

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA DA ESCOLA  
POLITÉCNICA DA USP

CAIO REZENDE GIACOMINI

**VIABILIDADE TÉCNICA-ECONÔMICA DA COGERAÇÃO EM ACADEMIAS**

SÃO PAULO – SP  
2018

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA DA ESCOLA  
POLITÉCNICA DA USP

CAIO REZENDE GIACOMINI

**VIABILIDADE TÉCNICA-ECONÔMICA DA COGERAÇÃO EM ACADEMIAS**

Monografia apresentada ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Orientador: Prof. Ronaldo Andreos

SÃO PAULO – SP  
2018

**EU AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL  
DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU  
ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA  
A FONTE.**

Giacomini, Caio Rezende

VIABILIDADE TÉCNICA-ECONÔMICA DA COGERAÇÃO EM  
ACADEMIAS / C. R. Giacomini – São Paulo, 2018.

73 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e  
Eficiência Energética) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. PECE –  
Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Cogeração 2.Gás natural 3.Geração distribuída 4.Eficiência energética  
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação  
Continuada em Engenharia II.t.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço ao Prof. Ronaldo Andreos pelas orientações e apoio no desenvolvimento do trabalho.

Agradeço aos colegas de classe que proporcionaram aulas mais agradáveis.

Agradeço aos meus pais que me ensinaram que nunca devemos parar de estudar.

Agradeço ao Zé pela força em momentos de incerteza.

Agradeço aos colegas de trabalho, amigos e familiares pelos incentivos constantes.

Agradeço à Jere Deus por mais uma conquista.

"Um espirito nobre engrandece o menor dos homens."

Jebediah Obadiah Springfield

## RESUMO

Esta dissertação analisa a viabilidade técnico-econômica da implantação de um sistema de cogeração a gás natural em uma academia, mostrando suas vantagens e desvantagens, frente ao cenário energético brasileiro atual.

Nesta academia, a cogeração servirá para suprir toda a demanda térmica (ciclo *bottoming*) que aquece a água utilizada nos banheiros. Para a simulação da operação anual, foram adotados fluxo de pessoas e valores de consumo de energia médios, obtidos através de outros modelos existentes.

As tecnologias adotadas no estudo foram uma microturbina a gás (ciclo *Brayton*), e um recuperador de calor.

Através do investimento inicial (instalação), e economia anual (fluxo de caixa) são apresentados o retorno do investimento (payback), taxa interna de retorno (TIR) e valor presente líquido (VPL) para 10 anos.

Foram estudados o Plano Decenal de Energia (PDE 2026) do Ministério de Minas e Energia (MME), o atual cenário de gás natural no Brasil e expectativa de cenário futuro, além das legislações brasileiras de geração distribuída e cogeração qualificada.

**Palavras-chave:** Cogeração, gás natural, geração distribuída, eficiência energética.

## ABSTRACT

This dissertation analyzes the technical and economic feasibility of the implantation of a cogeneration system by natural gas in a GYM, showing its advantages and disadvantages, on a current Brazilian energy scenario.

In this GYM, the cogeneration will be used to supplies all thermal demand (*bottoming* cycle) that heats the water used in bathrooms. To simulate the annual operation, were adopted flow of people and averages values of energy consumption, based on other existing templates.

The technologies adopted in the study were a micro gas turbine (*Brayton* cycle), and a heat exchanger.

By the initial investment (installation) and annual savings (cash flow), the return on investment (payback), internal rate of return (IRR) and net present value (NPV) for 10 years are presented.

A study was made of the Decennial Energy Plan (PDE 2026) of the Ministry of Mines and Energy (MME), the current Brazilian natural gas scenario and expectation of a future scenario, besides of Brazilian laws on distributed generation and qualified cogeneration.

**Keywords:** Cogeneration, natural gas, distributed generation, energy efficiency.

## LISTA DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 1. Comparação entre sistema convencional e sistema de cogeração. ...                                | 3  |
| Figura 2. Ciclo Topping. ....  | 5  |
| Figura 3. Ciclo Bottoming. ....  | 6  |
| Figura 4. Geração de energia elétrica e água gelada. (Modificado PORTAL ENERGIA, 2016). ....               | 8  |
| Figura 5. Geração de energia elétrica e água quente. (Modificado PORTAL ENERGIA, 2016). ....               | 9  |
| Figura 6. Trigeração. Geração de energia elétrica, água gelada e água quente. (PORTAL ENERGIA, 2016). .... | 10 |
| Figura 7. Turbina a vapor e ciclo Rankine (MSPC, 2015). ....   | 11 |
| Figura 8. Turbina a vapor em cogeração (EPA, 2012). ....   | 12 |
| Figura 9. Diagrama T-s e configuração com ciclo aberto, turbina a gás (Fernández, H., 2000). ....          | 12 |
| Figura 10. Ciclo combinado (PANTANAL ENERGIA, 2015). ....  | 14 |
| Figura 11. Microturbina a gás (LATINA AMERICA, 2014). ....   | 15 |
| Figura 12. Tempos de operação do MCI, ciclo Otto (CARBONTRUST, 2012). ....                                 | 16 |
| Figura 13. Exemplo de cogeração com MCI (CARBONTRUST, 2012). ....  | 17 |
| Figura 14. Esquema de funcionamento do motor Stirling (Peron, R., 2008). ...                               | 18 |
| Figura 15. Esquema de funcionamento da célula a combustível (PORTAL BIOSISTEMAS, 2012). ....               | 19 |
| Figura 16. Etapas do processo de refrigeração por absorção LiBr (ABEGÁS, 2011). ....                       | 21 |
| Figura 17. Torre de resfriamento (Simões-Moreira, 2012). ....  | 22 |
| Figura 18. Caldeira de recuperação de calor (Andreos, 2013). ....  | 23 |
| Figura 19. Esquema simplificada da geração distribuída (Abreu, 2010). ....                                 | 33 |
| Figura 20. Pernas na transmissão de energia elétrica em longas distancias (ABEGÁS, 2011). ....             | 34 |
| Figura 21. Planta da academia. ....  | 36 |
| Figura 22. Gerador de água quente (ROSS, 2013). ....   | 37 |
| Figura 23. Microturbina a gás - Capstone C65. ....   | 40 |
| Figura 24. Balanço energético da microturbina Capstone C65. ....   | 41 |



Figura 25. Gráfico do custo operacional anual para o sistema convencional e o sistema de cogeração. .... 48

## LISTA DE TABELAS

|  |    |
|--|----|
| Tabela 1. Fator de utilização de energia da cogeração com diferentes tecnologias. Fonte: Andreos, 2017.....  | 4  |
| Tabela 2. Fator de cogeração e fator de ponderação para cogeração qualificada. Fonte: ANEEL Resolução Normativa Nº 235, de 14 de novembro de 2006..... | 26 |
| Tabela 3. Resumo das modalidades tarifárias do grupo A.....  | 29 |
| Tabela 4. Bandeiras tarifárias. (ANEEL, 2018).....   | 30 |
| Tabela 5. Tabela de tarifas do gás natural para o segmento comercial. ....   | 30 |
| Tabela 6. Tabela de tarifas do gás natural para o segmento industrial. ....  | 30 |
| Tabela 7. Tabela de tarifas do gás natural para o segmento de cogeração.....   | 31 |
| Tabela 8. Tabela de consumo e demanda térmica. ....  | 38 |
| Tabela 9. Consumo elétrico anual na ponta e fora de ponta.....   | 39 |
| Tabela 10. Energia e eficiência elétrica e térmica da microturbina Capstone C65. ....  | 40 |
| Tabela 11. Balanço energético da microturbina Capstone C65. ....   | 41 |
| Tabela 12. Cálculo do custo de energia elétrica no sistema convencional – Modalidade Tarifária AES A4 Azul. ....                                       | 43 |
| Tabela 13. Cálculo do custo de energia elétrica no sistema convencional – Modalidade Tarifária AES A4 Verde.....                                       | 43 |
| Tabela 14. Cálculo do custo de energia elétrica no sistema com solução a gás – Modalidade Tarifária AES A4 Azul. ....                                  | 44 |
| Tabela 15. Cálculo do custo de energia elétrica no sistema com solução a gás – Modalidade Tarifária AES A4 Verde.....                                  | 44 |
| Tabela 16. Valor da fatura e tarifa média do gás natural, sem e com ICMS, para o segmento comercial. ....  | 45 |
| Tabela 17. Valor da fatura e tarifa média do gás natural, sem e com ICMS, para o segmento cogeração.....   | 46 |
| Tabela 18. Comparação de gastos anuais do sistema convencional com o sistema de cogeração. ....  | 47 |
| Tabela 19. Payback descontado no período de 10 anos, com taxa de desconto de 10%. ....   | 50 |
| Tabela 20. Consumo elétrico e térmico dos 4 casos com diferentes horas de operação. ....   | 51 |

|   |    |
|---|----|
| Tabela 21. Comparativo do custo específico de energia elétrica e custo anual total nos 4 casos, após a mudança de modalidade e a implantação da cogeração. .... | 52 |
| Tabela 22. Comparativo do custo específico de geração de energia elétrica e custo anual total nos 4 casos, para a microturbina a gás – Capstone C65.....        | 52 |
| Tabela 23. Comparativo do custo específico de geração de água quente e custo anual total nos 4 casos, para o gerador de água quente existente. ....             | 52 |
| Tabela 24. Comparativo da economia total e sua porcentagem nos 4 casos. .   | 52 |
| Tabela 25. Comparativo do payback simples, payback descontado, VPL e TIR nos 4 casos. ....  | 53 |

## LISTA DE SIGLAS

|        |   |
|--------|---|
| ABS    | Resfriadores de líquido por absorção            |
| ANEEL  | Agência nacional de energia elétrica            |
| BEN    | Balanço energético nacional                     |
| CHP    | <i>Combined heat and power</i>                  |
| COGEN  | Associação da indústria de cogeração de energia |
| COMGÁS | Companhia de gás de São Paulo                   |
| FUE    | Fator de utilização de energia                  |
| GEE    | Gases de efeito estufa                          |
| GLP    | Gás liquefeito de petróleo                      |
| MCI    | Motor de combustão interna                      |
| MME    | Ministério de minas e energia                   |
| μTG    | Microturbina a gás                              |
| PCI    | Poder calorífico inferior (kJ/kg)               |

## LISTA DE SÍMBOLOS E UNIDADES

|                |  |
|----------------|--|
| kcal           | Quilocaloria                             |
| kW             | Quilowatt                                |
| kWe            | Quilowatt-elétrico                       |
| kWh            | Quilowatt hora                           |
| kWt            | Quilowatt térmico                        |
| L              | Litro                                    |
| kg             | Quilograma                               |
| m <sup>3</sup> | Metros cúbicos                           |
| m              | Vazão mássica (kg/s)                     |
| MW             | Megawatt                                 |
| MWe            | Megawatt-elétrico                        |
| MWh            | Megawatt hora                            |
| MWt            | Megawatt térmico                         |
| $\eta$         | Eficiência (%)                           |
| $\eta_e$       | Eficiência elétrica (%)                  |
| $\eta_t$       | Eficiência térmica (%)                   |
| ppm            | Partes por milhão                        |
| Qu             | Fluxo de calor útil para o processo (kW) |

## SUMÁRIO

|  |    |
|--|----|
| 1. INTRODUÇÃO.....   | 1  |
| 1.1. Objetivos, motivações e justificativas .....              | 1  |
| 2. ESTADO DA ARTE.....   | 3  |
| 2.1. Cogeração.....  | 3  |
| 2.2. Fator de utilização de energia .....                      | 4  |
| 2.3. Aplicação da cogeração .....                              | 5  |
| 2.4. Tipos de dimensionamento .....                            | 5  |
| 2.4.1. Ciclo <i>topping</i> .....                              | 5  |
| 2.4.2. Ciclo <i>bottoming</i> .....                            | 6  |
| 2.5. Prós e contras .....                                      | 6  |
| 2.6. Configurações básicas .....                               | 7  |
| 2.6.1. Energia elétrica e água gelada .....                    | 7  |
| 2.6.2. Energia elétrica e água quente.....                     | 8  |
| 2.6.3. Energia elétrica e água gelada e água quente .....      | 9  |
| 2.7. Equipamentos e tecnologias utilizadas .....               | 10 |
| 2.7.1. Geradores de força motriz.....                          | 10 |
| 2.7.2. Tecnologias adicionais .....                            | 19 |
| 2.8. Combustíveis utilizados.....                              | 23 |
| 2.8.1. Gás natural.....  | 24 |
| 2.9. Cogeração qualificada.....                                | 25 |
| 2.10. Tarifas de energia elétrica .....                        | 27 |
| 2.10.1. Ambientes de contratação.....                          | 27 |
| 2.10.2. Classes de tensão .....                                | 27 |
| 2.10.3. Modalidades tarifárias .....                           | 28 |
| 2.10.4. Sistema de tarifação extra - Bandeiras tarifárias..... | 29 |
| 2.11. Tarifas do gás natural.....                              | 30 |
| 2.12. Geração distribuída .....                                | 32 |
| 2.12.1. Definição .....  | 32 |
| 2.12.2. Vantagens .....  | 33 |
| 2.12.3. Desvantagens .....                                     | 35 |
| 3. ESTUDA DE CASO – ACADEMIA .....                             | 36 |
| 3.1. A academia .....  | 36 |

|   |    |
|---|----|
| 3.2. Análise técnica .....  | 37 |
| 3.2.1. Consumo e demanda térmica .....                              | 38 |
| 3.2.2. Consumo e demanda elétrica.....                              | 39 |
| 3.2.3. Escolha da microturbina a gás .....                          | 39 |
| 3.2.4. Balanço energético.....                                      | 40 |
| 3.2.5. Fator de utilização da microturbina .....                    | 41 |
| 3.2.6. Verificando cogeração qualificada.....                       | 42 |
| 3.3. Análise econômica .....  | 42 |
| 3.3.1. Custo da energia elétrica.....                               | 42 |
| 3.3.2. Preço do gás natural .....                                   | 44 |
| 3.3.3. Comparando custo operacional – Convencional x cogeração..... | 46 |
| 3.3.4. Payback, TIR e VPL .....                                     | 48 |
| 3.4. Comparações relevantes.....                                    | 50 |
| 4. CONCLUSÃO .....  | 54 |
| BIBLIOGRAFIA .....  | 57 |

## **1. INTRODUÇÃO**

### **1.1. Objetivos, motivações e justificativas**

#### **Objetivos**

O objetivo desse trabalho é realizar um estudo de caso para analisar a viabilidade técnico-econômica da implantação de um sistema de cogeração a gás natural em uma academia, mostrando suas vantagens e desvantagens, frente ao cenário energético brasileiro atual.

#### **Motivações**

Nem sempre a energia renovável é uma solução viável para o mercado. Custos elevados de implantação, payback muito alto, tecnologias ainda não consolidadas no mercado. A cogeração é uma solução intermediária entre o renovável e não renovável, com o conceito de geração distribuída e eficiência energética. Podendo assim: resolver problemas de confiabilidade de energia; diminuir perdas de transmissão por efeito *Joule*; criar um grande leque de soluções para cada empresa, variando de acordo com as necessidades/restrições do cliente; além da possibilidade de vender a energia remanescente.

#### **Justificativas**

Para os próximos 10 anos, é esperado um crescimento econômico mundial médio de 3,8% ao ano. Com relação à economia brasileira, estima-se que um melhor resultado da economia mundial e a existência de capacidade ociosa são alguns dos fatores que possibilitam a retomada do crescimento econômico brasileiro. Importante ressaltar a grande incerteza a respeito das perspectivas econômicas no horizonte decenal. Seguramente, um crescimento econômico mais forte e sustentável exigirá uma maior capacidade de oferta da economia e menor restrição dos gargalos existentes, com efeitos que podem ser bastante sensíveis no caso do setor energético.

Assim, em um cenário em que o crescimento econômico se dê de forma mais acelerada ou onde a retomada de alguns setores industriais ocorra de maneira mais acentuada, a demanda energética poderá responder de maneira bastante



variada. Por sua vez, nesse caso poderá haver impactos pronunciados sobre os requisitos de oferta de energia para atender à demanda energética estimada. Em particular, a evolução da demanda de gás natural estará fortemente condicionada à competitividade deste energético frente a outros energéticos substitutos e do volume de oferta disponível a preços competitivos pelos setores de consumo. A competitividade é avaliada segundo as lógicas de uso por setor e por faixa de consumo, assumindo-se que nesse horizonte o gás natural se mostra competitivo frente a outros energéticos em grande parcela de setores da economia. Em se confirmando a competitividade do gás natural frente a outros energéticos, estima-se que o setor industrial se consolida como principal consumidor de gás natural em 2026, elevando sua participação ao longo do horizonte de estudo (PDE 2026).

A relação do consumidor com a energia vem se alterando nos últimos anos. O aumento do poder de escolha – uma tendência geral na sociedade – tem se materializado no setor de eletricidade através da popularização das tecnologias de micro e minigeração distribuída. O consumidor, podendo gerar sua própria energia, evolui de uma posição passiva para ativa no setor elétrico.

No Brasil, esse tipo de modalidade de geração foi regulamentado em 2012 pela ANEEL, através da Resolução Normativa (REN) N° 482, que institui o modelo de net-metering no país. Em 2015, o regulamento foi aprimorado, de modo a tornar o processo de conexão mais célere e ampliar o acesso à geração distribuída para um número maior de unidades consumidoras. Atualmente, a resolução permite a conexão de geradores de até 5 MW na rede de distribuição, a partir de fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada.

A partir da regulamentação, a adoção de sistemas de geração própria teve um início tímido, mas começou a se popularizar. Em 2016 houve um salto de mais de quatro vezes no número de instalações, terminando o ano com 81 MW instalados, distribuídos em 7,7 mil unidades (ANEEL, 2017). Apesar do crescimento recente, essa modalidade de geração ainda é insignificante no Brasil, havendo espaço para se desenvolver muito mais na próxima década.

