

ELÍ WILFREDO ZAVALA AGUILAR

**METODOLOGIA PARA DESENVOLVIMENTO DE UMA PLANTA DE
COGERAÇÃO IDEAL**

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

São Paulo

2012

ELÍ WILFREDO ZAVALA AGUILAR

**METODOLOGIA PARA DESENVOLVIMENTO DE UMA PLANTA DE
COGERAÇÃO IDEAL**

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

Orientador: Eng. Ronaldo Andreos

São Paulo

2012

FICHA CATALOGRÁFICA

Zavaleta Aguilar, Elí Wilfredo

**Metodologia para desenvolvimento de uma planta de cogeração ideal / E.W. Zavaleta Aguilar. – São Paulo, 2013.
73 p.**

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

1. Cogeração e energia elétrica I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Programa de Educação Continuada em Engenharia II. t.

RESUMO

Crescentes demandas de energia elétrica e novas descobertas de reservas de GN *off-shore* no Pré-Sal no Brasil formam um cenário ótimo para o uso de cogeração. O uso racional da energia é atingido nas plantas de cogeração e seu fator de utilização de energia pode chegar a 85 % ou mais, dependendo da sua configuração. Outras vantagens são sua alta confiabilidade no fornecimento de energia elétrica e as perdas quase nulas na distribuição. Ainda tímida, a cogeração no Brasil representa 2 % do total da geração de energia elétrica. Seu baixo uso é devido, principalmente, aos custos de implantação e, também ao elevado custo e incerteza de preço do insumo. Existem diversos tipos de equipamentos que podem ser usados em plantas de cogeração, por exemplo, para a geração de energia elétrica tem-se: turbinas a vapor, motores a combustão interna, microturbinas, entre outras. Para a geração de frio podem ser usados chillers de absorção. Esses chillers utilizam uma fonte de calor para gerar frio. As tecnologias mencionadas já são conhecidas no mercado, mas ainda existem pesquisas tentando aumentar mais suas eficiências. Com diversas faixas de geração de energia elétrica, as plantas de cogeração podem ser classificadas desde micro-cogeração até cogeração de larga escala. Nesse sentido, a cogeração pode atender as demandas de energia em todos os setores. A cogeração tem diversas configurações e por tanto diferentes custos e tecnologias. Este trabalho tenta explicar se uma cogeração ótima do ponto de vista técnico e econômico em um empreendimento é ótima também para outro empreendimento, isto é, se existe uma planta de cogeração padrão ideal. Também é fornecido neste trabalho um roteiro de cálculos simples para análise de comparação de implantação de cogeração.

Palavras-chave: Cogeração ideal, estudo econômico, metodologia.

ABSTRACT

Growing electrical energy demands and new discoveries of offshore Pre-Salt natural gas reserves in Brazil provide an optimal scenario for the use of cogeneration. Rational use of energy is achieved in cogeneration plants where their energy utilization factor can reach 85% or higher depending on their configuration. Other advantages are its high electricity supply reliability and distribution losses near to zero. Still timid, cogeneration in Brazil represents 2 % of total electricity generation. Its low use is due mainly to high deployment costs, as well as, high cost and uncertainty fuel prices. There are several types of equipment that can be used in cogeneration plants. On one hand, for electrical generation: steam turbines, engines, microturbines, among others. On the other hand, for cold generation, absorption chillers could be used. Those technologies are already known, but there exists ongoing research in order to improve their efficiencies. According their capacity, cogeneration plants can be classified as micro-CHP and large scale cogeneration. Consequently, cogeneration can afford energy demands of all sectors. The CHP has several settings which give rise different costs and technologies. This work aims to explain if an optimal (technical and economic) CHP for a given undertaking can be also optimal in other one, i.e., if there is an ideal cogeneration plant pattern. In addition, this work provides a simple calculation script for analysis of CHP deployment.

Key-words: Ideal cogeneration, economical study, methodology.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Esquema de um sistema de geração de potencia convencional e uma central de cogeração.	14
Figura 2.2 – Configurações Topping e Bottoming em cogeração.....	15
Figura 2.3 – Turbina a vapor em cogeração (EPA, 2012)	17
Figura 2.4 – MCI em cogeração tipo topping (CARBONTRUST, 2012)	18
Figura 2.5 – TG (ou μ TG) em cogeração tipo topping (CARBONTRUST, 2012)	18
Figura 2.6 – Produção de energia elétrica por fonte fóssil e bagaço de cana.....	21
Figura 2.7 – Cenários de cogeração em alguns países (adaptado do IEA, 2008).	22
Figura 2.8 – Balanço mundial de produção de energia elétrica (IEA, 2008).	23
Figura 3.1 – Multimetro (Kron, 2012)	27
Figura 3.2 – Perfil de consumo elétrico.....	27
Figura 3.3 – Consumo de energia elétrica por aparelho nos setores comercial e público (PROCEL INFO, 2007)	29
Figura 3.4 – Perfil de consumo energia elétrica e térmica num ciclo semanal (Fontes et. al, 2010) ...	30
Figura 3.5 – Reservas provadas de GN no Brasil (BEN, 2012).....	36
Figura 3.6 – Oferta nacional de GN (adaptado do MME, 2012)	36
Figura 3.7 – Evolução de consumo de GN no estado de SP (GESP, 2012)	37
Figura 3.8 – Consumo de GN por região (GESP, 2012).	37
Figura 3.9 – Tarifa Industrial de Gás Natural com impostos (US\$/MMBtu), (FIRJAN, 2011).....	38
Figura 3.10 – Oferta e consumo de energia elétrica no Brasil (adaptado do BEN, 2012)	40
Figura 3.11 - Tarifa industrial de consumo de energia elétrica – países selecionados (R\$/MWh), (FIRJAN, 2011a).	40
Figura 3.12 - Parcela relativa aos tributos na tarifa industrial de energia, países selecionados (FIRJAN, 2011a).	41
Figura 3.13 - Tarifa industrial de consumo de energia elétrica – estados e média brasileira (R\$/MWh), (FIRJAN, 2011a).	41
Figura 3.14 – Fluxo de caixa anual atual de uma instalação.	44
Figura 3.15 – Fluxo de caixa do sistema em cogeração.	45
Figura 4.1 – Perfil de consumo horária total de energia elétrica.	48
Figura 4.2 – Perfil de consumo térmica fria.	48
Figura 4.3 – Parcela de energia elétrica usada para gerar frio.....	49
Figura 4.4 – Perfil de consumo térmica de água quente (adaptado de Breda, 2011).	49
Figura 4.5 – Fluxo de caixa neto na comparação com cogeração.	58
Figura 4.6 – VPL da situação atual e com cogeração do hospital.	59
Figura 4.7 – Esquema de configuração de cogeração no hospital,	59
Figura 4.8 – Perfil de consumo de energia elétrica.....	60
Figura 4.9 – Perfil de consumo horário de vapor de água.	61

