

Estudo da Viabilidade Técnico-Económica de um  
Sistema de Cogeração para um Complexo de Piscinas  
Interiores

Cláudia Raquel Sousa Ramos Rocha

Dissertação submetida para a obtenção do grau de Mestre em  
Energias Sustentáveis

Instituto Superior de Engenharia do Porto  
Departamento de Engenharia Mecânica

5 de janeiro de 2014



Relatório da Unidade Curricular de Dissertação/Projeto/Estágio do 2º ano do Mestrado em  
Energias Sustentáveis

Candidato: Cláudia Raquel Sousa Ramos Rocha, Nº 1101615, 1101615@isep.ipp.pt

Orientação Científica: Christopher Silva Alves de Sá, cas@isep.ipp.pt

Co-Orientação Científica: Luís Manuel Sousa da Silva, lms@isep.ipp.pt

Orientação Técnica: Ricardo Manuel Ramos Silva, Empresa: Manvia, S. A.

Mestrado em Engenharia Energias Sustentáveis  
Departamento de Engenharia Mecânica



5 de janeiro de 2014



## *Agradecimentos*

Gostaria de agradecer ao Professor Christopher Sá, meu orientador, pela ajuda, disponibilidade, apoio e orientação ao longo da realização da presente dissertação.

Ao Professor Luís Silva, meu co-orientador, pela ajuda e sugestões fornecidas.

Ao meu colega Ricardo Silva da empresa Manvia, meu co-orientador, pela informação cedida.

A todos os meus colegas, que contribuíram, direta ou indiretamente, para a conclusão deste projeto e em especial ao Eng.º Manuel Costa.

Aos meus pais pelo apoio e por terem acompanhado os meus filhos sempre que precisei.

Ao meu marido Luís, pelo apoio incondicional e disponibilidade ao longo deste período, nomeadamente pelos momentos em que deixei de estar com ele e com os nossos filhos para finalizar este projeto.



## *Resumo*

A presente dissertação centrou-se no estudo técnico-económico de dois cenários futuros para a continuação de fornecimento de energia térmica a um complexo de piscinas existente na região do vale do Tâmega. Neste momento, a central de cogeração existente excedeu a sua licença de utilização e necessita de ser substituída. Os dois cenários em estudo são a compra de uma nova caldeira, a gás natural, para suprir as necessidades térmicas da caldeira existente a fuelóleo, ou o uso de um sistema de cogeração compacto que poderá estar disponível numa empresa do grupo.

No primeiro cenário o investimento envolvido é cerca de 456 640 € sem proveitos de outra ordem para além dos requisitos térmicos, mas no segundo cenário os resultados são bem diferentes, mesmo que tenha de ser realizado o investimento de 1 000 000 € na instalação. Para este cenário foi efetuado um levantamento da legislação nacional no que toca à cogeração, recolheram-se dados do edifício tais como: as horas de funcionamento, o número de utentes, os consumos de energia elétrica, os consumos de energia térmica, os consumos de água, a temperatura da água das piscinas, a temperatura do ar da nave, assim como as principais características da instalação de cogeração compacta. Com esta informação realizou-se o balanço de massa e energia e criou-se um modelo da nova instalação em *software* de modelação processual (*Aspen Plus®* da AspenTech).

Os rendimentos térmico e elétrico obtidos da nova central de cogeração compacta foram, respetivamente, de 38,1 % e 39,8 %, com uma percentagem de perdas de 12,5 % o que determinou um rendimento global de 78 %. A avaliação da poupança de energia primária para esta instalação de cogeração compacta foi de 19,6 % o que permitiu concluir que é de elevada eficiência.

O modelo criado permitiu compreender as necessidades energéticas, determinar alguns custos associados ao processo e simular o funcionamento da unidade com diferentes temperaturas de ar ambiente (cenários de verão e inverno com temperaturas de 20 °C e 5 °C). Os resultados revelaram uma diminuição de 1,14 €/h no custo da eletricidade e um aumento do consumo de gás natural de 62,47 €/h durante o período mais frio no inverno devido ao aumento das perdas provocadas pela diminuição da temperatura exterior.

Com esta nova unidade de cogeração compacta a poupança total anual pode ser, em média, de 267 780 € admitindo um valor para a manutenção de 97 698 €/ano. Se assim for, o projeto apresenta um retorno do investimento ao fim de cerca de 6 anos, com um VAL de 1 030 430 € e uma taxa interna de rentabilidade (TIR) de 14 % (positiva, se se considerar a taxa de atualização do investimento de 3 % para 15 anos de vida). Apesar do custo inicial ser elevado, os parâmetros económicos mostram que o projeto tem viabilidade económica e dará lucro durante cerca de 9 anos.

***Palavras-Chave***

Cogeração, piscina, motor de combustão interna, gás natural, ASPEN.

## *Abstract*

This dissertation focused on the technical and economic study of two scenarios for the continued supply of heat energy to a pool complex in the region of the Támeiga valley. At this time, the existing cogeneration plant exceeded its license to use and needs to be replaced. The two scenarios under study are buying a new boiler, natural gas, to meet the thermal requirements of the existing boiler fuel oil, or the use of a compact cogeneration system that could be available in a group company.

In the first scenario the investment involved is about 456 640 € with no income other order in addition to the thermal requirements, but in the second scenario the results are quite different, even if it has to be done to investment of 1 000 000 € in the installation. For this scenario was made a survey of national legislation with regard to cogeneration, were collected building data such as hours of operation, number of users, consumption of electricity, consumption of heat, consumption of water, pool water temperature, air temperature the ship, as well as the main characteristics of the cogeneration plant compact. With this information, held the balance of mass and energy and created a model of the new facility in procedural modeling software (AspenTech® the Aspen Plus).

The thermal and electrical yield obtained from the new cogeneration plant compact were, respectively, 38,1 % and 39,8 %, with a percentage loss of 12,5 %, which led to an overall yield of 78 %. The evaluation of primary energy savings for this compact cogeneration facility was 19,6 % which is concluded that high efficiency.

The model allows us to understand the energy needs, determine some costs associated with the process and to simulate the operation of the unit with different ambient air temperatures (summer and winter scenarios with temperatures of 20 °C and 5 °C). The results showed a decrease of 1,14 €/h in the cost of electricity and an increase in natural gas consumption of 62,47 €/h during the coldest period in winter due to increased losses caused by the decrease of the temperature outside.

With this new cogeneration unit compresses the annual total savings can be, on average, 267 780 € assuming a value for the maintenance of 97 698 €/year. If so, the project has a return on investment after 6 years, with an VAL of 1 030 430 € and an internal rate of return (TIR) of 14 % (positive, if one considers the update rate of 3 % investment for 15 years of life). Although the initial cost is high, the economic parameters show that the project is economically viable and yield a profit for about 9 years.

***Keywords***

ASPEN, cogeneration, internal combustion engine, natural gas, swimming pool.

## *Résumé*

Cette thèse axée sur l'étude technique et économique de deux scénarios pour la fourniture continue de l'énergie thermique à un complexe aquatique dans la région de la Tâmega vallée. A cette époque, l'usine de cogénération existante dépassé sa licence à utiliser et doit être remplacé. Les deux scénarios étudiés sont l'achat d'une nouvelle chaudière, le gaz naturel, pour répondre aux exigences thermiques du fuel de la chaudière existante, ou l'utilisation d'un système de cogénération compact qui pourraient être disponibles dans une société du groupe.

Dans le premier scénario, l'investissement consenti est d'environ 456 640 € sans revenu autre ordre, en plus des exigences thermiques, mais dans le second scénario, les résultats sont très différents, même si cela doit être fait à 1 000 000 € d'investissement dans l'établissement. Pour ce scénario a été réalisé une enquête de la législation nationale en matière de cogénération, ont été recueillies les données de construction tels que les heures de fonctionnement, nombre d'utilisateurs, la consommation d'électricité, la consommation d'énergie thermique, la consommation d'eau, température de l'eau de la piscine, température de l'air du navire, ainsi que les principales caractéristiques du pacte de centrale de cogénération. Avec cette information, qui s'est tenue le bilan de masse et d'énergie et a créé un modèle de la nouvelle installation dans le logiciel de modélisation procédurale (AspenTech® le Aspen Plus).

Le rendement thermique et électrique obtenue à partir de la nouvelle compacte de la centrale de cogénération étaient, respectivement, 38,1 % et 39,8 %, avec un pourcentage de perte de 12,5 %, ce qui a conduit à un rendement global de 78 %. L'évaluation des économies d'énergie primaire pour cette installation de cogénération compact a été de 19,6 %, ce qui est conclu que le rendement élevé.

Le modèle nous permet de comprendre les besoins en énergie, déterminer certains coûts associés au processus et à simuler le fonctionnement de l'appareil avec des températures de l'air ambiant (scénarios d'été et d'hiver avec des températures de 20 °C et 5 °C). Les résultats ont montré une diminution de 1,14 €/h dans le coût de l'électricité et une augmentation de la consommation de gaz naturel de 62,47 €/h au cours de la période la

plus froide en hiver en raison de l'augmentation des pertes causées par la diminution de la température extérieure.

Avec cette nouvelle unité de cogénération comprime les économies totales annuelles peuvent être, en moyenne, 267 780 € en supposant une valeur pour le maintien de 97 698 €/an. Si c'est le cas, le projet a un retour sur investissement au bout de 6 ans, avec une VAL de 1 030 430 € et un taux de rendement interne (TIR) de 14 % (positive, si l'on considère le taux de rafraîchissement de l'investissement de 3 % pour 15 années de vie). Bien que le coût initial est élevé, les paramètres économiques montrent que le projet est économiquement viable et fructifier pendant environ 9 ans.

### ***Mots-clés***

ASPEN, cogénération, gaz naturel, moteur à combustion interne, piscine.

# Índice

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO .....	3
1.2. OBJETIVOS .....	3
1.3. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO .....	4
<b>2. CONCEITOS E PRINCÍPIOS</b> .....	<b>5</b>
2.1. A COGERAÇÃO .....	5
2.2. VANTAGENS E INCONVENIENTES DA COGERAÇÃO .....	7
2.3. EVOLUÇÃO HISTÓRICA DA COGERAÇÃO EM PORTUGAL .....	9
2.4. COGERAÇÃO - SITUAÇÃO ATUAL .....	11
2.5. BALANÇO ENERGÉTICO EM PORTUGAL .....	16
2.5.1. COMPARAÇÃO ENTRE AS VÁRIAS TECNOLOGIAS .....	17
2.5.2. MOTOR ALTERNATIVO DE COMBUSTÃO INTERNA .....	18
2.6. GÁS NATURAL .....	22
2.7. A COGERAÇÃO A GÁS NATURAL .....	25
2.8. MOTORES A GÁS NATURAL .....	26
<b>3. QUADRO LEGAL COGERAÇÃO</b> .....	<b>27</b>
3.1. DIRETIVA DE COGERAÇÃO DA UNIÃO EUROPEIA .....	27
3.2. LEGISLAÇÃO EM PORTUGAL .....	30
<b>4. CASO DE ESTUDO: CARACTERIZAÇÃO DO EDIFÍCIO, EQUIPAMENTO E NECESSIDADES ENERGÉTICAS</b> .....	<b>38</b>
4.1. CARACTERIZAÇÃO DO EDIFÍCIO .....	38
4.2. LEVANTAMENTO ENERGÉTICO .....	40
4.3. CARACTERIZAÇÃO DE UNIDADE DE COGERAÇÃO DISPONÍVEL PARA SUBSTITUIÇÃO DA ATUAL ...	45
<b>5. CASO DE ESTUDO: BALANÇO DE MASSA E ENERGIA, MODELO E SIMULAÇÃO EM ASPEN PLUS</b> .....	<b>48</b>
5.1. BALANÇO DE MASSA E ENERGIA .....	48
5.2. MODELO DA INSTALAÇÃO EM ASPEN PLUS .....	59
5.3. CASO DE ESTUDO: SIMULAÇÃO DO PROCESSO .....	61
5.4. RESULTADOS OBTIDOS NA SIMULAÇÃO .....	70
5.5. COMPORTAMENTO DO MODELO APÓS VARIAÇÃO DA TEMPERATURA DO AR AMBIENTE .....	79
<b>6. ANÁLISE ECONÓMICA</b> .....	<b>83</b>
6.1. ANÁLISE ECONÓMICA .....	83

<b>7. CONCLUSÕES .....</b>	<b>89</b>
<b>REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS.....</b>	<b>91</b>
<b>ANEXO A. REGISTO FOTOGRAFICO .....</b>	<b>94</b>
<b>ANEXO B. FRESULTADOS DA SIMULAÇÃO 2 PARA A TEMPERATURA DO AR AMBIENTE DE 5 °C.....</b>	<b>98</b>
<b>ANEXO C. FICHAS TÉCNICAS DOS EQUIPAMENTOS .....</b>	<b>105</b>

## *Índice de Figuras*

Figura 1	Balanço energético de um sistema convencional / sistema cogeração .....	6
Figura 1	Comp. dos rendimentos entre cogeração e produção separada de calor e eletricidade ....	7
Figura 3	Desenvolvimento da cogeração em Portugal.....	11
Figura 4	Instalações de cogeração em Portugal, por tecnologia em 2012 .....	14
Figura 5	Produção de energia elétrica em Portugal em 2012.....	15
Figura 6	Produção de energia elétrica por cogeração em Portugal em 2012 .....	16
Figura 7	Cogeração com turbinas ou motor.....	17
Figura 8	Comparação entre as principais tecnologias de cogeração .....	18
Figura 9	Esquema de um sistema de motores de combustão interna (Diesel e Otto) .....	19
Figura 10	Ciclo Diesel .....	20
Figura 11	Ciclo Otto .....	20
Figura 12	Consumos energéticos da cogeração anterior .....	43
Figura 13	Balanço energético do projeto .....	51
Figura 14	Simulador ASPEN.....	60
Figura 15	Fluxograma do Modelo do processo em Aspen Plus.....	62

## *Índice de Tabelas*

Tabela 1	Composição química do gás natural.....	22
Tabela 2	Propriedades características do gás natural .....	23
Tabela 3	Área das piscinas .....	39
Tabela 4	Necessidades de energia elétrica da empresa em 2011 .....	40
Tabela 5	Potencias térmicas médias registadas nos consumos térmicos da empresa 2011 .....	41
Tabela 6	Perfil de funcionamento previsto para a cogeração.....	42
Tabela 7	Condições climáticas para a região do Tâmega .....	44
Tabela 8	Temperatura média da água da piscina.....	45
Tabela 9	Características do Grupo Motogerador.....	46
Tabela 10	Especificações do Motogerador considerado .....	47
Tabela 11	Propriedades dos materiais para o cálculo do balanço energético.....	49
Tabela 12	Caudais mássicos e volumétricos .....	52
Tabela 13	Valores das temperaturas consideradas na configuração dos equipamentos.....	53
Tabela 14	Resultados do balanço energético .....	54
Tabela 15	Dados para o cálculo da PEP.....	56
Tabela 16	Componentes químicos envolvidos no processo.. .....	61
Tabela 17	Identificação das correntes de massa e energia no modelo criado em Aspen Plus.. .....	63
Tabela 18	Definição de Permutadores (HEATX).. .....	65
Tabela 19	Caudais mássicos e estequiometria considerada .....	66
Tabela 20	Resultados obtidos no simulador ASPEN para o RGIBBS .....	70
Tabela 21	Resultados obtidos no simulador ASPEN para o Compressor .....	71
Tabela 22	Resultados térmicos obtidos no simulador ASPEN para o Arrefecedor B9.....	72
Tabela 23	Resultados térmicos obtidos no simulador ASPEN para o Arrefecedor B10.....	72
Tabela 24	Resultados térmicos obtidos no simulador ASPEN para Perm. calor 2 correntes.....	73
Tabela 25	Resultados obtidos no simulador ASPEN para as correntes de calor.....	75
Tabela 26	Resultados obtidos no simulador ASPEN para todas as correntes .....	76
Tabela 27	Valores considerados para o cálculo económico do processo .....	80
Tabela 28	Resultados simulação referente aos custos para temperatura entrada do ar de 20 °C.....	81
Tabela 29	Situação sem cogeração.....	84
Tabela 30	Situação com cogeração .....	88

# *Nomenclatura*

## **Caracteres / Abreviaturas**

<i>AR</i>	-	Árgon
<i>ASPEN PLUS</i>	-	<i>Software</i> de Simulador de Processos
<i>C</i>	-	Rácio eletricidade/calor
<i>CH4</i>	-	Metano
<i>CHP</i>	-	Combined Heat and Power
<i>CHPH<sub>η</sub></i>	-	Eficiência térmica média
<i>CHPE<sub>η</sub></i>	-	Eficiência elétrica média
<i>CO<sub>2</sub></i>	-	Dióxido de Carbono;
<i>C<sub>p</sub></i>	-	Calor Específico
<i>CUR</i>	-	Comercializador de último recurso
<i>DGEG</i>	-	Direção Geral de Energia e Geologia
<i>E<sub>CHP</sub></i>	-	Quantidade de eletricidade produzida em cogeração
<i>ENE 2020</i>	-	Estratégia Nacional para a Energia com Horizonte em 2020;
<i>GEE</i>	-	Gases Efeito de Estufa;
<i>GPL</i>		Gases de petróleo liquefeitos
<i>H<sub>CHP</sub></i>	-	Quantidade de calor útil produzida em cogeração
<i>H2O</i>	-	Água
<i>HT</i>	-	Alta Temperatura
<i>INE</i>	-	Instituto Nacional de Estatística
<i>LT</i>	-	Baixa Temperatura

<i>N2</i>	- Azoto
<i>NO</i>	- Óxido de Nitrogénio
<i>NO2</i>	- Dióxido de Nitrogénio
<i>O2</i>	- Oxigénio
<i>OXYGE-01</i>	- Oxigénio
<i>Payback</i>	- Tempo de Retorno Simples
<i>PCI</i>	- Poder Calorífico Inferior
<i>PCS</i>	- Poder Calorífico Superior
<i>PEP</i>	- Valor absoluto da Poupança de Energia Primária da atividade de cogeração relativamente à produção separada de calor e eletricidade;
<i>REN</i>	- Rede Elétrica Nacional;
<i>Ref.E<sub>η</sub></i>	- Eficiência do processo de produção térmica
<i>Ref.H<sub>η</sub></i>	- Eficiência do processo de produção elétrica
<i>RESP</i>	- Rede elétrica de serviço público
<i>TIR</i>	- Taxa Interna de Rentabilidade
<i>VAL</i>	- Valor Atual Líquido
<i>ρ</i>	- Massa Específica
<i>η</i>	- Rendimento

# 1. Introdução

Atualmente, vive-se num mundo onde cada vez mais se começam a notar as alterações climáticas, e em que cada vez mais se deve optar por sistemas que diminuam possíveis consequências prejudiciais para o meio ambiente. A Cogeração “encaixa” na perfeição neste tema, pois para além de diminuir as emissões de Gases Efeito de Estufa (GEE) emitidas para a atmosfera, ainda tem os benefícios de aproveitar melhor o consumo de combustível e de produzir energia elétrica.

O presente trabalho consistiu em efetuar o estudo de viabilidade de um sistema de cogeração num complexo de piscinas cobertas.

A cogeração mais não é do que o aproveitamento do calor inevitavelmente existente no processo de geração elétrica, direcionando-o para aplicações úteis, nomeadamente processos industriais que necessitam, de todas as formas, de energia térmica. Consegue-se, por esta via, uma poupança de energia primária.

Na década de 90, a atividade da Cogeração, em Portugal, passou a ter um enquadramento legal adequado, com uma estrutura transparente de remuneração e que reconheceu inequivocamente os seus benefícios energéticos e ambientais.

A partir de 1997, com a introdução do gás natural, foram criadas oportunidades para novas cogerações. Desenvolveram-se diversos projetos utilizando a tecnologia de motores ciclo *Otto* e de turbinas a gás natural. Nos últimos 10 anos, com o aumento das restrições ambientais, assistiu-se a uma renovação no parque de cogeração, através da conversão ou substituição de alguns motores diesel para gás natural. Atualmente, o parque nacional tem, por exemplo, máquinas a queimar combustíveis fósseis, gás natural ou nafta.

As vantagens ambientais da cogeração decorrem diretamente da poupança de energia primária que lhe está associada. O recurso a esta tecnologia permite obter uma dada quantidade de energia final (elétrica e térmica) à custa de uma menor quantidade de energia primária, poupando recursos e, conseqüentemente, minimizando emissões de carbono.

As vantagens económicas são também decorrentes desta maximização de eficiência, complementada pelas vantagens da geração descentralizada e junto aos pontos de consumo final. A possibilidade de aproveitar de forma útil uma rejeição de energia térmica da geração elétrica induz um ganho económico e potencia a competitividade, nomeadamente a de indústrias com consumos intensivos de energia térmica.

A nova Diretiva da Eficiência Energética aborda a questão de forma mais integrada, contemplando não só o uso final da energia, mas também a cadeia de valor a montante, o lado da oferta de energia. Dito de outra forma, a Diretiva reconhece que não chega garantir que o consumidor final da energia a usa de modo eficiente, é preciso cuidar que a energia que lhe é disponibilizada resulta de um consumo mínimo (eficiente) de recursos. A cogeração é, portanto, uma otimização da produção termoelétrica. Seja de origem fóssil ou renovável.

A atividade de cogeração está presente num variado leque de setores, dos quais são exemplos o sector alimentar, o têxtil, a cerâmica, a pasta e o papel, o sector dos derivados de madeira ou a indústria química e petroquímica. Dependendo das aplicações, as opções tecnológicas variam, podendo incluir turbinas a gás, motores alternativos a gás ou nafta ou turbinas de vapor em contrapressão.

Um complexo de piscinas é uma instalação com necessidades elétricas e térmicas, e a cogeração permite fornecer simultaneamente essas necessidades que servirão, por exemplo, para aquecer o ar e a água.

## **1.1. Contextualização**

Este projeto surgiu do desejo de realizar um trabalho no âmbito da instalação de um sistema de cogeração. O trabalho teve como objetivo efetuar o estudo da instalação de um sistema de cogeração compacto num complexo de piscinas interiores, bem como determinar alguns benefícios técnico-económicos.

O que motivou a escolha deste tema em particular foi o interesse crescente que os temas de cogeração têm no panorama energético nacional e internacional, nomeadamente através de implementação de Diretivas Europeias relacionadas, com o controlo de emissões e a racionalização energética.

Em Portugal, e de acordo com a legislação em vigor, é possível vender toda a energia produzida à rede e adquirir a energia calorífica necessária para o funcionamento da instalação. Esta opção é neste momento bastante rentável, utilizando como combustível o gás natural que resulta numa menor emissão de CO<sub>2</sub>.

## **1.2. Objetivos**

O objetivo deste trabalho é estudar a instalação de uma central de cogeração portátil, a gás natural, para fornecimentos energéticos a uma empresa de turismo e recreio num complexo de piscinas cobertas. Para tal será necessário realizar os balanços de massa e energia da instalação, assim como e criar um modelo em *software* de modelação e simulação processual *Aspen Plus*® da AspenTech, isto permitirá compreender as necessidades energéticas, determinar alguns custos associados ao processo e simular diferentes cenários energéticos.

### **1.3. Organização do Relatório**

No Capítulo 1 apresentam-se os objetivos da presente dissertação.

No Capítulo 2 são explicados os conceitos e princípios da cogeração, as suas vantagens e desvantagens, a sua evolução histórica em Portugal, a situação atual e um balanço energético nacional. É ainda efetuada uma caracterização química do gás natural atual e uma referência aos motores que utilizam este combustível.

O Capítulo 3 apresenta o quadro legal da cogeração a nível da União Europeia e de Portugal e no Capítulo 4 é detalhado o caso de estudo considerado. Neste é efetuada uma avaliação das necessidades energéticas do edifício onde se pretende instalar a central de cogeração compacta e uma caracterização deste equipamento.

No Capítulo 5 mostra-se o balanço energético e o modelo criado em Aspen Plus do complexo de piscinas com a nova unidade em funcionamento. Neste capítulo inclui-se também a variação de alguns parâmetros operatórios simulados com os custos consequentes.

No Capítulo 6 é apresentada uma análise económica e no último Capítulo, o 7, são reunidas as principais conclusões e perspetivados possíveis desenvolvimentos futuros.

## 2. Conceitos e Princípios

### 2.1. A Cogeração

A primeira pergunta que ocorre colocar quando se fala em cogeração é “o que é a cogeração?”, a cogeração, também denominada CHP (*Combined Heat and Power*), é a geração simultânea de múltiplas formas de energia útil, normalmente energia elétrica e térmica, num sistema integrado, a partir de uma única fonte primária [3]. Normalmente, as indústrias necessitam, para os seus processos industriais, de energia elétrica e energia térmica. Tipicamente estas indústrias recebem a energia elétrica da rede nacional e utilizam a biomassa, o gás de petróleo liquefeito e, mais recentemente, em Portugal, o gás natural como fonte de energia térmica.

