgânicos de Rankine;
- Qualquer outro tipo de tecnologia ou combinação de tecnologias que correspondam às definições da alínea a) do artigo 3º.

No Anexo II é descrita a metodologia que permite o cálculo da eletricidade produzida em cogeração conforme a definição no artigo 3º (d). Os valores utilizados para o cálculo devem ser obtidos com base no funcionamento esperado e efetivo da unidade em condições normais de utilização.

Existem valores de referência, presentes na diretiva para a eficiência global das unidades de cogeração, que permitem saber se a eletricidade é toda produzida em modo cogeração ou se só existe em parte.

O rácio eletricidade/calor deve ser calculado com dados recolhidos quando a unidade está a funcionar em modo cogeração integral. Significa que todo o calor possível de recolher é útil e utilizado para o fim definido. Caso esta condição não se verifique no período em estudo, (normalmente anual) existem valores de referência para este parâmetro para alguns tipos de unidades e podem ser utilizados no cálculo da eletricidade de cogeração.

Mais uma vez os valores utilizados para o cálculo da eficiência de cogeração e da poupança de energia primária, devem ser obtidos com base no funcionamento esperado e efetivo da unidade em condições normais de utilização.

O Anexo III apresenta a fórmula para o cálculo da Poupança de Energia Primária (PEP). São necessários os valores de referência para a produção separada de eletricidade e calor, para a unidade em estudo e também a eficiência térmica da cogeração e eficiência elétrica da mesma. A eficiência térmica e a eficiência elétrica não são mais do que rendimentos de cogeração, sendo respetivamente a produção anual de calor útil e a produção anual de eletricidade produzida em cogeração, divididas pela quantidade de combustível utilizada na produção total de calor e eletricidade.

São definidos os critérios que a unidade de cogeração deve satisfazer para ser considerada de elevada eficiência. As unidades devem permitir uma poupança de energia primária de pelo menos 10% relativamente aos dados de referência para a produção separada de calor e eletricidade. Em unidades de pequena dimensão e de micro-cogeração, o critério é no mínimo haver poupança de energia primária relativamente à produção convencional.

É também explicado o método de cálculo alternativo da poupança de energia primária, referido no artigo 12º e os princípios pelos quais os valores de referência em matéria de eficiência serão calculados.

No Anexo IV são apresentadas as linhas gerais que os Estados-Membros devem seguir para cumprir com um dos requisitos da Comissão presente na Diretiva- Estudo do Potencial de Cogeração de Elevada Eficiência a Nível Nacional- e definem-se os critérios para uma análise harmonizada.

Anexo C: Dados técnicos do equipamento de cogeração Viessmann modelo EM-50/81



VITOBLOC 200

Planta de cogeneración -
Corriente y calor con gas natural
Altamente eficiente mediante cogeneración
Eficiencia global 90,3%
Ahorro de energía primaria 27,1%

Descripción técnica



VITOBLOC 200 Modelo EM-50/81

Planta de cogeneración accionada por gas natural

de acuerdo a los requisitos de la directiva sobre aparatos de gas de la CE y de la directiva de máquinas de la CE

Potencia eléctrica 50 kW

Potencia térmica 81 kW

Carga de combustible 145 kW

Datos técnicos

4 Datos técnicos

Todos los datos de planificación y servicio siguientes se refieren respectivamente a un módulo de cogeneración.

Encontrará información detallada sobre planificación y ejecución en la "Línea técnica Planta de cogeneración a gas natural – Gestión de proyectos".