Figura 4.10 – Condições da turbina diferentes a ISO (GE, 2012)	62
Figura 4.11 – Fluxo de caixa neto na comparação com cogeração.	68
Figura 4.12 – VPL da situação atual e com cogeração da indústria química.	68
Figura 4.13 – Esquema de configuração de cogeração no hospital,	69

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Instalações comerciais com cogeração no Estado de São Paulo (COMGAS, 2012)	22
Tabela 2.2 – Fatores para análise de cogeração qualificada.	25
Tabela 3.1 – Instalações típicas nos setores comercial e público.	28
Tabela 3.2 – Fator de carga médio por tipo de instalação no setor comercial.	29
Tabela 3.3 - Fontes de calor aplicáveis a chillers de absorção.	31
Tabela 3.4 – Classificação de tamanhos de cogeração.	31
Tabela 3.5 – Microturbinas que podem ser usadas em cogeração do setor comercial e público.	32
Tabela 3.6 – Alguns fabricantes de MCI aplicáveis ao setor de comercio e público.	33
Tabela 3.7 – Fabricantes de chillers de absorção.	34
Tabela 3.8 - Preços do GN canalizado no estado de São Paulo (GESP, 2012)	39
Tabela 3.9 - Tarifas do grupo A (Adaptado de AES ELECTROPAULO, 2012)	43
Tabela 3.10 - Tarifas do grupo B (Adaptado de AES ELECTROPAULO, 2012)	43
Tabela 4.1 – Tarifas para o setor industrial.	51
Tabela 4.2 – Tarifas para o setor comercial.	51
Tabela 4.3 – Tarifas para cogeração (usuário final).	52
Tabela 4.4 – Preço da energia elétrica considerando a sazonalidade (Adaptado de AES ELECTROPAULO, 2012)	52
Tabela 4.5 – Custo anual da energia elétrica gasta pelo hospital.	53
Tabela 4.6 – Custo anual de GN pago pelo hospital.	54
Tabela 4.7 – Custo de alguns equipamentos e característica do GN.	54
Tabela 4.8 – Detalhes da turbina a gás, 1500 kWe.	55
Tabela 4.9 – Detalhes do MCI a gás, 1500 kWe.	57
Tabela 4.10 – Custo anual de GN em cogeração.	57
Tabela 4.11 – Custo de inicial da cogeração.	58
Tabela 4.12 – Dados técnicos da TG na condição ISO (GE, 2012)	62
Tabela 4.13 – Tarifa elétrica mercado livre (Adaptado de AES ELETROPAULO, 2012)	64
Tabela 4.14 – Custo anual da energia elétrica gasta pela indústria química.	65
Tabela 4.15 – Custo anual de GN pago pelo indústria química.	66
Tabela 4.16 – Custo anual do GN na cogeração.	67
Tabela 4.17 – Custo de inicial da cogeração.	67

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BEN	Balço Energético Nacional
BRIC	Brasil, Rússia, Índia e China
CC	Células a combustível
CCHP	Combined Cooling, Heating and Power
CHP	Combined Heat and Power
COP	Coeficiente de desempenho
COR	Ciclo orgânico de Rankine
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FUE	Fator de utilização de energia
GN	Gás natural
HR	Heat rate
IEA	International Energy Agency
MCI	Motor de combustão interna
MCE	Motor de combustão externa
PCI	Poder Calorífico Inferior
rpm	Revoluções por minuto
TG	Turbina a gás
TIR	Taxa interna de retorno
TV	Turbina a vapor
VPL	Valor presente líquido
μ TG	Microturbina a gás

LISTA DE SÍMBOLOS

T	Temperatura (°C)
cp	Calor específico (kJ/kg°C)
P	Pressão (kPa, bar)
PCI	Poder calorífico inferior (kJ/m ³)

SUMARIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	OBJETIVOS	13
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	14
2.1	COGERAÇÃO.....	14
2.2	TIPOS DE COGERAÇÃO.....	15
2.3	PRÓS E CONTRAS DE USO DE COGERAÇÃO	16
2.4	TECNOLOGIAS DE COGERAÇÃO	16
2.4.1	Turbinas a vapor (TV).....	16
2.4.2	Motores de combustão interna (MCI)	17
2.4.3	Turbinas a gás (TG).....	18
2.4.4	Microturbinas (μ TG).....	19
2.4.5	Motores stirling	19
2.4.6	Células a combustível (CC).....	19
2.4.7	Ciclo orgânico de Rankine (COR)	19
2.4.8	Tecnologias termicamente ativadas	20
2.5	BARREIRAS DA COGERAÇÃO	20
2.6	OPORTUNIDADES DE IMPLANTAÇÃO COGERAÇÃO	21
2.7	COGERAÇÃO FORA DO BRASIL	22
2.8	COGERAÇÃO QUALIFICADA.....	23
3	ROTEIRO PARA IMPLANTAÇÃO DE UMA PLANTA DE COGERAÇÃO....	26
3.1	DEMANDAS ENERGÉTICAS.....	26
3.1.1	Demanda energética no setor comercial e público	28
3.2	VIABILIDADE TÉCNICA	30
3.3	DISPONIBILIDADE DE EQUIPAMENTOS	32
3.4	BALANÇO DE ENERGIA	35

3.5	ANÁLISE DE PREÇOS DO GN E DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	35
3.5.1	PREÇO DO GN	35
3.6	PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA	39
3.7	ANÁLISE ECONÔMICA	44
3.7.1	VPL – Valor presente líquido	45
3.7.2	Taxa interna de retorno (TIR)	45
3.7.3	Payback simples	46
4	ESTUDO DE CASO	47
4.1	HOSPITAL	47
4.1.1	DEMANDA ENERGÉTICA	47
4.1.2	Viabilidade técnica e disponibilidade de equipamentos	50
4.1.3	Balanço de energia	50
4.1.4	Análise de preços do GN e da energia elétrica	50
4.1.5	Análise econômica	53
4.1.6	Implantação de cogeração no hospital	55
4.2	COGERAÇÃO NA INDÚSTRIA QUÍMICA	60
4.2.1	Demanda energética	60
4.2.2	Viabilidade técnica e disponibilidade de equipamentos	61
4.2.3	Balanço de energia	62
4.2.4	Análise de preços do GN e da energia elétrica	64
4.2.5	Análise econômica	65
4.2.6	Implantação de cogeração no hospital	66
5	CONCLUSÃO	70
	REFERÊNCIAS	71

1 INTRODUÇÃO

A demanda energética no mundo está em aumento. Nos países em desenvolvimento, por exemplo, o crescimento dessas demandas é acentuado como é o caso do grupo do BRICs. Quanto à energia elétrica, o crescimento nesse grupo é liderado pela China, com aumento na demanda de 7,7 % até 2015 e 2,8 % daí em diante. O consumo de energia elétrica nesse país em 2010 foi de 4.000 TWh. Já no Brasil, em 2010, o consumo de eletricidade foi de 430 TWh e seu crescimento será de 4,5 % até 2021, enquanto que o aumento da população será de 0,7 % aa nesse período (IEA, 2010; BEN, 2012; EPE, 2012), isto indica que no futuro cada pessoa necessitará de mais energia.