Estas formas de energia são utilizadas para a geração de ar quente, água quente, vapor ou um termo fluido, sendo posteriormente efetuada a respetiva distribuição interna e utilização em permutadores de calor, para a transferência de energia. No entanto, por vezes, esta utilização das fontes energéticas não é a mais eficiente quer devido à forma como é processada a combustão quer devido às enormes perdas provocadas pela própria distribuição.

Para muitos dos atuais processos produtivos, existem novas formas de utilização mais eficiente da energia, eliminando diversos fatores intermédios, como é o caso da substituição de fluídos intermédios por queima direta, entre outras. A utilização eficiente da energia depende da redução dos custos de exploração e das emissões gasosas nocivas para o meio ambiente.

A cogeração surge como uma tecnologia interessante de garantir economias de energia e competitividade acrescida às empresas, e consiste basicamente 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 [3]. Assim o que distingue este sistema, dos sistemas de produção separada de eletricidade e calor, é o melhor aproveitamento da energia química contida no combustível.

As centrais termoelétricas convencionais convertem apenas 1/3 da energia do combustível em energia elétrica. O restante são perdas sob a forma de calor. O efeito adverso no ambiente resultante deste desperdício é óbvio. Portanto, a necessidade de aumentar a eficiência do processo de produção de eletricidade é essencial e imperativa. Um método para se conseguir isto é através da cogeração, em que mais de 4/5 da energia do combustível é convertida em energia aproveitada diretamente em processos industriais, aquecimento de águas, aquecimento de edifícios, etc. As perdas são minimizadas e o rendimento global da cogeração é bastante elevado com uma significativa poupança de energia primária e consequente diminuição de emissão de gases poluentes para a atmosfera, conforme ilustrado na figura 1 [4].

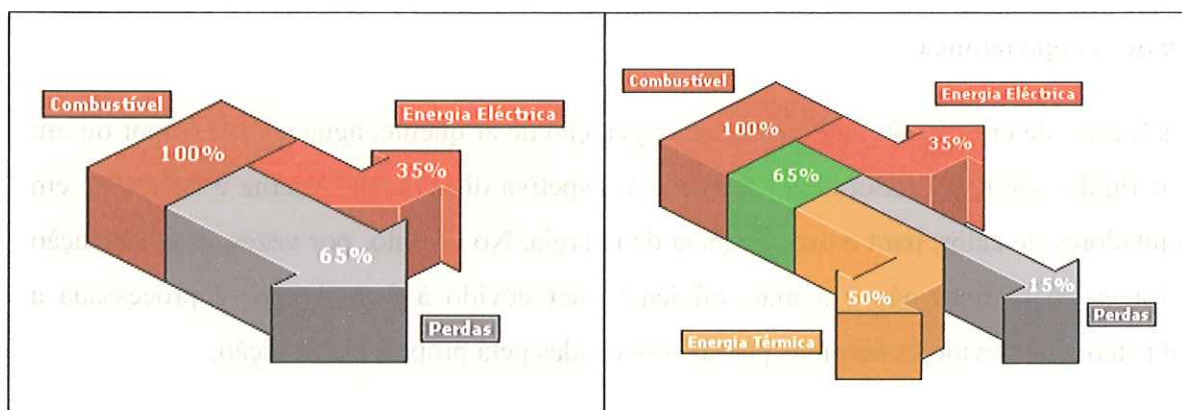


Figura 1 Balanço energético de um sistema convencional / sistema cogeração [4]

## 2.2. Vantagens e Inconvenientes da Cogeração

Contrariamente aos sistemas convencionais, as centrais de cogeração têm rendimentos globais entre 75-95 %, o que significa que a maior parte da energia contida no combustível é utilizada de forma produtiva. Isto acontece porque o calor após ter sido utilizado na produção de eletricidade é aproveitado como forma de energia útil, resultando num menor desperdício e menor consumo de combustível, para gerar a mesma quantidade de trabalho útil, conforme ilustrado na figura 2.

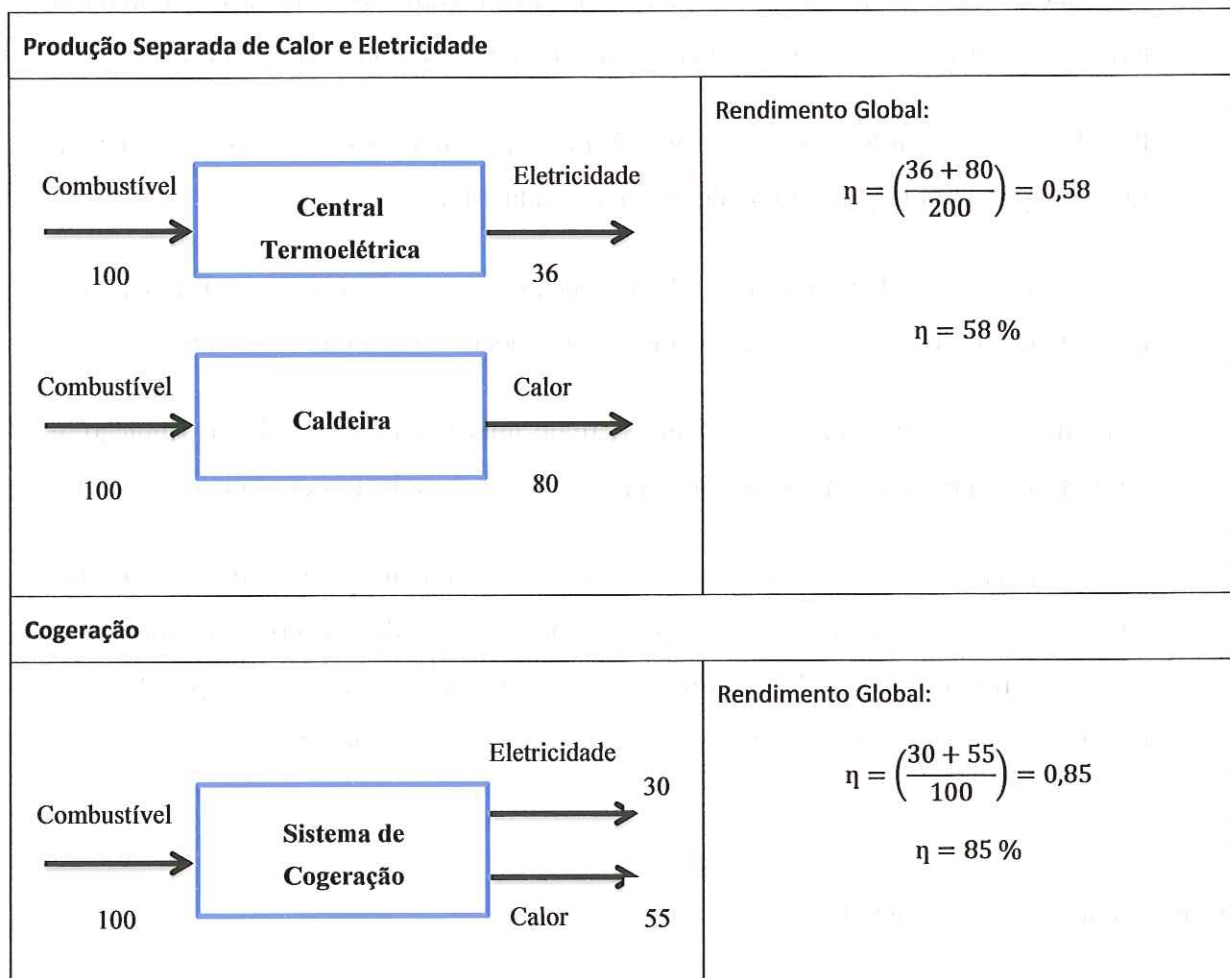


Figura 2 Comparação dos rendimentos entre cogeração e produção separada de calor e eletricidade [7]

#### Vantagens da cogeração [15]:

- Em termos ambientais o aproveitamento do calor útil recuperado evita que se consuma adicionalmente um combustível, pelo que se reduzem as emissões de gases com efeito de estufa associada à produção das duas formas de energia útil em causa – eletricidade e calor. É uma das formas menos poluente de produzir, simultaneamente, energia elétrica e térmica a partir de uma mesma fonte de energia primária de origem fóssil.
- Em termos económicos a melhor eficiência da conversão energética traduz-se em menores consumos que criam, em consequência, condições para a redução dos custos. A redução da fatura energética dos utilizadores com necessidades simultâneas térmicas e elétricas é tanto maior quanto menor o custo do combustível utilizado.
- Possibilidade de utilização de várias formas de combustível como a biomassa, fuelóleo, gás natural, propano ou desperdícios industriais.
- Aumentar a capacidade instalada de produção de energia elétrica, eliminando a necessidade de se construírem novas instalações electroprodutoras centralizadas.
- Garantia no abastecimento de energia existindo uma falha na rede de distribuição, é no mínimo capaz de manter os equipamentos críticos da indústria em funcionamento.
- A eletricidade e a energia térmica são produzidas localmente, reduzindo-se os custos de transporte e distribuição. Assim, por exemplo, o fato de a energia ser produzida junto ao próprio consumidor elimina as necessidades de reforço da capacidade de transporte das linhas elétricas instaladas ou mesmo a construção de novas linhas.

#### Inconvenientes da Cogeração [5]:

- Investimento adicional numa atividade com riscos (toda a gestão da unidade de cogeração, funcionamento do mercado energético, etc.). É prática comum o uso de uma empresa externa, com uma equipa especializada, para gerir toda a cogeração minimizando, assim, o risco. A empresa principal é consumidora de energia

normalmente investe uma parte das necessidades financeiras, permitindo assim a entrada de outros investidores.

- O calor só pode ser utilizado perto do centro produtor, dado que existe dificuldade no transporte de energia térmica. Sendo assim, existe uma elevada perda térmica em tubagens para grandes distâncias. Este fator limita o tipo de instalações, que têm de ser relativamente pequenas em comparação com as centrais térmicas convencionais.
- Há barreiras relacionadas com as tradições vigentes no mercado energético português, nomeadamente com a falta de estímulos significativos.
- Há uma legislação excessiva e a muita burocracia aplicada em Portugal que se traduz em grandes dificuldades e trabalho na obtenção de licenças de exploração, colocando a cogeração pouco atrativa comparada com o resto da Europa.

### **2.3. Evolução Histórica da Cogeração em Portugal**

Os sistemas de produção combinada de calor e de eletricidade, a cogeração propriamente dita, baseados em caldeiras e máquinas de vapor, começaram a ser instalados, a partir dos anos 30 do século passado, em unidades industriais (açúcar, refinação de petróleo, papel e têxtil). Os geradores de vapor utilizavam como combustível fuelóleo ou biomassa. As máquinas de vapor viriam a ser substituídas, mais tarde, por turbinas de vapor de contrapressão que acionavam alternadores e que, em alguns casos, operavam em paralelo com as redes públicas [15].

Só em 1982, com o objetivo de incentivar a autoprodução de energia elétrica foi regulada a qualidade de produtor independente, com a possibilidade de estabelecer o paralelo com a Rede Elétrica Nacional (REN) e definidas condições para valorização de excedentes de energia elétrica entregues a esta.

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, desde a celulose à química, passando pelo

têxtil, papel, açúcar, cerveja até aos derivados de madeira. 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. Estes desenvolvimentos permitiram que Portugal atingisse uma potência instalada, em contrapressão, de 530 MW.

Na década de 90, a atividade da cogeração, em Portugal, passou a ter um enquadramento legal adequado. Revisões do quadro legislativo em 1996, 1999, 2000/2001 e 2010, vieram impor critérios mais exigentes de eficiência aos projetos de cogeração. Face a um enquadramento favorável, aos elevados custos da eletricidade que, então, se verificavam e à inexistência de alternativas de abastecimento, o que preocupava seriamente as empresas e, de um modo especial, as que competiam em países com custos energéticos mais baixos, levou a que, a partir de 1990, tivessem sido instaladas em Portugal 64 novas centrais de cogeração com motores diesel, consumindo fuelóleo e totalizando uma potência adicional de aproximadamente 350 MW.

A partir de 1997, com a introdução do gás natural, foram criadas oportunidades para novas cogerações. Desenvolveram-se diversos projetos, utilizando a tecnologia de motores ciclo *Otto* e de turbinas a gás natural, em que muitas centrais existentes passaram por operações de atualização tecnológica e melhoria de eficiência, aumentando a potência das unidades, mediante a instalação de sistemas baseados em ciclos combinados.

Nos últimos 10 anos, com o aumento das restrições ambientais, assistiu-se a uma renovação no parque de cogeração em Portugal, através da conversão ou substituição de alguns motores *diesel* para gás natural. A figura 3 ilustra a potência total instalada, a partir das centrais de cogeração, repartida por diversas tecnologias sendo atualmente as instalações a gás as mais frequentes [15].

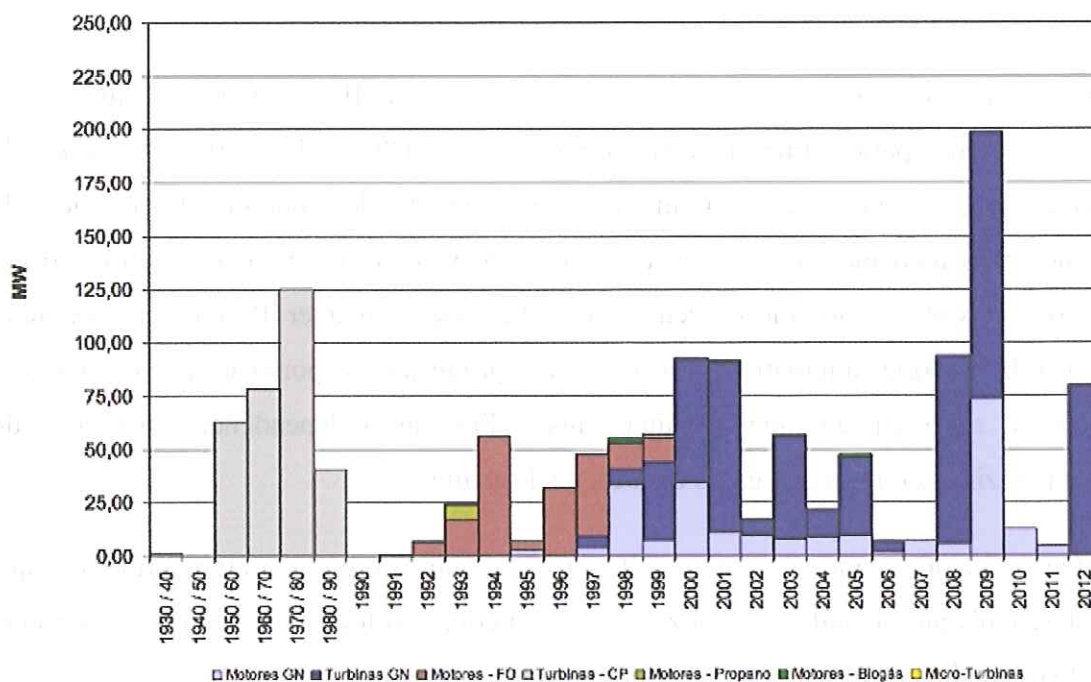


Figura 3 Desenvolvimento da cogeração em Portugal [15]

No momento atual em que o sector elétrico sofre os efeitos de um período de poucos investimentos na geração e na transmissão e, portanto, com tendências de défice de geração e problemas de transporte, a cogeração, como geração distribuída, apresenta-se com grande atratividade tanto para os consumidores quanto para a sociedade em geral [10].

## 2.4. Cogeração – Situação Atual

A diminuição das reservas de recursos de origem fóssil a nível mundial, associada ao conhecido impacto ambiental provocado pela utilização destes recursos e à cessação do Protocolo de Kyoto em 2012, levou a que fosse aprovado em dezembro de 2008, pela União Europeia, o denominado “Pacote Energia-Clima 20-20-20” que consiste em conseguir, até 2020, uma redução de 20 % da emissão de gases com efeito de estufa, face a 1990, um aumento para 20 % de quota global de energia proveniente de fontes de energia renovável no consumo final bruto de energia e uma melhoria da eficiência energética em 20 %.

A nível nacional foi aprovada em 15 de abril de 2010 pelo XVIII Governo Constitucional a Estratégia Nacional para a Energia com horizonte em 2020 (ENE 2020). As opções de política energética assumem-se como um fator de crescimento de economia, de promoção da concorrência nos mercados da energia, de criação de valor e de emprego qualificado em setores com elevada incorporação tecnológica. Pretende-se manter Portugal na fronteira tecnológica das energias alternativas, potenciando a produção e exportação de soluções com elevado valor acrescentado, que permitam ainda diminuir a dependência energética do exterior e reduzir as emissões de gases com efeito de estufa.

A Estratégia Nacional para a Energia (ENE 2020) assenta sobre cinco eixos principais que nela se desenvolvem e detalham, traduzindo-se num conjunto focado de prioridades ou num enunciado de medidas que as permitem concretizar:

Eixo 1 – Agenda para a competitividade, o crescimento e a independência energética e financeira;

Eixo 2 – Aposta nas energias renováveis;

Eixo 3 – Promoção da eficiência energética;

Eixo 4 – Garantia da segurança de abastecimento;

Eixo 5 – Sustentabilidade económica e ambiental.

O crescimento da economia, da promoção da concorrência nos mercados da energia, da criação de valor e de emprego qualificado em setores com elevada incorporação tecnológica, são alguns dos aspetos considerados no documento. Por outro lado, são assumidos como objetivos inerentes à ENE 2020:

1º) A redução da dependência energética do país face ao exterior para 74 % em 2020, atingindo o objetivo de 31 % da energia final e contribuindo para os objetivos comunitários;

2º) Garantir o cumprimento dos compromissos assumidos no contexto das políticas europeias de combate às alterações climáticas, permitindo que em 2020 60 % da eletricidade produzida tenha origem em fontes renováveis;

3º) Criar riqueza e consolidar um *cluster* energético no sector das energias renováveis e da eficiência energética, criando mais 121 000 postos de trabalho e proporcionando exportações equivalentes a 400 M€;

4º) Promover o desenvolvimento sustentável criando condições para reduzir adicionalmente, no horizonte de 2020, 20 milhões de toneladas de emissões de CO<sub>2</sub>, garantindo de forma clara o cumprimento das metas de redução de emissões assumidas por Portugal no quadro europeu e criando condições para a recolha de benefícios diretos e indiretos no mercado de emissões que serão reinvestidos na promoção das energias renováveis e da eficiência energética.

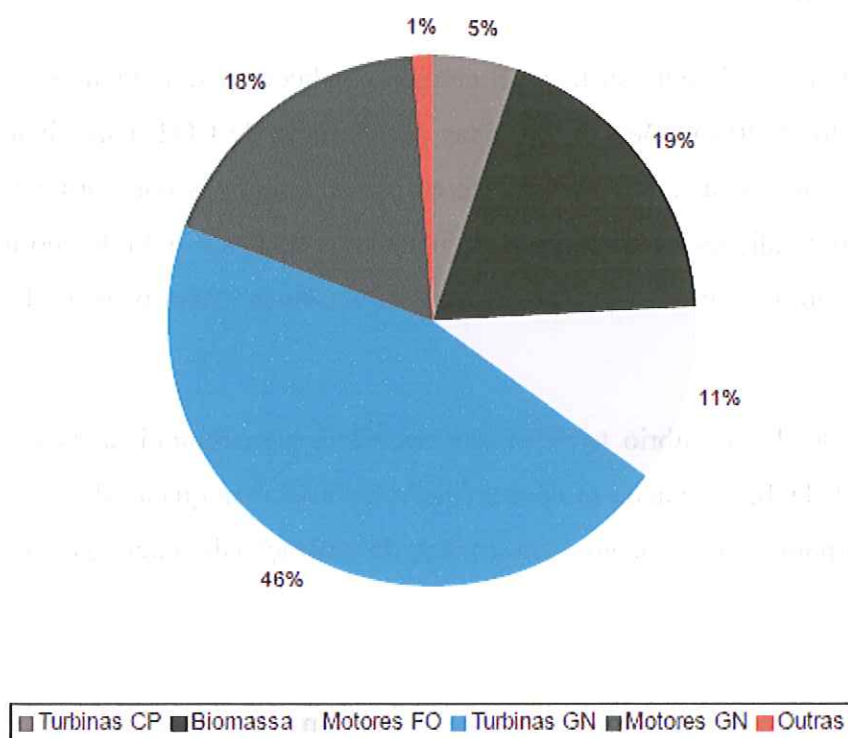
5º) Criar um fundo de equilíbrio tarifário que contribua para minimizar as variações das tarifas de eletricidade, beneficiando os consumidores e criando um quadro de sustentabilidade económica que suporte o crescimento a longo prazo da utilização das energias renováveis.

A cogeração de elevada eficiência assume-se como uma das medidas importantes para cumprir os objetivos tanto do “Pacote Energia-Clima” como da ENE 2020 [8]. Ela não é tão prejudicial para o ambiente como as outras tecnologias de produção excetuando, claro, as renováveis. É uma das soluções que pode contribuir para a redução das emissões de CO<sub>2</sub>, uma vez que a produção de energia elétrica é feita a rendimentos energéticos mais elevados do que os conseguidos pelas centrais termoelétricas não nucleares.

Após um longo período para transpor a Diretiva 2004/8/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, relativa à promoção da cogeração de elevada eficiência, o quadro legal ficou completo no dia 14 de maio de 2012, após a publicação da Portaria n.º 140/2012, que veio estabelecer as tarifas de referência do regime remuneratório dispostas no Decreto-Lei n.º 23/2010 de 25 de março de 2010 [15].

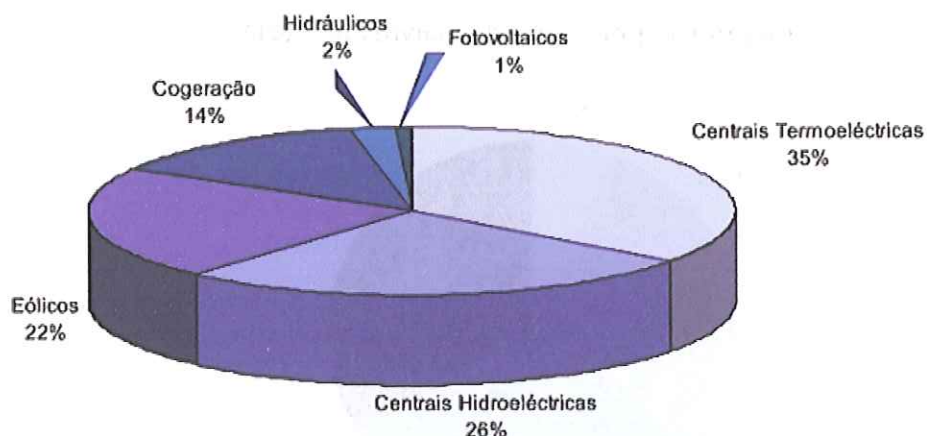
As instalações de cogeração existentes em Portugal são, maioritariamente, equipamentos que utilizam o gás natural como combustível, conforme ilustrado na figura 4.

**Cogeração em Portugal por Tecnologia | 2012**



**Figura 4** Instalações de cogeração em Portugal, por tecnologia em 2012 [15]

Assim, o mercado da Cogeração em Portugal é constituído por 64 % com motores e turbinas a Gás Natural e, atualmente, cerca de 14 % da produção de energia elétrica na Rede Elétrica Nacional (REN) é produzida em Cogeração, conforme ilustra a figura 5.



**Figura 5** Produção de energia elétrica em Portugal em 2012 [15]

A rentabilidade dos sistemas de cogeração tem, em geral, vindo a diminuir nos últimos anos, devido essencialmente a uma subida do preço dos combustíveis e a uma diminuição do preço da eletricidade. A viabilidade económica dos projetos de cogeração depende fortemente da diferença entre os preços destas duas energias, da sua estabilidade e também os preços de aquisição dos excedentes de produção por parte do RESP – Rede Elétrica Serviço Público.

As aplicações de cogeração no setor terciário têm um peso insignificante, apesar do enorme potencial expectável para esta tecnologia, distribuídos essencialmente por 4 subsectores distintos, sendo a indústria têxtil o sector que mais contribui para o total de energia elétrica com origem nesta forma de produção, com 34 % do total. Outro dos sectores industriais com importância relativa é a indústria da química e petróleos, com 30 % do total nacional cogerao, seguido da indústria da pasta e papel e outros sectores, ambos com 15 % do total.

A figura 6 ilustra com precisão a produção de eletricidade por cogeração em Portugal nos vários sectores de atividade.