## 2. ESTADO DA ARTE

### 2.1. Cogeração

De acordo com a ANEEL, a cogeração é um processo no qual existe a produção combinada das utilidades de calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma única fonte primária.

Por mais eficiente que seja uma máquina térmica, a maior parte da energia contida no combustível usado para o seu acionamento é transformada em calor e perdida para o meio-ambiente.

Trata-se de uma limitação física que independe do tipo de combustível ou motor utilizado. Por esta razão, no máximo 40% da energia do combustível do diesel usado em um gerador podem ser transformados em energia elétrica.

A vantagem desta solução é que o consumidor economiza o combustível que necessitaria para produzir o calor do processo. A eficiência energética é, desta forma, bem mais elevada, chegando a níveis de 85% da energia do combustível.

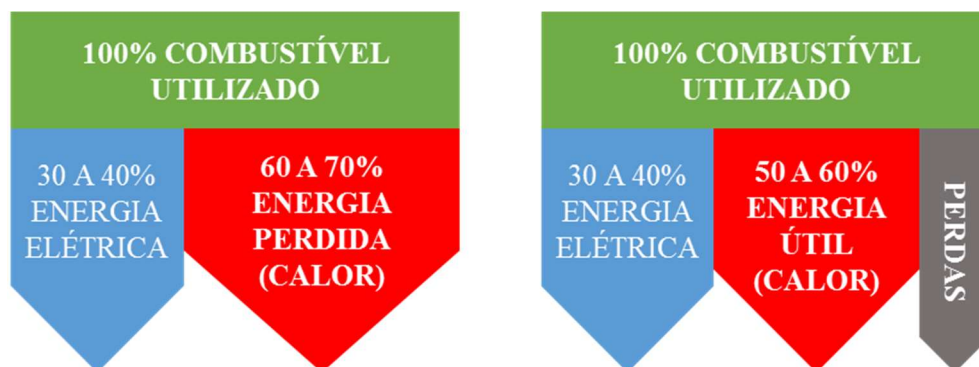


Figura 1. Comparação entre sistema convencional e sistema de cogeração.

Além da utilização da energia térmica que inicialmente seria perdida no processo de geração, conforme figura 1, outros benefícios relacionados à cogeração são a redução da dependência em relação ao suprimento fornecido por terceiros e a redução do volume de gases lançados na atmosfera.

O inconveniente da cogeração é que o calor só pode ser usado perto do equipamento, o que limita estas instalações a unidades relativamente pequenas se comparadas com os geradores das concessionárias.

## 2.2. Fator de utilização de energia

O fator de utilização de energia, FUE, tem como objetivo demonstrar a porcentagem de utilização entre a energia do combustível da fonte primária com o trabalho a ser produzido tanto elétrico como térmico, conforme equação 1 abaixo.

$$FUE = \frac{W + Q_u}{\dot{m} * PCI} \quad (1)$$

Sendo:

W = Potência no eixo produzido pela máquina (kW)

Qu = Taxa de calor útil produzido ou recuperado (kW)

ṁ = Vazão mássica de combustível (kg/s)

PCI = Poder calorífico inferior do combustível (kJ/kg)

A ideia principal é que os sistemas de cogeração se aproximem dos 100%. No entanto quanto maior for o aproveitamento térmico maior será o valor do FUE, podendo chegar até 85%. A tabela 1 abaixo mostra uma visão geral dos valores de rendimento.

| Tecnologia                 | ηe       | Cogeração (FUE) |
|----------------------------|----------|-----------------|
| Motor de combustão interna | 25 a 45% | ~85%            |
| Turbina a vapor            | 25 a 40% | ~85%            |
| Turbina a gás              | 25 a 30% | ~85%            |
| Microturbina a gás         | 25 a 33% | ~85%            |
| Ciclo combinado            | 44 a 57% | ~82%            |

Tabela 1. Fator de utilização de energia da cogeração com diferentes tecnologias. Fonte: Andreos, 2017.

### 2.3. Aplicação da cogeração

A implementação da cogeração é favorável em empreendimentos que realizam processos com demandas significativas de energia elétrica e térmica, simultaneamente. São muitas as atividades industriais e comerciais que necessitam de energia térmica em grandes proporções, podendo esta ser aproveitada para produção de frio ou calor.

Dessa forma, pela versatilidade dos sistemas de cogeração e da diversidade de equipamentos disponíveis, a cogeração pode ser utilizada em diversos setores da economia com as mais variadas aplicações. Os principais setores são:

- Setor industrial: para aquecimento direto, calor de processo ou produção de vapor;
- Setor terciário (comércio e serviços): para climatização e aquecimento;
- Setor residencial: para climatização e aquecimento.

### 2.4. Tipos de dimensionamento

Existem dois tipos básicos de dimensionamento, que devem ser aplicados em função da sequência de utilização de energia, buscando-se atender da melhor forma as demandas térmica e elétrica, de acordo com a necessidade do sistema.

#### 2.4.1. Ciclo *topping*

O primeiro tipo é o ciclo *Topping*, que consiste em dimensionar a cogeração para toda a energia elétrica utilizada no sistema. Nesse caso o combustível primário seria a energia elétrica, e a energia térmica restante seria utilizado em outro processo, como é mostrado na figura 2 abaixo.



Figura 2. Ciclo *Topping*.

### 2.4.2. Ciclo *bottoming*

O segundo tipo é o ciclo *Bottoming*, que consiste em dimensionar a cogeração para toda a energia térmica utilizada no sistema. Nesse caso o combustível primário seria a energia térmica, e a energia elétrica restante seria utilizada para outro processo, representada na figura 3 a seguir.



Figura 3. Ciclo *Bottoming*.

### 2.5. Prós e contras

Como qualquer forma de geração de energia, a cogeração possui suas características que determinam certos prós e contras. Claro que cada caso tem uma característica mais expressiva, mas de forma geral temos:

#### Prós

- Autossuficiência energética: a rede elétrica se transforma em backup;
- Maior eficiência no processo de produção de energia;
- Maior qualidade e confiabilidade na energia gerada;
- Produção junto ao consumo, diminuindo perdas de transmissão e transporte;
- Aproveitamento de subprodutos energéticos, utilizados em outras aplicações;

#### Contras

- Geração poluída e concentrada;
- Custo inicial elevado;
- Necessidade de operação;
- Dependência do abastecimento de combustível;
- Ruídos na rede.

## **2.6. Configurações básicas**

Segundo Andreos (2013), tipicamente, em função das demandas, as configurações básicas de cogeração para o setor terciário são:

- Energia elétrica e água gelada;
- Energia elétrica e água quente;
- Energia elétrica e água gelada e água quente.

### **2.6.1. Energia elétrica e água gelada**

A produção simultânea de energia elétrica e água gelada é o modo de cogerar energia mais comum no setor terciário (Andreas, 2013). Em edifícios corporativos, por exemplo, as grandes demandas são de energia elétrica, para alimentar equipamentos de trabalho e iluminação, e de energia térmica, na forma de frio, para realizar o condicionamento de ar nos escritórios. Nestes casos, é utilizado o ciclo *Topping* para efeito de dimensionamento. A energia elétrica é gerada prioritariamente através de um motor de combustão interna (MCI), e com os rejeitos térmicos dos gases de exaustão e da água de arrefecimento do bloco do motor, é produzida água quente que irá alimentar o resfriador de líquido por absorção (ABS), que por sua vez produzirá água gelada para condicionar os ambientes desejados. Um esquema deste tipo de configuração é apresentado na figura 4 abaixo:

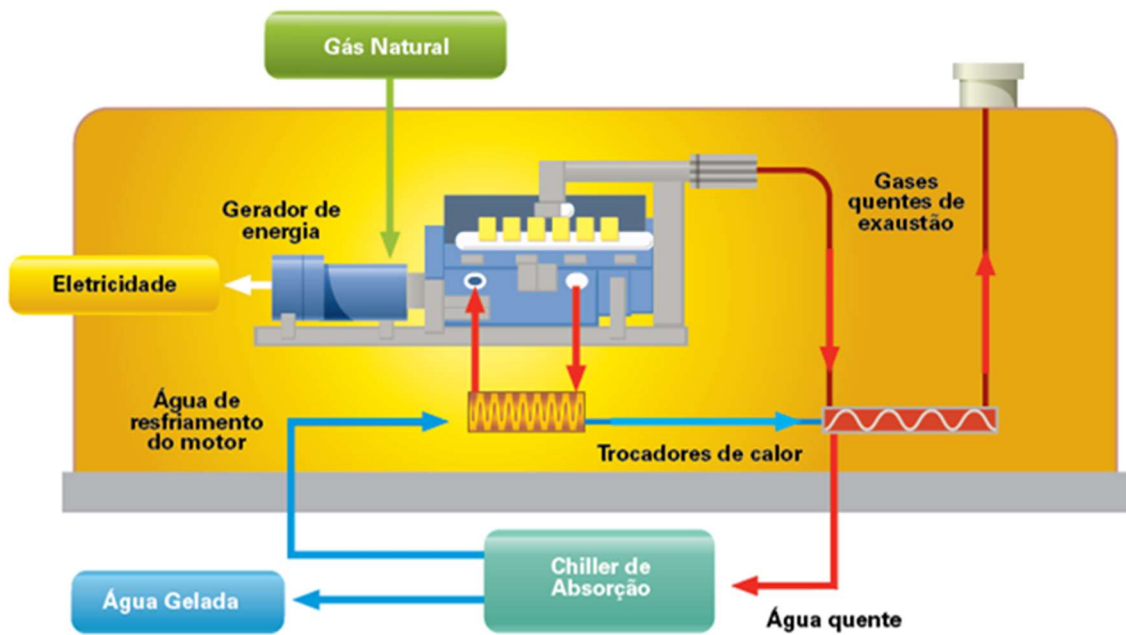


Figura 4. Geração de energia elétrica e água gelada. (Modificado PORTAL ENERGIA, 2016).

### 2.6.2. Energia elétrica e água quente

Aplicável em empreendimentos onde há forte demanda por energia elétrica e água quente para conforto, como por exemplo, academias, hotéis e hospitais. A representação esquemática deste tipo de configuração, utilizando MCI em ciclo *Topping*, é ilustrada abaixo na figura 5:

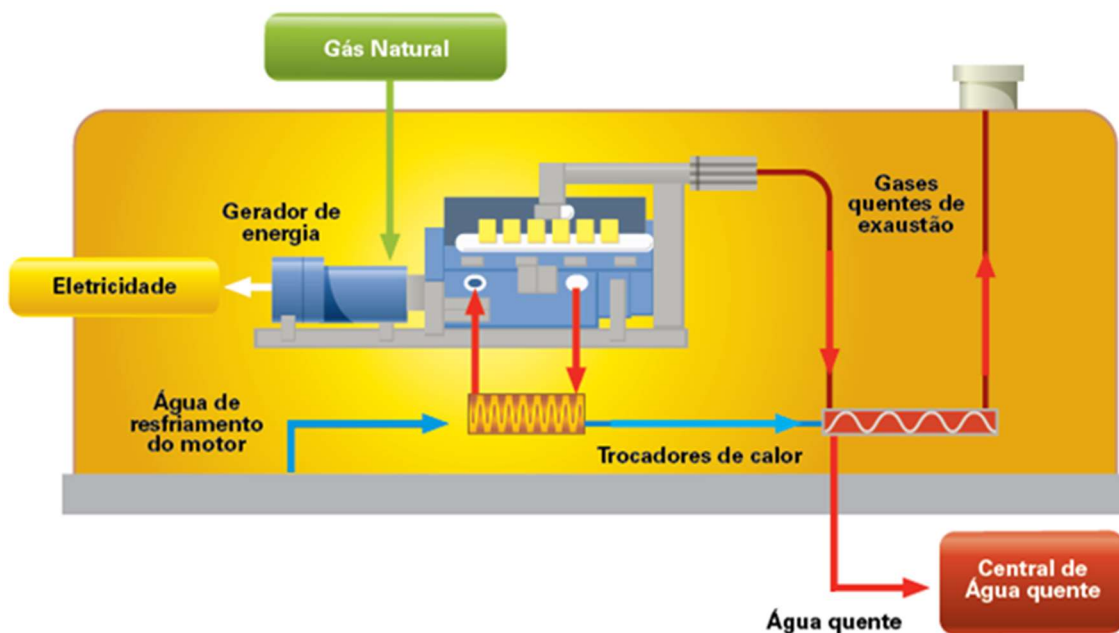


Figura 5. Geração de energia elétrica e água quente. (Modificado PORTAL ENERGIA, 2016).

### 2.6.3. Energia elétrica e água gelada e água quente

A produção simultânea e sequenciada de energia elétrica, água quente e água gelada também é encontrada na literatura com o termo *trigeração* (Rocha, M.S., 2010), embora este processo caiba perfeitamente na definição de cogeração, pois apenas energia elétrica e energia térmica estão sendo produzidas de forma simultânea e sequenciada. Hospitais são empreendimentos onde essa aplicação pode ser encaixada de maneira eficiente, pois demandam de maneira contínua e quase que constante energia elétrica para equipamentos e iluminação, além de frio para condicionamento dos ambientes internos, quartos de recuperação, centros de tratamento intensivo, salas de operação, etc., e água quente para conforto (banho) e limpeza de roupas, equipamentos e ambientes. A representação esquemática desta configuração, utilizando MCI em Ciclo *Topping*, é ilustrada abaixo na figura 6:



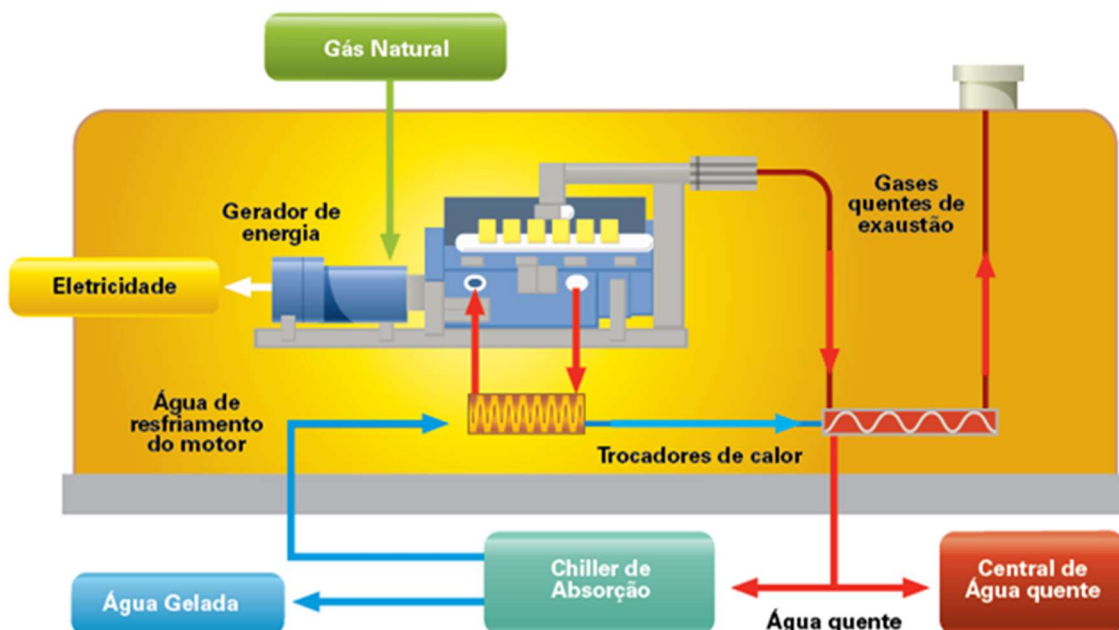


Figura 6. Trigeração. Geração de energia elétrica, água gelada e água quente.  
(PORTAL ENERGIA, 2016).

## 2.7. Equipamentos e tecnologias utilizadas

### 2.7.1. Geradores de força motriz

Como observado no item anterior, além dos trocadores/recuperadores de calor, que são equipamentos secundários, os principais equipamentos utilizados na cogeração são, de fato, os motores de combustão interna e os refrigeradores de líquido por absorção. A definição do tipo de motor/gerador a ser utilizado varia de acordo com a necessidade (demanda de calor e/ou eletricidade), desempenho desejável e investimento inicial necessário do projeto. As principais tecnologias são:

- Turbinas a vapor (TV);
- Turbinas a gás (TG);
- Microturbinas a gás ( $\mu$ TG);
- Motores de combustão interna (MCI);
- Motores *Stirling* (MS);
- Células a combustível.

### 2.7.1.1 Turbinas a vapor (TV)

Turbinas a vapor são máquinas motoras rotativas que convertem a energia contida no fluxo contínuo de vapor d'água em trabalho no eixo, que acoplado ao gerador produz trabalho mecânico que depois pode ser transformado em energia elétrica. Tal equipamento opera a alta rotação e possui grande confiabilidade operacional. Elas são classificadas como turbinas de contrapressão, quando a pressão de saída é maior ou igual à atmosférica, e turbinas de condensação, quando a pressão é menor.