Para acompanhar o crescimento da demanda de energia elétrica, novas políticas devem ser aplicadas. Uma delas é o caso de geração a partir de fontes renováveis, como a eólica, que de 2002 até 2011 teve um aumento de geração de energia elétrica de 37 %. Apesar do aumento significativo de geração de energia através de fontes renováveis, até agora, elas não desempenham um claro complemento à geração hidráulica. Esse papel atualmente é dado pelas usinas térmicas. Foi registrado em 2011 que no Brasil a eficiência média das usinas térmicas foi de 38 %, isso significa que 62 % da energia dos combustíveis são desperdiçadas.

Por outro lado, as recentes descobertas de reservas de GN (gás natural) no Brasil têm aumentado e, seu consumo poderia ser aplicado à geração de energia elétrica. A produção de GN no Brasil tem uma tendência de aumento de 6,9 % aa até 2035 (IEA, 2011). Nesse sentido, um claro elemento para geração de energia elétrica é a geração distribuída com GN a qual proporciona confiabilidade de produção de energia, além disso, as perdas na distribuição são insignificantes já que é uma geração *on site*.

Uma tecnologia que pode ser usada juntamente à geração distribuída é a cogeração, que além das vantagens mencionadas, produz energia de elevada eficiência. Na cogeração se aplica o conceito de aproveitamento racional de energia já que uma única fonte de combustível pode gerar energia elétrica ou mecânica,

calor e eventualmente frio, além disso, nos sistemas de cogeração as eficiências globais chegam a 85 %.

No Brasil, o uso da cogeração ainda não é intenso, já que os custos dos insumos energéticos (combustíveis) e de equipamentos de produção de energia são bastante elevados. Outra barreira é a falta de conhecimento no tema de cogeração.

A cogeração é aplicável a todos os setores, desde residencial até industrial. Nesse sentido, este trabalho tenta explicar se existe uma cogeração ideal para um empreendimento e se essa cogeração é ótima para outro empreendimento, para isso um roteiro de cálculo é proposto.

1.1 OBJETIVOS

São objetivos da monografia:

- Apresentar uma análise da metodologia para o desenvolvimento de uma planta de cogeração ideal. Uma planta de cogeração neste trabalho é definida como qualquer empreendimento de cogeração nas várias faixas de produção de energia elétrica.
- Testar a análise metodológica em dois empreendimentos.
- Verificar se o resultado ótimo para um empreendimento é ótimo também para o outro. Os empreendimentos estudados nesta monografia são de diferentes setores para intensificar a verificação deste objetivo.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 COGERAÇÃO

Cogeração é a produção conjunta, em processo sequencial de eletricidade (ou energia mecânica) e energia térmica útil a partir de uma única fonte de energia (química ou solar). A Figura 2.1 mostra esquematicamente as diferenças entre cogeração e uma geradora de potência elétrica convencional (Carbontrust, 2012). Neste exemplo pode-se ver que a percentagem de energia poupada é de $(1-100/139) \times 100 = 28\%$.

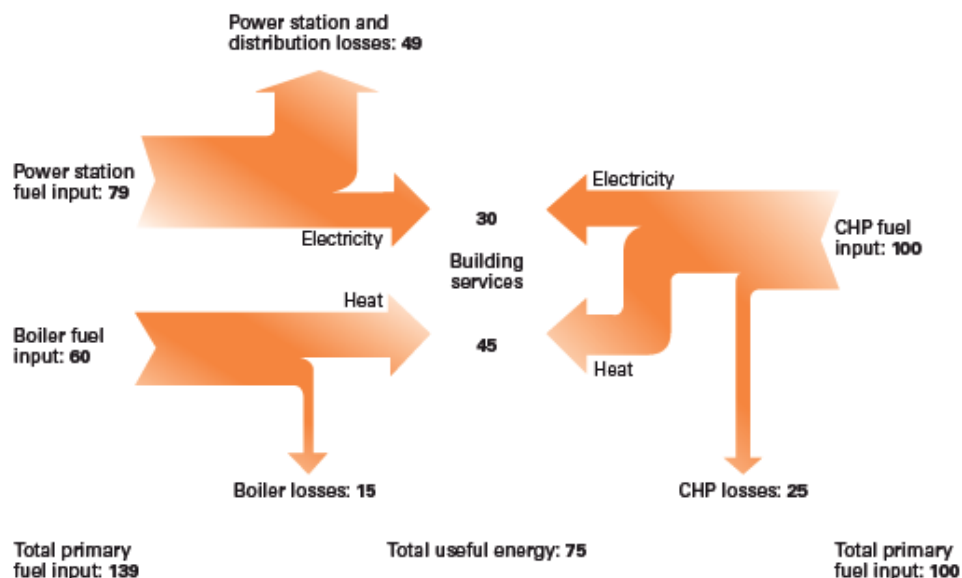


Figura 2.1 – Esquema de um sistema de geração de potência convencional e uma central de cogeração.

Segundo Lizarraga (1999), os sistemas de cogeração iniciaram-se na Europa no final do século XIX e depois foram difundidos nos Estados Unidos. Nesse país, a cogeração em 2006 representou 85 GWe de capacidade instalada, o que representou 9% do total nesse ano. A expectativa é que em 2030 seja de 241 GWe (20%) (ORNL, 2008).

Os sistemas de cogeração, como mostrado na Figura 2.1, tem um aproveitamento de energia maior que uma central de geração convencional. A quantificação do

aproveitamento de energia é feito mediante o Fator de Utilização de Energia definido na Eq. (2.1).

$$FUE = \frac{\dot{W} + \dot{Q}_u}{\dot{Q}_{comb}} \quad (2.1)$$

Onde $\dot{W}$ é a potência elétrica (ou mecânica) gerada, $\dot{Q}_u$ é o calor útil utilizado e $\dot{Q}_{comb}$ é a energia do combustível.

No exemplo da Figura 2.1 o FUE é de 75%. Dependendo da configuração do sistema de cogeração, o FUE pode chegar a 85% (Martens, 1998).