Cogeração por sector de actividade - 2012

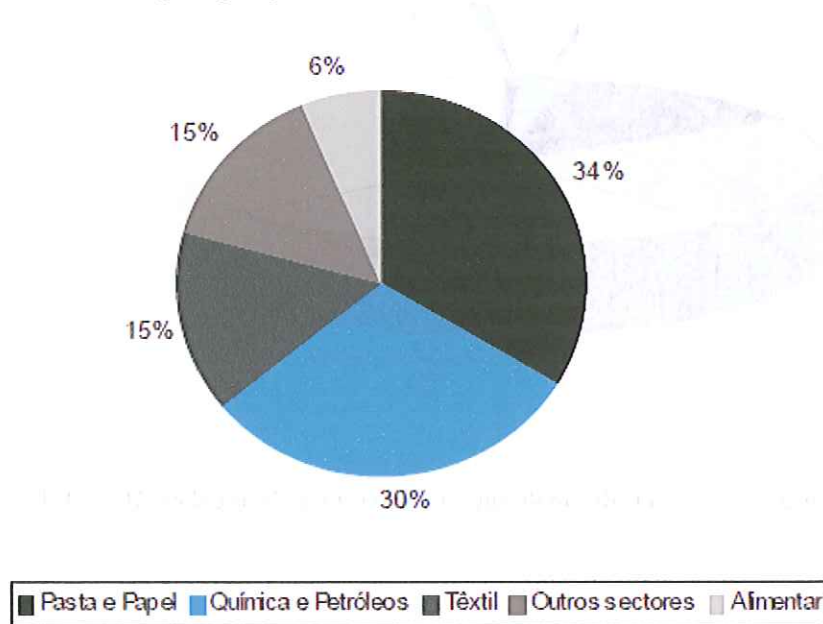


Figura 6 Produção de energia elétrica por cogeração em Portugal em 2012 [15]

## 2.5. Principais Tecnologias de Cogeração

Os sistemas de cogeração classificam-se de acordo com o tipo de máquina térmica que os equipam. Como máquinas térmicas são usados, tradicionalmente, motores alternativos (de explosão – ciclo *Otto* ou de compressão interna – ciclo *Diesel*) ou turbinas (a gás ou a vapor), conforme ilustra a figura 7, e, mais recentemente, micro-turbinas e pilhas de combustível.

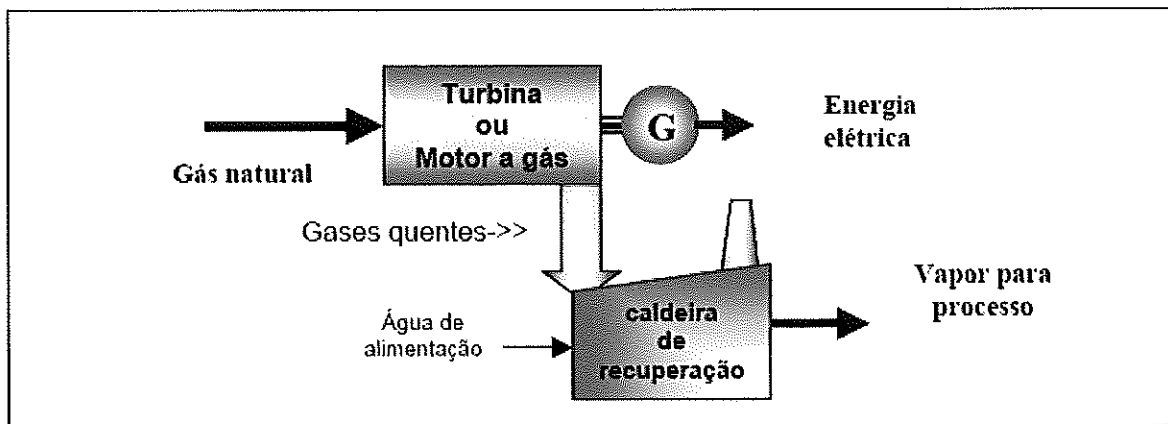


Figura 7 Cogeração com turbina ou motor [10]

Uma instalação de Cogeração ou central de Cogeração é caracterizada pela máquina que produz eletricidade e energia térmica.

Presentemente, as tecnologias mais importantes disponíveis no mercado para Cogeração são:

- Turbina de gás (ciclo de Brayton)
- Turbina de vapor (ciclo de Rankine)
- Ciclo combinado
- Motor alternativo de Combustão Interna (ciclo *Diesel* ou *Otto*).

### 2.5.1. Comparação entre as várias Tecnologias

Na figura 8 é evidenciada uma comparação entre as principais tecnologias de cogeração apresentadas anteriormente.

**Figura 8 Comparação entre as principais tecnologias de cogeração [5]**

Máquina Motriz	Turbina de gás	Turbina de Vapor	Motores de explosão a GN	Motor de Compressão interna	Pilhas de Combustível
Potencia (MWe)	0,2 -100	0,5-100	0,005-5	0,015-30	0,01-0,25
Razão Calor/Eletricidade	1,12- 2	2-10	0,4-1,7	0,4-1,7	1,1
Rend. Elétrico (%)	15-35	10-40	22-40	25-45	35-40
Rend. Térmico (%)	40-59	40-60	40-60	40-60	20-50
Rend. Total (%)	60-85	60-85	70-80	70-85	55-90
Tempo de Vida (anos)	15-25	20-35	10-20	10-20	>5
Carga Mínima (%)	75	20	75-85	50	Sem limites
Eficácia (%)	90-98	99	92-97	92-97	>95
Investimento (€/KWhe)	600-800	700-900	700-1400	700-1400	>2500
Arranque	10m-1h	1h-1dia	10s	10s	3h-2dias
Ruído	Médio	Alto	Alto	Alto	Baixo
Uso Energia Térmica	Aquecimento, AQS, Vapor BP e AP	Vapor BP e AP	Vapor BP e AP	Aquecimento, AQS, Vapor BP e AP	AQS, Vapor BP e AP
Combustível	Gasoso, Líquido	Todos	Gasoso, Líquido	Gás, Gasolina, Gasóleo	Gás

### 2.5.2. Motor alternativo de combustão interna [3]

Os motores alternativos, também denominados de combustão interna, são utilizados de maneira mais disseminada no sector terciário e nas pequenas indústrias. Sendo que têm também bastantes aplicações em sistemas de produção de energia de emergência e na cobertura de situações de isolamento geográfico. De uma forma geral, estão associados à satisfação de necessidades industriais de energia elétrica, em projetos de cogeração, sempre que as necessidades térmicas sejam pouco significativas, ou quando os consumos de energia sofrem variações ao longo do tempo. Este tipo de cogeração é habitualmente utilizada em instalações com potências da ordem dos 10 MW, embora possam ser encontrados alguns exemplos com consumos da ordem dos 20 MW ou mais. Na figura 9 é apresentado um esquema de um sistema de motores de combustão interna (*Diesel* e *Otto*).

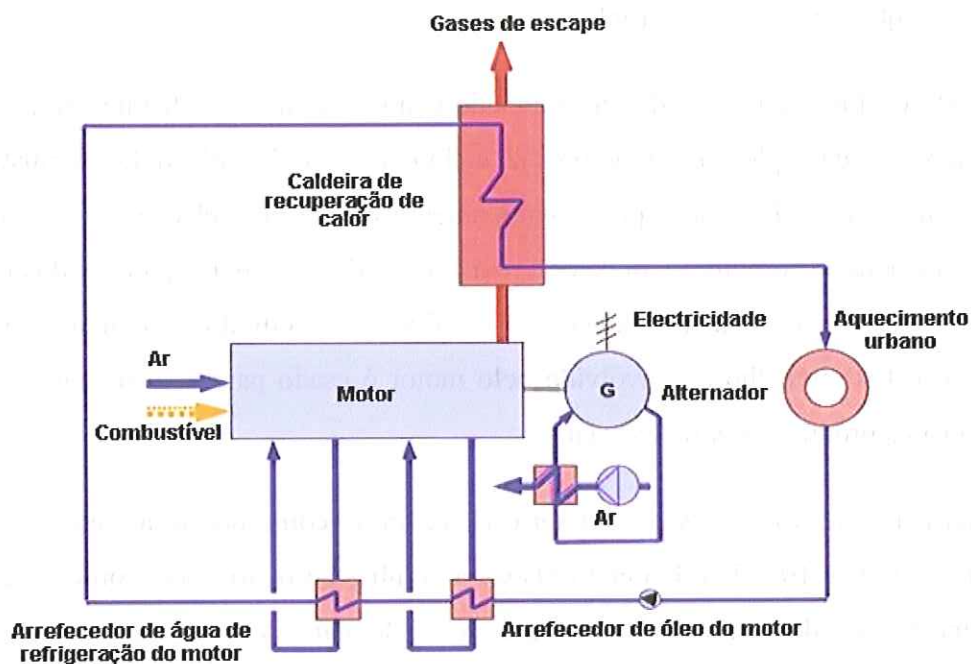


Figura 9 Esquema de um sistema de motores de combustão interna (Diesel e Otto) [15]

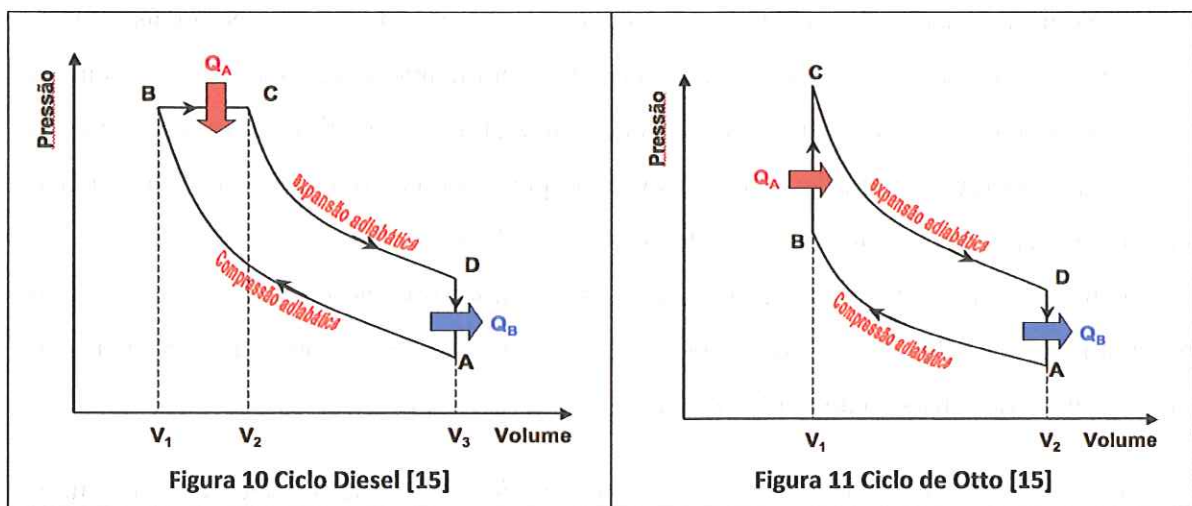
Esta tecnologia apresenta de uma forma geral, um rendimento térmico superior às demais tecnologias, como turbinas a gás e vapor, embora também tenha graves restrições associadas à recuperação de calor, face aos baixos níveis de temperatura. A viabilidade de aplicação dos motores em cogeração é limitada aos casos em que o processo requer uma quantidade relativamente grande de calor a baixas temperaturas. A quantidade de calor que pode ser efetivamente recuperada depende do tipo de motor utilizado. Nestes sistemas o aproveitamento de calor ocorre com a utilização da energia contida nos gases de exaustão e/ou nos fluidos de refrigeração e lubrificação.

A recuperação de calor dos óleos lubrificantes e do fluido de refrigeração do turbo compressor, usualmente disponível a cerca de 70 °C, é limitada para finalidades de produção de água quente, e pode ser empregue em uso doméstico, em processos de lavagem e na alimentação de caldeiras. Já os gases de escape/exaustão, com temperaturas de até 700 °C, representam a segunda fonte mais importante para a recuperação de calor de um motor. O calor destes gases pode ser aproveitado diretamente ou então ser recuperado numa caldeira para produção de vapor. No entanto, o aproveitamento do calor dos gases de exaustão está

condicionado pelo facto de não ser recomendável reduzir sua temperatura abaixo de 150 a 180 °C para evitar que surjam alguns problemas no sistema.

Quanto ao modo de funcionamento de um motor de combustão interna, distinguem-se dois grupos de motores, os de explosão (ou motores de ciclo *Otto*) e os *Diesel*, conforme ilustrado na figura 10 e na figura 11. Neste tipo de equipamento o combustível é misturado ao ar atmosférico na câmara de combustão, onde ocorre a combustão. A força expansiva dos gases de combustão provoca o movimento cíclico de um pistão num cilindro, produzindo assim energia mecânica. Este trabalho desenvolvido pelo motor é usado para acionar um gerador elétrico, com vista a produzir energia elétrica.

A diferença básica entre o ciclo *Otto* e *Diesel* está na forma como ocorre a combustão do combustível (ver figuras 10 e 11). No ciclo *Diesel* a combustão ocorre pela compressão do combustível na câmara de combustão, enquanto, no ciclo *Otto*, a combustão ocorre pela explosão do combustível através de uma faísca na câmara de combustão. Ou seja, os princípios básicos são muito semelhantes aos usados nos motores tradicionais dos automóveis a gasolina e a gasóleo.



Os motores de explosão utilizam como combustível mais frequente o gás natural, mas também podem queimar propano, butano ou uma mistura dos dois, bio-gás, gás de síntese, náfta química, entre outros. Em relação aos motores que usam o ciclo *Diesel*, os combustíveis permitidos e mais utilizados abrangem uma grande variedade de combustíveis líquidos, desde

os vários tipos de fuelóleo ao gasóleo e ainda misturas de combustíveis gasosos com líquidos em proporções que permitem a auto-ignição.

Em diversas situações/indústrias torna-se vantajoso o uso do gás natural como combustível de sistemas de cogeração com motor alternativo, quer por questões logísticas/físicas, quer por questões económicas. Para a utilização de gás natural como combustível, o ciclo recomendável é o ciclo *Otto*. Sendo nestes casos misturado o gás com o ar em determinadas proporções e a uma pressão e temperatura pré-estabelecidas.

A eficiência global deste tipo de equipamento ronda os 75 %, sendo que cerca de 30 % da energia contida no combustível é diretamente transformada em energia mecânica e aproximadamente 45 % em energia térmica, aproveitada através dos métodos descritos anteriormente.

Um motor de combustão interna em cogeração permite produzir água quente, a 85-90 °C, ou ainda vapor de baixa pressão a 130 °C.

As principais vantagens e desvantagens deste tipo de Cogeração podem resumir-se a:

➤ Vantagens:

- Fácil adaptação a variações das necessidades térmicas;
- Elevada eficiência mecânica.

➤ Desvantagens:

- Tempo de vida útil curto;
- Baixo rendimento térmico.

## 2.6. Gás Natural

O gás natural é consumido em vários países há mais de 50 anos e corresponde a cerca de 95 % de quase todo o gás canalizado do mundo [12]. O gás natural consiste em uma mistura de gases inorgânicos e hidrocarbonetos saturados contendo principalmente metano, cuja composição qualitativa e quantitativa depende dos fatores envolvidos no processo de produção, coleta e escoamento do gás. É encontrado em rochas porosas no subsolo, frequentemente acompanhado por petróleo.

A composição do gás natural difere consoante o local da jazida, sendo sempre o metano o seu elemento principal. Como exemplo de composição química, indica-se na tabela 1, o gás natural que Portugal recebe da jazida da Argélia.

**Tabela 1** Composição química do gás natural [17]

<b>Composição Química aprox. (% vol) do Gás Natural</b>		
Metano	CH <sub>4</sub>	86,5%
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	9,4%
Azoto	N <sub>2</sub>	0,3%
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	2,6%
Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,1%
Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,1%

Na tabela 2 são apresentadas algumas das propriedades do gás natural.

**Tabela 2** Propriedades características do gás natural [17]

<b>Principais Características Físicas do Gás Natural (proveniente da Argélia)</b>			
<b>Poder Calorífico</b> (Informação retirada da Internet)	Superior	PCS	42,0 MJ/m <sup>3</sup>
	Inferior	PCI	37,9 MJ/m <sup>3</sup>
<b>Densidade Relativa (ao ar)</b>			0.65

O PCS é uma propriedade variável e que tem tido uma evolução sinuosa ao longo dos últimos três anos. Para este trabalho foi considerado como valor de referência 42,0 MJ/m<sup>3</sup>.

O uso do gás natural como combustível, em substituição de todos os demais, é fruto das vantagens económicas e ambientais que o gás natural apresenta. Algumas delas são apresentadas a seguir:

- Para o mesmo conteúdo energético, o teor de enxofre pode ser, conforme a origem, de 240 a 1000 vezes inferior ao do carvão e dos óleos pesados, e 200 a 300 vezes inferior ao do diesel. Essa qualidade permite o uso de permutadores de calor e de recuperadores, funcionando com grandes variações de temperatura, sem problemas de vida útil ou necessidade de uso de materiais específicos. Para as altas temperaturas de funcionamento dos fornos, a ausência de substâncias nocivas nos produtos da combustão facilita a escolha dos aços e ligas para a fabricação de recuperador, de queimadores, de condutos de circulação dos gases nos tubos radiantes e de outros componentes.
- A limpeza da combustão, que se traduz pelos baixos teores ou inexistência, nos produtos da combustão, de óxidos de enxofre, monóxido de carbono, óxido de nitrogênio e partículas, permite muitas aplicações nos processos de aquecimento direto.
- O estado gasoso permite uma ampla conceção de queimadores e flexibilidade de funcionamento, devido à extensa gama de potências, que vai de 30 W, para os menores queimadores, usados como pilotos, até faixas de 60 MW para os queimadores de alta potência, usados em caldeiras.

- Como apresenta temperatura de chama alta, combustão completa, ausência de radiação e gases de exaustão limpos, o gás natural é o combustível ideal para as turbinas a gás e ciclos combinados. Os rendimentos dessas turbinas são sensivelmente superiores aos das demais.
- Viabiliza a geração distribuída, tendo em vista que as termoeletricas são modulares e mais compactas. Esse fator traz benefícios à implantação em regiões onde a disponibilidade de terreno é difícil, como nas áreas metropolitanas e centros urbanos. Esses locais não só impõem dificuldades ambientais, mas também obstáculos referentes à localização de terrenos adequados e disponíveis para instalação. Além disto, a flexibilidade do uso do gás natural é um elemento favorável para seu uso em sistemas de cogeração, permitindo adequar a carga da turbina em função das necessidades, sem problemas de abastecimento ou armazenagem [13].
- Como é mais leve que o ar, numa eventual fuga, dissipa-se rapidamente, evitando riscos. Além disso, para que inflame, é preciso que seja submetido a uma temperatura superior a 620 °C, em comparação com o álcool e a gasolina que se inflamam a 200 e a 300 °C, respectivamente.
- Ao longo do processo de produção, transporte e armazenagem, é o combustível fóssil que menos polui o ambiente. Na fase de produção, os poços não ferem a paisagem, e as instalações de tratamento são de pequeno porte. Mesmo em caso de vazamento em áreas de produção submarina, o gás seco não polui o mar. O seu transporte, seja por gasoduto ou metaneiro, é discreto, limpo e seguro. Os gasodutos subterrâneos não interferem na paisagem ou nas culturas e os metaneiros são projetados de maneira a não provocar catástrofes ecológicas no mar. Os terminais de receção de gás liquefeito, geralmente localizados em zonas portuárias ou industriais, longe das populações, não provocam impacto visual, o seu funcionamento não gera fumaça, barulho, ou tráfego rodoviário. A armazenagem do gás é geralmente subterrânea em cavidades naturais [13].

## **2.7. A Cogeração a Gás Natural**

Com a chegada do gás natural a Portugal, em abril de 1997, a cogeração tornou-se um instrumento muito importante para a competitividade no sector do grande terciário, não só pelas vantagens económicas e tecnológicas que decorrem da utilização deste combustível, mas também pelos efeitos benéficos que esta energia proporciona.

Em termos de comparação com o fuelóleo, energia tradicionalmente utilizada para a cogeração em Portugal, a cogeração a gás natural torna-se muito mais vantajosa pelos seguintes fatores:

1. Menor investimento por kW instalado, dado que na cogeração a gás natural não é necessário o recurso a equipamentos auxiliares necessários com a utilização do fuelóleo (depósitos de combustível, equipamentos necessários à sua centrifugação, aquecimento e alimentação ao motor). Desta característica resultam também menores necessidades de pessoal afeto à cogeração a gás natural;
2. Otimização do espaço, dado que as centrais de cogeração a gás natural são de dimensões mais reduzidas;
3. Permitem um controlo rigoroso do arranque e a paragem dos motores conforme as necessidades da instalação, adaptando-se, assim, ao horário de funcionamento de qualquer empresa;
4. Por ser uma energia limpa e natural, a manutenção dos equipamentos é mais simples, menos onerosa e mais espaçada;
5. Maior aproveitamento energético global;
6. Reduzidas emissões poluentes;
7. Fornecimento contínuo de gás natural, 24 horas por dia, 365 dias por ano [12].

## 2.8. Motores a Gás Natural

A escolha da tecnologia mais adequada a cada aplicação, dentre o conjunto de opções apresentadas no capítulo 3, é um procedimento que deve ser feito de forma cuidadosa e criteriosa.

A aplicação dos motores em cogeração é limitada aos casos em que o processo requer uma quantidade relativamente grande de calor a baixas temperaturas. Em diversas situações torna-se vantajoso o uso do gás natural como combustível de sistemas de cogeração com motor alternativo, quer por questões logísticas, quer por questões económicas. Para a utilização de gás natural como combustível, o ciclo recomendável é o ciclo *Otto*, sendo neste caso misturado o gás com o ar em determinadas proporções e a uma pressão e temperatura pré-estabelecidas [9].

O motor a gás tem basicamente a função de transformar a energia proveniente da combustão em energia mecânica. Esta será em seguida aproveitada para acionamento de um gerador elétrico. No motor a gás, a energia térmica produzida apresenta-se nos gases de descarga e na água de arrefecimento, além de uma quantidade menor no retorno do óleo lubrificante.

Os motores disponibilizam energia térmica em boa parte na água de arrefecimento, que nem sempre pode ser totalmente aproveitada, pois exige permutador de calor em vista da possibilidade de contaminação.

# 3. Quadro Legal Cogeração

## 3.1. Diretiva de Cogeração da União Europeia

A Diretiva Comunitária de cogeração (2004/8/DC) aponta para o aumento da eficiência energética e o melhoramento da segurança de fornecimento através de um quadro que promove e desenvolve uma cogeração altamente eficiente baseada na procura de calor e poupança de energia primária no mercado interno de energia.

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

- 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.

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 cogerada) [2].

A parte quantitativa da diretiva reflete as duas fases de avaliação de uma central:

- metodologia harmonizada para calcular a eletricidade da cogeração;
- uma metodologia para determinar a eficiência da cogeração.

Na fase um, a diretiva afirma que a quantidade global de eletricidade produzida deve ser considerada como cogeração quando uma eficiência global anual de 75 % é atingida (80 % para uma turbina de ciclo combinado a gás e uma turbina a vapor). Se a eficiência global estiver abaixo destes valores, então a quantidade de eletricidade produzida através de cogeração pode ser calculada através da equação (1):

$$E_{CHP} = H_{CHP} * C. \quad (1)$$

Considerando:

$E_{CHP}$  — Quantidade de eletricidade produzida em cogeração;

$C$  — Rácio eletricidade/calor, com valores que vão de 0,45 a 0,95 dependendo do tipo de central considerada;

$H_{CHP}$  — Quantidade de calor útil produzida em cogeração.

Na fase dois, o princípio fundamental para a determinação de uma cogeração muito eficiente é que uma quantidade considerável de energia primária deve ser poupada (PES – *Primary Energy Saving*). Estes ganhos de energia primária podem ser calculados através da seguinte equação (2):

$$PEP = \left[ 1 - \frac{1}{\frac{CHP H_{\eta}}{Ref H_{\eta}} + \frac{CHP E_{\eta}}{Ref E_{\eta}}} \right] * 100 \% . \quad (2)$$

- $CHPH_{\eta}$  - Eficiência térmica média;
- $CHPE_{\eta}$  - Eficiência elétrica média;
- $Ref.E_{\eta}$  - Eficiência do processo de produção térmica;
- $Ref.H_{\eta}$  - Eficiência do processo de produção elétrica.

Se as centrais conseguirem um PEP superior a 10 % são consideradas eficientes.

Os valores de referência não devem estar longe dos valores expressos na proposta emendada da comissão, onde as novas centrais com a produção separada de calor terão de ter 90 % de eficiência (85 % para caldeiras aquecidas a óleo ou carvão) e centrais a gás natural pressupõem-se uma eficiência elétrica de 55 % (42 % para centrais a carvão e a óleo).

A Diretiva também define indiretamente a qualificação para cogeração como se apresenta de seguida:

- Aboliu a fronteira de 50 MWe de capacidade para a eficiência de centrais por forma a serem ilegíveis a participações. Esta proposta foi introduzida por uma Diretiva do parlamento europeu, na promoção da cogeração, baseada na procura de calor e do mercado interno de energia.
- A performance energética dos edifícios (diretiva 2002/91/EC) requer aos estados membros que forneçam documentação fiável de sistemas de cogeração do ponto de

vista técnico ambiental e económico antes de efetuar construções superiores a 1000 m<sup>2</sup>.

- Para garantir que a eletricidade provém da cogeração os Estados Membros deverão nomear uma ou mais entidades de supervisão competentes.

- As centrais de cogeração de pequena escala (capacidade inferior a 1 MWe) são qualificadas como muito eficientes se assegurarem poupanças de energia primária [12].