4.1 Parámetros de servicio del módulo de cogeneración

Parámetros de servicio del módulo de cogeneración			Vitobloc 200 EM-50/81		
Potencia constante ¹⁾ en funcionamiento paralelo a la red			50% carga	75% carga	100% carga
Potencia eléctrica ²⁾	sin capacidad de sobrecarga	kW	25	38	50
Potencia calorífica	Tolerancia 7 %	kW	46	64	81
Carga de combustible	Tolerancia 5 %	kW	86	118	145
Relación energía-calor según AGFW FW308 (potencia eléctrica / potencia térmica)			0,62		
Factor energético primario f _{PE} según DIN V 18599-9			0,238		
Ahorro de energía primario PEE según directiva 2004/8/CE fomento de la cogeneración - Fomento de las plantas pequeñas y microplantas de cogeneración (< 1 MW de potencia eléctrica)		%	27,1		
Por lo tanto está planta de cogeneración es altamente eficiente					
Grado de utilización según EnergieStV ³⁾		%	91,4		
Rendimiento en funcionamiento paralelo a la red					
Rendimiento eléctrico		%	29,1	32,2	34,5
Rendimiento térmico		%	53,5	54,2	55,9
Eficiencia global		%	82,6	86,4	90,3
Generación de energía					
Energía eléctrica	Tensión	V	400		
	Corriente	A	72		
	Frecuencia	Hz	50		
Potencia eléctrica con	cos phi = 1 y U _n	kW	50		
	cos phi = 0,95 y U _n	kW	50		
	cos phi = 0,9 y U _n	kW	50		
	cos phi = 1 y U _n - 10%	kW	50		
	cos phi = 0,951 y U _n - 10%	kW	50		
	cos phi = 0,9 y U _n - 10%	kW	50		
Consumo eléctrico propio ⁴⁾		kW	1,65		
Energía calorífica (calor de calefacción) sin función de red de reserva	Temperatura de salida / de retorno	°C	90/70		
	Temperatura de salida / de retorno	°C	90/65		
Combustibles y cantidades de llenado					
Calidad del combustible, aceite lubricante, agua refrigerante, agua de calefacción			Véase la prescripción de servicio actual		
Cantidad de llenado	Aceite lubricante	litr	14		
	Tanque adicional de aceite nuevo	litr	70		
	Agua refrigerante	litr	55		
	Agua de calefacción	litr	10		
Presión de red del gas ⁵⁾		mbares	20 - 50		

5719 844-3 07/2014

VITOBLOC 200 EM-50/81

ESS Energie Systeme & Service GmbH 21

Datos técnicos

Generación de calor (calefacción)			
Temperatura de retorno delante del módulo	min./máx.	°C	60/70
Diferencia de temperatura típica	Retorno/salida	K	20
Caudal del agua de calefacción	Estándar	m³/h	3,5
Presión de servicio máxima admisible		bares	10
Pérdida de presión con caudal estándar en el módulo	Estándar	bares	0,1
Emisión de contaminantes ⁶⁾ según TA Aire 2002			
Contenido de NOx	medido como NO ₂	mg/Nm³	< 125
Contenido de CO		mg/Nm³	< 150
		mg/kWh	< 137
Formaldehído CH ₂ O		mg/Nm³	< 60
Nivel de intensidad acústica a una distancia de 1 m campo acústico libre según DIN 45635 (tolerancia sobre los valores mencionados 3 dB(A))			
Gas de escape ⁷⁾	con un absorbedor acústico opcional	dB(A)	47
Aire de combustión y ventilación			
Calor de radiación del módulo	sin conducto de empalme	kW	8
Ventilación del lugar de instalación	Caudal de aire entrante	m³/h	> 1.500
	Caudal de aire de escape nominal	m³/h	1.350
	Caudal de aire de escape máx.	m³/h	2.500
Caudal de aire de combustión	con 25 °C y 1000 mbares	m³/h	146
Temperatura del aire entrante	min./máx.	°C	10/25
Diferencia de temperatura	Aire entrante/aire de escape	K	< 20
Presión del ventilador aspirante integrado	con caudal mín. con caudal nominal	Pa Pa	350 250
Gas de escape			
Caudal del gas de escape, húmedo	con 120 °C	m³/h	225
Caudal másico del gas de escape, húmedo		kg/h	183
Caudal del gas de escape, seco	0 % O ₂ (0 °C; 1012 mbares)	Nm³/h	132
Contrapresión máx. admisible	según el módulo	mbares	15