2.2 TIPOS DE COGERAÇÃO

Existem dois tipos de cogeração: o Topping e o Bottoming. Na cogeração tipo Topping o combustível é queimado em um equipamento para gerar energia elétrica ou mecânica e a energia térmica sobrando é recuperada dos gases de exaustão para aquecer algum fluido ou gerar frio – esse é o tipo de cogeração mais conhecido. Na cogeração tipo Bottoming o combustível é queimado em um equipamento para produzir energia térmica e o restante é aproveitado para gerar energia elétrica ou mecânica (KEHLHOFER, 1999). A Figura 2.2 mostra os desenhos esquemáticos dos 2 tipos de cogeração.

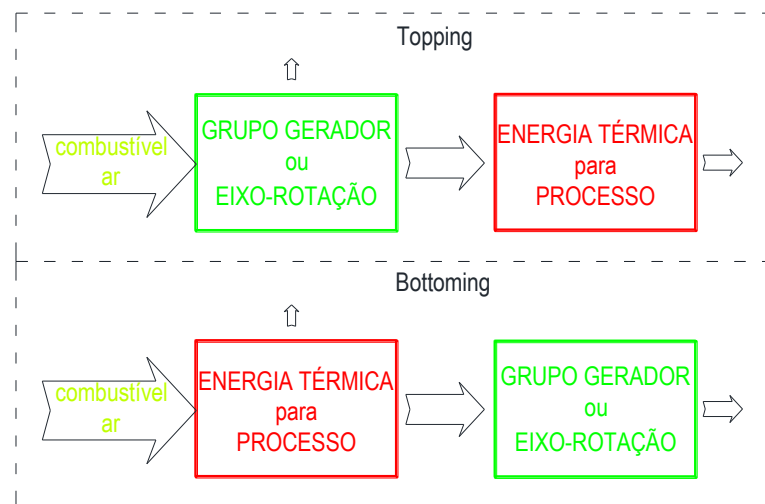


Figura 2.2 – Configurações Topping e Bottoming em cogeração.

2.3 PRÓS E CONTRAS DE USO DE COGERAÇÃO

Como outras formas de geração de energia, a cogeração tem prós e contras. Foram identificadas algumas delas (LIZARRAGA, 1999):

Prós

- Uso eficiente da energia (chegando até 85% ou mais)
- Diminuição de gases de efeito estufa,
- Garantia de fornecimento de energia elétrica, maior confiabilidade,
- Possibilidade de exportar à rede

Contras

- Geração poluída e concentrada,
- Custo inicial elevado,
- Necessidade de operação,
- Dependência do abastecimento de combustível,
- Ruído à rede.

Para cada empreendimento os prós e contras devem ser analisados, mas a maioria dos investidores provavelmente está interessada na economia que eventualmente poderia dar a cogeração.

2.4 TECNOLOGIAS DE COGERAÇÃO

Wang e Wu (2006) fizeram um extenso estudo das tecnologias aplicáveis a cogeração. Estas são geradores de energia elétrica (mecânica) e equipamentos termicamente ativados para geração de frio. Baseados neste trabalho, serão comentados algumas tecnologias usadas em cogeração.

2.4.1 Turbinas a vapor (TV)

As turbinas a vapor são os equipamentos de produção de energia mais usados em plantas térmicas e indústrias e dependendo da pressão de saída, estas podem ser de contrapressão (pressão de saída igual ou maior que a atmosférica) e de condensação (pressão de saída menor que a atmosférica).

O vapor usado nestas turbinas é produzido em um boiler, nele pode ser queimado qualquer tipo de combustível. Alternativamente um concentrador solar pode proporcionar a energia térmica à água para sua evaporação.

As turbinas a vapor geram energia elétrica em um ciclo Rankine. Nesse ciclo, a eficiência elétrica é de 36 – 38% e em cogeração pode chegar a 77,6 – 82,5 % (CARBONTRUST,2012). Uma aplicação de uma TV em cogeração é mostrada Figura 2.3.

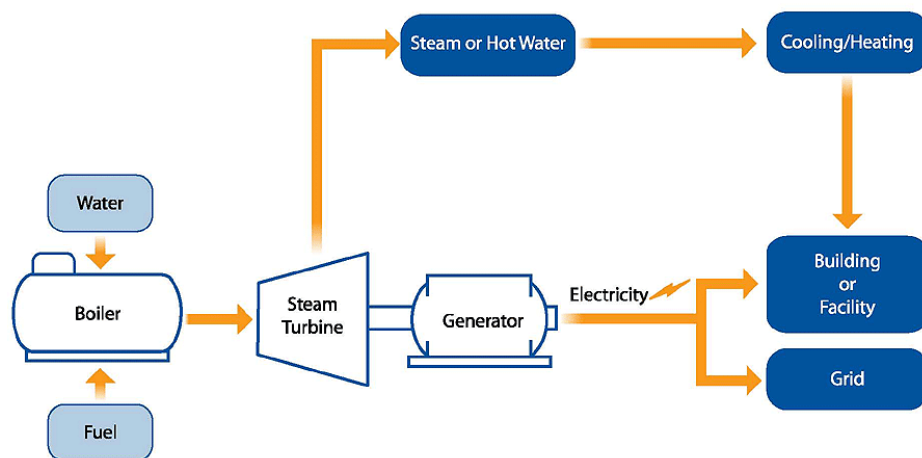


Figura 2.3 – Turbina a vapor em cogeração (EPA, 2012)

2.4.2 Motores de combustão interna (MCI)

Os motores de combustão interna são equipamentos de movimento alternativo e queimam o combustível dentro da câmara de combustão para produzir potência no eixo. Os MCI podem ser de dois tipos: ignição por centelha e por compressão. Os primeiros podem queimar gás natural ou biogás, já o segundo usa diesel, biodiesel ou óleo pesado. A manutenção nesses equipamentos deve ser contínua, já que possui um grande número de partes móveis. Os MCI são comumente usados em cogeração em potências menores a 1 MW. Um esquema de um MCI em cogeração é mostrado na Figura 2.4.