### **3.2. Legislação em Portugal [23]**

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 (REN). A crescente preocupação na diminuição da dependência energética do país, levou a que em 1988 se tenha criado um quadro legal mais coerente e transparente para a produção de energia, visando o melhor aproveitamento dos recursos endógenos e de incentivo à utilização de cogeração com a publicação do Decreto-Lei n.º 189/88, a primeira legislação orientada para a promoção da produção de energia elétrica a partir de recursos renováveis, combustíveis nacionais ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, bem como da cogeração, representou um marco fundamental na história da produção independente em Portugal.

Com o Decreto-Lei n.º 186/95, a cogeração é definida como: “ o processo de produção combinada de energia elétrica e térmica, destinando-se ambas a consumo próprio ou de terceiros, com respeito pelas condições previstas na lei”. 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.

Ao mesmo tempo que se tomavam medidas em Portugal, a Comissão Europeia preparava uma nova Diretiva relativa à cogeração, a Diretiva 2004/8/CE de 11 de fevereiro do Parlamento Europeu e do Conselho, relativa à promoção da cogeração com base na procura

de calor útil no mercado interno de energia e que constitui o instrumento legal comunitário que visa promover a cogeração nos diversos estados membros. Esta Diretiva foi transposta para o quadro jurídico nacional através do Decreto-Lei n.º 23/2010 de 25 de março, encontrando-se este orientado para a promoção da cogeração de elevada eficiência que deverá apresentar uma poupança de energia primária (PEP) superior a 10 % em relação à produção separada de eletricidade e calor.

Seguidamente apresenta-se uma lista atualizada da legislação relativa á Cogeração em Portugal:

➤ **“Regulamento dos Sistemas Energéticos de Climatização em Edifícios” (RSECE):**

O Regulamento dos Sistemas Energéticos de Climatização em Edifícios (RSECE) veio definir um conjunto de requisitos aplicáveis a edifícios de serviços e de habitação dotados de sistemas de climatização, os quais, para além dos aspetos relacionados com a envolvente e da limitação dos consumos energéticos, abrange também a eficiência e manutenção dos sistemas de climatização dos edifícios.

São definidos requisitos de eficiência energética para a conceção / projeto de novos edifícios, em que passou a ser obrigatória a instalação de sistemas próprios de cogeração nos grandes edifícios com áreas úteis superiores ao limite fixado no respetivo regulamento, sem prejuízo das exceções previstas, salvo demonstração da sua não viabilidade económica.

O Regulamento também se aplica a todos os grandes edifícios de serviços existentes com uma área útil superior a 1000 m<sup>2</sup>, do tipo centros comerciais, supermercados, hipermercados e piscinas aquecidas cobertas, o limite referido no número anterior é reduzido para 500 m<sup>2</sup>. É obrigatório o estudo da viabilidade económica de sistemas de cogeração nos seguintes tipos de edifícios com mais de 10 000 m<sup>2</sup> de área útil:

- a) Estabelecimentos de saúde com internamento;
- b) Empreendimentos turísticos, quando aplicável, de 4 ou mais estrelas;
- c) Centros comerciais;
- d) Piscinas aquecidas com mais de 200 m<sup>2</sup> de plano de água.

➤ **Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março**

O Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de dezembro, estabelece as regras aplicáveis à produção combinada de calor e eletricidade, vulgarmente conhecida como cogeração. Desde então, o sector energético, de uma forma geral, e o sector elétrico, de uma forma particular, conheceram novos desafios organizacionais e ambientais.

As crescentes preocupações com a defesa do ambiente tornaram necessário um maior estreitamento das políticas ambientais e energética, de forma a viabilizar o cumprimento dos compromissos assumidos internacionalmente, em particular quanto à limitação das emissões dos gases que provocam o efeito de estufa, objeto da Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas, do Protocolo de Quioto dela decorrente e recentemente do Acordo de Copenhaga.

Neste contexto, a promoção da cogeração de elevada eficiência com base na procura de calor útil é considerada prioritária, devido ao seu potencial de poupança de energia primária e, conseqüentemente, de redução das emissões de CO<sub>2</sub>, bem como à diminuição significativa das perdas na rede associada à descentralização da produção elétrica e também da potencial contribuição para a segurança de abastecimento.

Este Decreto-Lei procede ao enquadramento da atividade de produção em cogeração, estabelecendo o respetivo regime jurídico e remuneratório. O regime remuneratório assenta em duas modalidades, à escolha do promotor da cogeração, acessíveis a cogerações eficientes ou de elevada eficiência.

A modalidade geral é acessível a todas as cogerações sem restrições de potência instalada. A remuneração da energia térmica e elétrica produzida faz-se principalmente com apelo às regras de mercado, ainda que se preveja o pagamento temporário de um prémio de participação de mercado, relativamente a instalações de capacidade instalada igual ou inferior a 100 MW.

A modalidade especial é acessível somente a cogerações com capacidade instalada igual ou inferior a 100 MW. A remuneração da energia térmica processa-se em condições de mercado, mas a energia elétrica é entregue à rede para comercialização pelo comercializador de último recurso (CUR), em contrapartida de uma tarifa de referência temporária, de valor a definir em

portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, a qual é complementada com o pagamento de prémios de eficiência.

O acesso às redes por parte das cogerações depende da modalidade de regime remuneratório escolhido. No caso das cogerações enquadradas na modalidade especial, o acesso processa-se nos termos do Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de dezembro, enquanto na modalidade geral o acesso se processa em termos similares aos estabelecidos para o regime ordinário de produção de eletricidade.

Este Decreto-Lei estabelece a disciplina da atividade de cogeração e procede à transposição para a ordem jurídica interna da Diretiva n.º 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de fevereiro. Definindo ainda cogeração, por a produção simultânea, num processo integrado, de energia térmica e de energia elétrica e, ou se for o caso, mecânica.

A unidade capaz de operar em modo de cogeração é designada por instalação ou unidade de cogeração e a entidade que detenha uma instalação de cogeração licenciada denominado por cogedor. As instalações de cogeração com uma capacidade instalada inferior a 1 MW são designadas por cogeração de pequena dimensão. A cogeração de pequena dimensão cuja capacidade máxima seja inferior a 50 kW são denominadas de microcogeração.

Classifica a produção em cogeração em:

- a) Cogeração de elevada eficiência;
- b) Cogeração eficiente.

Considera de elevada eficiência a produção em cogeração realizada em:

- a) Instalações com potência elétrica instalada superior a 25 MW que tenham uma eficiência global superior a 70 % e uma poupança de energia primária relativamente à produção separada de eletricidade e calor de pelo menos 10 %;
- b) Instalações com potência elétrica instalada entre 1 e 25 MW e de que resulte uma poupança de energia primária relativamente à produção separada de eletricidade e calor de pelo menos 10 %;
- c) Instalações de cogeração de pequena dimensão de que resulte uma poupança de energia primária relativamente à produção separada de eletricidade e calor.

Considera também como eficiente a produção em cogeração não enquadrável no número anterior mas em que haja poupança de energia primária.

➤ **Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto**

Primeira alteração, por apreciação parlamentar, ao Decreto-Lei n.º 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, transpondo para a ordem jurídica interna a Diretiva n.º 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de fevereiro.

➤ **Portaria n.º 140/2012, de 14 de maio**

Esta portaria estabelece os termos da tarifa de referência do regime remuneratório aplicável às instalações de cogeração, nos termos e para os efeitos do disposto no Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto.

O novo regime tarifário passa a ter uma formulação diferente da legislação anterior e pode-se descrever de uma forma sucinta da seguinte forma:

Para a modalidade geral (energia não vendida à rede):

$$\text{Tarifa} = \text{Prémio Participação Mercado} + \text{Tarifa Venda ao Consumidor} - \quad (3) \\ (\text{Tarifa uso Global Sistema} + \text{Tarifa Comercialização}).$$

Modalidade especial:

$$\text{Tarifa} = \text{Tref} + \text{Prémio Eficiência (PEP)} + \text{Prémio Energia Renovável}. \quad (4)$$

Esta Portaria prevê a atualização da tarifa de referência em função da variação ocorrida nos indicadores relativos ao preço do Crude Oil Brent, na taxa de câmbio do euro face ao dólar dos Estados Unidos da América e do índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, mediante Despacho do Diretor Geral da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG).

Assim, determina:

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

i)  $P \leq 10$  MW: 89,89 €/MWh;

ii)  $10$  MW  $< P \leq 20$  MW: 80,44 €/MWh;

iii)  $20$  MW  $< P \leq 50$  MW: 70,33 €/MWh;

iv)  $50$  MW  $< P \leq 100$  MW: 63,95 €/MWh;

b) Para instalações que utilizem como combustível o fuelóleo, o valor da tarifa de referência atualizada para o 2º trimestre de 2013, é o seguinte:

i)  $P \leq 10$  MW: 89,12 €/MWh;

ii)  $10$  MW  $< P \leq 100$  MW: 79,96 €/MWh.

c) Para instalações de cogeração renovável, o valor da tarifa de referência atualizada para o 2º trimestre de 2013, é o seguinte:

i)  $P \leq 2$  MW: 81,17 €/MWh;

ii)  $2$  MW  $< P \leq 100$  MW: 65,92 €/MWh.

As instalações de cogeração enquadradas na modalidade especial podem optar pela modelação tarifária, em função dos períodos horários, são remuneradas pela tarifa de referência ajustada, assim a tarifa de referencia aplicável durante as horas cheias e de ponta do tarifário geral em ciclo semanal será de  $1,10 \times Tref_m$  e a tarifa de referencia aplicável durante as horas de vazio e super vazio do tarifário geral em ciclo semanal será de  $0,87 \times Tref_m$ .

O prémio de eficiência é calculado mensalmente, de acordo com a seguinte fórmula, expressa em euros:

$$PEm = PC * \frac{PEP}{(1-PEP)} * EEPLm * K * \left(\frac{EP}{EE}\right). \quad (5)$$

Em que:

- a)  $PEm$  é o valor do prémio de eficiência no mês  $m$ ;
- b)  $PC$  é o custo de referência para valorização da poupança de energia primária e assume o valor de 28,71 €/MWh;
- c)  $PEP$  é a poupança certificada na garantia ou certificado de origem emitida pela Entidade Emissora das Garantias de Origem (EEGO);
- d)  $EEPLm$  é a energia elétrica produzida pela instalação de cogeração no mês  $m$ , excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção energética, expressa em megawatts por hora;
- e)  $K$  é o fator adimensional que distingue o  $PEm$  de acordo com o grau de poupança de energia primária pela instalação de cogeração, e que toma os seguintes valores:
  - i)  $K = 0,5$  no caso de cogerações de elevada eficiência;
  - ii)  $K = 0,3$  no caso de cogerações eficientes;
- f)  $EP/EE$  é a relação entre a energia primária consumida na instalação de cogeração no ano civil anterior ao mês  $m$  e a energia elétrica produzida na instalação de cogeração no mesmo período, certificada pela EEGO, utilizando -se, enquanto não houver aquela certificação, os coeficientes seguintes:
  - i) Instalações com motor alternativo a gás natural: 2,86;
  - ii) Instalações com turbina a gás natural com potência inferior a 20 MWe: 3,70;
  - iii) Instalações com turbina a gás natural com potência igual ou superior a 20 MWe: 3,12;

- iv) Instalações com motor alternativo a fuelóleo: 2,60;
- v) Instalações com turbina a vapor: 5;
- vi) Instalações de ciclo combinado: 2,5;
- vii) Instalações de cogeração renovável: 5.

O prémio de energia renovável é expresso em euros e é determinado mensalmente de acordo com a seguinte fórmula:

$$PRm = Trefm * r * \frac{CR}{C} * EEPLm. \quad (6)$$

Em que :

- a)  $PRm$  é o valor do prémio de energia renovável no mês  $m$ ;
- b)  $Trefm$  é a tarifa de referência aplicável no mês  $m$ ;
- c)  $R$  é igual a 10 %;
- d)  $CR/C$  é a fração de combustíveis renováveis consumidos na instalação de cogeração no ano civil anterior ao mês  $m$ , tal como certificada pela EEGO;
- e)  $EEPLm$  é a energia elétrica produzida pela instalação de cogeração no mês  $m$ , excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção energética, expressa em megawatts por hora.

➤ **Portaria n.º 325-A/2012 de 16 de outubro**

A presente portaria procede à alteração da Portaria n.º 140/2012, de 14 de maio, que estabelece os termos da tarifa de referência do regime remuneratório aplicável às instalações de cogeração. Esta Portaria trouxe em regra geral cortes na tarifa a rondar cerca de 30 a 40 % relativamente à tarifa anterior.

# 4. Caso de Estudo: Caracterização do Edifício, Equipamento e Necessidades Energéticas

## 4.1. Caracterização do Edifício

O caso em estudo é um complexo de piscinas cobertas que se encontra inserido num *Health Center*, pertencente a uma empresa de turismo. Além do complexo de piscinas interiores, o edifício principal tem disponíveis várias infraestruturas para a prática de desportos coletivos/individuais tais como, ginásios, polidesportivo, sauna / banho turco e sala de convívio, podendo-se repartir em três grandes espaços distintos:

- Piscinas e espaços complementares, situados no piso -1;
- Salas de atividades e ginásio, situados no piso 0;
- Espaços administrativos, situados no piso 1.

Anteriormente, o complexo de piscinas possuía uma instalação de cogeração com um motor a fuelóleo de 5 994 kW que funcionou durante 15 anos. No entanto, o período de validade terminou. Os fornecimentos de energia efetuados por essa cogeração incluíam o fornecimento de energia elétrica, para além do fornecimento da energia térmica, para aquecimento do ar e da água das piscinas.

Em termos de consumos térmicos efetivos era utilizada a energia do circuito HT para aquecimento das águas das piscinas, produção de água quente usada no edifício, e aquecimento do ar ambiente. A caldeira recuperativa não estava a funcionar.

Os equipamentos de recuperação térmica utilizados na cogeração eram os seguintes:

- Permutador do circuito de alta temperatura;
- Permutador do circuito intermédio que ligava o circuito de alta temperatura ao circuito dos consumidores.

A parte do complexo correspondente às piscinas ocupa a seguinte área de acordo com a tabela 3 [21].

<b>Tabela 3</b>	<b>Área das piscinas [21]</b>
Piscina Grande	768 m <sup>2</sup>
Piscina de Crianças	40 m <sup>2</sup>
Piscinas de Aulas	84 m <sup>2</sup>
Canal	326 m <sup>2</sup>
Jacuzzi	3,10 m <sup>2</sup>
	4,90 m <sup>2</sup>
<b>Total</b>	<b>1226 m<sup>2</sup></b>

## 4.2. Levantamento Energético

O dimensionamento de uma cogeração é efetuado a partir do perfil das necessidades térmicas anuais. É a partir deste dado que a cogeração e os seus auxiliares são previstos, bem como a confirmação do grupo moto-gerador previsto pela empresa.

Foram recolhidos os seguintes dados energéticos junto da empresa:

- Consumos elétricos do *Health Center* que inclui o complexo das piscinas;
- Consumos térmicos das piscinas cobertas [21].

### ➤ Consumos Elétricos

Os consumos elétricos considerados foram os registos fornecidos pela empresa, respeitantes ao ano de 2011 e são apresentados na tabela 4 [21].

**Tabela 4** Necessidades de energia elétrica da empresa em 2011 [21]

<b>Energia Elétrica kWh</b>	
JAN	82 652
FEV	74 376
MAR	79 058
ABR	80 087
MAI	106 955
JUN	113 734
JUL	145 301
AGO	154 952
SET	104 689
OUT	71 961
NOV	72 812
DEZ	78 108
<b>TOTAL</b>	<b>1 164 685 kWh</b>

Esta quantidade de energia era fornecida pela cogeração à empresa e representava a energia que não era vendida à rede.

### ➤ **Consumos Térmicos das Piscinas Cobertas**

Os consumos térmicos nas piscinas cobertas segundo os registos da empresa são apresentados na tabela 5 [21].

**Tabela 5** Potências térmicas médias registadas nos consumos térmicos da empresa em 2011 [21]

<b>Potência Térmica kW</b>	
JAN	1300
FEV	1250
MAR	1150
ABR	1000
MAI	800
JUN	300
JUL	300
AGO	300
SET	500
OUT	900
NOV	1200
DEZ	1300
<b>TOTAL</b>	<b>10 300 kW</b>

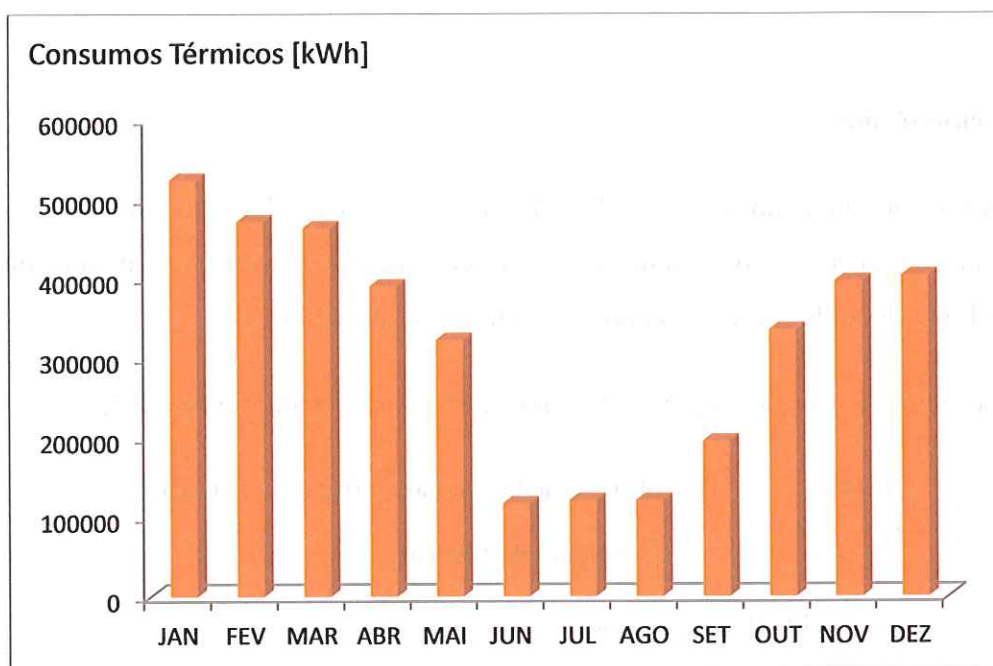
Através deste perfil de potências térmicas foram estimados os consumos térmicos anuais, com base no perfil de funcionamento horário da anterior central de cogeração. Estes dados foram cedidos pela empresa e são apresentados na tabela 6 [21].

**Tabela 6 Perfil de funcionamento previsto para a cogeração [21]**

	N.º Horas cogeração			
	Inverno		Verão	
	Úteis	Sábado	Úteis	Sábado
JAN	374	14	0	0
FEV	357	14	0	0
MAR	289	14	85	5
ABR	0	0	323	20
MAI	0	0	374	20
JUN	0	0	340	25
JUL	0	0	374	20
AGO	0	0	374	20
SET	0	0	340	25
OUT	51	10,5	323	5
NOV	357	0	0	20
DEZ	340	0	0	15

O horário de funcionamento do *Health Center* é 13 h/dia (8h às 21h).

Na figura 12 são apresentados os valores estimados para os consumos térmicos anuais, com base nos perfis das potências térmicas e de funcionamento horário da central de cogeração [21]. O consumo energético anual total é de 3859 MWh/ano [21].



**Figura 12** Estimativa de consumos térmicos da cogeração anterior [21]

Como se pode verificar pela figura 12, nos meses de verão (junho a setembro), os consumos térmicos caem bastante. Passa-se de um valor de cerca de 400 000 kWh no inverno para cerca de 120 000 kWh no verão. Existindo portanto uma grande discrepância.

### ➤ **Consumos Térmicos em Climatização**

De um modo geral, a climatização do edifício é efetuado com recurso a sistemas do tipo *split*, de funcionamento a R22, que são compostos por um conjunto unidades exterior/interior. As unidades interiores estão ligadas através de uma rede de tubagem a unidades exteriores localizadas na cobertura do edifício. Atualmente, os equipamentos de climatização localizados apenas se encontram afetos às salas de atividades e espaços administrativos [21].

### ➤ Cálculo térmico

Para avaliar o desempenho térmico do edifício em função das suas necessidades de arrefecimento e aquecimento, foram tidos em consideração diversos aspetos como as condições climatéricas do local e as condições interiores do edifício.

As condições climatéricas para a região do Tâmega são apresentadas na tabela 7.

**Tabela 7** Condições climatéricas para a região do Tâmega

<b>Condições de Inverno</b>	
Temperatura média exterior	8 °C
Humidade absoluta	89% (humidade relativa)
<b>Condições de verão</b>	
Temperatura média exterior	20 °C
Humidade absoluta	15 % (humidade relativa)

O valor de temperatura ambiente média anual do complexo das piscinas é de 27 °C [21].

### ➤ Condições ao Cálculo Energético

Os vários espaços afetos ao edifício das piscinas possuem funcionamentos distintos, de acordo com as atividades executadas em cada um deles. O cenário em estudo prevê que apenas a nave das piscinas seja climatizada utilizando a cogeração. Os restantes espaços do edifício mantêm-se com o sistema do tipo *split*.

Um outro cenário considerado é a valorização total da energia elétrica gerada pelo grupo motogerador previamente selecionado pela empresa, ou seja, o facto de toda a energia produzida pela futura cogeração ser exportada para a rede e isso terá como consequência que toda a energia necessária para consumo seja comprada à rede.

### ➤ **Dados térmicos da Água de Alimentação às Piscinas**

Os dados relativos à temperatura média da água da piscina são apresentados na seguinte tabela 8 [21].

**Tabela 8**      **Temperatura média da água da piscina [21]**

Temperatura Água Inverno	32 °C
Temperatura Água Verão	28 °C

### **4.3. Caracterização de uma Unidade de Cogeração disponível para substituição da atual**

A empresa de turismo gestora do complexo de piscinas pretende fazer a substituição da unidade de cogeração cuja licença de exploração findou. A possibilidade de utilizar uma unidade compacta que está disponível no grupo a que esta empresa pertence, parece ser uma boa alternativa. Para se emitir um parecer realizar-se-á um estudo baseado em:

- Características do Motor de combustão interna;
- Aproveitamento do calor do circuito HT (alta temperatura);
- Aproveitamento do calor do circuito LT (baixa temperatura);
- Circuito de fumos com uma caldeira recuperadora capaz de produzir água quente, igualmente para os consumos de calor.

Abaixo, na tabela 9, são apresentadas as principais características do grupo moto-gerador escolhido para o caso de estudo:

Tabela 9	Características do Grupo Moto-gerador [21]
<b>Motor a Gás Natural:</b>	Marca: GE Jenbacher, 4 tempos, 16 cilindros em linha;
<b>Gerador:</b>	Potência elétrica: 1189 kW, 1500 RPM
	Tipo: Leroy-Somer, LSA 52.2 M60
	Frequência: 50 Hz
	Grau de proteção: IP-23
	Classe de isolamento "H"
	Voltagem: 400 V
	Proteção automática por sobre corrente, sobre ou sub tensão, sub frequência: "F"
	Máxima temperatura ambiente: 40 °C

Em sistemas de cogeração é de importância fundamental conhecer para além da potência de eixo do motor, a quantidade de calor que pode ser aproveitada dos gases de escape e da água de refrigeração. Na tabela 10 são apresentadas as especificações do fabricante do grupo considerado [21].

**Tabela 10 Especificações do Motogerador considerado [21]**

<b>Motogerador</b>	<b>Valores</b>
Consumo de combustível (F CHP)	277 Nm <sup>3</sup> /h
Potência de Entrada	2636 kW
Potencia mecânica de saída	1161 kW
Energia elétrica produzida (E CHP)	1130 kW
Rendimento elétrico	42,9 %
Rendimento térmico	43,3 %
Rendimento total	86,2 %
Caudal de gases de escape (húmido)	5993 kg/h
Caudal de gases de escape (seco)	5567 kg/h
Caudal de água quente	79,8 m <sup>3</sup> /h
Taxa de fluxo de massa de ar de combustão	5803 kg/h
Energia térmica recuperada através do refrigerador intermédio de 1 <sup>a</sup> etapa	189 kW
Energia térmica recuperada através do óleo do motor	147 kW
Energia térmica recuperada através da camisa do motor	290 kW
Energia térmica recuperada	626 kW
Gás de escape arrefecido a 120 °C	490 kW
Total energia térmica recuperada (H CHP)	1116 kW
Calor dissipado no refrigerador intermédio de 2 <sup>a</sup> etapa	101 kW

No Anexo C é apresentada a Ficha Técnica completa disponibilizada pelo fornecedor do equipamento [21].

# 5. Caso de Estudo: Balanço de massa e energia, Modelo e simulação em Aspen Plus®

## 5.1. Balanço de Massa e Energia

O balanço de massa e energia tem em consideração as quantidades de massa e entalpias iniciais, as geradas e transferidas na combustão, os níveis de temperatura alcançados, as quantidades de calor perdidas no escoamento dos produtos de combustão, assim como os caudais e transformações de energia no processo.