O ciclo termodinâmico que opera as turbinas a vapor é o ciclo de *Rankine*, que opera à combustão externa em uma caldeira que converte água em vapor a alta pressão. Este vapor é expandido à baixa pressão na turbina e posteriormente enviado ao condensador ou a um sistema de distribuição de vapor a temperatura intermediária para abastecimento industrial ou comercial. O condensado proveniente do condensador ou do sistema de distribuição é depois enviado novamente ao ciclo (ciclo fechado), como é mostrado na figura 7 abaixo:

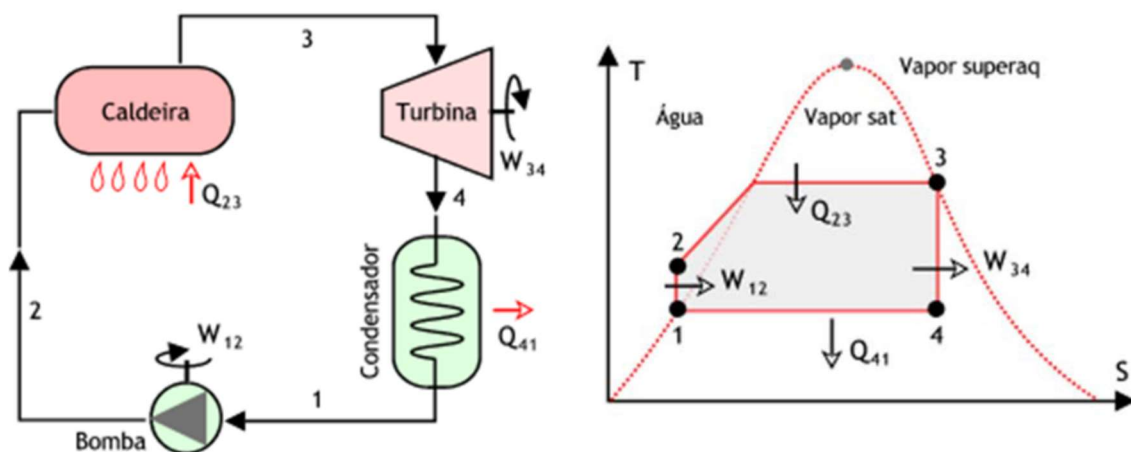


Figura 7. Turbina a vapor e ciclo *Rankine* (MSPC, 2015).

Devido à estrutura de combustão externa, este tipo de equipamento é amplamente utilizado, com diversos tipos de combustíveis, sendo a tecnologia de cogeração mais comum no Brasil. Sua capacidade varia de 500 kWe a 250 MWe. A figura 8 a seguir mostra um exemplo de cogeração com turbina a vapor.

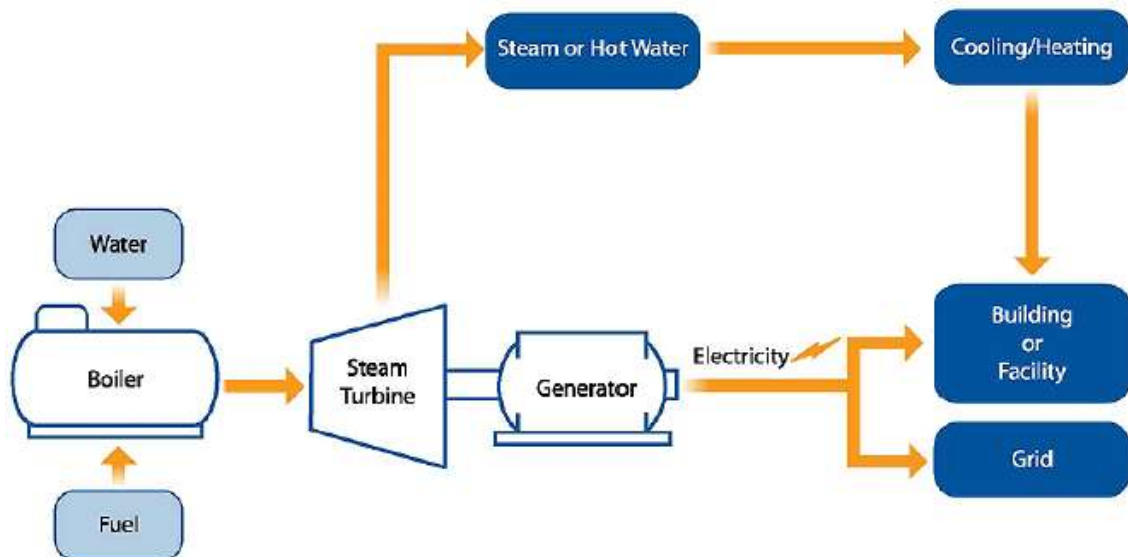


Figura 8. Turbina a vapor em cogeração (EPA, 2012).

### 2.7.1.2. Turbinas a gás (TG)

As turbinas a gás (estacionárias ou aeroderivativas) realizam a combustão interna e operam no ciclo termodinâmico de *Brayton*, a pressão constante. O ciclo *Brayton* consiste em um compressor, uma câmara de combustão e uma turbina de expansão. O compressor aquece e comprime o ar que é posteriormente aquecido novamente com a adição de combustível na câmara. O ar quente é então encaminhado à turbina de expansão produzindo energia suficiente para mover um gerador ou um processo mecânico, conforme o diagrama e configuração com ciclo aberto da figura 9 abaixo.

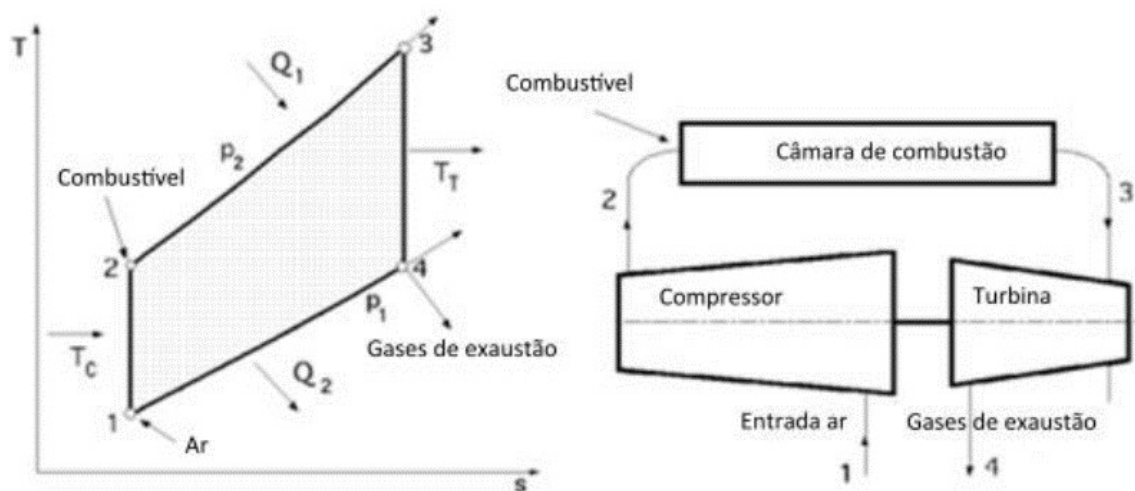


Figura 9. Diagrama T-s e configuração com ciclo aberto, turbina a gás (Fernández, H., 2000).

Os gases de exaustão do processo podem chegar a temperaturas de aproximadamente 500°C para pequenas turbinas industriais, e para grandes centrais, a temperatura é superior a 600°C. Assim, há a possibilidade de recuperação de calor no equipamento ou utilização desta energia térmica para alimentação de demanda de aquecimento ou resfriamento.

As turbinas a gás são largamente utilizadas devido seu rápido tempo de acionamento e por permitirem maior flexibilidade na intermitência da operação. Em contrapartida, são fabricadas com materiais mais resistentes para suportar altas temperaturas, aumentando seu custo. Essas turbinas são muito sensíveis às condições do ambiente de operação.

A energia térmica contida nos gases de exaustão também pode ser utilizada para geração de vapor, que pode ser direcionado para uma turbina a vapor, em um ciclo *Rankine*, resultando assim em um ciclo combinado, ilustrado na figura 10.

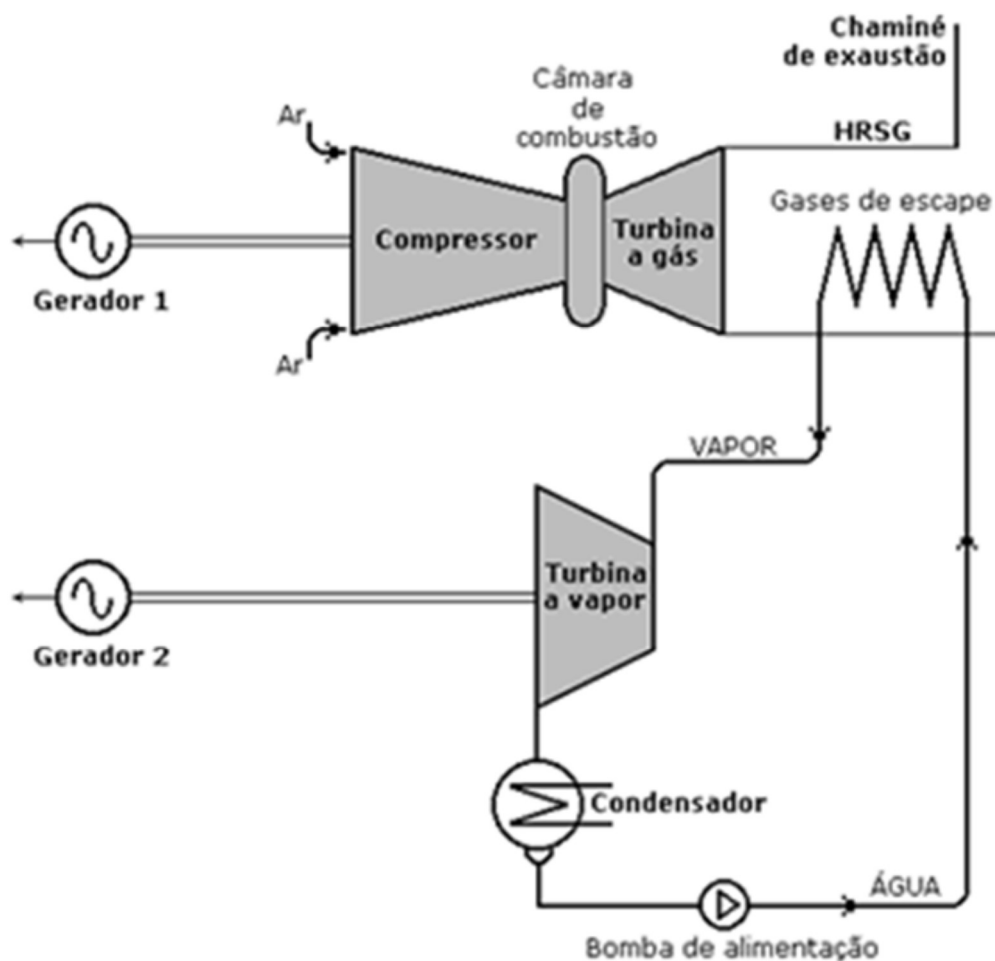


Figura 10. Ciclo combinado (PANTANAL ENERGIA, 2015).

### 2.7.1.3. Microturbinas a gás (TG)

As microturbinas, como o próprio nome já diz, são turbinas a gás de pequeno porte (30 a 250 kW), e por isso, possuem custo de investimento e manutenção menores que as turbinas a gás. Em contrapartida, geralmente são mais caras que os MCI de mesma potência. Podem ser usadas somente na geração de energia elétrica, ou associadas a outros equipamentos para aproveitar a energia térmica residual dos gases de exaustão, configurando o sistema de cogeração de energia *Combined heat and power* (CHP) (Andreos, 2013).

Algumas características os diferenciam da turbina a gás, como: sistema modular com baixo nível de ruído, controle de paralelismo de incorporada, recuperador de calor para água quente incorporado; e, existe ainda vantagens com relação às questões ambientais: baixas emissões de  $\text{NO}_x$  (10 a 25 ppm). A figura 11 mostra um exemplo de microturbina a gás.

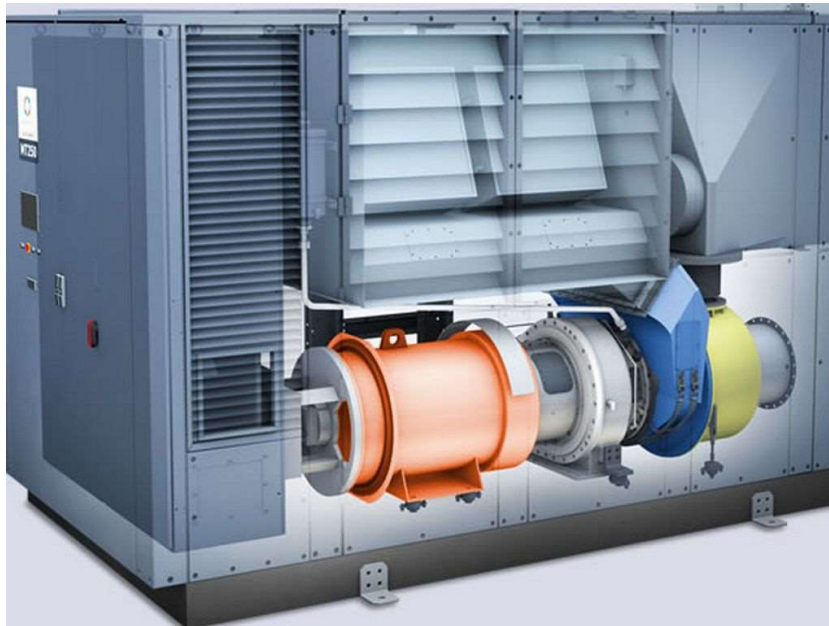


Figura 11. Microturbina a gás (LATINA AMERICA, 2014).

#### 2.7.1.4. Motores de combustão interna (MCI)

Motores de combustão interna são aqueles em que a energia química dos combustíveis é liberada dentro do motor e usada diretamente para produzir trabalho. São movidos através do ciclo *Otto* ou Diesel.

O ciclo *Otto* utiliza etanol, biogás ou gás natural (foco do trabalho), O ciclo Diesel, por sua vez, utiliza diesel, biodiesel ou óleo pesado. Eles são normalmente utilizados em cogeração com potências menores que 1 MW.

Os MCI que trabalham através do ciclo *Otto* também são conhecidos como motores de ignição por centelha, pois é necessário o uso de uma centelha para iniciar a combustão da mistura ar-combustível. Esse ciclo apresenta quatro tempos, também apresentados na figura 12, operando na seguinte sequência:

- Quando o pistão está no ponto mais alto de seu curso uma válvula se abre liberando a entrada de uma mistura de ar-combustível. Esta válvula permanece aberta até que o pistão chegue ao ponto mais baixo de seu curso;
- Neste momento a válvula se fecha, e o pistão inicia uma nova subida fazendo a compressão desta mistura, até que o pistão atinja novamente o ponto mais alto do seu curso;

- Agora a centelha é liberada e inicia-se a combustão da mistura ar-combustível, liberando energia dentro do cilindro do motor e produzindo trabalho. O pistão inicia nova descida;
- Quando o mesmo atinge o ponto mais baixo de seu curso novamente, uma segunda válvula se abre para liberar os gases resultantes da combustão da mistura ar-combustível, até que o pistão atinja novamente o ponto mais alto de seu curso e inicie o ciclo novamente (Ferguson; Kirkpatrick, 2000).

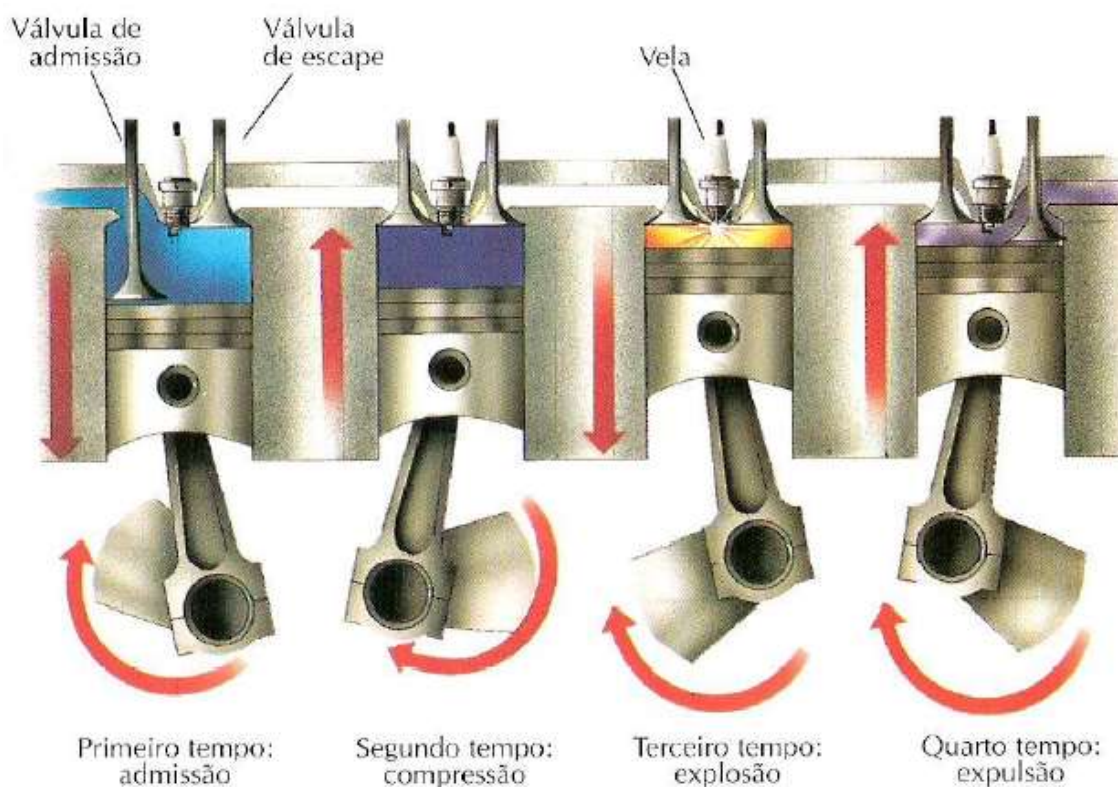


Figura 12. Tempos de operação do MCI, ciclo *Otto* (CARBONTRUST, 2012).