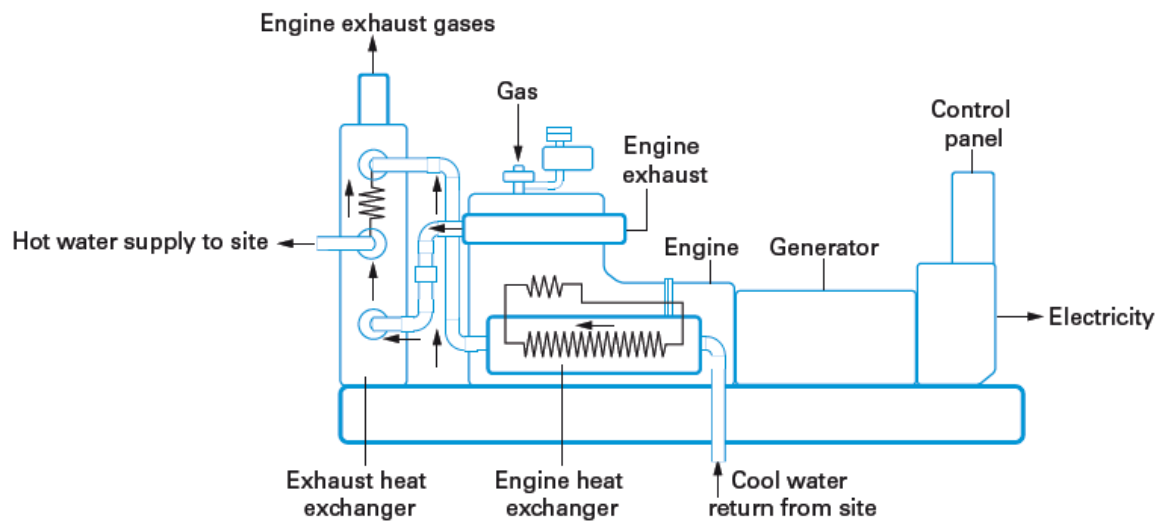


Figura 2.4 – MCI em cogeração tipo topping (CARBONTRUST, 2012)

2.4.3 Turbinas a gás (TG)

As turbinas a gás (estacionárias ou aeroderivativas) são usadas em cogeração de grande escala devido à sua grande confiabilidade e potência. Essas turbinas geram potência em um ciclo Brayton. Turbinas a gás menores que 1 MW não são econômicas. Sua manutenção geralmente é menor do que um MCI e sua área intensiva é menor do que um ciclo Rankine. As temperaturas atingidas dos gases de exaustão das TG são altas, da ordem de 540 °C, esses gases podem servir para gerar vapor e posteriormente potência em um ciclo Rankine. O ciclo resultante (Brayton + Rankine) é conhecido como ciclo combinado e sua eficiência pode chegar a 35 – 55 %. A Figura 2.5 mostra uma TG em cogeração.

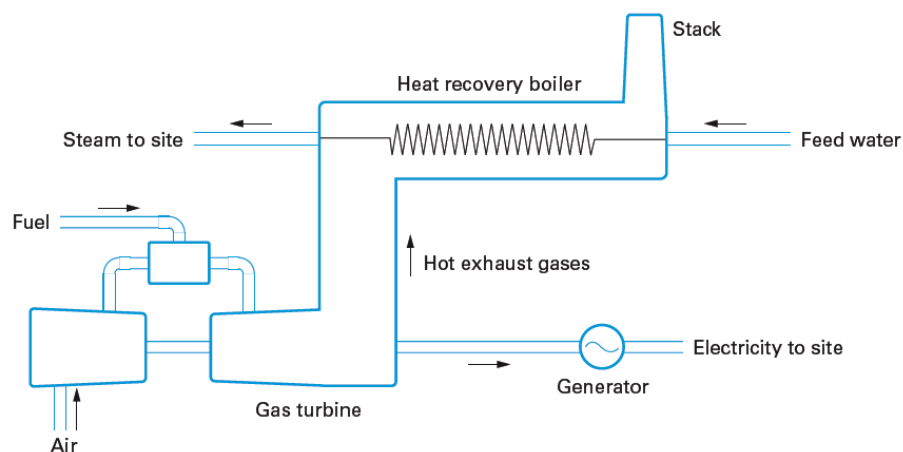


Figura 2.5 – TG (ou μ TG) em cogeração tipo topping (CARBONTRUST, 2012)

As TG utilizam materiais resistentes a altas temperaturas que acabam encarecendo seu custo. Estas turbinas são muito sensíveis às condições do ambiente em que trabalham.

2.4.4 Microturbinas (μ TG)

São TG de menor escala. Estas turbinas usam diversos combustíveis, tais como GN, diesel, gasolina, entre outros. A velocidade no eixo da μ TG chega a 120.000 rpm (revoluções por minuto). As μ TG são geralmente mais caras que os MCI para a mesma potência. A configuração de uma μ TG em cogeração é similar a uma TG (Figura 2.5)

2.4.5 Motores stirling

São motores de combustão externa (MCE), isto é, a câmara de combustão é externa ao motor, assim, esse ciclo pode trabalhar com qualquer combustível (GN, gasolina, álcool, butano, entre outros) ou eventualmente usar energia solar. Sua aplicação em cogeração pode ser utilizada em residências, dada sua baixa geração de potência. As eficiências nesses ciclos são de 6 -8 % (CARBONTRUST, 2012).

2.4.6 Células a combustível (CC)

As células a combustível são silenciosas e compactas e não tem partes móveis. Em geral esses equipamentos tem elevada eficiência (30 – 60 %). Os combustíveis que alimentam as CC são diversos, tais como: hidrocarbonetos, álcoois, hidrogênio, entre outros. As temperaturas de operação das CC podem variar de 50 - 1000°C e as potências elétricas de 3 kW – 10 MW.

2.4.7 Ciclo orgânico de Rankine (COR)

Esse ciclo é baseado no mesmo princípio que a TV, com a diferença que usa um fluido orgânico ao invés de água.

2.4.8 Tecnologias termicamente ativadas

Uma vez que os equipamentos geradores de potência queimam o combustível, a energia térmica dos gases de exaustão (processo topping) é reaproveitada para: aquecer água, climatizar um ambiente ou as duas juntas. A climatização é feita usando ciclos de absorção ou adsorção conhecidos como tecnologias termicamente ativadas. Se um ciclo de absorção ou adsorção se junta a um sistema de cogeração, esse novo sistema é comumente chamado de trigeração. Esse novo sistema produz energia elétrica (ou mecânica), calor e frio. O sistema de trigeração é conhecido na sigla em inglês como *trigeneration* ou *CCHP – Combined Cooling, heating and Power*. Os ciclos de refrigeração por absorção usados em sistemas de cogeração são conhecidos como chillers de absorção e climatizam um ambiente de forma indireta usando água gelada. Esses chillers são encontrados no mercado usando dois tipos de fluidos de trabalho: amônia/água e brometo de lítio/água. O COP (Coeficiente de desempenho) desses equipamentos varia de 0,6 – 1,8 (FOLEY, 2000). Rocha, Andreos e Simões (2012) testaram experimentalmente dois sistemas de trigeração, o primeiro usou uma microturbina a gás de 30 kW (ISO) para gerar eletricidade e o segundo usou um motor de combustão interna de 27 kW. Em ambos os casos os gases de exaustão eram aproveitados para gerar frio em um chiller de absorção e água quente em um recuperador de calor.