A empresa, conforme já foi referido, tem em estudo a possibilidade de usar uma unidade compacta de cogeração descrita no capítulo anterior. Para emissão de um parecer foi estudado o balanço energético dessa instalação em Excel®.

As propriedades dos componentes dessa instalação de cogeração constam na tabela 11, nomeadamente o poder calorífico inferior (PCI), calor específico sob pressão constante (Cp) e a massa específica dos materiais ( $\rho$ ).

<b>Gás Natural</b>	Poder calorífico Inferior (PCI) do Gás Natural	37,9 MJ/m <sup>3</sup> [18]
	Massa Específica ( $\rho$ )	0,8 kg/m <sup>3</sup>
<b>Água</b>	Calor Específico (Cp) à pressão constante	4,18 kJ/kg.°C
	Massa Específica ( $\rho$ )	1000 kg/m <sup>3</sup>
<b>Ar</b>	Calor Específico (Cp) do Ar seco à pressão constante	1,01 kJ/kg.°C
<b>Óleo</b>	Calor Específico (Cp) à pressão constante	2,08 kJ/kg.°C
	Massa Específica ( $\rho$ )	800 kg/m <sup>3</sup>

O cálculo da energia interna disponível de qualquer caudal mássico foi determinado através da equação (3):

$$Q = m * Cp * \Delta T. \quad (7)$$

No caso do gás natural e para o cálculo da energia existente à entrada da câmara de combustão foi usado o poder calorífico inferior (PCI), a quantidade de energia por unidade de volume libertada na oxidação de um determinado combustível. Os motores utilizados em sistemas de cogeração apresentam melhorias na combustão por trabalharem com cargas praticamente constantes e o controle eletrónico da injeção de combustível fazer um aproveitamento ao máximo da energia do combustível. Considerando que o motor consome cerca de 277 Nm<sup>3</sup>/hora segundo a Ficha Técnica e, que o poder calorífico inferior do gás

natural é  $37,9 \text{ MJ/m}^3$ , pode-se dizer que a energia disponível no combustível na entrada do motor é de **2916,2 kW**.

Na figura 13, é apresentado o balanço energético efetuado à instalação de cogeração proposta.

Na tabela 12 são apresentados os caudais mássicos e volumétricos considerados na determinação do balanço energético e na tabela 13 os vários valores das temperaturas.



**Tabela 12 Caudais mássicos e volumétricos**

<b>Utilidade</b>	<b>Caudal</b>	<b>Proveniência</b>
Gás Natural	190 kg/h (1)	Ficha Técnica Equipamento (Anexo C)
Circuito de Água – Alta temperatura	7 9 800 kg/h	Ficha Técnica Equipamento (Anexo C)
Circuito de Água – Baixa temperatura	20 000 kg/h	Ficha Técnica Equipamento (Anexo C)
Combustão Ar	5803 kg/h	Ficha Técnica Equipamento (Anexo C)
Gases de escape (húmido)	5993 kg/h	Ficha Técnica Equipamento (Anexo C)
Água da Piscina	100 000 kg/h	Estimado
Ar Ambiente	40 000 kg/h	Estimado
Água Banhos	1000 kg/h	Estimado – banhos em condições normais (Média 100 pax/dia; dia = 13 h)
Óleo	8 m <sup>3</sup> /h	Estimado (± 147 kW)
Água Camisa	5 m <sup>3</sup> /h	Estimado (± 290 kW)

*(1) Cálculos auxiliares:*

$$2916 \text{ kW} = 277 \text{ Nm}^3/\text{h} * 37,9 \text{ MJ/m}^3 * (1000/3600)$$

$$190,0 \text{ kg/h} = [(2916,19 \text{ kW} / (55 \text{ MJ/kg} * 1000)) * 3600]$$

**Tabela 13** Valores das temperaturas consideradas na configuração dos equipamentos

Equipamento		Entrada	Saída	Máx
<b>Compressor (Estimado)</b>		20 °C	210 °C	----
<b>Motor</b>	Água Processo	80 °C	----	----
	Óleo	80 °C	81,6 °C	85 °C
	Camisa	81,6 °C	84,7 °C	95 °C
	Intercool1	84,7 °C	85,2 °C	94,8 °C
	Gases	85,2 °C	92 °C	Proc. 125 °C
				390 °C
Intercool2	42,8 °C	39,9 °C	45 °C	
<b>Permutador (Estimado)</b>	Água dos Banhos	15 °C	45 °C	----
<b>Permutador</b>	Ar Ambiente	10 °C	27 °C	----

Na tabela 14 é apresentado os resultados do balanço energético proveniente do processo de combustão.

**Tabela 14** Resultados do balanço energético

Potência calorífica (kW)	Origem
148	Óleo
287	Camisa do Motor
46	Intercool
630	Recuperada dos Gases de Escape Arrefecidos (125 °C)
<b>1112</b>	<b>Total térmica</b>
<b>1161</b>	<b>Total Elétrica</b>
<b>2273</b>	<b>Total</b>
364	Potência Perdida
(56 + 67 + 241)	

A maior parte da energia fornecida pelo combustível é aproveitada, ou seja, está disponível para uso 2273 kW. O valor de 364 kW fica atribuído às perdas, nomeadamente por convecção e radiação. Dos 1112 kW, que é a potência térmica disponível para uso, 649 kW é utilizada no aquecimento da piscina, 27,8 kW é utilizada no aquecimento da água dos banhos e 194,6 kW é fornecida para aquecimento do ar ambiente.

➤ **Rendimento Térmico**

Com estes dados calculou-se através da equação (4) a percentagem de energia térmica disponível, chegando a um valor de 38,1 %.

$$\eta_{térmico} = \left( \frac{Pot_{térmica\ produzida}}{Pot_{entrada}} \right) * 100 \% \quad (8)$$

Conhecendo a potência de entrada [ $Pot_{entrada} = 2916 \text{ kW}$ ] e a potência térmica produzida [ $Pot_{térmica \text{ produzida}} = 1112 \text{ kW}$ ], determina-se o rendimento térmico,  $\eta_{térmico} = 38,1 \%$ .

#### ➤ Rendimento Elétrico

O rendimento do gerador foi determinado através da equação (9):

$$\eta_{ger} = \left( \frac{Pot_{saída}}{Pot_{entrada}} \right) * 100 \%. \quad (9)$$

Conhecendo a potência de entrada [ $Pot_{entrada} = 2916 \text{ kW}$ ] e a potência à saída [ $Pot_{saída} = 1161 \text{ kW}$ ], determina-se o rendimento do gerador,  $\eta_{ger} = 39,8 \%$ .

#### ➤ Percentagem de Perdas

A percentagem de perdas foi determinada através da equação (10):

$$\%_{perdas} = \left( \frac{Pot_{perdida}}{Pot_{entrada}} \right) * 100 \%. \quad (10)$$

Conhecendo a potência de entrada [ $Pot_{entrada} = 2916 \text{ kW}$ ] e a potência perdida [ $Pot_{perdida} = 364 \text{ kW}$ ], determina-se a % de perdas do motor,  $\%_{perdas} = 12,5 \%$ .

#### ➤ Rendimento Global

O rendimento global do motor foi determinado através da equação (11):

$$\eta_{global} = \left( \frac{Pot_{total}}{Pot_{entrada}} \right) * 100 \%. \quad (11)$$

Conhecendo a potência de entrada [ $Pot_{entrada} = 2916 \text{ kW}$ ] e a potência total (térmica e elétrica) [ $Pot_{total} = 2273 \text{ kW}$ ], determina-se o rendimento global do motor,  $\eta_{global} = 78 \%$ .

➤ **Poupança de Energia Primária**

No cálculo da poupança de energia primária foram considerados os dados que constam na Ficha técnica do equipamento e que é apresentada na tabela 15.

<b>Tabela 15</b>		<b>Dados para o cálculo da PEP [21]</b>	
<b>Motor a Gás</b>		<b>Especificações</b>	
Potência Mecânica		1161 kW	
Combustível		Gás Natural	
<b>Condições de Funcionamento</b>		<b>Especificações</b>	
Temperatura ambiente média anual		27 °C	
Consumo Combustível (F CHP) Grupo		2916 kW	
Calor útil recuperado (H CHP)		1116 kW	
Energia elétrica produzida (E CHP)		1130 kW	
Energia elétrica consumida em auxiliares (E AUX)		23 kW	
(valor estimado)			

As centrais de cogeração induzem poupanças de energia primária resultantes do seu funcionamento. A metodologia de cálculo destas poupanças de energia primária (PEP) da atividade de cogeração, relativamente à produção separada de calor e eletricidade, é determinada pela equação (2) conforme apresentado no capítulo 4.

$$PEP = \left[ 1 - \frac{1}{\frac{CHP H_{\eta}}{Ref H_{\eta}} + \frac{CHP E_{\eta}}{Ref E_{\eta}}} \right] * 100 \% \quad (2)$$

CHP H<sub>η</sub> - é o rendimento térmico do processo, definido como a produção anual de calor útil dividida pelo combustível utilizado na produção total de calor e eletricidade.

Ref  $H\eta$  - é o valor de referência do rendimento para a produção separada de calor.

CHP  $E\eta$  - é o rendimento elétrico, definido como a produção total anual de eletricidade dividida pelo combustível utilizado na produção total de calor útil e de eletricidade num processo de cogeração.

Ref  $H\eta$  - é o valor de referência do rendimento para a produção separada de eletricidade.

A legislação prevê que a eletricidade produzida anualmente medida à saída dos geradores principais, seja considerada eletricidade produzida em cogeração desde que o rendimento anual seja, pelo menos, 75 %.

De acordo com o Decreto-Lei n.º 23/2010 de 25 de março, o rendimento global (eficiência) da instalação de cogeração corresponde ao total 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, sendo a eficiência calculada com base no poder calorífico inferior.

Neste caso tem-se então:

$$\eta_{\text{global}} = \left( \frac{E_{\text{CHP}} + H_{\text{CHP}}}{F_{\text{CHP}}} \right). \quad (12)$$

$$\eta_{\text{global}} = \left( \frac{1130 + 1116}{2916} \right) = 0,770 = 77,0 \%$$

Como o rendimento global é superior a 75 %, toda a energia elétrica é considerada energia elétrica de cogeração.

A poupança de energia primária é calculada a partir dos valores de referência para a produção separada de energia elétrica e térmica, publicados na Decisão da Comissão 2011/877/UE de 19 de dezembro de 2011 (anexo 1 e 2).

$$\text{Ref } E\eta_{\text{ISO}} = 52,5 \%. \quad (13)$$

$$Ref E_{\eta} = 90,0 \%. \quad (14)$$

O valor de referência para a produção separada de eletricidade a partir de gás natural tem de ser corrigido, tanto para a temperatura média no local, como para as perdas na rede.

$$Ref E_{\eta_{Temp}} = 52,2 \% + 0,1 \% * (15 \text{ }^{\circ}\text{C} - 27 \text{ }^{\circ}\text{C}) = 51,3 \%.$$

A percentagem de energia elétrica exportada para a rede é:

$$E.E._{exp} = \left( \frac{1130 - 23}{1130} \right) = 0,98 \text{ (98 \%)}.$$

Corrigindo para as perdas na rede e consumo no local de acordo com a na Decisão da Comissão 2011/877/UE de 19 de dezembro de 2011 (anexo 3) virá:

$$\Theta_{Exp.Red} = 0,925. \quad (15)$$

$$\Theta_{cons.no local} = 0,860. \quad (16)$$

$$Ref E_{\eta} = 51,3 \% * (0,925 * 98 \% + 0,860 * 2 \%) = 47,38 \%.$$

Os rendimentos CHP  $H_{\eta}$  e CHP  $E_{\eta}$  são calculados de acordo com as expressões:

$$CHP H_{\eta} = \left( \frac{H_{CHP}}{F_{CHP}} \right) = \left( \frac{1116}{2916} \right) = 0,383 \text{ (38,3 \%)} \quad (17)$$

$$CHP E_{\eta} = \left( \frac{E_{CHP}}{F_{CHP}} \right) = \left( \frac{1130}{2916} \right) = 0,388 \text{ (38,8 \%)} \quad (18)$$

A poupança de energia primária virá:

$$PEP = \left[ 1 - \frac{1}{\frac{CHP H_{\eta}}{Ref H_{\eta}} + \frac{CHP E_{\eta}}{Ref E_{\eta}}} \right] * 100 \% \quad (2)$$

$$PEP = \left[ 1 - \frac{1}{\frac{0,383}{0,90} + \frac{0,388}{0,4738}} \right] * 100 \% = 19,64 \%$$

Conclui-se que esta instalação de cogeração pode ser considerada de elevada eficiência em virtude da poupança de energia primária estar acima do limiar de 10 %, de acordo com o que é requerido no Decreto-Lei n-º 23/2010.

## 5.2. Modelo da instalação em Aspen Plus

O *Aspen Plus* é um *software* de modelação e simulação de processos e foi utilizado para criar o modelo da instalação de cogeração, que se pretende instalar no complexo de piscinas para aquecer o ar e a água.

O modelo pode ser utilizado como um guia para a compreensão, desenho e especificação dos equipamentos do processo e, como tal, foram introduzidas as seguintes características:

- O conjunto de espécies químicas inerentes à reação de combustão;
- Equipamentos de queima, compressão, troca de calor, geração de energia;
- Correntes principais de matéria e energia destes equipamentos;
- Métodos e propriedade de operação dos equipamentos.

O *Aspen Plus* inclui vários “bancos” de dados contendo propriedades físicas, químicas e termodinâmicas para uma ampla variedade de compostos químicos. A construção do modelo é realizada com especificação inicial de caudais mássicos e volumétricos, composições, condições de funcionamento, temperaturas, pressões, calor e consumos de trabalho para o processo. Após simulação o *Aspen Plus* calcula as taxas de fluxo, composições e as condições

do estado de todos os fluxos de material de saída, bem como o calor e trabalho e fluxos de trabalho. De forma resumida apresenta-se a figura 14 com a descrição de uma simulação.

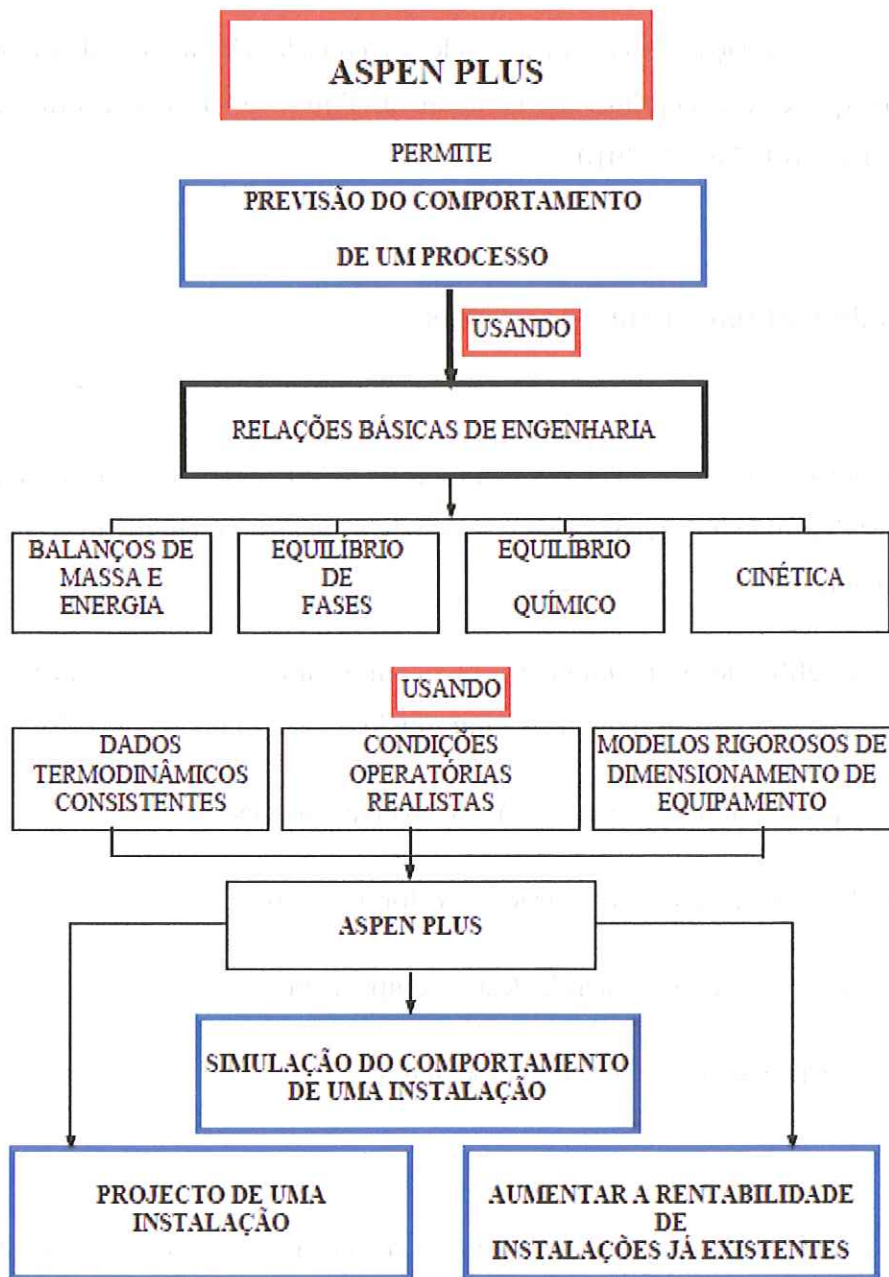


Figura 14 Simulador ASPEN [11]

Assim, o simulador de processo permite prever o comportamento de um processo, projetar melhor a instalação, analisar simultaneamente e de uma forma expedita vários cenários, variando valores de variáveis, otimizar as condições operatórias, acompanhar uma instalação em toda a sua vida útil, provendo as alterações necessárias por via económica ou de aumento de escala (ampliações), fazer uma análise de sensibilidade, dimensionamento de equipamentos, análise de custos, e otimização de processos [11].

### 5.3. Caso de Estudo: Simulação do Processo

Na figura 16, é apresentada a simulação efetuada em *Aspen Plus* da instalação a implementar no complexo de piscinas. Na tabela 16 são apresentados os componentes químicos que entram no processo.

**Tabela 16** Componentes químicos envolvidos no processo

<b>Identificação dos Elementos</b>	<b>Designação</b>
O <sub>2</sub>	Oxigénio
N <sub>2</sub>	Nitrogénio
CH <sub>4</sub>	Metano
H <sub>2</sub> O	Água
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono

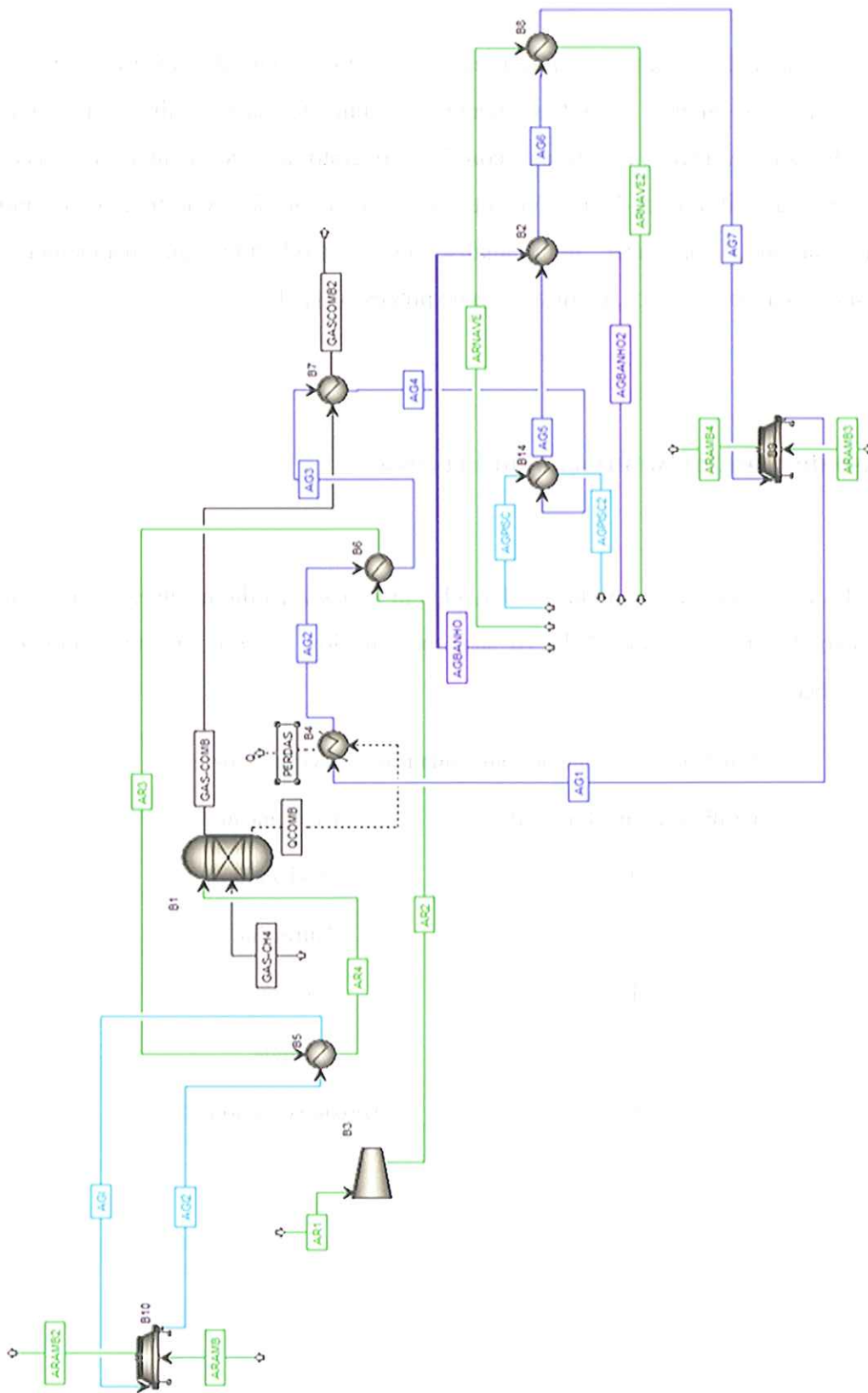


Figura 15 Fluxograma do modelo do processo em Aspen Plus

A identificação das correntes de massa e energia no modelo criado em *Aspen Plus* encontra-se na tabela 17.

**Tabela 17** Identificação das correntes de massa e energia no modelo criado em Aspen Plus

Componente	Tipo	Correntes Entrada	Correntes Saída
<b>B1</b>	RGibbs	GAS-CH4	GAS-COMB
		AR4	QCOMB
<b>B5</b>	HeatX	AR3	AR4
		AGI2	AGI
<b>B3</b>	Compr	AR1	AR2
<b>B6</b>	HeatX	AR2	AR3
		AG2	AG4
<b>B4</b>	Heater	QCOMB	AG2
		AG1	11
<b>B7</b>	HeatX	GAS-COMB	GASCOMB2
		AG3	AG4
<b>B10</b>	HeatX	ARAMB	ARAMB2
		AGI	AGI2
<b>B14</b>	HeatX	AG4	AG5
		AGPISC	AGPISC2
<b>B2</b>	HeatX	AGBANHO	AGBANHO2
		AG5	AG6
<b>B8</b>	HeatX	AG6	AG7
		ARNAVE	ARNAVE2
<b>B9</b>	HeatX	AG7	ARAMB4
		ARAMB3	AG1

## ➤ **Equipamentos utilizados no Modelo**

### **Reactor RGibbs**

Foi considerado um reator RGIBBS. Este modelo de reator é um reator em equilíbrio multifásico que minimiza a energia livre de Gibbs e não necessita da estequiometria da reação. Este tipo de reator pode ter qualquer número de correntes de alimentação de material, que são misturadas internamente. O reator RGibbs foi definido para uma pressão de saída de 2,24 bar e uma temperatura dos gases de combustão de 390 °C.

### **Compressor**

No motor existe um compressor de ar e o tipo selecionado é isentrópico com um valor de elevação de pressão considerado de 1,24 bar.

### **Permutador de Calor de Aquecimento (HEAT)**

Foi utilizado um permutador de calor na camisa do motor. Foi definida a temperatura de saída de 84,7 °C (Figura 13) e uma pressão de 6 bar.

### **Arrefecedores - B9 e B10**

Foi previsto a utilização de sistemas de arrefecimento através de permutadores de calor de duas correntes (HEATX) de forma indutiva. Para o B9 considerou-se o valor de 165 kW e para o B10, o valor de 73 kW, de forma a manter dentro do possível as temperaturas definidas na Ficha Técnica do equipamento.

### **Permutadores de Calor de Duas Correntes (HEATX)**

Os permutadores B2, B5, B6, B7, B8 e B14 foram definidos segundo os seguintes valores de permuta apresentados na tabela 18, de forma a manter dentro do possível as temperaturas definidas na Ficha Técnica do equipamento.