O rendimento elétrico dos MCI a gás natural varia entre 25% e 45%, e na cogeração o FUE pode chegar a 85%. O ciclo *Otto* é mais utilizado que o ciclo Diesel na cogeração por possuir menores valores de emissões de poluentes (Andreos, 2013). A figura 13 exibe mostra um exemplo de cogeração com MCI.



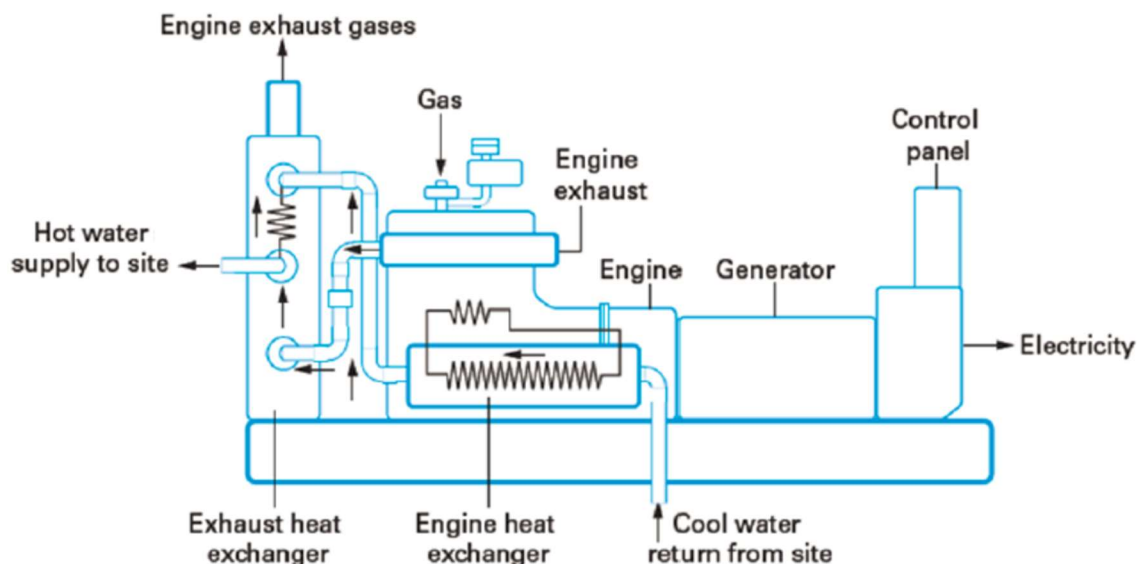


Figura 13. Exemplo de cogeração com MCI (CARBONTRUST, 2012).

#### 2.7.1.5. Motores *Stirling* (MS)

Os motores *Stirling* são motores alternativos que funcionam basicamente com a expansão e contração de um fluido de trabalho, movimentando dois êmbolos conectados a um único eixo, gerando trabalho através do ciclo termodinâmico de *Stirling*.

O calor provém de uma fonte externa e é transferido através de trocadores de calor para o fluido de trabalho. O fornecimento de calor pode provir de diversas fontes, como: biomassa, energia solar, energia geotérmica, biogás, gás natural, combustíveis fósseis, etc.; e os fluidos de trabalho utilizados em maior escala são os gases hélio ou hidrogênio, que possuem alta condutividade térmica e baixa resistência ao escoamento.

Quando o calor é fornecido por um processo de combustão, os motores são considerados motores de combustão externa. Assim, é possível obter maior eficiência na queima do combustível, em comparação com motores de combustão interna, tornando os motores *Stirling* menos poluentes e mais silenciosos.

Após a expansão, é necessário realizar a compressão do fluido de trabalho através de um resfriamento externo que pode ser feito pela circulação de água,



etileno glicol ou a mistura dos dois. Esse processo pode ser observado no esquema da figura 14 abaixo:

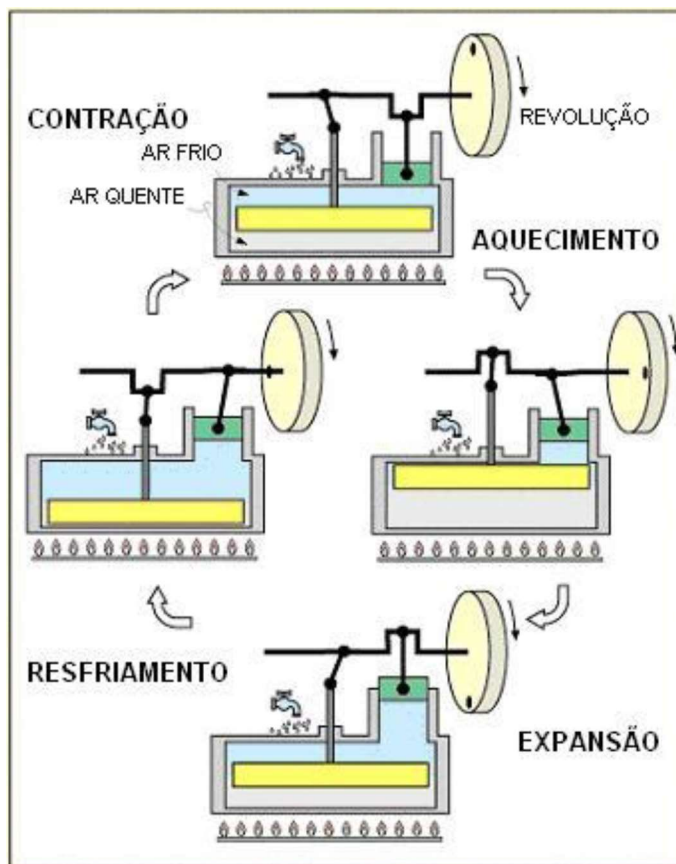


Figura 14. Esquema de funcionamento do motor *Stirling* (Peron, R., 2008).

Esta tecnologia é ainda pouco utilizada, entretanto suas vantagens anteriormente citadas indicam grandes oportunidades para sua inserção em sistemas de cogeração.

#### 2.7.1.6. Células a combustível

As células de combustível possuem um princípio diferente das demais apresentadas anteriormente. Nela não há a queima direta do combustível. As células combustíveis realizam a conversão de combustíveis em hidrogênio por meio de reações químicas. O hidrogênio é então combinado na presença de oxigênio para geração de energia e calor, produzindo água.

Por não haver combustão, as emissões dos gases de efeito estufa (GEE) são reduzidas e consequentemente os impactos atmosféricos são reduzidos. Porém, em decorrência de seu alto custo, a tecnologia é pouco utilizada.

Atualmente, a melhor relação custo x benefício da utilização de células de combustível é a cogeração, em que há um melhor aproveitamento da energia total gerada: produção de eletricidade e o calor, utilizado como suprimento da demanda térmica.

As células combustíveis podem ser alimentadas por hidrocarbonetos, álcool e hidrogênio. Possuem potência de 5 kWe a 2 MWe e rendimento elétrico de 30 a 60% (Andreos, 2013). A figura 15 mostra seu esquema de funcionamento.

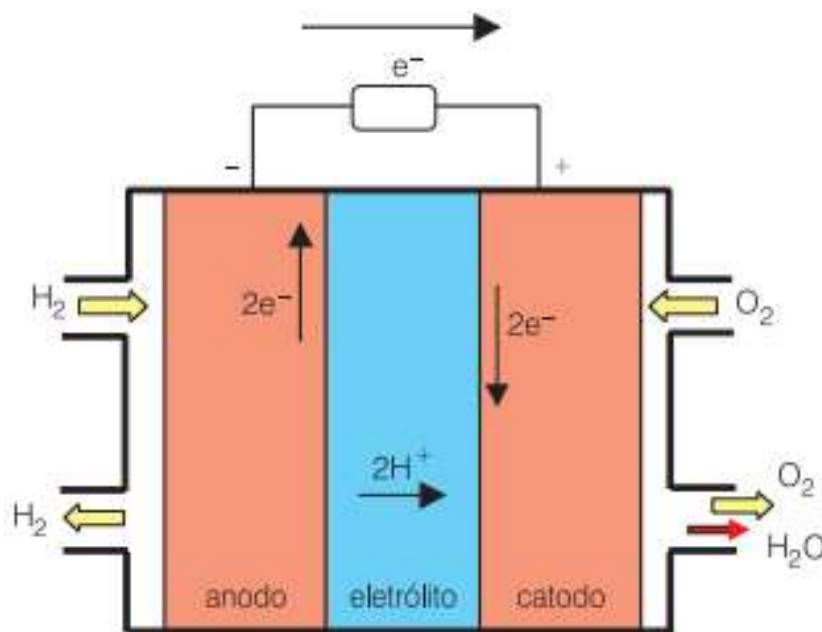


Figura 15. Esquema de funcionamento da célula a combustível (PORTAL BIOSISTEMAS, 2012).

### 2.7.2. Tecnologias adicionais

Como mencionado anteriormente, além dos motores/geradores, temos outras tecnologias utilizadas. Abaixo temos uma explicação resumida dessas tecnologias.

### 2.7.2.1. Resfriadores de líquido por absorção (ABS)

Os resfriadores de líquido por absorção (*chillers* por absorção), utilizaram como fonte a energia térmica rejeitada no sistema, por meio de água quente, e podem utilizar água desmineralizada como fluido refrigerante. O seu ciclo frigorífico apresenta quatro estágios principais, apresentados abaixo e ilustrados na figura 17:

- Estágio 1: O refrigerante ( $H_2O$ ) em estado líquido é aspergido sobre os tubos do evaporador, no lado casco do evaporador que está em vácuo (6 mmHg), provocando a sua evaporação e consequentemente a retirada de calor sensível da água gelada que passa dentro dos tubos do evaporador, baixando a sua temperatura de 12,5°C para 7°C (em média).
- Estágio 2: A solução concentrada de LiBr é aspergida no lado casco do absorvedor. Por diferença de pressão e pela afinidade química, a solução concentrada de LiBr absorve o vapor d'água (refrigerante,  $H_2O$ ), atingindo o seu limite de absorção. O resfriamento provocado pela passagem da água de torre condensa a solução que se acumula no fundo do trocador.
- Estágio 3: A solução fraca ou diluída de LiBr acumulada é bombeada para o gerador. O gerador aquece a solução diluída, através de uma fonte de calor externa (gás natural, óleo diesel, água quente, vapor superaquecido ou gases quentes), promovendo a separação entre a  $H_2O$  e o LiBr através da evaporação do refrigerante ( $H_2O$ ).
- Estágio 4: A solução concentrada de LiBr retorna para o absorvedor, reiniciando o ciclo de absorção. E o refrigerante ( $H_2O$ ) vaporizado flui para o condensador onde é condensado, retornando ao estado líquido através da retirada de calor latente pelo resfriamento provocado pela circulação da água de torre. (Andreos, 2013).

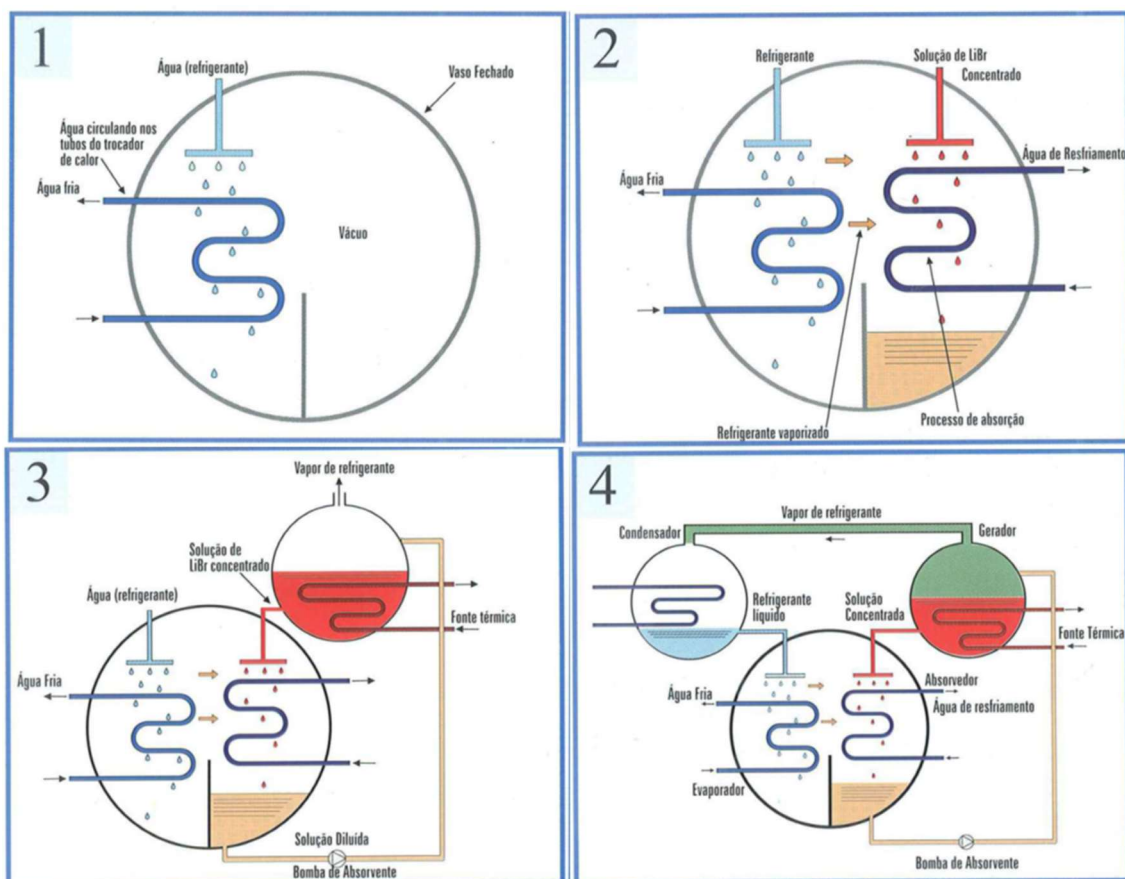


Figura 16. Etapas do processo de refrigeração por absorção LiBr (ABEGÁS, 2011).

A característica particular do sistema de absorção consiste em requerer um consumo muito pequeno de energia elétrica, contudo, deve-se dispor de uma fonte térmica de temperatura relativamente alta ( $100^{\circ}\text{C}$ ). O equipamento envolvido em um sistema de absorção é maior e mais pesado que um sistema de compressão de vapor, e pode ser economicamente justificado nos casos onde é disponível uma fonte térmica adequada e que, de outro modo seria desperdiçada, como é o caso da cogeração.

#### 2.7.2.2. Torres de resfriamento

São dispositivos usados para o resfriamento de água até cerca de  $5^{\circ}\text{C}$  da temperatura de bulbo úmido do ar ambiente à custa de uma porcentagem de perda de água (3 a 5%) devido à evaporação ou ao arrasto produzido pelo fluxo ascendente de ar (Simões-Moreira, 2012).

Há várias tecnologias relacionadas com esse tipo de equipamentos (de tiro forçado, natural, de fluxo cruzado, contra-corrente), no entanto, o processo evaporativo dá-se de maneira similar. Está baseada no contato direto entre o ar atmosférico junto com água a ser resfriada. Para isso acontecer, o ventilador encarrega-se de obrigar a massa de ar atravessar a torre, entrando desde as persianas e saindo na condição de ar saturado pela parte superior. Por outra parte, a bomba transporta o fluido ao topo da torre para distribuí-la em forma de aspersão. Isto gera uma condição em que os dois fluidos se mantêm sempre a condição de contracorrente, entregando energia (em forma de calor latente) desde a água para o ar. A figura 17 apresenta uma ilustração da torre de resfriamento.

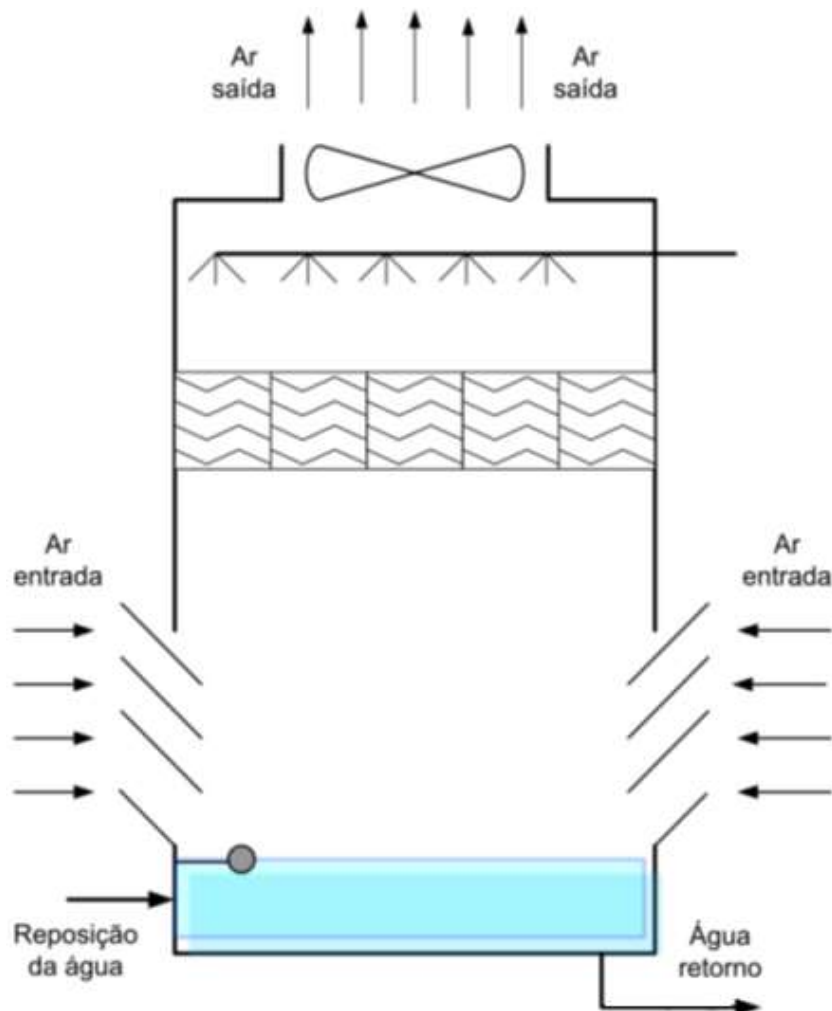


Figura 17. Torre de resfriamento (Simões-Moreira, 2012).