2.5 BARREIRAS DA COGERAÇÃO

Essas barreiras são as situações que podem reprimir os empreendimentos de cogeração. Segundo COOMEX (2011), algumas dessas barreiras podem ser:

- Dificuldade da venda de energia excedente,
- Equipamentos importados (investimento elevado), custo elevado de GN e falta de incentivo governamental,
- Dificuldade de obtenção de financiamento,

Pode-se adicionar também:

- Mentalidade nacional de retornos de curto prazo,
- Falta de uma visão clara de variações de preço de GN e de energia elétrica.

2.6 OPORTUNIDADES DE IMPLANTAÇÃO COGERAÇÃO

As plantas de cogeração podem ser inseridas nos diversos setores de atividades:

- Setor industrial,
- Setor residencial,
- Setor energético¹,
- Setor agropecuário,
- Setor comercial,
- Setor público.

Se um determinado setor de atividade gera energia elétrica para seu próprio consumo é denominado autoprodutor. A autoprodução de energia elétrica no Brasil pode ser de tipo hidrelétrico ou térmico. Nos setores citados acima, atualmente a autoprodução de energia elétrica no Brasil representa 14 % do total de geração de eletricidade. Dessa parte, somente 42 % usam combustão para produção de energia elétrica. A Figura 2.6 indica as porcentagens de autoprodução com queima de bagaço de cana, GN, petróleo, entre outros, em 2011 (BEN, 2012).

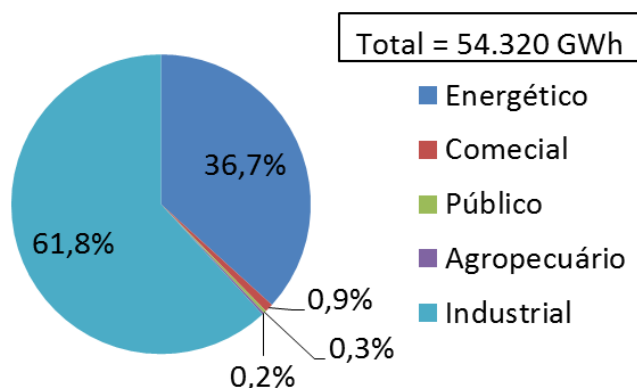


Figura 2.6 – Produção de energia elétrica por fonte fóssil e bagaço de cana.

Pode-se concluir que existe um elevado potencial para implantação de autoprodução usando cogeração nos diversos setores de atividades no Brasil. Particularmente no setor comercial a cogeração autogeradora parece ser uma boa alternativa, já que,

¹ Centros de transformação de energia e processos de extração e transporte interno de produtos energéticos, até sua forma final (BEN, 2012)

dentre todas as possíveis queixas registradas nesse setor, a maioria delas é referente a interrupções de energia elétrica (PROCEL INFO, 2007).

No Brasil, várias instalações já optaram pelo uso de cogeração. Mostra-se na Tabela 2.1 algumas delas, localizadas no estado de São Paulo.

Tabela 2.1 – Instalações comerciais com cogeração no Estado de São Paulo (COMGAS, 2012)

Instalação comercial	Lugar
Comgás Centro Operacional Região Metrop. de São Paulo	São Paulo
Centro Empresarial Rochaverá Corporate Towers	São Paulo
Shopping Taboão da Serra	Grande São Paulo
Shopping Interlagos	São Paulo
Hotel Sofitel São Paulo	São Paulo
Sonda Supermercados	São Paulo e Grande São Paulo
Edifício Comercial IGW Plaza Iguatemi	São Paulo
Hotel Caesar Park	Guarulhos

2.7 COGERAÇÃO FORA DO BRASIL

Pode-se ver na Figura 2.7 alguns países mostrando seus níveis de cogeração.

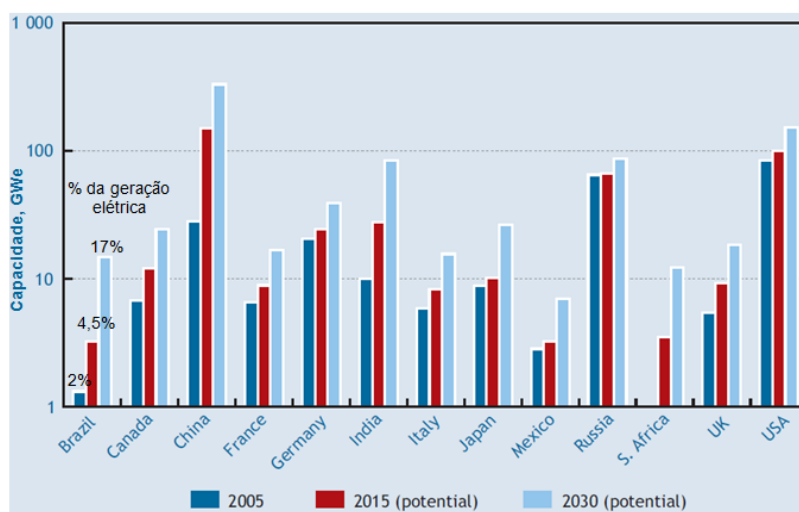


Figura 2.7 – Cenários de cogeração em alguns países (adaptado do IEA, 2008).

Esses países são os que apresentam mais potencial para acelerar seus níveis de cogeração. Pode-se ver que a potência instalada do Brasil atualmente é cerca de 2 %, já em 2030 poderia chegar a 17%. O país que liderou a cogeração em 2008 foi os Estados Unidos. E o país que provavelmente liderará a cogeração pelo menos a partir de 2015 é a China.

A Figura 2.8 mostra o balanço mundial de geração de energia elétrica. Nessa figura nota-se que a fonte que mais produz energia elétrica é o carvão. Pode-se apreciar também que existe muita perda de energia na forma de energia térmica. A eficiência mundial de produção de energia elétrica é de 31,5%, nesse sentido o uso da cogeração poderia mudar esse cenário.