**Tabela 18 Definição de Permutadores (HEATX)**

<b>Bloco</b>	<b>Potência calorífica trocada (kW)</b>
<b>B2</b>	34,8
<b>B5</b>	72
<b>B6</b>	48,4
<b>B7</b>	490
<b>B8</b>	160
<b>B14</b>	649

➤ **Correntes Consideradas no Modelo**

**Correntes de Massa**

As correntes ligam blocos de operações unitárias e transportam caudais (massa e de energia) de um bloco para o outro. No desenho da simulação (figura 25) as linhas a cheio referem-se a correntes de massa (tal qual tubagens de uma unidade industrial). São correntes de matéria ou massa: AG1, AG2, AG3, AG4, AG5, AG6, AG7, AGBANHO, AGBANHO2, AGI, AGI2, AGPISC, AGPISC2, AR1, AR2, AR3, AR4, ARAMB, ARAMB2, ARAMB3, ARAMB4, ARNAVE, ARNAVE2, GAS-CH4, GAS-COMB, GASCOM2.

Na tabela 19 são apresentadas os caudais mássicos das correntes e a estequiometria (estrutura molecular) considerada nos casos aplicáveis.



A composição do ar atmosférico, com base molar, é aproximadamente de 21 % de oxigénio e 78 % de nitrogénio e 1 % de argónio. O argónio é, normalmente, desprezado na solução de problemas de combustão e, por isso, no cálculo da composição mássica obtiveram-se os seguintes valores de 23,3 % de O<sub>2</sub> e de 76,7 % de N<sub>2</sub>. Sendo assim, o ar de entrada (AR1) foi definido a uma temperatura de 20 °C, pressão de 1 bar, caudal mássico de 5803 kg/h com 1352 kg/h de O<sub>2</sub> e 4451 kg/h de N<sub>2</sub>.

Atendendo à área total do complexo das piscinas de 1226 m<sup>2</sup> e um pé direito de 10 metros, aproximadamente, o volume de ar total na nave é de 12 260 m<sup>3</sup>. Considerando-se a necessidade de 3 renovações/hora, obtém-se um caudal de ar de circulação de cerca de 40 000 m<sup>3</sup>/h (9320 kg/h de O<sub>2</sub> e 30 680 kg/h de N<sub>2</sub>). Admitindo que este ar sofre um decréscimo de temperatura para os 19 °C nessa circulação e que tem de ser aquecido até aos 27 °C (ARNAVE2).

O ARAMB, ARAMB 2, ARAMB3, ARAMB4 foram definidos para um caudal de 30 000 kg/h (6990 kg/h de O<sub>2</sub> e 23 010 kg/h de N<sub>2</sub>) de forma a manter dentro do possível as temperaturas definidas na ficha técnica do equipamento. O ARAMB e o ARAMB3 foram definidos a uma temperatura de 20 °C e pressão de 700 mmHg (inferior à atmosférica). Após os aero-arrefecedores, o ARAMB2 e o ARAMB4, admitiu-se que a pressão é de 1,5 bar.

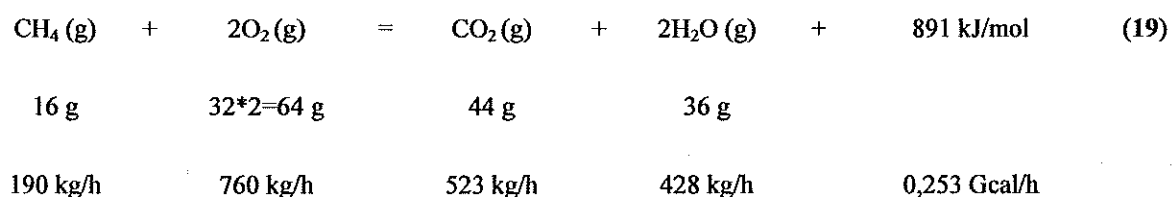
No circuito fechado de água que retira calor da camisa do motor, do óleo e dos gases de combustão e o cede para aquecimento do ar ambiente, da água da piscina e das águas dos banhos, admitiu-se uma temperatura de água inicial de 80 °C (AG1), pressão de 6 bar, caudal mássico de 79 800 kg/h. Estes valores de pressão e caudal mantêm-se neste circuito de água para as designações AG2, AG3, AG4, AG5, AG6, AG7.

A água que vai ao arrefecedor (B10) pertencente ao circuito fechado de baixa temperatura (AGI), e foi definida uma temperatura de 42,9 °C, pressão de 6 bar, caudal mássico 20 000 kg/h. A água após ser arrefecida (AGI2) fica a 40 °C.

A água de entrada na piscina (AGPISC) necessita de ser aquecida de 27 °C (P=de 2 bar) para 32 °C (AGPISC2) e o caudal de circulação desta água assumido foi de 100 000 kg/h (tabela 12).

A água a ser utilizada nos banhos dos utentes (AGBANHO1) entra a uma temperatura de 15 °C, pretende-se que o seu valor atinga os 45 °C e uma pressão de 4 bar. O caudal mássico estimado é 1000 kg/h admitindo cerca de 10 banhos por hora.

O gás natural foi simplificado a uma corrente de apenas CH<sub>4</sub> (GAS-CH4) pois a sua composição é cerca de 90 % neste gás, que é alimentado ao reator de combustão a uma temperatura de 20 °C, pressão de 2,44 bar e caudal de 190 kg/h. O processo de combustão envolve a oxidação do combustível e, portanto, pode ser representado por uma equação química. O CH<sub>4</sub> reage com o oxigénio originando dióxido de carbono e água, como mostra a equação [20]:



O caudal de N<sub>2</sub> no valor de 4451 kg/h é inerte no processo de combustão e, por isso, sai nos gases de combustão. O caudal de O<sub>2</sub> em excesso foi de 401 kg/h.

No economizador os gases de combustão entram no permutador de calor (GAS-COMB) com uma temperatura de 390 °C, pressão de 2,24 bar e saem a uma temperatura de 125 °C, pressão de 1,5 bar.

➤ **Correntes de Energia**

As correntes de energia estão representadas a tracejado. A corrente de calor QCOMB com um valor de 0,627 Gcal/h (729,2 kW), corresponde à diferença entre 2,53 Gcal/h (potência calorífica da combustão de 190 kg/h de CH<sub>4</sub>) e 1,903 Gcal/h (potência calorífica dos gases de combustão).

*Cálculos auxiliares:*

$$190 \text{ kg/h} * 1000 \text{ g} / 1 \text{ kg} * 1\text{h}/3600 \text{ seg} * 891 \text{ kJ} / 16 \text{ g} = 2939 \text{ kJ/seg} = 10580400 \text{ kJ/h} =$$

$$10580400 \text{ kJ/h}/4,18 \text{ kg/h} = 2531196 \text{ kcal/h} = 2,53 \text{ Gcal/h}$$

A corrente de calor representada por PERDAS foi definida com um valor de 0,253 Gcal/h.

*Cálculos auxiliares:*

$$79800 \text{ kg/h} * 1\text{h}/3600 \text{ seg} * 4,18 \text{ kJ}/(\text{kg } ^\circ\text{C}) * (4,7 ^\circ\text{C}) = 435,5 \text{ kW}$$

$$1,903 \text{ Gcal/h} = \text{Entalpia do RGIBBS}$$

$$2,53 \text{ Gcal/h} - 1,903 \text{ Gcal/h} = 0,627 \text{ Gcal/h} = 729,2 \text{ kW}$$

$$729,2 - 435,5 = 293,7 \text{ kW} = 0,253 \text{ Gcal/h}$$

## 5.4. Resultados Obtidos na Simulação

### ➤ RGIBBS

Na tabela 20 são apresentados os resultados do reator RGibbs, assim como os valores correspondentes às propriedades das várias correntes envolvidas.

<b>Tabela 20 Resultados obtidos no Simulador ASPEN para o RGIBBS</b>			
T (Saída)	390 °C		
P (Saída)	2,24 bar		
Entalpia	- 1,73 Gcal/h		
<i>Net Heat Duty (Necessidade de calor)</i>	- 1,73 Gcal/h		
Fração Vapor	1		
<b>Resultado Correntes</b>	<b>GAS-CH4</b>	<b>AR4</b>	<b>GAS-COMB</b>
T (°C)	20,0	51,5	390,0
P (bar)	2,44	2,24	2,24
Fração Vapor	1,0	1,0	1,0
<b>Caudal Molar</b>			
kmol/h	11,84	201,14	212,98
kg/h	190,0	5803,0	5993,0
m <sup>3</sup> /h	117,63	2422,33	5245,02
Entalpia Gcal/h	-0,21	0,04	-1,90
<b>Caudal Molar kmol/h</b>			
O <sub>2</sub>	0,00	42,25	18,57
N <sub>2</sub>		158,89	158,89
CH <sub>4</sub>	11,84		
H <sub>2</sub> O			23,69
CO <sub>2</sub>			11,84

➤ Compressor

Na tabela 21 são apresentados os resultados obtidos no simulador ASPEN para o compressor, assim como os valores correspondentes às propriedades das várias correntes envolvidas.

**Tabela 21 Resultados obtidos no Simulador ASPEN para o Compressor**

Modelo Compressor	Compressor Isentrópico	
Fase de Cálculo	Calculo na fase de vapor	
Potência Indicada (var. da entalpia total)	171,42 kW	
Energia Perdida	0	
Eficiência Isentrópica	0,72	
Eficiência Mecânica	1,0	
P (Saída)	2,24 bar	
T (Saída)	124,85 °C	
T (Saída) Isentropica	95,66 °C	
Fração Vapor	1	
<b>Resultado Correntes</b>	<b>AR1</b>	<b>AR2</b>
T (°C)	20,0	124,8
P (bar)	1,0	2,24
Fração Vapor	1,0	1,0
Caudal		
kmol/h	201,14	201,14
kg/h	5803,0	5803,0
m <sup>3</sup> /h	4899,57	2971,89
Entalpia Gcal/h	-0,01	0,14
Caudal Molar kmol/h		
O <sub>2</sub>	42,25	42,25
N <sub>2</sub>	158,89	158,89

➤ Permutador de Calor de Aquecimento B4 (HEAT)

O resultado obtido para o permutador de calor (B4) foi de uma temperatura de 84,7 °C, pressão de 6 bar e entalpia de 0,40 Gcal/h.

➤ Arrefecedores - B9 e B10

Nas tabelas 22 e 23 são apresentados os resultados térmicos obtidos no simulador para os arrefecedores B9 e B10.

**Tabela 22 Resultados térmicos obtidos no Simulador ASPEN para o Arrefecedor B9**

<b>B9</b>	<b>Entrada</b>	<b>Saída</b>
<b>Corrente Quente</b>	<b>AG7</b>	<b>AG1</b>
T (°C)	81,68	80,05
P (bar)	6	6
Fração Vapor	0	0
<b>Corrente Fria</b>	<b>ARAMB3</b>	<b>ARAMB4</b>
T (°C)	20,0	39,54
P (bar)	0,93	0,93
Fração Vapor	1,0	1,0
Entalpia	0,14	

**Tabela 23 Resultados térmicos obtidos no Simulador ASPEN para o Arrefecedor B10**

<b>B10</b>	<b>Entrada</b>	<b>Saída</b>
<b>Corrente Quente</b>	<b>AGI</b>	<b>AGI2</b>
T (°C)	42,82	39,92
P (bar)	6	6
Fração Vapor	0	0
<b>Corrente Fria</b>	<b>ARAMB</b>	<b>ARAMB2</b>
T (°C)	20,0	28,65
P (bar)	0,93	0,93
Fração Vapor	1	1
Entalpia	0,06	

➤ Permutadores de Calor (HEATX)

Na tabela 24 são apresentados os resultados térmicos obtidos no simulador para os permutadores de calor de duas correntes

**Tabela 24** Resultados térmicos obtidos no Simulador para Permutadores Calor duas correntes

<b>B2</b>	<b>Entrada</b>	<b>Saída</b>
<b>Corrente Quente</b>	<b>AG5</b>	<b>AG6</b>
T (°C)	83,61	83,26
P (bar)	6	6
Fração Vapor	0	0
<b>Corrente Fria</b>	<b>AGBANHO</b>	<b>AGBANHO2</b>
T (°C)	15,0	42,69
P (bar)	4	4
Fração Vapor	0	0
Entalpia	0,030	

**Tabela 24 cont.** Resultados térmicos obtidos no Simulador para Permutadores Calor duas correntes

<b>B5</b>	<b>Entrada</b>	<b>Saída</b>
<b>Corrente Quente</b>	<b>AR3</b>	<b>AR4</b>
T (°C)	95,42	51,52
P (bar)	2,24	2,24
Fração Vapor	1	1
<b>Corrente Fria</b>	<b>AGI2</b>	<b>AGI</b>
T (°C)	39,92	42,82
P (bar)	6	6
Fração Vapor	0	0
Entalpia	0,06	

Tabela 24 cont. Resultados térmicos obtidos no Simulador para Permutadores Calor duas correntes

<b>B6</b>	<b>Entrada</b>	<b>Saída</b>
<b>Corrente Quente</b>	<b>AR2</b>	<b>AR3</b>
T (°C)	124,85	95,42
P (bar)	2,24	2,24
Fração Vapor	1	1
<b>Corrente Fria</b>	<b>AG2</b>	<b>AG3</b>
T (°C)	84,70	85,18
P (bar)	6	6
Fração Vapor	0	0
Entalpia	0,04	

Tabela 24 cont. Resultados térmicos obtidos no Simulador para Permutadores Calor duas correntes

<b>B7</b>	<b>Entrada</b>	<b>Saída</b>
<b>Corrente Quente</b>	<b>GAS-COMB</b>	<b>GASCOMB2</b>
T (°C)	390,0	127,00
P (bar)	2,24	2,24
Fração Vapor	1	1
<b>Corrente Fria</b>	<b>AG3</b>	<b>AG4</b>
T (°C)	85,18	90,01
P (bar)	6	6
Fração Vapor	0	0
Entalpia	0,42	

Tabela 24 cont. Resultados térmicos obtidos no Simulador para Permutadores Calor duas correntes

<b>B8</b>	<b>Entrada</b>	<b>Saída</b>
<b>Corrente Quente</b>	<b>AG6</b>	<b>AG7</b>
T (°C)	83,26	81,68
P (bar)	6	6
Fração Vapor	0	0
<b>Corrente Fria</b>	<b>ARNAVE</b>	<b>ARNAVE2</b>
T (°C)	19,0	33,19
P (bar)	2	2
Fração Vapor	1	1
Entalpia	0,14	

**Tabela 24 cont. Resultados térmicos obtidos no Simulador para os Permutadores de Calor de duas**

<b>B14</b>	<b>Entrada</b>	<b>Saída</b>
<b>Corrente Quente</b>	<b>AG4</b>	<b>AG5</b>
T (°C)	90,01	83,61
P (bar)	6	6
Fração Vapor	0	0
<b>Corrente Fria</b>	<b>AGPISC</b>	<b>AGPISC2</b>
T (°C)	27,0	32,17
P (bar)	2	2
Fração Vapor	0	0
Entalpia	0,56	

➤ **Correntes Consideradas**

Na tabela 25 são apresentados os resultados obtidos no simulador para duas correntes (PERDAS e QCOMB).

**Tabela 25 Resultados obtidos no Simulador para as correntes de calor**

	<b>PERDAS</b>	<b>QCOMB</b>
QCALC Gcal/hr	1,32	1,73
T - Inicial °C	80,05	----
T - Final °C	84,7	----

Na tabela 26 são apresentados os resultados obtidos no simulador para todas as correntes de no circuito de água fechado.

**Tabela 26 Resultados obtidos no Simulador para todas as correntes**

	<b>AG1</b>	<b>AG2</b>	<b>AG3</b>	<b>AG4</b>	<b>AG5</b>	<b>AG6</b>	<b>AG7</b>
T (°C)	80,0	84,7	85,2	90,0	83,6	83,3	81,7
P (bar)	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Fração Vapor	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Caudal							
kmol/h	4429,57	4429,57	4429,57	4429,57	4429,57	4429,57	4429,57
kg/h	79 800,0	79 800,0	79 800,0	79 800,0	79 800,0	79 800,0	79 800,0
m <sup>3</sup> /h	84,97	85,41	85,46	85,92	85,31	85,27	85,13
Entalpia Gcal/h	-299,66	-299,25	-299,21	-298,79	-299,35	-299,38	-299,52

**Tabela 26 cont. Resultados obtidos no Simulador para todas as correntes**

	<b>AGBANHO1</b>	<b>AGBANHO2</b>	<b>AGI</b>	<b>AGI2</b>	<b>AGPISC</b>	<b>AGPISC2</b>
T (°C)	15,0	42,7	42,8	39,9	27,0	32,2
P (bar)	4,0	4,0	6,0	6,0	2,0	2,0
Fração Vapor	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Caudal						
kmol/h	55,51	55,51	1110,17	1110,17	5550,84	5550,84
kg/h	1000,0	1000,0	20 000,0	20 000,0	100 000,0	100 000,0
m <sup>3</sup> /h	1,00	1,02	20,48	20,42	100,80	101,32
Entalpia Gcal/h	-3,83	-3,80	-75,91	-75,97	-381,26	-380,71

**Tabela 26 cont. Resultados obtidos no Simulador para todas as correntes**

	<b>AR1</b>	<b>AR2</b>	<b>AR3</b>	<b>AR4</b>
T (°C)	20,0	124,8	95,4	51,5
P (bar)	1,0	2,24	2,24	2,24
Fração Vapor	1,0	1,0	1,0	1,0
Caudal				
kmol/h	201,14	201,14	201,14	201,14
kg/h	5803,0	5803,0	5803,0	5803,0
m <sup>3</sup> /h	4899,57	2971,89	2751,47	2422,33
Entalpia Gcal/h	-0,01	0,14	0,1	0,04
O <sub>2</sub>	42,25	42,25	42,25	42,25
N <sub>2</sub>	158,89	158,89	158,89	158,89

**Tabela 26 cont. Resultados obtidos no Simulador para todas as correntes**

	<b>ARAMB</b>	<b>ARAMB2</b>	<b>ARAMB3</b>	<b>ARAMB4</b>
T (°C)	20,0	28,6	20,0	39,5
P (bar)	0,93	0,93	0,93	0,93
Fração Vapor	1,0	1,0	1,0	1,0
Caudal				
kmol/h	1039,84	1039,84	1039,84	1039,84
kg/h	30 000,0	30 000,0	30 000,0	30 000,0
m <sup>3</sup> /h	27 141,97	27 945,19	27 141,97	28 956,89
Entalpia Gcal/h	-0,04	0,03	-0,04	0,10
Caudal kmol/h				
O <sub>2</sub>	218,45	218,45	218,45	218,45
N <sub>2</sub>	821,39	821,39	821,39	821,39

**Tabela 26 cont. Resultados obtidos no Simulador para todas as correntes**

	ARNAVE	ARNAVE2
T (°C)	19,0	33,2
P (bar)	2,0	2,0
Fração Vapor	1,0	1,0
Caudal		
kmol/h	1386,45	1386,45
kg/h	40 000,0	40 000,0
m <sup>3</sup> /h	16 818,46	17 640,58
Entalpia Gcal/hr	-0,06	0,07
Fluxo Molar		
kmol/hr		
O <sub>2</sub>	291,26	291,26
N <sub>2</sub>	1095,19	1095,19

**Tabela 26 cont. Resultados obtidos no Simulador para todas as correntes**

	GAS-CH4	GAS-COMB	GAS-COMB2
T (°C)	20,0	390,0	127,0
P (bar)	2,44	2,24	2,24
Fração Vapor	1,0	1,0	1,0
Caudal			
kmol/h	11,84	212,98	212,98
kg/h	190,0	5993,0	5993,0
m <sup>3</sup> /h	117,63	5245,02	3161,63
Entalpia Gcal/hr	-0,21	-1,90	-2,33
Fluxo Molar			
kmol/hr			
O <sub>2</sub>		18,57	18,57
N <sub>2</sub>		158,89	158,89
CH <sub>4</sub>	11,84		
H <sub>2</sub> O		23,69	23,69
CO <sub>2</sub>		11,84	11,84

Neste capítulo podemos dizer que no processo existem reações em que há liberação de calor, a energia total do componente diminui, ou seja, a entalpia dos produtos é menor que a dos reagentes e, por isso, a variação da entalpia é negativa. Nas reações em que há entrada de energia pelos componentes, a energia total do sistema aumenta, ou seja a entalpia dos produtos é superior à dos reagentes, e neste caso a variação da entalpia será positiva.

Através da análise dos vários quadros resumos obtidos no Simulador dos vários componentes e correntes, pode-se dizer que o equipamento selecionado pela empresa responde às necessidades térmicas do complexo de piscinas.

## **5.5. Comportamento do Modelo variando a Temperatura do ar ambiente**

A instalação compacta a ser implementada será na região do Tâmega, que devido ao seu relevo tem um clima instável e marcadamente de extremos, com Invernos frios e rigorosos e Verões quentes. A estação mais fria do ano é normalmente prolongada, com temperaturas muitas vezes abaixo de  $-1\text{ }^{\circ}\text{C}$ , e nos meses secos de Verão poderão ser registadas temperaturas acima dos  $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ . A temperatura média anual é de  $12,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ , nos meses mais quentes (julho e agosto) o valor da temperatura média sobe para os  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  e no inverno a temperatura média mínima desce aos  $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Já tinha sido referido anteriormente que existe uma grande discrepância de consumos térmicos entre os meses de verão (junho a setembro) e os de inverno, passando de um consumo de  $120\ 000\text{ kWh}$  para cerca de  $400\ 000\text{ kWh}$ . Assim, com base nesta informação considerou-se duas simulações correspondentes a temperaturas médias que ocorrem no mês de julho e no mês de janeiro, respetivamente:

- Simulação 1: temperatura média do ar ambiente de  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  corresponde ao mês de julho (30 dias)
- Simulação 2: temperatura média mínima do ar ambiente de  $5\text{ }^{\circ}\text{C}$  corresponde ao mês de janeiro (31 dias)

Para ambas as simulações foi efetuado o cálculo económico considerando para o efeito os seguintes valores apresentados na tabela 27.

**Tabela 27** Valores considerados para o cálculo económico do processo

<b>Preço do Gás Natural [17]</b>	0,0464 €/kWh = 0,631 €/kg (1)
<b>Preço da água [16]</b>	3,043 €/m <sup>3</sup>
<b>Preço médio da eletricidade [21]</b>	0,1289 €/kWh

*(1) Cálculo auxiliar: Determinação do valor do CH<sub>4</sub> em €/kg*

A conversão das unidades foi efetuada com base numa pesquisa na Internet [14] [19]:

1 m <sup>3</sup> de gás natural	10,53 kWh
Massa volúmica de gás natural	0,774 kg/m <sup>3</sup>

$$0,0464 \text{ €/kWh} = (0,0464 \text{ €/kWh} * 10,53 \text{ kWh/m}^3) / 0,774 \text{ kg/m}^3 = 0,631 \text{ €/kg}$$

➤ **Resultado Simulação 1: Temperatura de entrada de 20 °C**

Para a temperatura de 20 °C os resultados para os vários componentes e correntes são apresentados na tabela 28.

**Tabela 28** Resultados simulação referentes aos custos para temperatura entrada do ar de 20 °C

<b>Compressor</b>		
Total Necessidade Calor	Gcal/h	0,15
Potência	kW	171,42
Custo da Necessidade de Calor	€/h	22,10
<b>Água e Gás Natural</b>		
AGBANHO	€/h	3,03
AGPISC	€/h	306,75
GAS-CH4	€/h	119,89
<b>Custo Total</b>	€/h	429,67

➤ **Resultado Simulação 2: Temperatura de entrada de 5 °C**

Na situação de inverno assumiu-se que o ar entra na câmara de combustão à mesma temperatura, cerca dos 50 °C. Nesse caso, o compressor isentrópico mantém a pressão de saída do ar em 2,24 bar antes deste chegar ao motor de combustão e, como tal, a sua temperatura não chega aos 124,8 °C, apenas vai aos 104,7 °C. O calor transmitido ao circuito de água quente é, portanto, inferior.

Outra hipótese é considerar que o ar entra mais frio na câmara de combustão havendo a mesma troca de calor para o circuito de água quente. Ora neste caso, o consumo de combustível seria ligeiramente inferior. No entanto, a esta temperatura ambiente, as perdas por convecção e radiação são superiores, e este fenómeno faz aumentar o consumo de combustível, compensando o efeito anterior.

Considerando as perdas por convecção e por radiação proporcionais à diferença de temperatura entre a câmara de combustão, definida na Ficha Técnica do equipamento como sendo 390 °C, e o ar exterior temos:

$$Q_{convecção1} = h * A * (390 - 20); Q_{convecção2} = h * A * (390 - 5)$$

As perdas por convecção de uma situação para a outra representam um aumento de 4 %.