### 2.7.2.3. Caldeiras de recuperação de calor (HRSG)

A caldeira de recuperação de calor, ou *heat recovery steam generator*, recupera o calor a partir dos gases de exaustão gerados pela turbina a gás e gera energia elétrica por uma turbina a vapor. Esse é o principal produto para a central de ciclo combinado e a central de cogeração que gera energia elétrica e a vapor.

O objetivo dessa caldeira é aproveitar o máximo de energia possível de uma fonte térmica residual. Basicamente, consiste de vários feixes de tubos posicionados em fluxo transversal, onde o contato direto entre os tubos de troca e o fluido quente (normalmente gases de combustão) interagem, produzindo uma troca líquida de calor entre o sistema e o meio, conforme figura 18 abaixo.

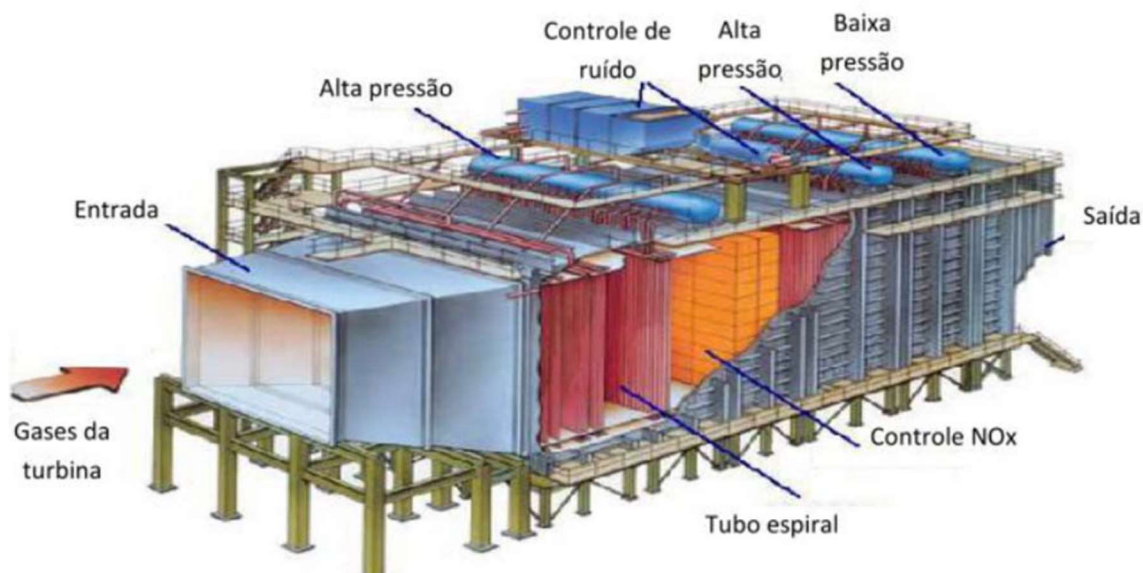


Figura 18. Caldeira de recuperação de calor (Andreos, 2013).

## 2.8. Combustíveis utilizados

A gama de combustíveis possíveis de serem utilizados em sistemas de cogeração é extensa, podendo estes ser desde os combustíveis convencionais (gás, óleo, carvão) até fontes provenientes da biomassa.

Os combustíveis podem estar no estado sólido, líquido ou gasoso. Dentre os combustíveis gasosos, pode-se citar o gás natural, biogás, GLP, dentre outros. Em relação aos líquidos, têm-se o óleo diesel, óleo combustível, biodiesel, etc.

No estado sólido, podem ser utilizados o bagaço de cana, o carvão, dentre outros diversos resíduos orgânicos, etc.

Analisando-se as principais tecnologias disponíveis de força motriz para cogeração, existe grande quantidade de equipamentos que utilizam combustíveis gasosos, destacando-se o gás natural. Isto se deve à facilidade de compra, alto poder calorífico e versatilidade deste combustível. Para esse trabalho, vamos ressaltar as características do gás natural como combustíveis para centrais de cogeração.

### **2.8.1. Gás natural**

O gás natural é um combustível de origem fóssil, sendo resultado da decomposição da matéria orgânica espalhada entre os extratos rochosos, em reservatórios profundos no subsolo. Nas primeiras etapas de decomposição, a matéria orgânica de origem animal produz petróleo, e nos últimos estágios deste processo, ocorre a produção de gás natural. Por isso é comum a descoberta do gás natural associado ao petróleo.

O gás natural é formado pela mistura de hidrocarbonetos leves que permanecem no estado gasoso em condições ambiente de temperatura e pressão, dos quais pode-se destacar o metano.

Por encontrar-se em estado gasoso e não apresentar condensados ou partículas em sua composição, o gás natural mistura-se facilmente com o ar, obtendo melhores condições de combustão em relação a outros combustíveis, sendo sua queima mais eficiente na produção de energia. Não possui enxofre em sua composição, e sua combustão é completa, com a produção de dióxido de carbono e vapor d'água, apresentando menor quantidade de óxidos de nitrogênio e partículas de fuligem, reduzindo a emissão de poluentes para a atmosfera. Por isso, o gás natural é considerado uma forma de energia menos poluente em relação aos demais combustíveis fósseis.

Desta forma, o gás natural apresenta uma vantagem ambiental significativa em relação a outros combustíveis fósseis, em função da menor emissão de gases

poluentes que contribuem para o efeito estufa. O estudo sobre gás natural do Plano nacional de energia 2030 (EPE, 2007) registra que o volume de CO<sub>2</sub> lançado na atmosfera pode ser entre 20% e 23% inferior àquele produzido pela geração a partir do óleo combustível e entre 40% e 50% inferior aos casos de geração a partir de combustíveis sólidos, como o carvão.

Devido à sua versatilidade e eficiência, o gás natural é utilizado em residências, no comércio, em indústrias e veículos, e para a geração e cogeração de energia.

A utilização do gás natural nas indústrias é interessante do ponto de vista ambiental, visto que reduz a emissão de poluentes, contribuindo para a redução do efeito estufa. Como a sua combustão não deixa resíduos, existe a redução do custo operacional com manutenção de máquinas, transporte e armazenamento de combustível.

Devido a estes motivos, o gás natural tem se tornado um combustível almejado pela maioria das nações industrializadas para projetos de cogeração industrial e climatização de ar em instalações comerciais, principalmente por estar associado a baixos níveis de emissões de poluentes.

## **2.9. Cogeração qualificada**

São diversas as tarifas que uma concessionária pode cobrar pelo consumo de gás natural dependendo do setor. Quando essa cogeração é considerada qualificada, a tarifa do gás natural diminui. Esse gás é chamado de gás natural de cogeração. Muitas vezes isso é o que determina a viabilidade financeira do sistema de cogeração.

Para conseguir esse desconto, a ANEEL criou a resolução normativa nº 235, de 14 de novembro de 2006, que estabelece os requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogradoras de energia. Dentre eles, temos:

- Estar regularizada perante ANEEL, conforme o disposto na legislação específica e na Resolução N° 112, de 18 de maio de 1999;



- Preencher os requisitos mínimos de racionalidade energética, mediante o cumprimento das inequações (2) e (3) abaixo:

$$\frac{E_t}{E_f} \geq 15\% \quad (2)$$

$$\left(\frac{E_t}{E_f}\right) \div X + \frac{E_e}{E_f} \geq F_c\% \quad (3)$$

Sendo,

Ee = Energia eletromecânica

Et = Energia térmica

Ef = Energia da fonte

Fc = Fator de cogeração

X = Fator de ponderação: parâmetro adimensional definido pela potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeneradora, conforme tabela apresentada na tabela 2 abaixo:

| Fonte/potência elétrica instalada                   | X    | Fc % |
|---|------|------|
| <b>Derivados de petróleo, gás natural e carvão:</b> |      |      |
| Até 5 MW  | 2,14 | 41   |
| Acima de 5 MW e até 20 MW                           | 2,13 | 44   |
| Acima de 20 MW                                      | 2,00 | 50   |
| <b>Demais combustíveis:</b>                         |      |      |
| Até 5 MW  | 2,50 | 32   |
| Acima de 5 MW e até 20 MW                           | 2,14 | 37   |
| Acima de 20 MW                                      | 1,88 | 42   |
| <b>Calor recuperado de processo:</b>                |      |      |
| Até 5 MW  | 2,60 | 25   |
| Acima de 5 MW e até 20 MW                           | 2,17 | 30   |
| Acima de 20 MW                                      | 1,86 | 35   |

Tabela 2. Fator de cogeração e fator de ponderação para cogeração qualificada. Fonte: ANEEL Resolução Normativa N° 235, de 14 de novembro de 2006.

## **2.10. Tarifas de energia elétrica**

### **2.10.1. Ambientes de contratação**

Para fins de comercialização de energia elétrica, existem basicamente dois tipos de ambiente de contratação (Isac S., 2013):

- **Ambiente de contratação livre (ACL):** “o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos” Além do valor da eletricidade, o consumidor livre deve pagar TUST ou TUSD dependendo do caso, e pelos impostos. O ACL não será objeto de estudo deste trabalho.
- **Ambiente de contratação regulada (ACR):** “o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos” Os consumidores do ACR pagam por uma Tarifa de Energia (TE), determinada pela ANEEL e publicada no Diário Oficial da União (DOU), além de TUST ou TUSD, dependendo do caso, e pelos impostos.

### **2.10.2. Classes de tensão**

A Resolução Normativa Nº 414 de 09 de setembro de 2010, estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica e cria a seguinte estrutura, segundo classes de tensão:

**Grupo A** – grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômia e subdividido nos seguintes subgrupos:

- Subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- Subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- Subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;
- Subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;

- Subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;
- Subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

**Grupo B** – grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômnia e subdividido nos seguintes subgrupos:

- Subgrupo B1 – residencial;
- Subgrupo B2 – rural;
- Subgrupo B3 – demais classes;
- Subgrupo B4 – Iluminação Pública.

### **2.10.3. Modalidades tarifárias**

O Grupo A possui diferentes tipos de modalidades tarifárias, que nada mais são que um conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas. Estas modalidades ficam são segregadas da seguinte forma:

- **Tarifa Convencional:** modalidade caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano;
- **Tarifa Horossazonal:** modalidade caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com os postos horários e horas de utilização do dia, observando-se:

**Horário de Ponta:** período composto por 3 horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados.

**Horário Fora de Ponta:** período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta;

**Tarifa Azul:** modalidade caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, assim como de tarifas diferenciadas de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia;

**Tarifa Verde:** modalidade caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, assim como de uma única tarifa de demanda de potência.

Um resumo das modalidades tarifárias do grupo A é apresentado na tabela 3 a seguir:

|                     | DEMANDA       |               | CONSUMO |               |
|---------------------|---------------|---------------|---------|---------------|
| <b>AZUL</b>         | Ponta         | Fora de ponta | Ponta   | Fora de ponta |
| <b>VERDE</b>        | Demanda única |               | Ponta   | Fora de ponta |
| <b>CONVENCIONAL</b> | Demanda única |               | Consumo |               |

Tabela 3. Resumo das modalidades tarifárias do grupo A.

A principal diferença entre tarifa verde e azul é a diferença de valores de consumo no horário de pico, enquanto a tarifa verde possui uma tarifa de demanda única.

#### 2.10.4. Sistema de tarifação extra - Bandeiras tarifárias

Desde o ano de 2015, as contas de energia passaram a trazer uma novidade: o Sistema de Bandeiras Tarifárias, que apresenta as seguintes modalidades: verde, amarela e vermelha – as mesmas cores dos semáforos – e indicam se haverá ou não acréscimo no valor da energia a ser repassada ao consumidor final, em função das condições de geração de eletricidade. Cada modalidade apresenta as seguintes características (tabela 4):

| SISTEMA DE TARIFICAÇÃO EXTRA – BANDEIRAS TARIFÁRIAS |   |   |
|---|---|---|
| <b>VERMELHA PATAMAR 2</b>                           | Tarifa de maior valor (+ R\$ 50/MWh em relação à verde)         | Condições ainda mais custosas de geração  |
| <b>VERMELHA PATAMAR 1</b>                           | Tarifa de valor reduzido (+ R\$ 30/MWh em relação à verde)      | Condições mais custosas de geração        |
| <b>AMARELA</b>                                      | Tarifa de valor intermediário (+ R\$ 10/MWh em relação à verde) | Condição de geração menos favoráveis      |
| <b>VERDE</b>  | Tarifa de valor inferior  | Condição favoráveis de geração de energia |

Tabela 4. Bandeiras tarifárias. (ANEEL, 2018)

### 2.11. Tarifas do gás natural

O preço do gás natural para o diversos seguimento, segundo a Deliberação ARSESP N° 727 de 29/05/2017, na área de concessão da COMGÁS, é mostrado a seguir nas tabelas 5 e 6:

| SEGMENTO COMERCIAL |                                     |              |                             |
|--------------------|-------------------------------------|--------------|-----------------------------|
| CLASSE             | VOLUME m <sup>3</sup> /mês          | FIXO R\$/mês | VARIÁVEL R\$/m <sup>3</sup> |
| 1                  | 0 - 0                               | 32,54        | -                           |
| 2                  | 0,01 a 50,00 m <sup>3</sup>         | 32,54        | 3,997321                    |
| 3                  | 50,01 a 150,00 m <sup>3</sup>       | 52,88        | 3,590546                    |
| 4                  | 150,01 a 500,00 m <sup>3</sup>      | 93,55        | 3,321063                    |
| 5                  | 500,01 a 2.000,00 m <sup>3</sup>    | 213,55       | 3,081000                    |
| 6                  | 2.000,01 a 3.500,00 m <sup>3</sup>  | 984,38       | 2,695638                    |
| 7                  | 3.500,01 a 50.000,00 m <sup>3</sup> | 3.691,51     | 1,922761                    |
| 8                  | > 50.000,00 m <sup>3</sup>          | 9.793,14     | 1,800729                    |

Tabela 5. Tabela de tarifas do gás natural para o segmento comercial.

| SEGMENTO INDUSTRIAL |  |              |                             |
|---------------------|--|--------------|-----------------------------|
| CLASSE              | VOLUME m <sup>3</sup> /mês                 | FIXO R\$/mês | VARIÁVEL R\$/m <sup>3</sup> |
| 1                   | Até 50.000,00 m <sup>3</sup>               | 200,98       | 1,881140                    |
| 2                   | 50.000,01 a 300.000,00 m <sup>3</sup>      | 31.444,53    | 1,256243                    |
| 3                   | 300.000,01 a 500.000,00 m <sup>3</sup>     | 52.407,56    | 1,186305                    |
| 4                   | 500.000,01 a 1.000.000,00 m <sup>3</sup>   | 58.837,84    | 1,173445                    |
| 5                   | 1.000.000,01 a 2.000.000,00 m <sup>3</sup> | 85.120,81    | 1,147162                    |
| 6                   | > de 2.000.000,00 m <sup>3</sup>           | 131.502,53   | 1,123970                    |

Tabela 6. Tabela de tarifas do gás natural para o segmento industrial.

**Notas:**

- Cada classe é independente. Aplica-se a cada uma delas um encargo variável e um encargo fixo.
- Os valores não incluem ICMS.
- Valores para gás natural referido nas seguintes condições:  
 Poder calorífico superior = 9.400 kcal/m<sup>3</sup> (39.348,400 kJ/m<sup>3</sup> ou 10,932 kWh/m<sup>3</sup>);  
 Temperatura = 293,15° K (20 °C);  
 Pressão = 101.325 Pa (1 atm).
- Fórmula de Cálculo do Importe:  $I = F + (CM \times V)$ , onde:  
 F = Valor do encargo Fixo;  
 CM = Consumo Mensal Medido em m<sup>3</sup>;  
 V = Valor do encargo Variável.

Como mencionado anteriormente, quando o sistema é classificado como cogeração qualificada, a tarifa do gás natural é calculada a partir da tabela 7 abaixo:

| <b>SEGMENTO COM COGERAÇÃO QUALIFICADA</b> |                                 |  |   |
|---|---------------------------------|--|---|
| <b>CLASSE</b>                             | <b>VOLUME m³/mês</b>            | <b>Cogeração de energia elétrica destinada ao consumo próprio ou à venda a consumidor final VARIÁVEL R\$/mês</b> | <b>Cogeração de energia elétrica destinada à revenda a distribuidor VARIÁVEL R\$/m³</b> |
| 1   | Até 5.000,00 m³                 | 0,4700840  | 0,4616780   |
| 2   | 5.000,01 a 50.000,00 m³         | 0,3691640  | 0,3625640   |
| 3   | 50.000,01 a 100.000,00 m³       | 0,3178030  | 0,3121210   |
| 4   | 100.000,01 a 500.000,00 m³      | 0,2414120  | 0,2370950   |
| 5   | 500.000,01 a 2.000.000,00 m³    | 0,2495530  | 0,2450910   |
| 6   | 2.000.000,01 a 4.000.000,00 m³  | 0,2258810  | 0,2218420   |
| 7   | 4.000.000,01 a 7.000.000,00 m³  | 0,1976490  | 0,1941150   |
| 8   | 7.000.000,01 a 10.000.000,00 m³ | 0,1694130  | 0,1663840   |
| 9   | > 10.000.000,00 m³              | 0,1405220  | 0,1380100   |

Tabela 7. Tabela de tarifas do gás natural para o segmento de cogeração.