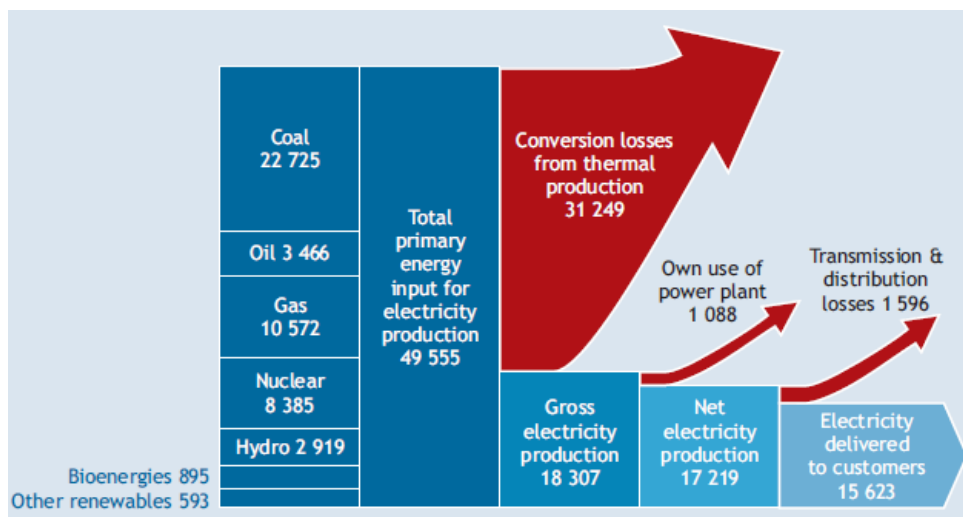


Figura 2.8 – Balanço mundial de produção de energia elétrica (IEA, 2008).

2.8 COGERAÇÃO QUALIFICADA

Para um determinado consumo de GN existem várias tarifas que uma concessionária pode cobrar dependendo do setor (comercial, industrial, outros) onde o GN é usado. Existe também um tipo de tarifa conhecida como GN de cogeração qualificada ou simplesmente GN de cogeração. Esta tarifa pode ser atrelada aos diferentes setores de consumo. A tarifa de GN de cogeração tem a vantagem de ser menor que a outra no mesmo setor. Por exemplo, para um centro comercial sem

cogeração (qualificada) com consumo mensal de 50.000 m³ de GN, a COMGAS (deliberação Arsesp 356 de 30/08/2012) cobraria um valor R\$ 83.585, já se esse centro comercial usa GN de cogeração a COMGAS cobrará R\$ 54.138, isto é, 35% menos que o valor sem cogeração qualificada.

Para conseguir os benefícios de GN de cogeração (qualificada), é necessário que o empreendimento com cogeração cumpra os requisitos de cogeração qualificada dados pela ANEEL na Resolução No. 21, do dia 21/01/2000, (ANEEL, 2000) e que são mostrados na Eq. (2.2) e na Eq. (2.3).

$$\frac{E_t}{E_{GN}} \geq 0,15 \quad (2.2)$$

$$\frac{E_e + \frac{E_t}{X}}{E_{GN}} \geq F_c \quad (2.3)$$

Onde:

E_{GN} é a energia disponibilizada pelo combustível ou combustíveis nos últimos doze meses, calculada em MWh, com base no poder calorífico inferior dos combustíveis utilizados;

E_e é a energia eletromecânica, resultante da somatória de trabalho e energia elétrica geradas nos últimos doze meses, em MWh;

E_t é a energia térmica utilizada, proveniente da central de cogeração, resultante da somatória do calor efetivamente consumido nos últimos doze meses, em MWh;

X e F_c são fatores de cogeração que podem ser lidos na Tabela 2.2.

Analisando os fatores de cogeração, pode-se notar que quanto maior é a geração de energia elétrica (mais MWe), menores são as condições para aprovar os quesitos de cogeração qualificada.

Tabela 2.2 – Fatores para análise de cogeração qualificada.

Potência Instalada	Combustível Principal			
	Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão		Demais Fontes	
	X	Fc	X	Fc
Inferior ou igual a 5 MW	2,00	0,47	2,50	0,32
Superior a 5 MW e inferior ou igual a 20 MW	1,86	0,51	2,14	0,37
Superior a 20 MW	1,74	0,54	1,88	0,42

A Eq. (2.2) bem como a Eq. (2.3) diz respeito à utilização da energia primária na cogeração e, quanto maior seja o aproveitamento da energia térmica dos gases de exaustão menor o risco de reprovar uma cogeração qualificada.

3 ROTEIRO PARA IMPLANTAÇÃO DE UMA PLANTA DE COGERAÇÃO

Esta seção pretende explicar ao empreendedor ou empresa passo a passo as variáveis que devem levar em consideração para o desenvolvimento de uma planta de cogeração. Planta de cogeração neste trabalho pode ser qualquer empreendimento de cogeração e pode ter como produtos a geração de energia elétrica ou energia mecânica e energia térmica e/ou frio.

3.1 DEMANDAS ENERGÉTICAS

Cada setor de atividade tem um determinado tipo de perfil de consumo energético. Em qualquer instalação que se deseje implementar uma planta de cogeração é imprescindível que se conheça a demanda de energia para análise de substituição. Já, se é um novo empreendimento, é importante conhecer os perfis ou o comportamento de consumo do setor da instalação como será abordado na Seção 3.1.1. No setor comercial e público, por exemplo, uma planta de cogeração poderá substituir, em geral, dois tipos de energia:

- Energia elétrica e,
- Energia térmica (calor e frio)

O perfil de consumo energético é a potência instantânea (kW ou MW) consumida ao longo do dia. O monitoramento da demanda de energia é feito mediante o uso de instrumentos apropriados. Para o caso de energia elétrica são usados supervisores ou multimedidores que fazem leituras de potência ativa, potência reativa, potência aparente, fator de potência, corrente, entre outros, seja para linhas monofásicas, bifásicas ou trifásicas em baixa, média ou alta tensão. A Figura 3.1 mostra a foto de um multimedidor.



Figura 3.1 – Multimetro (Kron, 2012)

Esses medidores são colocados no painel principal de força e nas linhas responsáveis pelos equipamentos de ar condicionado e boilers elétricos (produção de vapor ou água quente). Já para a análise de carga térmica (calor) vinda de queima de combustíveis fósseis, é necessário o uso de medidores de fluxo e sensores de temperatura na linha de vapor ou água quente bem como no consumo de combustível. As medições de campo são comparadas, depois, com as contas de energia elétrica e com as de combustíveis. Lizarraga (1999) recomenda que os perfis de consumo devam ser medidos em um lapso de 2 meses, após isso, tomando em consideração as variações sazonais, é possível determinar o perfil da curva de consumo diário médio anual. Mostra-se na Figura 3.2 um exemplo de perfil de curva de consumo elétrico. Existe também um perfil de curva de consumo térmico (calor e/ou frio).