- 1) Datos de potencia según DIN ISO 3046 parte 1, (con presión del aire de 1000 mbares, temperatura del aire 25 °C, humedad relativa del aire 30 % y $\cos \varphi = 1$)
Todos las demás especificaciones del módulo tienen validez para el funcionamiento paralelo a la red; especificaciones para otras condiciones de emplazamiento sobre demanda
- 2) La visualización de potencia en la pantalla está orientada en el sistema de flechas de cuenta del generador, no en el sistema de flechas de cuenta del consumidor, es decir, en caso de potencia suministrada (alimentación), la potencia se visualiza en la pantalla con signo positivo.
- 3) El grado de utilización según la Ley reguladora del impuesto sobre energía (EnergieStV) está definido como el cociente entre la suma de la potencia térmica y mecánica generada y la suma de la energía utilizada y de la energía auxiliar utilizada.
- 4) Bomba de agua refrigerante, ventilador, cargador de batería, transformador de control
- 5) La presión de red del gas es, de acuerdo a DVGW-TRGI 1986/96, la presión del flujo de gas al comienzo del tramo de regulación de gas del módulo
- 6) Valores de emisión después del catalizador respecto a gas de escape seco;
- 7) En caso de utilización de la planta de cogeneración en entornos residenciales, se han de prever dos absorbedores acústicos sucesivos para cumplir con los requerimientos de aquellos lugares especialmente necesitados de protección.

Tab. 6 Parámetros de servicio de un módulo de cogeneración completo

5719 844-3 07/2014

Datos técnicos

4.2 Datos técnicos de un módulo de cogeneración completo

Datos técnicos del módulo de cogeneración			Vitobloc 200 EM-50/81
Motor con accesorios			
Motor Otto de gas	Fabricante	MAN	
	Tipo de motor	E 0834 E	
Principio de trabajo			4 tiempos
Número de cilindros/disposición			4 en línea
Diámetro/carrera	mm	108/125	
Cilindrada	ltr	4,6	
Número de revoluciones	rpm	1500	
Velocidad media del pistón	m/s	6,3	
Relación de compresión			13 : 1
Presión media efectiva	bares	9,6	
Potencia estándar ¹⁾	sin capacidad de sobrecarga	kW	53
Consumo espec. a plena carga	Tolerancia 5 %	kWh/kWh _{mec}	2,74
Consumo de gas	p. ej. con Hi = 10 kWh/m³	Nm³/h	14,5
Cantidad de aceite lubricante en cárter		ltr	14
Consumo de aceite lubricante	(valor medio)	g/h	aprox. 20
Peso del motor	(redondeo)	kg	430
Sistema intercambiador de calor de refrigeración del motor (bloque motor y aceite lubricante)			
Potencia calorífica	Tolerancia 7 %	kW	54
Temperatura del agua refrigerante	entrada/salida	°C	81/88
Caudal del agua refrigerante		m³/h	6,4
Intercambiador de calor gas de escape			
Potencia calorífica	Tolerancia 7 %	kW	27
Temperatura del gas de escape	entrada/salida	°C	aprox. 620 / < 120
Temperatura del agua refrigerante	entrada/salida	°C	88/92
Pérdida de presión	del lado gas de escape	mbares	< 10
Material de los tubos			1.4571
Material cabeza gas de escape	entrada		1.4828
	salida		1.4571
Material tubo envolvente agua			ST 50
Intercambiador de calor de placas			
Potencia calorífica		kW	81
Temperatura del agua refrigerante	entrada/salida	°C	92/81
Temperatura del agua de calefacción	entrada/salida	°C	70/90
Pérdida de presión		bares	0,1
Material de las placas			1.4404
Diámetros nominales			
Toma de gas de escape (AGA) desde el módulo de cogeneración, empalme de tubos			DN 80 / PN10
Toma de agua condesada (KO), empalme de tubos			Tubo ø 22 x 1,2
Agua de calefacción salida/retorno (HV/HR), empalme de tubos			DN 40 / PN16
Toma de gas (GAS), empalme de tubos			Llave esférica de gas Rp 1"