**Notas:**

- Os valores não incluem ICMS.
- Ao valor das margens desta tabela, que já incluem os tributos PIS/PASEP e COFINS, deverá ser acrescido o valor do preço do gás (commodity + transporte) referido nas condições abaixo e destinados a esses segmentos.
- Gás natural referido nas seguintes condições:  
 Poder calorífico superior =  $9.400 \text{ kcal/m}^3$  ( $39.348,400 \text{ kJ/m}^3$  ou  $10,932 \text{ kWh/m}^3$ );  
 Temperatura =  $293,15^\circ \text{ K}$  ( $20^\circ \text{ C}$ );  
 Pressão =  $101.325 \text{ Pa}$  (1 atm).
- O custo do gás canalizado e do transporte destinados ao Segmento de Cogeração, já considerados os valores dos tributos PIS/PASEP e COFINS incidentes no fornecimento pela Concessionária, vigentes nesta data, é de:
  - a) R\$  $0,814300/\text{m}^3$ , nos casos em que o gás canalizado é adquirido como insumo energético utilizado na cogeração de energia elétrica destinada ao consumo próprio ou à venda a consumidor final.
  - b) R\$  $0,799740/\text{m}^3$ , nos casos em que o gás canalizado é adquirido como insumo energético utilizado na cogeração de energia elétrica destinada à revenda a distribuidor.
- Os valores obtidos em razão de alterações para mais ou menos dos custos indicados no item anterior, serão contabilizados em separado por usuário e a estes repassados, nos termos da Cláusula 11ª do Contrato de Concessão.
- O cálculo do importe deve ser realizado em cascata, ou seja, progressivamente em cada uma das classes de consumo.

**2.12. Geração distribuída****2.12.1. Definição**

Geração distribuída (GD) pode ser definida como a denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada (GC) por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região.

Adicionalmente, uma fonte de energia elétrica é considerada caso particular de GD quando ela:

- Está conectada diretamente à rede de distribuição;
- Está conectada do lado de um consumidor conectado a algum ponto do sistema elétrico;
- Supre cargas elétricas de uma instalação eletricamente isolada;
- Está conectado diretamente à rede de transmissão, desde que, neste caso, ela não possa ser considerada caso pertencente à geração centralizada.

Na figura 19 abaixo temos um esquema simplificado de um sistema elétrico interligado com presença de geração distribuída.



Figura 19. Esquema simplificada da geração distribuída (Abreu, 2010).

### 2.12.2. Vantagens

De acordo com Barja (2006), a geração distribuída pode ajudar a mitigar alguns problemas da matriz elétrica, tais como:



- Redução de perdas técnicas na linha de transmissão por Efeito *Joule*;
- Aumento da confiabilidade do suprimento aos consumidores próximos à geração local, por adicionar fonte não sujeita a falhas na transmissão e distribuição;
- Atendimento mais rápido ao crescimento da demanda (ou à demanda reprimida) por ter um tempo de implantação inferior ao de acréscimos à geração centralizada e reforços das respectivas redes de transmissão e distribuição;
- Melhoria na estabilidade do sistema elétrico, pela existência de reservas de geração distribuídas, consequentemente, exigindo menores reservas centrais;
- Redução dos custos, e adiamento e/ou prorrogação no investimento para reforçar o sistema de transmissão;
- Redução de impactos ambientais da geração, pelo uso de combustíveis menos poluentes, pela melhor utilização dos combustíveis tradicionais e, em certos tipos de cogeração, com a eliminação de resíduos industriais poluidores.

As perdas na transmissão de energia elétrica em longas distancias chegam a ordem de 18% (ABEGÁS, 2011), podendo ser evitadas com a geração distribuída. Isso é mostrado na figura 20 abaixo:

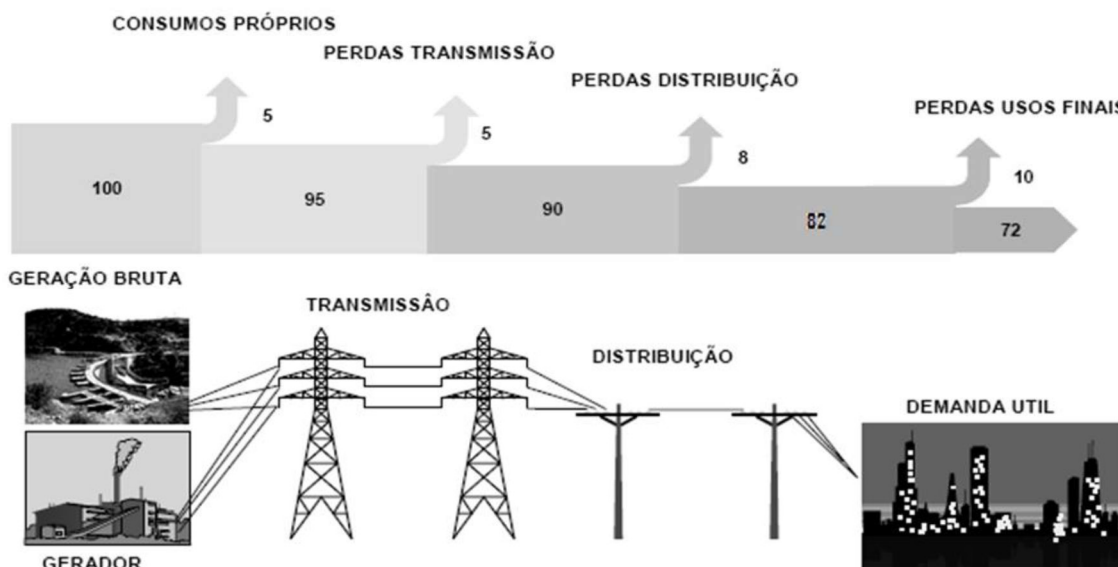


Figura 20. Pernas na transmissão de energia elétrica em longas distancias (ABEGÁS, 2011).

### **2.12.3. Desvantagens**

As desvantagens da GD (Andreos, 2013) são:

- Complexidade de operação da rede de distribuição devido ao fluxo bidirecional de energia;
- Alteração nos procedimentos de distribuição na operação, controle e proteção da rede;
- Possibilidade de oscilação do nível de tensão da rede;
- Possibilidade de distorção harmônica na rede;
- Alto custo de implantação para o investidor;
- Longo tempo de retorno dos investimentos.

### 3. ESTUDA DE CASO – ACADEMIA

Nesse capítulo iremos dimensionar um sistema de cogeração para uma academia, passando pela tarifação de energia, escolha de turbinas, custo de instalação, e todas as etapas relevantes para o bom desenvolvimento do projeto. Além da análise econômica do investimento.

Vale ressaltar que a academia, assim como seus dados, é hipotética, e servirá somente de base para a aplicação da cogeração em um sistema no setor terciário.

#### 3.1. A academia

Para começar a análise de um projeto de cogeração, antes de tudo, é preciso saber quais são as características desse sistema. O primeiro passo seria conhecer o local. A figura 21 abaixo mostra a planta dessa academia.

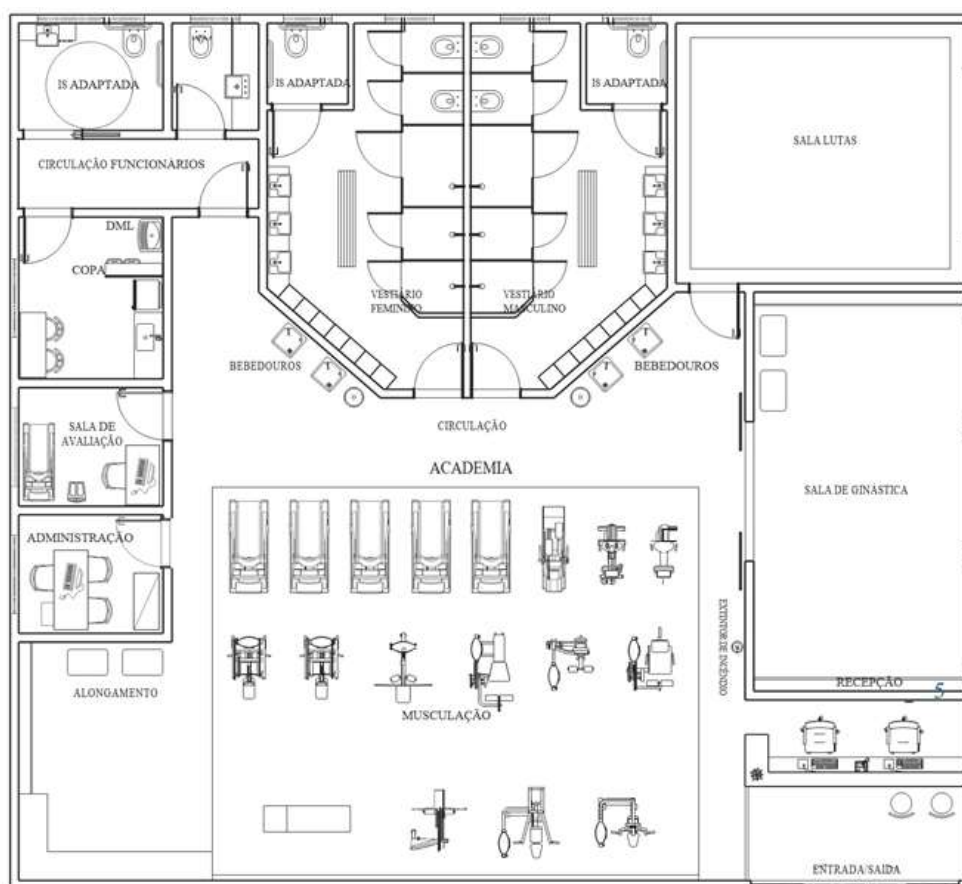


Figura 21. Planta da academia.

Após conhecer o local, para a análise do projeto, serão adotadas algumas premissas, dentre elas:

- A academia funciona somente nos dias úteis (2ª à 6ª feira);
- Horário de funcionamento das 6h às 00h;
- Fluxo de 20 pessoas por hora;
- Aquecimento de água a gás (eficiência: 85%);
- Utiliza aquecimento de água somente para chuveiros e torneiras;
- Tarifação de EE - AES Eletropaulo A4 Azul (bandeira vermelha patamar 2).

O gerador de água quente existente aparece abaixo na figura 22.



Figura 22. Gerador de água quente (ROSS, 2013).

### 3.2. Análise técnica

Para começar a análise técnica do projeto é necessário conhecer a demanda definida na concessionária, assim como a quantidade de água quente utilizada, para dimensionar os valores de consumo e demanda térmica dessa academia.

### 3.2.1. Consumo e demanda térmica

Para o consumo e demanda térmica não é necessário saber a quantidade de chuveiros e torneiras, mas a quantidade de água utilizada num certo período. Dessa forma, consideramos os seguintes valores:

- 20 pessoas por hora (mencionado anteriormente):  $20 \times 18 = 360$  pessoas por dia;
- Vazão do chuveiro: 15 L/min;
- Vazão da torneira: 4 L/min;
- Tempo médio do banho: 15 min;
- Tempo médio de uso da torneira: 2 min;
- 1 banho por pessoa/dia;
- Torneira é usada 2 vezes por pessoa/dia;
- 260 dias no ano (52 semanas x 5 dias);
- Fator de ocupação: 0,8;
- Temperatura ambiente da água: 20° C;
- Temperatura da água quente: 40° C.

Com esses valores conseguimos chegar ao consumo térmico anual e a demanda térmica horária da academia. Conforme tabela 8 abaixo:

| Aquecimento da água dos chuveiros e torneiras |             |               |                   |            |                      |                   |                |
|---|-------------|---------------|-------------------|------------|----------------------|-------------------|----------------|
|   | N° usuários | Vazão (L/min) | Tempo médio (min) | Quant/dia  | Dias/ano             | Fator de ocupação | Total (L/ano)  |
| <b>Chuveiro</b>                               | 360         | 15            | 15                | 1          | 260                  | 0,8               | 16.848.000     |
| <b>Torneira</b>                               | 360         | 4             | 2                 | 2          | 260                  | 0,8               | 1.198.080      |
|   |             |               |                   |            | <b>Total (L/ano)</b> |                   | 18.046.080     |
| <b>Aquecimento médio de 20° C para 40° C</b>  |             |               |                   | <b>Δt:</b> | 20° C                | <b>kcal/ano</b>   | 360.921.600    |
|   |             |               |                   |            |                      | <b>kWt/ano</b>    | <b>419.676</b> |
| <b>Demanda térmica horária</b>                |             |               |                   |            |                      | <b>kWt</b>        | <b>89,7</b>    |

Tabela 8. Tabela de consumo e demanda térmica.

### 3.2.2. Consumo e demanda elétrica

A demanda elétrica será considerada 100 kW, tanto para horário na ponta, como para horário fora de ponta. Dessa forma, já podemos calcular o consumo elétrico anual.

Como as 3 horas de ponta estão dentro do nosso horário, temos:

- 260 dias x 3 horas = 780 horas de ponta;
- 260 dias x 15 horas = 3900 horas fora de ponta.

O fator de utilização, assim como na demanda térmica, será de 0,8. Dessa forma, temos os consumos anuais abaixo na tabela 9:

| Consumo elétrico anual       |             |
|------------------------------|-------------|
| <b>Consumo na ponta</b>      | 62.400 kWh  |
| <b>Consumo fora de Ponta</b> | 312.000 kWh |
| <b>Consumo total</b>         | 374.400 kWh |

Tabela 9. Consumo elétrico anual na ponta e fora de ponta.

Essa divisão de consumo/demanda na ponta e fora de ponta é importante para o cálculo do custo da energia elétrica, sendo que muitas vezes é viável mudar a forma de tarifação. Isso será melhor explicado a seguir.

### 3.2.3. Escolha da microturbina a gás

Para esse projeto a tecnologia escolhida foi a microturbina Capstone C65, ilustrada na figura 23 abaixo:



Figura 23. Microturbina a gás - Capstone C65.

Tirando os dados do *datasheet* da Capstone e utilizando um fator de correção para SP, chegamos aos valores da tabela 10 abaixo:

| Capstone C65    |        |          |
|-----------------|--------|----------|
| Correção        |        | 0,948    |
|                 | ISO    | SP       |
| E <sub>e</sub>  | 65 kW  | 61,6 kW  |
| η <sub>e</sub>  | 29%    |          |
| E <sub>GN</sub> | 224 kW | 212,5 kW |
| η <sub>t</sub>  | 43%    |          |
| E <sub>t</sub>  | 96 kW  | 91,4 kW  |
| Perdas          | 28%    |          |
| E <sub>P</sub>  | 63 kW  | 59,5 kW  |

Tabela 10. Energia e eficiência elétrica e térmica da microturbina Capstone C65.

#### 3.2.4. Balanço energético

Conhecendo os rendimentos da microturbina, já é possível fazer o balanço energético do sistema. Para isso é bom ressaltar a disponibilidade da turbina = 95%, e o PCI do gás natural = 8560 kcal/m<sup>3</sup>, que serão apresentados na tabela 11 a seguir. Esse balanço também será apresentado por um esquema na figura 24.

| <b>Balanco energético – Capstone C65</b><br><b>Condições operacionais em São Paulo</b> |       |                     |
|--|-------|---------------------|
| Disponibilidade  | 95%   |                     |
| Potência elétrica gerada   | 61,6  | kWe                 |
| Eficiência elétrica  | 29%   |                     |
| Energia de entrada do gás natural  | 212,5 | kW                  |
| PCI do gás natural   | 8.560 | kcal/m <sup>3</sup> |
| Vazão de gás natural   | 21,35 | m <sup>3</sup> /h   |
| Eficiência térmica   | 43%   |                     |
| Potência térmica gerada  | 91,4  | kWt                 |
| Perdas   | 28%   |                     |
| Potência térmica perdida   | 59,5  | kWt                 |
| Potência térmica utilizada AQ  | 89,7  | kWt                 |
| Potência térmica não utilizada   | 1,7   | kWt                 |
| Perdas totais  | 61,2  | kWt                 |

Tabela 11. Balanço energético da microturbina Capstone C65.