As perdas por radiação de uma situação para a outra representam um aumento de cerca de 100 %.

$$Q_{\text{radiação1}} = \varepsilon * A * \sigma [(390)^4 - (20)^4]; Q_{\text{radiação2}} = a * A * \sigma [(390)^4 - (5)^4]$$

No total e teoricamente as perdas, quando se passa de uma temperatura ambiente de 20 °C para 5 °C, aumentam cerca de 104 %. Na simulação 1 o calor perdido foi de 0,253 Gcal/h, assumiu-se que 50 % (0,1265 Gcal/h) foi devido a perdas por convecção e os restantes devido a perdas por radiação. Tendo em consideração estes valores estimou-se as possíveis perdas na simulação 2 para a temperatura de 5 °C, no valor de 0,3846 Gcal/h (diferença entre as duas perdas é de 0,1316 Gcal/h). Para este valor de perdas foi calculado o consumo acrescido de gás natural ou CH<sub>4</sub> necessário, e o valor foi de 289 kg/h. Realizou-se a simulação novamente e os resultados são apresentados nas tabelas do Anexo C.

Da análise dessas tabelas e considerando os custos de consumo de gás natural, água utilizada nas piscinas e banhos, e eletricidade consumida pelo compressor, pode-se dizer que há uma diminuição de 1,14 €/h no custo da eletricidade e um aumento de 62,47 €/h na situação de inverno, devido ao aumento das perdas provocadas pela diminuição da temperatura exterior.

# 6. Análise Económica

## 6.1. Análise Económica

O complexo de piscinas cobertas encontra-se numa fase em que terminou a licença de uso da instalação de cogeração com o motor a fuelóleo. Neste momento, na empresa existem 2 situações em análise para fornecimento energético ao complexo de piscinas cobertas, uma é a instalação de cogeração compacta a gás natural, já referida, e outra é manter o apoio de uma caldeira a fuelóleo existente para produção de energia térmica. No entanto, segundo dados da empresa, esta segunda opção não satisfaz as necessidades térmicas totais (piscina, banhos e ar ambiente da nave) e, por isso, torna-se necessário investir numa nova caldeira com potência adequada.

O crescente valor das questões ambientais relacionadas com os processos industriais cria dúvidas acerca da posição do fuelóleo como combustível, nomeadamente pela presença de elementos poluentes e não combustíveis (enxofre, cinzas, etc.) que o colocam no topo dos combustíveis menos limpos. Assim, neste estudo é apresentada a utilização de uma nova caldeira a gás natural, da marca Babcock-Wanson modelo HEB1530, com um consumo de gás natural para a potência de 1295 kW de 123 Nm<sup>3</sup>/h (1).

Para responder a todas as necessidades térmicas, a caldeira trará um custo total anual de 306 459 €/ano, considerando o custo com o gás natural em 0,0464 €/kWh (2).

(1) *Cálculo auxiliar:*

$$1295 \text{ kW} = 123 \text{ Nm}^3/\text{h} * 37,9 \text{ MJ/m}^3 * (1000/3600)$$

(2) *Cálculo auxiliar:*

$$1295 * 0,0464 = 60,09 \text{ €/h}$$

Como o sistema tem previsto funcionar 17 horas por dia, o custo de gás por dia será:

$$60,09 * 17 = 1021,53 \text{ €/dia}$$

Sabendo quanto o equipamento gasta por dia, multiplica-se pelo número de dias de trabalho no ano obtendo-se assim o consumo de gás anual. Está previsto pela empresa em média que a máquina funcione 300 dia por ano.

$$300 \text{ dias} * 1021,53 \text{ €/dia} = 306 459 \text{ €/ano}$$

Para além dos custos com a caldeira, o complexo tem o custo associado às necessidades de energia elétrica e segundo dados fornecidos pela empresa é de cerca de 150 181 €/ano (3).

(3) *Cálculo auxiliar:*

$$150 181 \text{ €/ano} = 0,1289 \text{ €/kWh} * 1 164 685 \text{ kWh}$$

Na tabela 29 é apresentado um resumo dos custos envolvidos na situação sem cogeração.

<b>Tabela 29</b>	<b>Situação sem cogeração</b>
	<b>Fatura Anual</b>
<b>Custos com Eletricidade</b>	150 181 €
<b>Gás Natural para caldeira</b>	306 459 €
<b>Total</b>	456 640 €

O investimento para esta caldeira a gás natural segundo dados da empresa Babcock-Wanson Caldeiras é de 21 000 €

➤ **Situação com cogeração**

**Gás Natural**

A tarifa de gás natural considerada foi de 0,0464 €/kWh. Este valor foi estimado para a situação de fornecimento de gás natural no mercado liberalizado.

O equipamento tem uma potência térmica de 1116 kW, um consumo de gás natural em 2916 kW e tem previsto um funcionamento idêntico à anterior instalação de cogeração de 17 h/dia.

O consumo de gás natural anual do equipamento será:

$$2916 \times 0,0464 = 135,30 \text{ €/h}$$

Como o sistema tem previsto funcionar 17 horas por dia, o custo de gás por dia será:

$$135,30 \times 17 = 2300 \text{ €/dia}$$

Sabendo quanto o equipamento gasta por dia, multiplica-se pelo número de dias de trabalho no ano, obtendo-se assim o consumo de gás anual. Em média está previsto pela empresa que a máquina funcione 300 dia por ano.

$$300 \text{ dias} \times 2300 \text{ €/dia} = 690\,000 \text{ €/ano}$$

O valor gasto com gás natural para a situação com cogeração será de 690 000 €/ano.

**Eletricidade**

De acordo com o Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, com a Portaria n.º 140/2012 de 14 de maio, há uma tarifa de referência de energia elétrica. Tendo em conta o artigo 3, a tarifa de referência é de 89,89 €/MWh, uma vez que o sistema apresenta uma potência inferior a 10 MW.

De acordo com o artigo 4, aplica-se o ajustamento da tarifa de referência por modelação horária, em função do período de funcionamento da cogeração. Assim, pode-se adquirir, negociando com a rede, um valor de 0,11 €/kWh. Como o equipamento produz 1161 kW (tabela 10), e admitindo que esta é totalmente vendida à rede, obtém-se um valor por hora de:

$$1161 \text{ kW} * 0,11 \frac{\text{€}}{\text{kWhTotal}} = 127,71 \text{ €/h}$$

Multiplicando este valor pelo número de horas de funcionamento do equipamento, calcula-se o valor por dia de energia elétrica que é vendida à rede. Se a este valor multiplicarmos pelo número de dias de funcionamento do sistema (300 dias), temos o valor ganho com a energia vendida que é de 651 321 €/ano.

Com cogeração, a produção de energia térmica, é um subproduto necessário, no entanto se utilizasse a caldeira a gás natural para a produção de energia térmica o gasto seria de 306 459 €/ano (situação sem cogeração). Ora, então, este valor é um valor poupado.

Assim, a poupança total anual de se instalar um sistema de cogeração para a produção simultânea de energia elétrica e térmica será em média de 267 780 €.

$$\text{Total} = 651\,321 + 306\,459 - 690\,000 = 267\,780 \text{ €/ano}$$

Para a análise da rentabilidade do projeto de cogeração utilizou-se as expressões do *payback* (tempo de retorno simples), TIR e VAL. O valor de investimento inicial considerado foi de cerca de 1 000 000 €, com base numa média dos valores apresentados na figura 8, em que para um motor a gás natural o investimento é em média entre 700 – 1400 €/kWh<sub>e</sub>

O valor do equipamento é cerca de 40 % do valor final, pois este investimento engloba ainda o seguinte:

- Construção civil
- Instalações elétricas de média e baixa tensão
- Instalações mecânicas

Em relação à manutenção, o valor a ser aplicado é cerca de 15 % do valor de energia elétrica vendida à rede [5]. Logo, o valor considerado para a manutenção é de 97 698 €.

Assim, o payback pode ser calculado através da seguinte fórmula:

$$PAYBACK = \frac{I}{(R - C)} \quad (20)$$

Em que:

I - O valor do investimento a realizar

R - O valor das receitas anuais do projeto ao longo do período de duração do mesmo

C - O valor dos custos anuais do projeto ao longo do período de duração do mesmo [5].

$$PAYBACK = \frac{1\,000\,000}{(267\,780 - 97\,689)}$$

O projeto apresenta um investimento que fica recuperado ao fim de 5,9 anos.

O valor atual líquido (VAL) corresponde à diferença entre as entradas e as saídas de dinheiro devidamente atualizados durante a vida útil do investimento. Um projeto de investimento é considerado rentável quando o seu VAL é positivo. A fórmula utilizada para calcular o VAL foi a seguinte:

$$VAL = -I + (R - C) * \left[ \frac{(1 + a)^n - 1}{a (1 + a)^n} \right] \quad (21)$$

Em que:

$a$  - Taxa de atualização do investimento, ou seja, uma taxa de juro que considera as questões de inflação e custo de capital.

$n$  - O numero de anos de vida do projeto [5].

Neste caso, a taxa de atualização do investimento considerada foi de 3% para 15 anos de vida.

$$VAL = -1\,000\,000 + (267\,780 - 97\,689) * \left[ \frac{(1 + 0,03)^{15} - 1}{0,03 (1 + 0,03)^{15}} \right]$$

O VAL do projeto é de 1 030 430 €.

A taxa de atualização que anula o valor atual líquido é descrita como a taxa interna de rentabilidade de um projeto (TIR) e é calculada por um processo iterativo.

$$0 = -I + (R - C) * \left[ \frac{(1 + TIR)^n - 1}{TIR (1 + TIR)^n} \right] \quad (22)$$

$$0 = -1\,000\,000 + (267\,780 - 97\,698) * \left[ \frac{(1 + TIR)^{15} - 1}{TIR (1 + TIR)^{15}} \right]$$

A taxa interna de rentabilidade (TIR) é de 0,144 (positiva).

Na tabela 30 é apresentado um resumo da situação com cogeração.

**Tabela 30 Situação com cogeração**

<b>Energia</b>	Elétrica produzida	1161 kW
<b>Dados Máquina</b>	Consumo em combustível	2916 kW
	Energia recuperada nos gases	490 kW
	Energia térmica no HT	635 kW
	Energia térmica no LT	114 kW
	Rendimento Térmico	38,1 %
	Rend. Elétrico	39,8 %
	Rend. Global da instalação	78 %
<b>Prestação da instalação</b>	PEP (Poupança de Energia Primária)	19,64 %
		Considerado de elevada eficiência
<b>Dados de Rentabilidade</b>	Payback (anos)	6
	TIR	14 %
	VAL	1 030 430 €

## 7. Conclusões

Os dois cenários em estudo para a substituição da instalação de cogeração, cuja licença entretanto caducou, são a compra de uma nova caldeira a gás natural, para suprir as necessidades térmicas da caldeira existente a fuelóleo, ou o uso de um sistema de cogeração compacto, que poderá estar disponível numa empresa do grupo. O cenário um foi analisado apenas economicamente e o cenário dois foi analisado técnica e economicamente nesta dissertação.

No primeiro cenário o investimento envolvido é cerca de 456 640 €, sem proveitos de outra ordem para além dos requisitos térmicos, mas no segundo cenário os resultados são bem diferentes, mesmo que tenha de ser realizado o investimento de 1 000 000 € na instalação.

Com esta nova unidade de cogeração compacta, a poupança total anual pode ser, em média, de 267 780 €, admitindo um valor para a manutenção de 97 698 €/ano. Se assim for, o projeto apresenta um retorno do investimento ao fim de cerca de 6 anos, com um VAL de 1 030 430 € e uma taxa interna de rentabilidade (TIR) de 0,144 (positiva, se se considerar a taxa de atualização do investimento de 3 % para 15 anos de vida).

Tendo em conta esta instalação, foi realizado o seu estudo técnico baseado num balanço de massa e energia. Assim, foi possível determinar o rendimento térmico de 38,1 %, o rendimento elétrico de 39,8 %, a percentagem de perdas globais na ordem dos 12,5 % e o rendimento global de 78 %. A poupança de energia primária obtida foi na ordem de 19,64 %, o que permite designar a unidade de elevada eficiência.

Posteriormente foi criado um modelo da nova unidade em *Aspen Plus* que permitiu realizar simulações com variação de alguns parâmetros, nomeadamente a temperatura do ar ambiente. Foram efetuadas 2 simulações para as temperaturas de 20 °C e 5 °C e analisados os custos do gás natural, da água para as piscinas e banhos e da eletricidade consumida pelo compressor. Os resultados indicaram uma diminuição de 1,14 €/h no custo da eletricidade e um aumento de 62,47 €/h no consumo de gás natural durante o período de inverno, devido ao aumento das perdas de calor provocadas pela diminuição da temperatura exterior.

Como continuidade deste estudo sugere-se a aplicação do modelo da instalação da central de cogeração compacta para fornecimento de energia térmica na climatização (calor e frio) de todo o edifício pertencente ao *Health Center* do complexo de piscinas.

## Referências Documentais

### BIBLIOGRAFIA

- [1] OLIVEIRA, Nuno, COSTA, Pedro – *Cogeração e Trigeriação*. FCTUC, 2009/2010.
- [2] DIOGO GAMA, João - *Desenvolvimento de um Programa para Análise Termo-Económica de Sistemas de Cogeração*. FEUP, março de 2012.
- [3] BRANDÃO, Sérgio da Silva – *Cogeração*. Universidade de Coimbra, outubro de 2004
- [4] FILIPA RIBEIRO TAVARES FRANÇA, Ana, PEDRO VENÂNCIO DA COSTA CASEIRO, Luís - *Cogeração e Trigeriação*. Universidade de Coimbra, 2007-2008.
- [5] FERREIRA DA SILVA, Néilson – *Eficiência Energética, Aplicação em Edifícios de Serviços: O Caso do Hospital do ICUF*. ISEP, outubro de 2012.
- [6] SOLANGE L. SILVA, Cátia, PEDRO L. MENDONÇA, João – *Produção e Distribuição Centralizada de Energia Térmica e Cogeração*. FCTUC, 2003.
- [7] MANUEL BARROSO LIMA, Tiago - *Estudo de um Sistema de Micro-Cogeração com Motor de Combustão Interna Acoplado a um Ciclo de Ejecção*. FEUP, junho de 2009.
- [8] BERNARDO DE SEABRA GEADA DE F. ALCÂNTARA, Alexandre - *Avaliação Económica e Energética do Dimensionamento de Centrais de Cogeração e Trigeriação*. IST, outubro 2012.
- [9] MARCHIONNI, Leandro – *Análise da Cogeração Aplicada em Micro Empresas*. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, março 2004.
- [10] PATERMAN BRASIL, Newton - *Apostila de Cogeração*. Curso de Engenharia de Equipamentos, agosto de 2005.
- [11] BERNARDO-GIL, M. Gabriela – *Breve Introdução ao ASPEN PLUS*. IST, abril 1998.
- [12] GABRIEL CORDEIRO BERNARDES, Nelson - *Estudo de Viabilidade de uma Unidade de Cogeração na Indústria Agro-Alimentar*. Universidade Trás-os-Montes e Alto Douro.
- [13] ALBERTO DANOBEYTIA BUSTOS, Luís – *Estudo Teórico e Experimental de uma microplanta de cogeração a gás natural de 100 kVA Instalada no Hospital Universitário da Universidade Federal Santa Catarina*. Universitário da Universidade Federal Santa Catarina, Florianópolis novembro 2008.
- [14] DIAS, Sandra, MENDES, Augusto, MORENO, Carlos - *Gás Natural*. IIEFP - Instituto do Emprego e Formação Profissional e ISQ - Instituto de Soldadura e Qualidade, Lisboa, julho de 2002.

## *Referências Documentais*

### *SITES*

- [15] Site Cogen Portugal - <http://www.cogenportugal.com/> (acedido em 30/09/13)
- [16] Site Águas do Noroeste - <http://www.adnoroeste.pt/node/263> (acedido em 04/11/13)
- [17] Site Galp Energia - <http://www.galpenergia.com> (acedido em 04/11/13)
- [18] Site Peninsulagás – Projetos e instalações de redes de gás, Lda - <http://www.peninsulagas.com/content/view/25/39/1/2/> (acedido em 30/09/13)
- [19] Blogue “À volta dos números” <http://avoltadosnumeros.blogspot.pt/2008/07/os-metros-cubicos-de-gas-expressos-em.html> (acedido em 04/11/13)
- [20] Site Wikipedia – Metano <http://en.wikipedia.org/wiki/Methane> (acedido em 04/11/13)

## *Referências Documentais*

### *OUTROS*

[21] Documentos e Relatórios Confidenciais da empresa

[22] Especificações técnicas e informações dos fabricantes do motogerador (GE Jenbacher) e da caldeira (Babcock-Wanson Caldeiras)

[23] Diários da República – Legislação

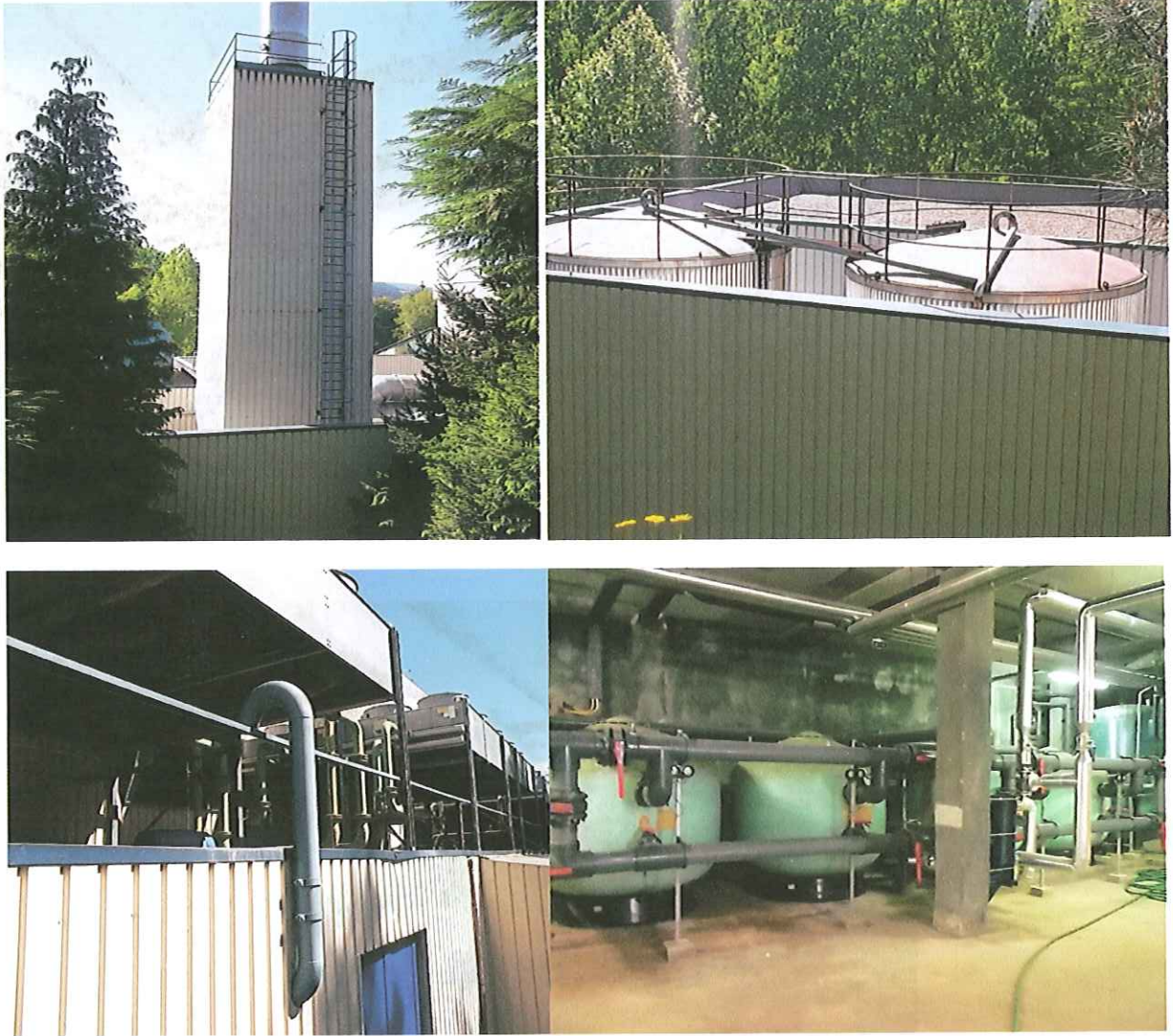
## Anexo A. Registo Fotográfico



**Foto 1 Edifício do Complexo**



**Foto 2 Sistema AVAC exterior na cobertura**



**Foto 3 Cogeração antiga**



**Foto 4 Piscina Grande**



**Foto 5 Piscina em Canal**



**Foto 6 Piscina de Aulas**



**Foto 7 Jacúzis**



**Foto 8 Piscina de Crianças**

## Anexo B. Resultados da Simulação 2 para a temperatura do ar ambiente de 5°C

### ➤ Componentes Utilizados

### ➤ RGIBBS

Na tabela B1 são apresentados os resultados da simulação para o RGibbs, assim como os valores correspondentes às propriedades das várias correntes envolvidas.

<b>Tabela B1</b>		<b>Resultados obtidos na Simulação 2 para o RGIBBS</b>		
		<b>RGibbs</b>		
T Saída		390 °C		
P Saída		2,24 bar		
Entalpia		- 2,87 Gcal/h		
<i>Net Heat Duty (Necessidade calor)</i>		- 2,87 Gcal/h		
Fração Vapor		1		
<b>Resultado Correntes</b>		<b>GAS-CH4</b>	<b>AR4</b>	<b>GAS-COMB</b>
T °C		20,0	41,8	390,0
P bar		2,44	2,24	2,24
Fração Vapor		1,0	1,0	1,0
Caudal				
kmol/h		18,01	201,14	219,15
kg/h		289,0	5803,0	6092,0
m <sup>3</sup> /h		178,92	2349,61	5396,28
Entalpia Gcal/h		-0,32	0,02	-3,17
Caudal				
kmol/h				
O <sub>2</sub>		0,00	42,25	6,22
N <sub>2</sub>			158,89	158,89
CH <sub>4</sub>		18,01		
H <sub>2</sub> O				36,03
CO <sub>2</sub>				18,01

➤ Compressor

Na tabela B2 são apresentados os resultados obtidos na simulação para o compressor, assim como os valores correspondentes às propriedades das várias correntes envolvidas.

<b>Tabela B2</b>		<b>Resultados obtidos na Simulação 2 para o Compressor</b>	
		<b>Resultados Compressor</b>	
Modelo Compressor:		Compressor Isentrópico	
Fase de Cálculo:		Cálculo na fase de vapor	
Trabalho exigido:		162,64 kW	
Energia Perdida:		0	
Eficiência Isentrópica:		0,72	
Eficiência Mecânica:		1	
P Saída:		2,24 bar	
T Saída:		104,63 °C	
Temperatura Saída Isentropica:		76,89 °C	
Fração Vapor:		1	
<b>Resultado Correntes</b>		<b>AR1</b>	<b>AR2</b>
T °C		5	104,6
P bar		1	2,24
Fração Vapor		1	1
Caudal kmol/h		201,14	201,14
kg/h		5803,0	5803,0
m <sup>3</sup> /h		4647,96	2820,46
Entalpia Gcal/h		-0,03	0,11
Fluxo Molar kmol/h			
O <sub>2</sub>		42,25	42,25
N <sub>2</sub>		158,89	158,89

➤ Permutador de Calor de Aquecimento B4 (HEAT)

O resultado obtido para o permutador de calor (B4) foi de uma temperatura de 84,7 °C e uma pressão de 6 bar que se mantiveram, uma entalpia que passou de 0,40 para 0,43 Gcal/h.

➤ Arrefecedores – B9 e B10

Na tabela B3 e tabela B4 são apresentados os resultados térmicos obtidos no simulador para os arrefecedores B9 e B10.

**Tabela B3 Resultados térmicos obtidos na Simulação 2 para o arrefecedor B9**

<b>B9</b>	<b>Entrada</b>	<b>Saída</b>
<b>Corrente Quente</b>	<b>AG7</b>	<b>AG1</b>
T °C	81,36	79,73
P bar	6	6
Fração Vapor	0	0
<b>Corrente Fria</b>	<b>ARAMB3</b>	<b>ARAMB4</b>
T °C	5,0	24,55
P BAR	0,93	0,93
Fração Vapor	1	1
Entalpia Gcal/h		0,14

**Tabela B4 Resultados térmicos obtidos na Simulação 2 para o arrefecedor B10**

<b>B10</b>	<b>Entrada</b>	<b>Saída</b>
<b>Corrente Quente</b>	<b>AGI</b>	<b>AGI2</b>
T °C	42,82	39,92
P bar	6	6
Fração Vapor	0,0	0,0
<b>Corrente Fria</b>	<b>ARAMB</b>	<b>ARAMB2</b>
T °C	5,0	13,65
P BAR	0,93	0,93
Fração Vapor	1	1
Entalpia Gcal/h		0,06

➤ Permutadores de Calor (HEATX)

Na tabela B5 são apresentados os resultados térmicos obtidos na simulação 2 para os vários permutadores de calor de duas correntes.