5719 844-3 07/2014

Datos técnicos

Generador sincrónico		
Potencia	kVA	80
Corriente trifásica	Tensión / Frecuencia	V/Hz 400/50
Número de revoluciones	rpm	1.500
Rendimiento con potencia nominal del módulo y $\cos \varphi = 1^{2)}$	%	94
Corriente nominal	A	110
Corriente de cortocircuito permanente	A	de 3 a 5 veces la corriente nominal
Conexión adicional de carga máx. admisible	A	21,7
Conexión de estator		en estrella
Temperatura ambiente	máx.	°C 40
Modo de protección		IP 23
Constantes de tiempo en segundos		
Circuito de corriente abierto transitorio Td'o	seg.	1,43
Circuito de corriente cortocircuitado transitorio Td'	seg.	0,05
Circuito de corriente cortocircuitado subtransitorio Td''	seg.	0,005
Con campo cortocircuitado Ta	seg.	0,008
Cableado hacia la caja de bornes de la planta de cogeneración		
Protección por fusible en la distribución principal de baja tensión (recomendación)	A	125
Ejecución mínima necesaria para la correcta conexión de la planta de cogeneración ³⁾		
Conexión de red a la distribución adicional de baja tensión, campo de acoplamiento de red o estación de transformadores	X1: L1,L2,L3, N PE	H07 RNF 5 x 1 x 35 mm ²
Selección remota, a cargo del propietario, "Funcionamiento térmico" potencia 100%	X1: borne 40 / 41	Ölflex 12 x 1,5mm ²
Respuesta (contacto libre de potencial) módulo "Listo"	X5: borne 1 / 2	
Respuesta (contacto libre de potencial) módulo "Servicio"	X5: borne 3 / 4	
Respuesta (contacto libre de potencial) módulo "Fallo"	X5: borne 5 / 6	
Selección Bomba de agua de calefacción ⁴⁾ (contacto libre de potencial)	X5: borne 9 / 10	Ölflex 4 x 0,75mm ²
Válvula reguladora de agua de calefacción (aumento de retorno)	X5: borne 16 / 17 / 18 / PE	
Bomba de agua de calefacción 230 V / 10 A ⁴⁾	X5: borne 21 / N / PE	Ölflex 3 x 1,5mm ²
Sensor PT 100 adicional en retorno general de agua de calefacción para selección y deselección opcional de módulo	X1: borne 44 / 45	Ölflex 2 x 1,5mm ²
Cable de puesta a tierra desde el módulo hasta la barra equipotencial a cargo del cliente	Conexión de puesta a tierra en el bastidor del módulo	Dimensionamiento de acuerdo a las condiciones en la obra
Versión ampliada de la instalación con "funcionamiento con red de reserva"		
Tensión de medición de la red delante del interruptor de acoplamiento de red	X1: borne 7 / 8 / 9 / N / PE	Ölflex 5 x 1,5mm ²
Respuesta Interruptor de acoplamiento de red On (mensaje de la distribución principal de baja tensión o del campo de acoplamiento de red)	X1: borne 12 / 13	Ölflex 5 x 1,5mm ²
Respuesta Interruptor de acoplamiento de red Off (mensaje de la distribución principal de baja tensión o del campo de acoplamiento de red)	X1: borne 14 / 15	
Selección funcionamiento con red de reserva ⁵⁾	X1: borne 38 / 39	Ölflex 3 x 1,5mm ²
Orden de conexión interruptor de acoplamiento de red "Habilitación interruptor de acoplamiento de red" (contacto libre de potencial)	X5: borne 7 / 8	Ölflex 3 x 1,5mm ²

1) Datos de potencia según DIN ISO 3046 parte 1, (con presión del aire de 1000 mbares, temperatura del aire 25 °C, humedad relativa del aire 30 % y $\cos \varphi = 1$)
 Todos las demás especificaciones del módulo tienen validez para el funcionamiento paralelo a la red; especificaciones para otras condiciones de emplazamiento sobre demanda

2) Valor indicado $\cos \varphi$ en el sistema de flechas de cuenta del generador

3) Esta lista de cables contiene la ejecución mínima necesaria para una correcta conexión de la planta de cogeneración y sirve solo de orientación. La responsabilidad del correcto cableado es de la empresa electrotécnica que realiza la obra y se debe llevar a cabo según las circunstancias locales y las prescripciones VDE y de la empresa productora y distribuidora de energía.