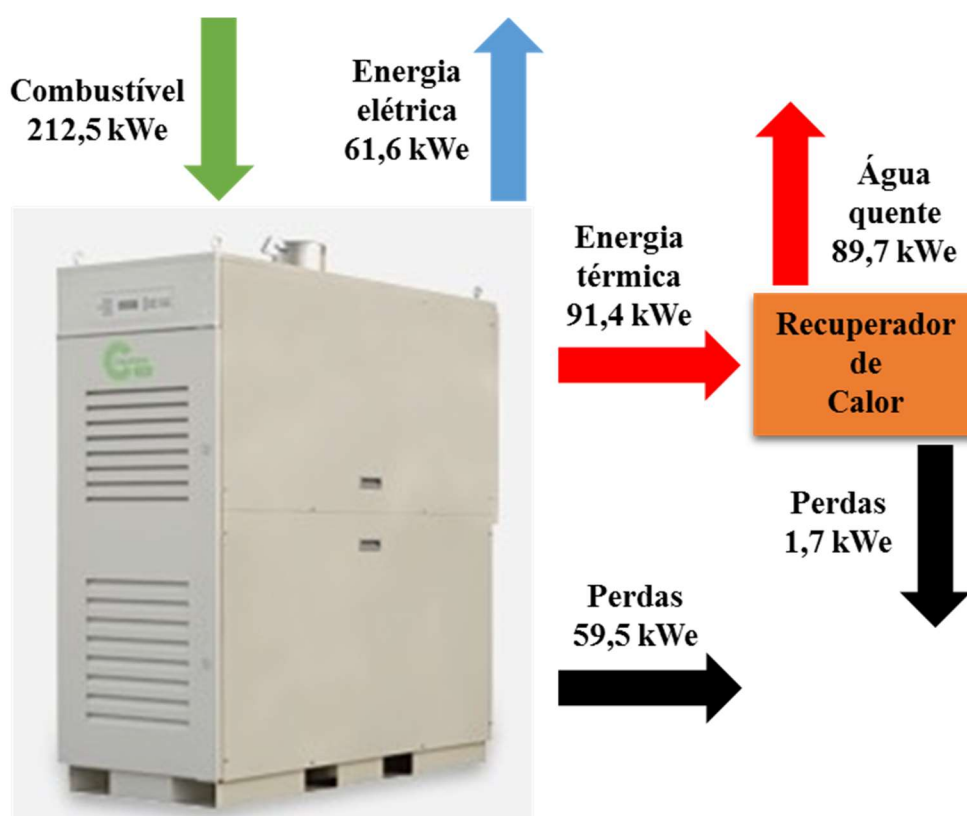


Figura 24. Balanço energético da microturbina Capstone C65.

### 3.2.5. Fator de utilização da microturbina

O fator de utilização da microturbina C65 é facilmente calculada através da energia elétrica e térmica gerada, e da energia do combustível (tabela 10),



substituindo na equação 1, e obtendo um valor de 72%, conforme equação abaixo.

$$FUE = \frac{61,62 + 91,37}{212,48} = 72\% \quad (4)$$

### 3.2.6. Verificando cogeração qualificada

Para que a cogeração seja viável é necessário verificar se ela cumpre os requisitos para ser considerada qualificada.

Pela tabela 2 da ANEEL (), temos que os valores de X e Fc são, respectivamente, 2,14 e 41%. Substituindo os valores nas inequações 2 e 3, mencionadas no capítulo anterior, temos os resultados abaixo:

$$\frac{89,67}{212,48} = 42\% \geq 15\% \quad (5)$$

$$\left( \frac{89,67}{212,48} \right) \div 2,14 + \frac{61,62}{212,48} = 49\% \geq 41\% \quad (6)$$

Portanto, cumprindo os 2 requisitos anteriores, podemos classificar nossa cogeração como qualificada pela ANEEL.

## 3.3. Análise econômica

Após conhecer os valores de consumo e demanda, definir uma solução, escolher a microturbina a gás, fazer o balanço energético e confirmar a cogeração qualificada, o próximo passo será calcular a viabilidade econômica do nosso sistema.

### 3.3.1. Custo da energia elétrica

Uma prática comum nessas situações é mudar a modalidade tarifária de energia elétrica da A4 Azul para a A4 Verde.

Como mencionado anteriormente, a Tarifa A4 Verde incentiva o consumo de energia elétrica fora do horário de ponta, cobrando praticamente o dobro que a

Tarifa A4 Azul cobra pelo consumo de ponta. Em contrapartida, a Tarifa A4 Verde cobra um valor único para demanda em todos os horários, diferente da Tarifa A4 Azul que separa demanda na ponta e fora de ponta.

As tabelas 12, 13, 14 e 15 a seguir (Andreos, 2017), mostram os valores de custo total anual e custo específico de energia elétrica obtidos nos 2 casos (convencional e solução a gás proposta) para os 2 tipos de modalidade tarifária. Os impostos utilizados nos cálculos foram:

- PIS/PASEP: 1,65%;
- COFINS: 7,60%;
- ICMS: 18,00%.

| <b>CÁLCULO DO CUSTO DE ENERGIA ELÉTRICA – CONVENCIONAL</b> |                          |                          |                     |                      |                    |
|--|--------------------------|--------------------------|---------------------|----------------------|--------------------|
| <b>AES - A4 AZUL</b>                                       | <b>Custo s/ Impostos</b> | <b>Custo c/ Impostos</b> | <b>Demanda (kW)</b> | <b>Consumo (kWh)</b> | <b>Custo (R\$)</b> |
| Demanda Ponta  | R\$ 16,64/kW             | R\$ 22,87/kW             | 100                 | -                    | 27.447             |
| Demanda Fora Ponta   | R\$ 10,77/kW             | R\$ 14,80/kW             | 100                 | -                    | 17.765             |
| Consumo Anual na Ponta                                     | R\$ 0,39/kWh             | R\$ 0,60/kWh             | -                   | 62.400               | 37.377             |
| Consumo Anual Fora de Ponta                                | R\$ 0,27/kWh             | R\$ 0,43/kWh             | -                   | 312.000              | 135.359            |
| Total Anual  |                          |                          |                     | 374.400              | 217.948            |
| <b>Custo específico da energia elétrica (R\$/MWh)</b>      |                          |                          |                     |                      | <b>582,12</b>      |

Tabela 12. Cálculo do custo de energia elétrica no sistema convencional –  
Modalidade Tarifária AES A4 Azul.

| <b>CÁLCULO DO CUSTO DE ENERGIA ELÉTRICA – CONVENCIONAL</b> |                          |                          |                     |                      |                    |
|--|--------------------------|--------------------------|---------------------|----------------------|--------------------|
| <b>AES - A4 VERDE</b>                                      | <b>Custo s/ Impostos</b> | <b>Custo c/ Impostos</b> | <b>Demanda (kW)</b> | <b>Consumo (kWh)</b> | <b>Custo (R\$)</b> |
| Demanda Ponta  | R\$ 0,00/kW              | R\$ 0,00/kW              | 100                 | -                    | 0                  |
| Demanda Fora Ponta   | R\$ 10,77/kW             | R\$ 14,80/kW             | 100                 | -                    | 17.765             |
| Consumo Anual na Ponta                                     | R\$ 0,79/kWh             | R\$ 1,15/kWh             | -                   | 62.400               | 71.952             |
| Consumo Anual Fora de Ponta                                | R\$ 0,27/kWh             | R\$ 0,43/kWh             | -                   | 312.000              | 135.359            |
| Total Anual  |                          |                          |                     | 374.400              | 225.075            |
| <b>Custo específico da energia elétrica (R\$/MWh)</b>      |                          |                          |                     |                      | <b>601,16</b>      |

Tabela 13. Cálculo do custo de energia elétrica no sistema convencional –  
Modalidade Tarifária AES A4 Verde.

| <b>CÁLCULO DO CUSTO DE ENERGIA ELÉTRICA – SOLUÇÃO A GÁS</b> |                          |                          |                     |                      |                    |
|---|--------------------------|--------------------------|---------------------|----------------------|--------------------|
| <b>AES - A4 AZUL</b>  | <b>Custo s/ Impostos</b> | <b>Custo c/ Impostos</b> | <b>Demanda (kW)</b> | <b>Consumo (kWh)</b> | <b>Custo (R\$)</b> |
| Demanda Ponta   | R\$ 16,64/kW             | R\$ 22,87/kW             | 100                 | -                    | 27.447             |
| Demanda Fora Ponta  | R\$ 10,77/kW             | R\$ 14,80/kW             | 100                 | -                    | 17.765             |
| Consumo Anual na Ponta                                      | R\$ 0,39/kWh             | R\$ 0,60/kWh             | -                   | 16.740               | 10.027             |
| Consumo Anual Fora de Ponta                                 | R\$ 0,27/kWh             | R\$ 0,43/kWh             | -                   | 83.698               | 36.312             |
| Total Anual   |                          |                          |                     | 100.437              | 91.551             |
| <b>Custo específico da energia elétrica (R\$/MWh)</b>       |                          |                          |                     |                      | <b>911,52</b>      |

Tabela 14. Cálculo do custo de energia elétrica no sistema com solução a gás

– Modalidade Tarifária AES A4 Azul.

| <b>CÁLCULO DO CUSTO DE ENERGIA ELÉTRICA – SOLUÇÃO A GÁS</b> |                          |                          |                     |                      |                    |
|---|--------------------------|--------------------------|---------------------|----------------------|--------------------|
| <b>AES - A4 VERDE</b>                                       | <b>Custo s/ Impostos</b> | <b>Custo c/ Impostos</b> | <b>Demanda (kW)</b> | <b>Consumo (kWh)</b> | <b>Custo (R\$)</b> |
| Demanda Ponta   | R\$ 0,00/kW              | R\$ 0,00/kW              | 100                 | -                    | 0                  |
| Demanda Fora Ponta  | R\$ 10,77/kW             | R\$ 14,80/kW             | 100                 | -                    | 17.765             |
| Consumo Anual na Ponta                                      | R\$ 0,79/kWh             | R\$ 1,15/kWh             | -                   | 16.740               | 19.302             |
| Consumo Anual Fora de Ponta                                 | R\$ 0,27/kWh             | R\$ 0,43/kWh             | -                   | 83.698               | 36.312             |
| Total Anual   |                          |                          |                     | 100.437              | 73.379             |
| <b>Custo específico da energia elétrica (R\$/MWh)</b>       |                          |                          |                     |                      | <b>730,59</b>      |

Tabela 15. Cálculo do custo de energia elétrica no sistema com solução a gás

– Modalidade Tarifária AES A4 Verde.

Vale ressaltar que para todos os casos anteriores foi considerado o Sistema de Tarifação Extra - Bandeira Vermelha Patamar 2, que gera um acréscimo de R\$ 0,050/kWh no custo do consumo.

Como é possível observar nas tabelas 14 e 15 a cima, a mudança de modalidade tarifária para A4 Verde possibilitou uma economia de R\$ 18.172,20 por ano na solução a gás, que será utilizada na nossa cogeração.

### 3.3.2. Preço do gás natural

Como já mencionado, o cálculo do preço do gás natural varia de acordo com a vazão mensal e o segmento (comercial, industrial, etc.), além de possuir um cálculo específico quando a cogeração é considerada qualificada. Para o nosso estudo, é necessário o cálculo do preço do gás natural em duas situações:

- Convencional (comercial) – Gerador de água quente;
- Cogeração - Microturbina a gás.

### **Convencional (comercial) – Gerador de água quente**

Para calcular o consumo de gás natural do gerador de água quente, precisamos dividir o consumo anual de água quente (em kWh) pela eficiência do gerador (85%), para conhecermos a energia necessária que deverá ser transmitida pelo gás natural, e assim, descobriremos a vazão anual, e conseqüentemente, a vazão mensal. As equações 7 e 8 abaixo mostra os cálculos mencionados:

$$\text{Vazão mensal} = \frac{\text{Consumo anual de água quente} * 860}{\text{Eficiência do gerador} * \text{PCI} * 12} \quad (7)$$

$$\text{Vazão mensal} = \frac{419.676 * 860}{0,85 * 8.560 * 12} = 4.134 \text{ m}^3 \quad (8)$$

Para a vazão mensal de 4.134 m<sup>3</sup> usaremos a classe 7 do segmento comercial da tabela 5 de preços do gás natural, apresentada no capítulo 2. Dessa forma, obtemos a tabela 16 abaixo com valor da fatura e tarifa média mensal.

|                               |                         |                          |
|-------------------------------|-------------------------|--------------------------|
| <b>SEGMENTO<br/>COMERCIAL</b> | Valor da fatura s/ ICMS | R\$ 11.639,63            |
|                               | Valor da fatura c/ ICMS | R\$ 13.693,68            |
|                               | Tarifa média s/ ICMS    | 2,816 R\$/m <sup>3</sup> |
|                               | Tarifa média c/ ICMS    | 3,313 R\$/m <sup>3</sup> |

Tabela 16. Valor da fatura e tarifa média do gás natural, sem e com ICMS, para o segmento comercial.

### **Cogeração - Microturbina a gás**

No caso da microturbina a gás, para calcular o consumo de gás natural, é necessário multiplicar sua vazão de entrada pelas horas utilizadas no ano e pela disponibilidade da microturbina (95%) para, posteriormente, conhecer a vazão mensal. As equações 9 e 10 abaixo mostra os cálculos mencionados:

$$\text{Vazão mensal} = \frac{\text{Vazão entrada} * \text{Disponibilidade} * \text{Horas utilizadas}}{12} \quad (9)$$

$$\text{Vazão mensal} = \frac{21,35 * 0,95 * (18 * 260)}{12} = 7.909 \text{ m}^3 \quad (10)$$

De forma análoga, para a vazão mensal de 7.909 m<sup>3</sup> usaremos as classes 1 e 2 do segmento cogeração da tabela 7 de preços do gás natural, apresentada no capítulo 2. Dessa forma, obtemos a tabela 17 abaixo com valor da fatura e tarifa média mensal.

|                               |                         |                          |
|-------------------------------|-------------------------|--------------------------|
| <b>SEGMENTO<br/>COGERAÇÃO</b> | Valor da fatura s/ ICMS | R\$ 9.864,94             |
|                               | Valor da fatura c/ ICMS | R\$ 11.605,81            |
|                               | Tarifa média s/ ICMS    | 1,247 R\$/m <sup>3</sup> |
|                               | Tarifa média c/ ICMS    | 1,467 R\$/m <sup>3</sup> |

Tabela 17. Valor da fatura e tarifa média do gás natural, sem e com ICMS, para o segmento cogeração.

### 3.3.3. Comparando custo operacional – Convencional x cogeração

Com o custo da energia elétrica anual e o preço do gás natural calculados, finalmente é possível comparar o custo operacional da situação atual (convencional) com a proposta de cogeração (microturbina a gás). A tabela 18 e o gráfico da figura 25 a seguir mostram essa comparação.

| <b>UTILIDADES</b>                                  | <b>CONVENCIONAL</b>  | <b>COGERAÇÃO</b>      |
|--|----------------------|-----------------------|
| <b>ENERGIA ELÉTRICA</b>                            | <b>AES - A4 Azul</b> | <b>AES - A4 Verde</b> |
| Demanda de energia elétrica na ponta (kW)          | 100                  | 100                   |
| Demanda de energia elétrica fora de ponta (kW)     | 100                  | 100                   |
| Consumo anual na ponta (kWh)                       | 62.400               | 16.740                |
| Consumo anual fora de ponta (kWh)                  | 312.000              | 83.698                |
| Consumo anual total (kWh)                          | 374.400              | 100.437               |
| <b>Custo específico (R\$/kWh) - c/ impostos</b>    | <b>0,582</b>         | <b>0,731</b>          |
| <b>Custo anual total de energia elétrica</b>       | <b>R\$ 217.948</b>   | <b>R\$ 73.379</b>     |
| <b>GERAÇÃO DE ENERGIA A GÁS NATURAL</b>            |                      | <b>Microturbina</b>   |
| Capacidade de geração elétrica (kWe)               | -                    | 61,62                 |
| Disponibilidade                                    | -                    | 95%                   |
| Energia elétrica anual gerada (kWh)                | -                    | 273.963               |
| Consumo anual de gás natural (m³)                  | -                    | 94.911                |
| Custo do GN de cogeração (R\$/m³) - c/ impostos    | -                    | 1,467                 |
| Custo com manutenção da microturbina*              | -                    | R\$ 8.219             |
| <b>Custo anual de geração de energia elétrica</b>  | -                    | <b>R\$ 147.489</b>    |
| <b>Custo do kWh gerado (R\$/kWh) - c/ impostos</b> | -                    | <b>0,538</b>          |
| <b>ENERGIA TÉRMICA - ÁGUA QUENTE</b>               |                      |                       |
| Capacidade de geração térmica (kWt)                | -                    | 91,37                 |
| Energia térmica produzida pela cogeração (kWh)     | -                    | 406.220               |
| Consumo anual de água quente (kWh)                 | 419.676              | -                     |
| Eficiência do gerador de água quente a gás natural | 85%                  | -                     |
| Consumo anual de gás natural (m³)                  | 49.604               | -                     |
| Custo do GN comercial (R\$/m³) - c/ impostos       | 3,313                | -                     |
| <b>Custo anual de geração de água quente</b>       | <b>R\$ 164.324</b>   | -                     |
| <b>Custo do kWh gerado (R\$/kWh) - c/ impostos</b> | <b>0,392</b>         | -                     |
| <b>CUSTO OPERACIONAL</b>                           |                      |                       |
| Custo anual total de energia elétrica              | R\$ 217.948          | R\$ 73.379            |
| Custo anual de geração de energia elétrica         | -                    | R\$ 147.489           |
| Custo anual de geração de água quente              | R\$ 164.324          | -                     |
| <b>Custo operacional total</b>                     | <b>R\$ 382.272</b>   | <b>R\$ 220.867</b>    |
| <b>ECONOMIA OPERACIONAL</b>                        | <b>REFERÊNCIA</b>    | <b>R\$ 161.405</b>    |
|  |                      | <b>42,22%</b>         |

Tabela 18. Comparação de gastos anuais do sistema convencional com o sistema de cogeração.

\* Para o custo com manutenção da microturbina foi considerado R\$30/MWh.