**Tabela B5 Resultados térmicos obtidos na Simulação 2 para os permutadores de duas correntes**

<b>B5</b>	<b>Entrada</b>	<b>Saída</b>
<b>Corrente Quente</b>	<b>AR3</b>	<b>AR4</b>
T °C	94,89	50,99
P bar	2,24	2,24
Fração Vapor	1	1
<b>Corrente Fria</b>	<b>AGI2</b>	<b>AGI</b>
T °C	39,92	42,82
P bar	6	6
Fração Vapor	0	0
Entalpia Gcal/h	0,06	

**Tabela B5 cont. Resultados térmicos obtidos na Simulação 2 para os permutadores de duas correntes**

<b>B6</b>	<b>Entrada</b>	<b>Saída</b>
<b>Corrente Quente</b>	<b>AR2</b>	<b>AR3</b>
T °C	104,63	94,89
P bar	2,24	2,24
Fração Vapor	1	1
<b>Corrente Fria</b>	<b>AG2</b>	<b>AG3</b>
T °C	84,70	84,86
P bar	6	6
Fração Vapor	0	0
Entalpia Gcal/h	0,01	

**Tabela B5 cont. Resultados térmicos obtidos na Simulação 2 para os permutadores de duas correntes**

<b>B14</b>	<b>Entrada</b>	<b>Saída</b>
<b>Corrente Quente</b>	<b>AG4</b>	<b>AG5</b>
T °C	89,69	83,29
P bar	6	6
Fração Vapor	0	0
<b>Corrente Fria</b>	<b>AGPISC</b>	<b>AGPISC2</b>
T °C	27,0	32,17
P bar	2	2
Fração Vapor	0	0
Entalpia Gcal/h		0,56

➤ **Correntes Consideradas**

Na tabela B6 são apresentados os resultados obtidos na simulação para as duas correntes de calor (PERDAS e QCOMB).

**Tabela B6 Resultados térmicos obtidos na Simulação 2 para as correntes de calor**

<b>Resultados</b>	<b>PERDAS</b>	<b>QCOMB</b>
QCALC Gcal/hr	2,45	2,87
T Inicial °C	79,90	----
T Final °C	84,70	----

Na tabela B7 são apresentados os resultados obtidos no simulador para as correntes GAS-CH4, GAS-COMB e GAS-COMB2 do circuito.

**Tabela B7** Resultados obtidos na Simulação para correntes do circuito

	<b>GAS-CH4</b>	<b>GAS-COMB</b>	<b>GAS-COMB2</b>
T (°C)	20,0	390,0	139,8
P (bar)	2,44	2,24	2,24
Fração Vapor	1,0	1,0	1,0
Caudal			
kmol/h	18,01	219,15	219,15
kg/h	289,0	6092,0	6092,0
m <sup>3</sup> /h	178,92	5396,28	3355,38
Entalpia Gcal/hr	-0,32	-3,168	-3,59
Fluxo Molar			
kmol/hr			
O2		6,22	6,22
N2		158,89	158,89
CH4	18,01		
H2O		36,03	36,03
CO2		18,01	18,01

Na tabela B8 são apresentados os resultados da simulação 2 referentes aos custos.

**Tabela B8** Resultados simulação referentes aos custos para temperatura entrada do ar de 5 °C

**Compressor**

Total Necessidades Calor	Gcal/h	0,14
Potência	kW	162,64
Custo do Total Necessidades Calor	€/h	20,96

**Água e Gás Natural**

AGBANHO	€/h	3,03
AGPISC	€/h	306,75
GAS-CH4	€/h	182,36
<b>Custo Total</b>	<b>€/h</b>	<b>492,14</b>

## Anexo C. Fichas Técnicas dos Equipamentos



### Technical Description

Cogeneration Unit

**JMS 416 GS-N.L**

---

### **3740-MD**

---

Electrical output                      **1130 kW el.**

Thermal output                         **1116 kW**

### Emission values

NO<sub>x</sub>    < 500 mg/Nm<sup>3</sup> (5% O<sub>2</sub>)

<b>0.01 Technical Data (at module)</b>	<b>3</b>
Main dimensions and weights (at module)	4
Connections	4
Output / fuel consumption	4
<b>0.02 Technical data of engine</b>	<b>5</b>
Thermal energy balance	5
Exhaust gas data	5
Combustion air data	5
Sound pressure level	6
Sound power level	6
<b>0.03 Technical data of generator</b>	<b>7</b>
Reactance and time constants (saturated)	7
<b>0.04 Technical data of heat recovery</b>	<b>8</b>
General data - Hot water circuit	8
Mixture intercooler (1st stage)	8
Mixture intercooler (2nd stage) (Intercooler separate)	8
Heat exchanger lube oil	8
Heat exchanger engine jacket water	8
Exhaust gas heat exchanger	8
<b>connection variant C</b>	<b>9</b>



## 0.01 Technical Data (at module)

Data at:			Full Load			
			100%	75%	50%	
Fuel gas LHV		kWh/m <sup>3</sup>	B5			
			100%	75%	50%	
Energy input		kW	(B)	2,636	2,034	1,432
Gas volume		Nm <sup>3</sup> /h	(1)	277	214	151
Mechanical output		kW	(H)	1,161	871	580
Electrical output		kW el.	(H)	1,130	846	560
Recoverable thermal output						
- Intercooler 1st stage		kW		189		
- Lube oil		kW		147		
- Jacket water		kW		290		
- Exhaust gas cooled to 125 °C		kW		490		
Total recoverable thermal output		kW	(S)	1,116		
Total output generated		kW total		2,245		
Heat to be dissipated						
- Intercooler 2nd stage		kW		101		
- Lube oil		kW		-		
- Surface heat	ca.	kW	(7)	87		
Spec. fuel consumption of engine		kWh/kWh	(2)	2,27		
Lube oil consumption	ca.	kg/h	(3)	0,38		
Electrical efficiency		%		42,6%		
Thermal efficiency		%		42,3%		
Total efficiency		%	(6)	85,2%		
Hot water circuit:						
Forward temperature		°C		82,0		
Return temperature		°C		80,0		
Hot water flow rate		m <sup>3</sup> /h		79,8		

(1) approximate value for pipework dimensioning  
 (7) Explanations: see 0.10 - Technical parameters

All test data is based on standard conditions according to attachment 0.03. Deviations from the standard conditions can result in a change of values within the heat balance, and must be taken into consideration in the layout of the cooling circuit/equipment (intercooler, emergency cooling; ...). In the specifications in addition to the general tolerance of ± 6% on the thermal output a further reserve of 10% is recommended for the dimensioning of the cooling requirements.

### Main dimensions and weights (at module)

Length	mm	~ 6.700
Width	mm	~ 1.600
Height	mm	~ 2.200
Weight empty	kg	~ 17.500
Weight filled	kg	~ 18.100

### Connections

Hot water inlet and outlet	DNPN	100/10
Exhaust gas outlet	DNPN	300/10
Fuel gas (at gas train)	DNPN	125/16
Fuel Gas (at module)	DNPN	125/10
Water drain ISO 228	G	1/2"
Condensate drain	DNPN	50/10
Safety valve - jacket water ISO 228	DNPN	1 1/2"/2,5
Safety valve - hot water	DNPN	50/16
Lube oil replenishing (pipe)	mm	28
Lube oil drain (pipe)	mm	28
Jacket water - filling (flex pipe)	mm	13
Intercooler water-Inlet/Outlet 1st stage	DNPN	100/10
Intercooler water-Inlet/Outlet 2nd stage	DNPN	65/10

### Output / fuel consumption

ISO standard fuel slip power ICFN	kW	1.161
Mean eff. pres. at stand. power and nom. speed	bar	18.00
Fuel gas type		Natural gas
Based on methane number/Min. methane number	MZ e)	94/70
Compression ratio	Epsilon	12.50
Min./Max. fuel gas pressure at inlet to gas train	mbar	80 - 200 e)
Allowed fluctuation of fuel gas pressure	%	± 10
Max. rate of gas pressure fluctuation	mbars/sec	10
Maximum Intercooler 2nd stage inlet water temperature	°C	40
Spec. fuel consumption of engine	kWh/kWh	2.27
Specific lube oil consumption	g/kWh	0.30
Max. Oil temperature	°C	85
Jacket-water temperature max.	°C	85
Filling capacity lube oil (refill)	l	~ 360

e) Lower gas pressures upon inquiry

d) based on methane number calculation software AVL 1.1 (calculated without N2 and CO2)

## 0.02 Technical data of engine

Manufacturer		GE Jenbacher
Engine type		J 418 GS-B05
Working principle		4-Stroke
Configuration		V 70°
No. of cylinders		16
Bore	mm	145
Stroke	mm	185
Piston displacement	lit	48.88
Nominal speed	rpm	1,500
Mean piston speed	m/s	9.25
Length	mm	3,660
Width	mm	1,485
Height	mm	2,065
Weight dry	kg	6,600
Weight filled	kg	7,435
Moment of inertia	kgm <sup>2</sup>	13.50
Direction of rotation (from flywheel view)		left
Radio interference level to VDE 0875		N
Starter motor output	kW	7
Starter motor voltage	V	24
<b>Thermal energy balance</b>		
Energy input	kW	2,636
Intercooler	kW	290
Lube oil	kW	147
Jacket water	kW	290
Exhaust gas total	kW	888
Exhaust gas cooled to 180 °C	kW	390
Exhaust gas cooled to 100 °C	kW	535
Surface heat	kW	56
<b>Exhaust gas data</b>		
Exhaust gas temperature at full load	°C [8]	390
Exhaust gas temperature at bmag= 14.3 [bar]	°C	= 412
Exhaust gas temperature at bmag= 9.5 [bar]	°C	= 435
Exhaust gas mass flow rate, wet	kg/h	5,993
Exhaust gas mass flow rate, dry	kg/h	5,567
Exhaust gas volume, wet	Nm <sup>3</sup>	4,734
Exhaust gas volume, dry	Nm <sup>3</sup>	4,223
Max. admissible exhaust back pressure after engine	mbar	60
<b>Combustion air data</b>		
Combustion air mass flow rate	kg/h	5,803
Combustion air volume	Nm <sup>3</sup>	4,489
Max. admissible pressure drop at air-intake filter	mbar	10

### Sound pressure level

Aggregate b)		cB(A) re 20 $\mu$ Pa	dB
31,5	Hz	dB	84
63	Hz	dB	88
125	Hz	dB	97
250	Hz	dB	96
500	Hz	dB	93
1000	Hz	dB	90
2000	Hz	dB	87
4000	Hz	dB	90
8000	Hz	dB	88
Exhaust gas a)		cB(A) re 20 $\mu$ Pa	dB
31,5	Hz	dB	101
63	Hz	dB	111
125	Hz	dB	118
250	Hz	dB	105
500	Hz	dB	102
1000	Hz	dB	98
2000	Hz	dB	109
4000	Hz	dB	107
8000	Hz	dB	104

### Sound power level

Aggregate	dB(A) re 1 $\mu$ W	dB
Measurement surface	m <sup>2</sup>	100
Exhaust gas	dB(A) re 1 $\mu$ W	121
Measurement surface	m <sup>2</sup>	8-28

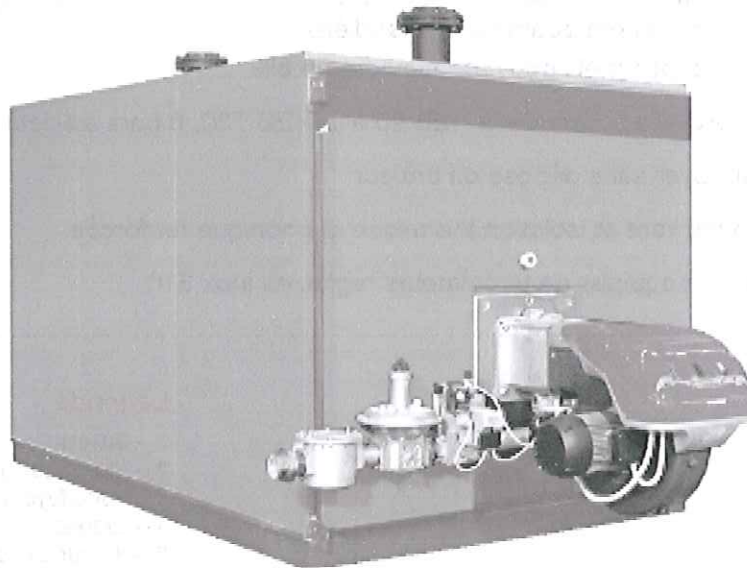
a) Average sound pressure level on measurement surface in a distance of 5m according to DIN 45631, precision class 2.

b) Average sound pressure level on measurement surface in a distance of 5m (corrected to free field) according to DIN 45631, precision class 3.

This spectrum is valid for aggregates up to 11m<sup>3</sup>/h bar. For higher 11m<sup>3</sup>/h add safety margin of 1dB to all values per increase of 1 bar pressure.

For operation with 1200 rpm see above values, for operation with 1800 rpm add 5 dB to the above values.  
Engine tolerance  $\pm 3$  dB

LA SOLUTION CHAUFFERIE  
LES ÉQUIPEMENTS  
Chaudière Eau Chaude  
**Série HEB – Haut Rendement**  
18 modèles de 90 à 2 300 kW



**La chaudière HEB – Série Haut Rendement**

- **Une solution globale**  
*Chaudière / Jaquette / Brûleur / Tableau de commande / MES & SAV par agences BW*
- **Rendements exceptionnels supérieurs à 95.4%**
- **Garantie 5 ans sur le corps de chauffe**
- **Parfaite adéquation chaudière / brûleur du même constructeur**

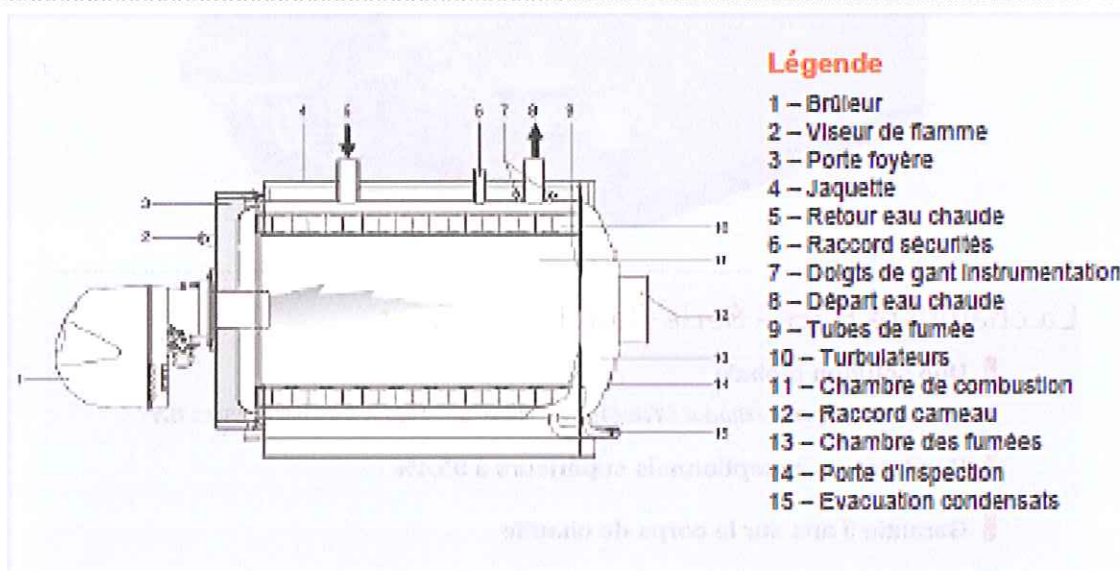


**Babcock Wanson**  
Groupe CNIM

## LA SOLUTION CHAUFFAGE LES ÉQUIPEMENTS

### Description produit

- 18 modèles de 90 à 2300 kW
- Etude soignée des géométries afin d'obtenir un rapport optimal entre les volumes de combustion et les surfaces d'échange
- Technique de conception intégrant un choix de matériaux assurant une grande longévité de la chaudière
- Brûleur gaz, fioul, mixte et/ou biogaz à taux d'émission réduit et haut rendement de combustion spécialement adapté à la chaudière
- Rendements exceptionnels pouvant atteindre 95.8%
- Pression de service à 5 bars de la HEB 90 à la HEB 730, 6 bars au-delà
- Accès total au foyer sans dépose du brûleur
- Foyer à dilatation libre et isolation thermique et phonique renforcée
- Tubes échangeur équipés de turbulateurs réglables inox 316



**Babcock Wanson**  
Groupe CNIM

# LA SOLUTION CHAUFFAGE LES ÉQUIPEMENTS

## Caractéristiques Techniques

Type	Puissance brute		Puissance utile		$\eta$ utile à Pn min	$\eta$ utile Pn max	$\eta$ utile à 30% Pn max	Contre-Pression mb	Pression service (bars)	T° départ max (°C)	T° retour min (°C)	Capacité eau (litres)
	Min	Max	Min	Max								
HEB 90	80	90	77	86,9	96,2	96	95,1	0,8	5	100	55	161
HEB 110	90	115	86,6	109,7	96,2	95,8	95,1	1,5	5	100	55	161
HEB 160	115	166	110,4	158,7	96	95,6	95,6	1,3	5	100	55	191
HEB 210	166	217	159,2	206,8	95,9	95,3	96,3	2,2	5	100	55	268
HEB 240	217	255	208,8	243,3	96,2	95,8	96,5	2,8	5	100	55	258
HEB 300	250	318	239,5	303,4	95,8	95,6	96,5	3,2	5	100	55	308
HEB 330	318	348	304	332	95,6	95,4	96,7	3,9	5	100	55	308
HEB 420	384	448	369,4	427,4	96,2	95,4	96,7	3,5	5	100	55	593
HEB 480	448	511	431	487,5	96,2	95,4	96,7	4,2	5	100	55	593
HEB 540	511	575	491,6	548,6	96,2	95,4	96,7	3,4	5	100	55	758
HEB 610	575	639	553,2	609,6	96,2	95,4	96,7	4,5	5	100	55	758
HEB 730	639	766	614,7	730,8	96,2	95,4	96,7	5,3	5	100	55	839
HEB 850	766	896	736,9	854,8	96,2	95,4	96,7	6	6	100	55	1080
HEB 1050	896	1100	962	1049,4	96,2	95,4	96,7	3,3	6	100	55	1350
HEB 1240	1020	1300	981,2	1240,2	96,2	95,4	96,7	5,3	6	100	55	1480
HEB 1530	1300	1600	1250,6	1526,4	96,2	95,4	96,7	4,7	6	100	55	1716
HEB 2000	1600	2100	1539,2	2003,4	96,2	95,4	96,7	5,1	6	100	55	2000
HEB 2300	2100	2400	2020,2	2289,6	96,2	95,4	96,7	7,6	6	100	55	2000

## Equipements et prestations associés

### Brûleurs BABCOCK-WANSON



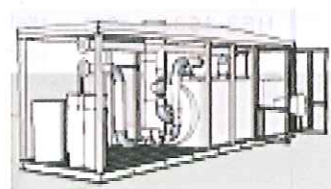
### Accessoires



### Réalisations spéciales



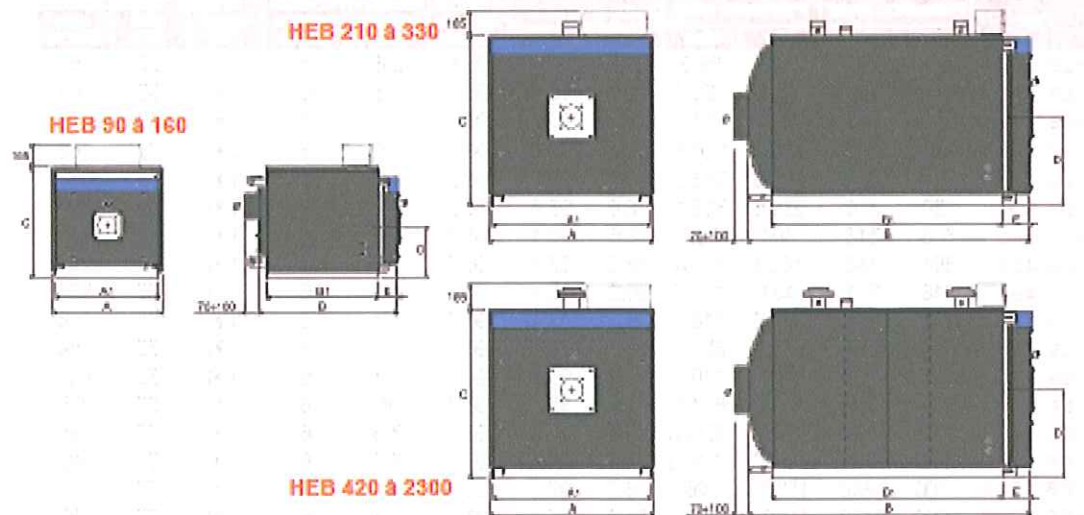
### Études personnalisées



**Babcock Wanson**  
Groupe CNIM

# LA SOLUTION CHAUFFAGE LES ÉQUIPEMENTS

## Encombrement



Type	A	A1	B	B1	C	D	E	Dép / Ret	Ø	Poids à vide kg
HEB 90	805	753	1130	945	790	410	135	G2"	180	258
HEB 110	805	753	1130	945	790	410	135	G2"	180	258
HEB 160	853	803	1160	1110	840	435	145	G2"	180	325
HEB 210	925	875	1480	1255	980	525	150	G2"1/2	200	420
HEB 240	925	875	1480	1255	980	525	150	G2"1/2	200	438
HEB 300	975	925	1710	1450	1030	550	180	G2"1/2	250	568
HEB 330	975	925	1710	1450	1030	550	180	G2"1/2	250	568
HEB 420	1150	1100	2040	1710	1210	655	195	DN 80	300	920
HEB 480	1150	1100	2040	1710	1210	655	195	DN 80	300	920
HEB 540	1220	1170	2310	1930	1280	690	205	DN 100	300	1134
HEB 610	1220	1170	2310	1930	1280	690	205	DN 100	300	1134
HEB 730	1285	1235	2450	2110	1335	715	215	DN 100	350	1336
HEB 850	1360	1310	2765	2375	1430	755	245	DN 125	400	1730
HEB 1050	1450	1400	3030	2470	1530	820	270	DN 125	400	2185
HEB 1240	1535	1485	3055	2580	1610	865	290	DN 125	450	2670
HEB 1530	1610	1555	3135	2630	1680	900	300	DN 150	500	3045
HEB 2300	1715	1660	3415	2980	1850	1000	300	DN 175	500	4170



# LA SOLUTION CHAUFFAGE LES ÉQUIPEMENTS

## DÉPARTEMENT CHAUFFAGE ET CONDITIONNEMENT D'AIR

7, boulevard Alfred Parent - BP 12  
47000 MÉRAC  
Tél : 05 53 05 19 00 - Fax : 05 53 05 19 33  
Tél : 05 53 97 07 00

## SERVICE CLIENTS

### AGENCE RÉGIONALE CENTRE PARIS-NORD

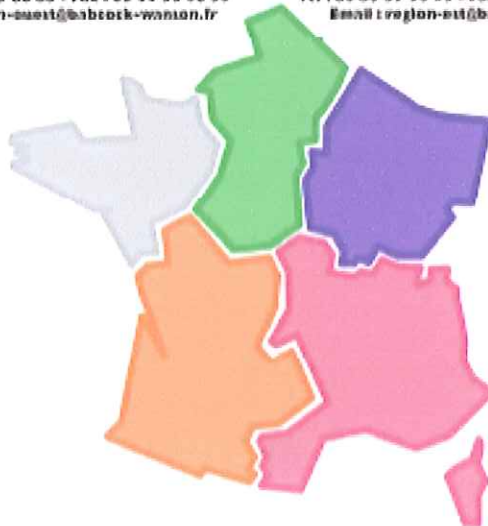
106-110, rue du Petit-Le-Roy  
94550 Chevilly-Larue  
Tél : 01 49 78 33 00 - Fax : 01 49 05 07 07  
Email : region-cpn@babcock-wanson.fr

### AGENCE RÉGIONALE OUEST

ZA de la Halferie, allée de Moine  
33770 Vern sur Meise  
Tél : 03 99 53 86 86 - Fax : 03 99 53 38 53  
Email : region-ouest@babcock-wanson.fr

### AGENCE RÉGIONALE EST

ZI de Hellecourt  
34100 Hellecourt  
Tél : 03 83 87 93 93 - Fax : 03 83 87 09 39  
Email : region-est@babcock-wanson.fr



### AGENCE RÉGIONALE SUD-OUEST

7, boulevard Alfred Parent  
47000 MÉRAC  
Tél : 05 53 05 40 15 - Fax : 05 53 05 40 16  
Email : region-se@babcock-wanson.fr

### AGENCE RÉGIONALE SUD-EST|CORSE

19-31, rue Ampère, Parc Tech 2000  
09600 Chassieu  
Tél : 04 78 90 03 32 - Fax : 04 78 90 79 32  
Email : region-se@babcock-wanson.fr

Out of stock items furnished at prices to cover BABCOCK WANSON's share in the market for equipment in the region

Direction générale, direction commerciale, service export  
106-110 rue du Petit-Le-Roy 94550 Chevilly-Larue  
Tél. : +33 (0)1 49 78 44 00 / Fax : +33 (0)1 45 86 14 16  
E-mail : commercial@babcock-wanson.fr



**Babcock Wanson**  
Groupe ENIM