4) La bomba de agua de calefacción en la versión de 230 V se puede conectar directamente al borne. En caso de una versión de bomba de 400 V, la parte de potencia debe ser realizada por el cliente. Sin embargo, la selección técnica de control tiene lugar libre de potencial desde el sistema de mando del módulo.

5) La selección para el funcionamiento con red de reserva tiene lugar mediante técnica de mando externa tras la desconexión de carga del lado de la obra. La selección puede realizarse internamente en el módulo de modo automático, no obstante sin supervisión de desconexión de carga.

Tab. 7 Datos técnicos de un módulo de cogeneración completo

Datos técnicos

4.3 Medidas, pesos y colores

Dimensiones del módulo de cogeneración		Medida del bastidor	incl. cubierta insonorizante y tubo de ventilación	
Longitud	mm	2.800	3.390	
Anchura	mm	860	900	
Altura (sin patas)	(redondeo) mm	1.700	1.730	
Peso del módulo de cogeneración				
Peso estructural	(redondeo) kg	2.000		
Peso en estado de funcionamiento	(redondeo) kg	2.200		
Colores				
Motor, generador		Gris claro (RAL 7035)		
Bastidor		Gris antracita (RAL 7016)		
Armario de distribución		Plata Vito		
Cubierta insonorizante		Plata Vito		
Conexiones		Ejecución	Norma	Tamaño
AGA	Salida de gas de escape	Brida	EN 1092-1	DN 80 / PN10
KO	Descarga de agua condensada	Tubo	DIN EN 10220	ø22 x 1,2
GAS	Entrada de gas	Llave esférica de gas	DIN 2999	Rp 1"
HV/HR	Alimentación/retorno calefacción	Brida	EN 1092-1	DN 40 / PN16
AL	Salida de aire de escape	Brida	—	380 x 380 P20

Tab. 8 Dimensiones, pesos, colores y conexiones

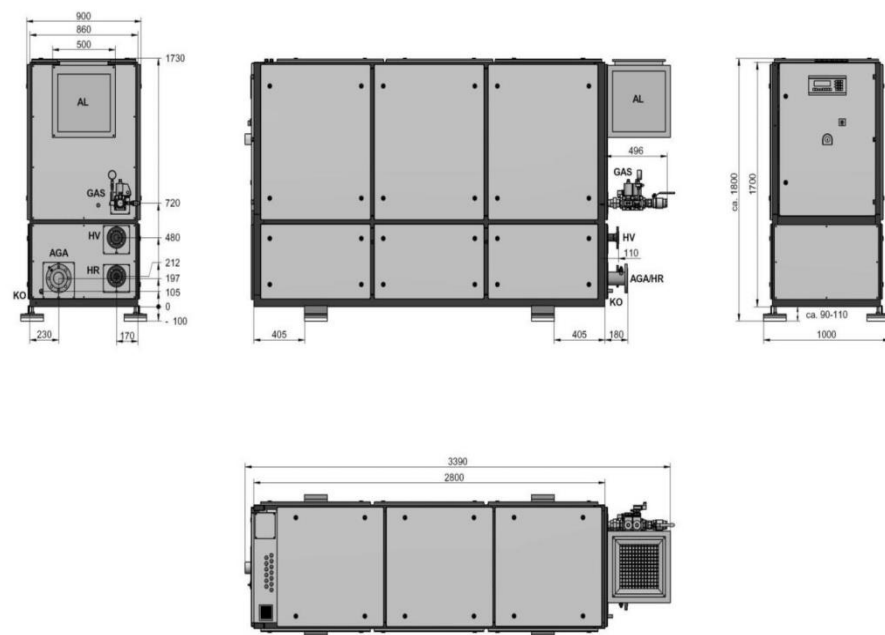


Fig. 5 Dimensiones y empalmes del módulo de cogeneración Vitobloc 200 EM-50/81 (medidas en mm); La caja de ventilador ya montada en la parte posterior se puede desmontar para el transporte interno del módulo.