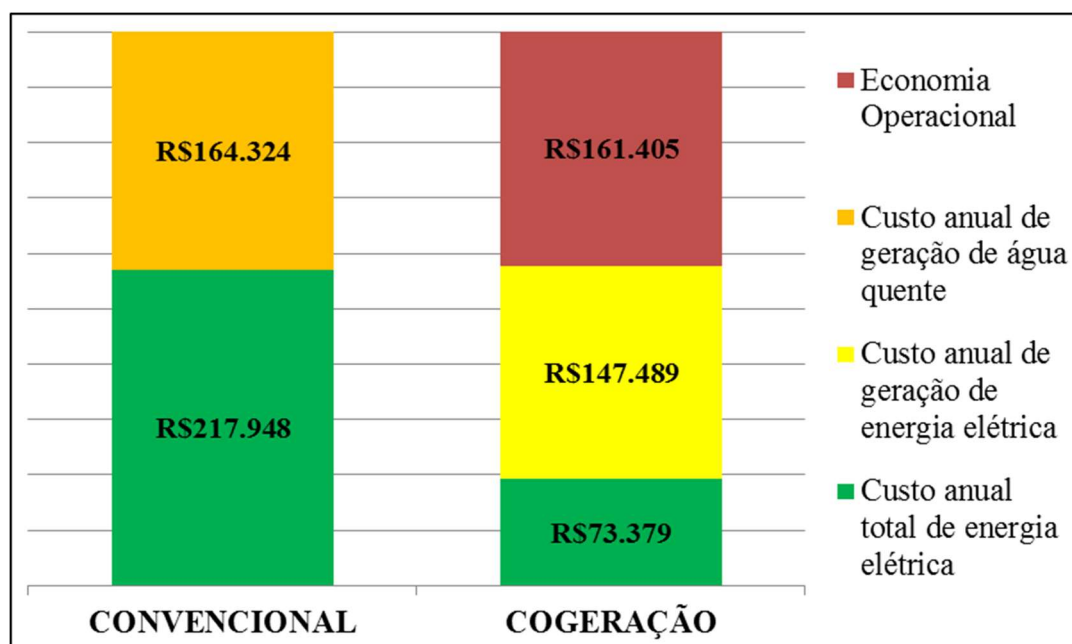


Figura 25. Gráfico do custo operacional anual para o sistema convencional e o sistema de cogeração.

Como observado acima, a economia operacional foi de R\$ 161.405,00, e alcançou um valor significativo de 42,22% comparado com o sistema convencional.

#### 3.3.4. Payback, TIR e VPL

Payback é uma técnica muito utilizada nas empresas para análise do prazo de retorno de um projeto. Podemos dizer que o Payback é o tempo de retorno do investimento inicial até o momento no qual o ganho acumulado se iguala ao valor deste investimento.

Para isso, precisamos conhecer alguns parâmetros, dentre eles:

- **Investimento inicial** – Gastos necessários para compra e instalação do projeto/sistema. Para fins de cálculo, vamos considera-lo como R\$ 10.000,00/kWe gerado (Andreos, 2013) pela microturbina a gás. Dessa forma, temos um investimento inicial de R\$ 616.200,00;
- **Fluxo de caixa** – Economia anual gerada que será abatida do montante do investimento inicial. Nesse caso o nosso fluxo de caixa (economia operacional) é de R\$ 161.405,00;

- **Período de análise** – Quando calculamos o payback precisamos de um período, ou um intervalo de tempo. No nosso caso será considerado 10 anos;
- **Valor presente líquido (VPL)** – Um dos indicadores do payback. É o lucro (ou prejuízo) acumulado até o final do período de análise;
- **Taxa de desconto (i)** – Todo ano, o dinheiro perde um pouco do seu poder de compra. Isso é causado pela inflação. No payback isso é chamado de taxa de desconto, e nesse estudo de caso iremos considera-lo 10%. No que chamamos de Payback simples, essa taxa é zero. Chamamos de Payback descontado quando essa taxa é diferente de zero;
- **Taxa interna de retorno (TIR)** – Outro indicador do payback. É o valor necessário da taxa de desconto (i) para tornar o VPL = 0, no período de análise.

#### 3.3.4.1. Payback simples

O payback simples, por ter a taxa de desconto (i) = 0, é calculado sem muito esforço. As equações 11, 12 e 13 abaixo mostram os resultados:

$$\text{Payback simples} = \frac{\text{Investimento inicial}}{\text{Economia anual}} = \frac{616.200}{161.405} = 3,82 \text{ anos} \quad (11)$$

$$\text{VPL} = \text{Economia anual} * \text{Período} - \text{Investimento inicial} \quad (12)$$

$$\text{VPL} = 161.405 * 10 - 616.200 = 997.845 \text{ reais} \quad (13)$$

#### 3.3.4.2. Payback descontado

No caso do payback descontado é aconselhável utilizar uma tabela no Excel, assim como suas fórmulas de TIR e VPL. A tabela 19 abaixo mostra os valores ano a ano:



| Ano | Fluxo de caixa (R\$) | Fluxo de caixa descontado (R\$) | Fluxo de caixa acumulado (R\$) |
|-----|----------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| 0   | -616.200             | -616.200                        | -616.200                       |
| 1   | 161.405              | 146.731                         | -469.469                       |
| 2   | 161.405              | 133.392                         | -336.076                       |
| 3   | 161.405              | 121.266                         | -214.811                       |
| 4   | 161.405              | 110.241                         | -104.569                       |
| 5   | 161.405              | 100.220                         | -4.350                         |
| 6   | 161.405              | 91.109                          | 86.759                         |
| 7   | 161.405              | 82.826                          | 169.585                        |
| 8   | 161.405              | 75.296                          | 244.881                        |
| 9   | 161.405              | 68.451                          | 313.333                        |
| 10  | 161.405              | 62.228                          | 375.561                        |

Tabela 19. Payback descontado no período de 10 anos, com taxa de desconto de 10%.

Pela tabela 19 já é possível observar o VPL de R\$ 375.561,00 no período de 10 anos. O payback descontado, assim como o TIR, foram calculados por formulas do Excel, obtendo os valores de, respectivamente, 5,04 anos e 22,85%. Ou seja, se a taxa de desconto fosse de 22,85%, o VPL dessa academia, em 10 anos, seria igual a zero.

A análise econômica realizada mostra que o investimento tem um payback descontado aceitável, assim como um bom retorno econômico no período de 10 anos. Sendo assim, temos que a cogeração é viável economicamente.

### 3.4. Comparações relevantes

Uma das ideias iniciais dessa monografia era comparar o projeto de cogeração para diferentes faixas de operação. Dessa forma, junto com o estudo de caso apresentado, que chamaremos de “Caso 1”, temos os casos abaixo:

- Caso 1 - Academia abrindo de 2ª feira a 6ª feira, das 06h às 00h (Estudo de caso);
- Caso 2 - Academia abrindo de 2ª feira a sábado, das 06h às 00h;
- Caso 3 - Academia abrindo todos os dias, das 06h às 00h;
- Caso 4 - Academia abrindo todos os dias, 24h por dia.

Em todos os casos citados a demanda térmica continuará a mesma. Isso possibilita a utilização da mesma microturbina do estudo de caso original. Portanto, o investimento inicial de todos os casos são o mesmo (R\$ 616.200,00).

O consumo (térmico e elétrico), por outro lado, tendem a aumentar de acordo com os dias e horas de operação. Um comparativo dos consumos elétricos e térmicos dos 4 casos são mostrados na tabela 20 abaixo:

| Caso | Consumo elétrico (kWe) |               | Consumo Térmico (kWt) |
|------|------------------------|---------------|-----------------------|
|      | Na ponta               | Fora de ponta |                       |
| 1    | 62.400                 | 312.000       | 419.676               |
| 2    | 62.400                 | 386.880       | 503.612               |
| 3    | 62.400                 | 463.200       | 589.161               |
| 4    | 62.400                 | 638.400       | 785.548               |

Tabela 20. Consumo elétrico e térmico dos 4 casos com diferentes horas de operação.

Como observado na tabela anterior, o consumo na ponta continua o mesmo, já que a academia já funcionava todos os dias úteis do ano. O consumo fora de ponta e o consumo térmico, por sua vez, aumentaram cada vez mais. Isso acarreta em uma perda relativa na economia operacional, já que a microturbina será utilizada mais vezes nos horários fora de ponta.

Essa característica do aumento de consumo acarreta em um crescimento do custo anual de energia elétrica e gás natural, mas em contrapartida, diminui o custo específico dos mesmos.

Da mesma forma, o valor real de economia operacional anual aumenta, enquanto a sua porcentagem em relação a todos os custos operacionais diminui. Não obstante, o payback diminui ainda mais, pelo simples fato do investimento inicial continuar o mesmo (mesma microturbina a gás).

Abaixo estão todas as tabelas com os comparativos de custo de energia elétrica (tabela 21), gás natural (tabela 22), economia operacional (tabela 23) e payback (tabela 24) mencionados acima, respectivamente.

| Caso | CONVENCIONAL A4 AZUL       |                         | COGERAÇÃO A4 VERDE         |                         |
|------|----------------------------|-------------------------|----------------------------|-------------------------|
|      | Custo específico (R\$/kWh) | Custo anual total (R\$) | Custo específico (R\$/kWh) | Custo anual total (R\$) |
| 1    | 0,582                      | 217.948                 | 0,731                      | 73.379                  |
| 2    | 0,557                      | 250.434                 | 0,681                      | 82.093                  |
| 3    | 0,539                      | 283.544                 | 0,645                      | 90.976                  |
| 4    | 0,513                      | 359.554                 | 0,592                      | 111.366                 |

Tabela 21. Comparativo do custo específico de energia elétrica e custo anual total nos 4 casos, após a mudança de modalidade e a implantação da cogeração.

| Caso | MICROTURBINA A GÁS            |                              |
|------|-------------------------------|------------------------------|
|      | Custo do kWh gerado (R\$/kWh) | Custo anual de geração (R\$) |
| 1    | 0,538                         | 147.489                      |
| 2    | 0,534                         | 175.562                      |
| 3    | 0,531                         | 204.174                      |
| 4    | 0,526                         | 269.858                      |

Tabela 22. Comparativo do custo específico de geração de energia elétrica e custo anual total nos 4 casos, para a microturbina a gás – Capstone C65.

| Caso | ÁGUA QUENTE                   |                              |
|------|-------------------------------|------------------------------|
|      | Custo do kWh gerado (R\$/kWh) | Custo anual de geração (R\$) |
| 1    | 0,392                         | 164.324                      |
| 2    | 0,371                         | 186.766                      |
| 3    | 0,356                         | 209.639                      |
| 4    | 0,334                         | 262.147                      |

Tabela 23. Comparativo do custo específico de geração de água quente e custo anual total nos 4 casos, para o gerador de água quente existente.

| Caso | ECONOMIA OPERACIONAL |             |
|------|----------------------|-------------|
|      | Economia total (R\$) | Porcentagem |
| 1    | 161.405              | 42,22%      |
| 2    | 179.545              | 41,07%      |
| 3    | 198.033              | 40,15%      |
| 4    | 240.477              | 38,68%      |

Tabela 24. Comparativo da economia total e sua porcentagem nos 4 casos.

| <b>Caso</b> | <b>Payback simples</b> | <b>Payback descontado</b> | <b>VPL (R\$)</b> | <b>TIR</b> |
|-------------|------------------------|---------------------------|------------------|------------|
| 1           | 3,82                   | 5,04                      | 375.561          | 22,85%     |
| 2           | 3,43                   | 4,42                      | 487.024          | 26,32%     |
| 3           | 3,11                   | 3,91                      | 600.630          | 29,76%     |
| 4           | 2,56                   | 3,02                      | 861.424          | 37,40%     |

Tabela 25. Comparativo do payback simples, payback descontado, VPL e TIR nos 4 casos.

Sabemos que nem todas as academias funcionam todos os dias, muito menos 24h por dia. Mas, essa comparação foi feita para mostrar que mesmo operando em horários e dias em que a energia elétrica é mais barata, a cogeração pode continuar sendo viável. Todo caso é diferente, e precisamos apenas comparar os diversos cenários e encontrar a melhor solução.

#### **4. CONCLUSÃO**

##### **Objetivo inicial e evolução da monografia**

O objetivo inicial desse estudo de caso era passar pelas etapas necessárias para a implantação de um projeto de cogeração em uma academia. E, com isso, conhecer as vantagens e desafios existentes nesse processo. Entretanto, já no começo, esse estudo mostrou quantos conceitos e benefícios a cogeração possui, além das várias variáveis e legislações que influenciam direta e indiretamente na viabilidade do projeto.

##### **Cogeração como geração distribuída**

Para começar, temos o fato da cogeração ser uma geração distribuída. Isso é muito relevante, principalmente no Brasil, onde a matriz energética nacional muitas vezes barra o crescimento econômico do país. A nova fonte geradora acaba sendo acrescentada a matriz energética.

Junto com a geração distribuída é possível citar a eficiência energética da cogeração, tanto no seu fator de utilização de energia (FUE), que pode chegar até 85% (tabela 1), como ao próprio conceito de geração distribuída, que elimina as perdas de transmissão de energia elétrica (aproximadamente 18% da energia gerada, figura 20), pela proximidade das unidades geradoras e consumidoras).

Ainda no conceito de geração distribuída, temos um ganho na qualidade de energia elétrica recebida, que possui menor distorção que a energia gerada a longas distancias, por ser menos afetada pelas eventuais interferências/anomalias da rede.

##### **Cogeração – Características**

Já pela cogeração, temos o aumento na confiabilidade do sistema. Ela pode muitas vezes ser utilizado como backup em casos de “apagão”, principalmente nos setores que a geração de energia precisa ser ininterrupta. Nesse caso, podemos citar as centrais de atendimento, que pagam multas salgadas pelas horas de inoperância; e os hospitais, que funcionam 24h por dia, e trabalham diretamente com a vida das pessoas, tornando o prejuízo inestimável.

Entrando mais a fundo na cogeração, percebe-se um grande leque de possibilidades na escolha do projeto, e nas suas utilidades. Isso deve-se as várias opções de tecnologias utilizadas (turbinas, motores, etc.), assim como os diferentes produtos gerados (energia elétrica, água quente, água gelada, vapor, etc.). Isso faz com que a cogeração possa ser utilizada em diversos segmentos.

Assim como qualquer outra tecnologia, a cogeração também possui suas barreiras e pontos negativos. A primeira seria as tecnologias e equipamentos utilizados, que normalmente são importados, e acabam encarecendo o projeto.

Outro fator importante é a dependência e imprevisibilidade da viabilidade econômica da cogeração perante o preço do combustível utilizado, que no nosso caso seria o gás natural; e as tarifas de energia elétrica, que passam por ajustem de tempos em tempos. Isso ficou bem claro quando a Bandeira Tarifária - Vermelha Patamar 2 passou de R\$ 0,35/kWh para R\$ 0,50/kWh, em novembro de 2017 (tabela 4).

### **Estudo de caso**

Logo de início, sabemos que a academia não precisa utilizar a cogeração como backup para segurança dos clientes e/ou prevenção de multas. Portanto, a cogeração foi utilizada como uma forma de diminuir os gastos com energia elétrica; e de diversificar a geração de energia, com uma ênfase no desenvolvimento sustentável, o que proporciona um marketing favorável ao empreendimento.

Para essa análise, foi necessário à validação da cogeração qualificada e a comparação de gastos com a situação anterior. A análise mostrou que a cogeração é viável economicamente, com um payback descontado de aproximadamente 5 anos e um VPL de R\$ 375.560,00 (tabela 19), para um período de 10 anos. Isso, sem contar os benefícios da propaganda de um projeto mais sustentável.

Vale lembrar que não foi considerado a utilização de ar-condicionado (climatização) na academia. Fato que aumentaria as possibilidades de cogeração, além de uma economia ainda maior.

Também não foi considerado a possibilidade de devolver a energia elétrica excedente para a rede. Outra situação que possibilitaria uma economia extra.

### **Conclusões finais**

Nem sempre a cogeração terá valores elevados de FUE. Isso depende das tecnologias utilizadas, escolha do projeto e comparações realizadas. Mas, mesmo com valores por volta de 60 ou 70%, já é possível obter praticamente o dobro de energia gerada com a mesma quantidade de combustível.

Só isso já seria suficiente para incentivar o uso da cogeração, mesmo com algumas incertezas econômicas. Entretanto, quanto maior a quantidade de empresas, comércios e segmentos utilizando a cogeração, maior é a pesquisa e desenvolvimento direcionadas ao assunto. Possibilitando assim, um melhor conhecimento técnico, e posteriormente, melhores tecnologias e preços.

## BIBLIOGRAFIA

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Bandeiras tarifárias. <http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>. Acessado em junho de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa N° 235, de 14 de novembro de 2006. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2006235.pdf>. Acessado em junho de 2018.

ANDREOS, RONALDO. Estudo de viabilidade técnico-econômica de pequenas centrais de cogeração a gás natural no setor terciário do Estado de São Paulo. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

AGÊNCIA REGULADORA DE SANEAMENTO E ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO. Deliberação ARSESP nº 727, de 29 de maio de 2017. <http://www.arsesp.sp.gov.br/LegislacaoArquivos/Idl7272017.pdf>. Acessado em junho de 2018.

ASSOCIAÇÃO DA INDÚSTRIA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA. <http://www.cogen.com.br/>. Acessado em junho de 2018.

CAPSTONE TURBINE CORPORATION. Microturbinas a gás natural. <https://www.capstoneturbine.com/>. Acessado em junho de 2018.

CARBONTRUST. <https://www.carbontrust.com/home/>. Acessado em junho de 2018.

COMPANHIA DE GÁS DE SANTA CATARINA. <http://www.scgas.com.br/site/geracao/info/cogeracaogeracaodistribuida/idse/432>. Acessado em junho de 2018.

FERGUSON, C. R.; KIRKPATRICK, A. T. Internal Combustion Engines: Applied Thermodynamics. New York, 2000.



INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA.  
<http://www.inee.org.br/>. Acessado em junho de 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Balanço Energético Nacional 2017.  
<http://ben.epe.gov.br/default.aspx>. Acessado em junho de 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2026. <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2026>. Acessado em junho de 2018.

PORTAL BIODIVERSIDADE. <http://www.usp.br/portalbiodiversidade/?p=4316>.  
Acessado em junho de 2018.

PORTAL ENERGIA. <https://www.portal-energia.com/cogeneracao/>. Acessado em junho de 2018.

SIMÕES-MOREIRA, J. R. Aplicações da termodinâmica. 2012.