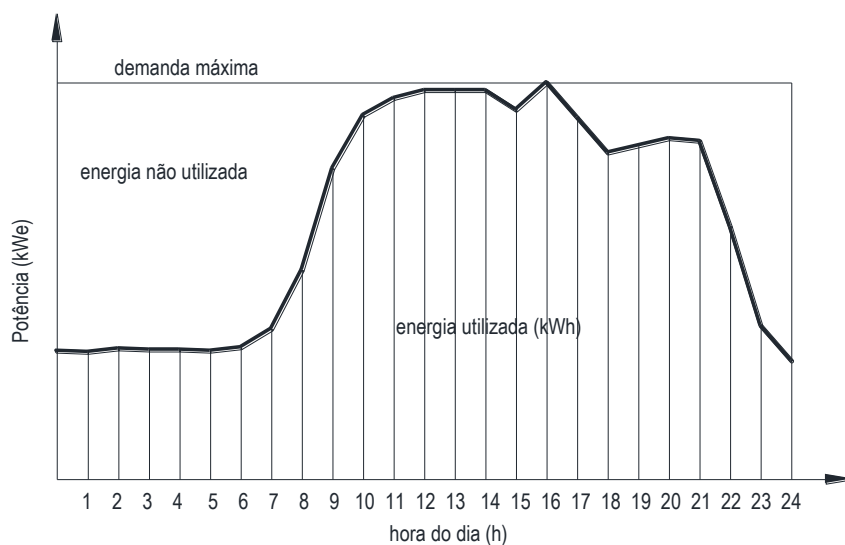


Figura 3.2 – Perfil de consumo elétrico

Pode-se ver na figura anterior que o perfil de consumo é uma linha irregular de potência (kW) ao longo do dia. A qualidade do uso da energia é conhecida como fator de carga e é definido como a relação entre a energia utilizada (kWh) e a potência máxima vezes o tempo de medição.

A seguir serão analisadas as demandas típicas de energia no setor comercial e público.

3.1.1 Demanda energética no setor comercial e público

Dentro do setor comercial e público pode-se encontrar os seguintes tipos de instalações mostradas na Tabela 3.1 (PROCEL INFO, 2007).

Tabela 3.1 – Instalações típicas nos setores comercial e público.

Setor comercial	Setor público
Hotel	Prédios administrativos
Motel	Hospitais
Hospital	Universidades
Clínica	Outros
Shopping Center	
Supermercado	
Prédio empresarial	
Instituições de ensino	
Bancos	
Outros	

Em uma amostra pesquisada de 953 unidades do setor comercial em todo o território brasileiro constatou-se que o fator de carga elétrico varia por tipo de instalação, mas, em média, seu valor está em torno dos 40%, sendo que os Shoppings Center tem um fator de carga mais elevado, como indicado a Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Fator de carga médio por tipo de instalação no setor comercial.

Tipo de instalação	Fator de carga médio (%)
Hotel	42
Motel	38
Hospital	46
Clínica	34
Shopping center	49
Supermercado	50
Prédio empresarial	36
Instituições de ensino	32
Bancos	35

O setor público tem também 40% de fator de carga elétrico médio.

No setor público e no comercial, o ar condicionado é responsável pelo maior consumo de energia elétrica, isto representa 48% do consumo total de energia elétrica (entre os outros usos de energia elétrica podem-se mencionar iluminação, motores e equipamentos de escritório). Esses dados são indicados na Figura 3.3.

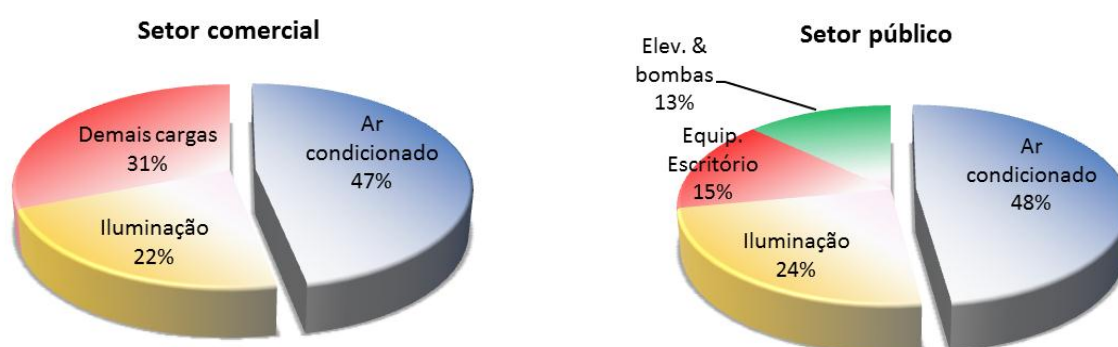


Figura 3.3 – Consumo de energia elétrica por aparelho nos setores comercial e público (PROCEL INFO, 2007)

A Figura 3.4 mostra o perfil de consumo elétrico e térmico de uma instalação comercial em Natal (RN) que funciona de segunda a sexta feira das 6h30 às 17h30. A demanda térmica de refrigeração é suprida por um chiller a compressão de vapor.

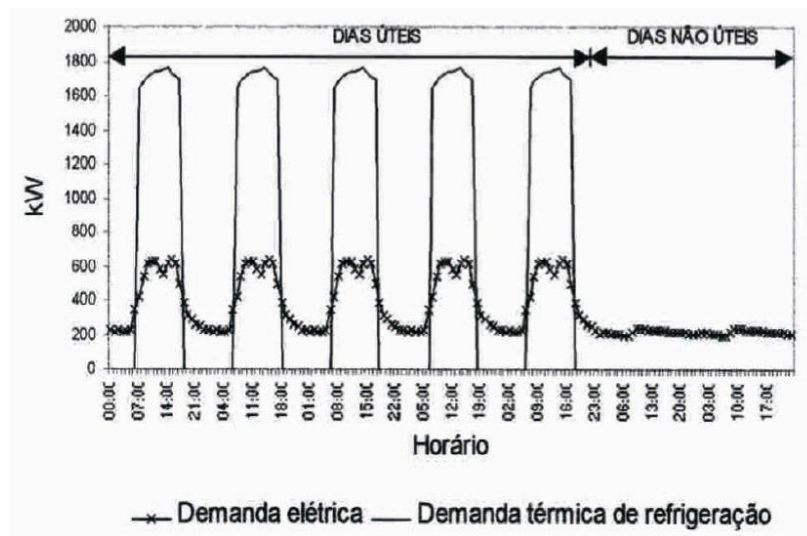


Figura 3.4 – Perfil de consumo energia elétrica e térmica num ciclo semanal
(Fontes et. al, 2010)

3.2 VIABILIDADE TÉCNICA

Existem diferentes máquinas de conversão de energia como relatado na Seção 2.4. Os MCI ou TG admitem diferentes tipos de combustíveis, tais como:

- Gás natural / biogás
- Diesel / Biodiesel

Já as TV ou os motores Stirling trabalham com vapor. A energia térmica que evapora a água pode proceder dos seguintes “combustíveis”:

- Lenha
- Bagaço de cana
- Energia solar

Para o caso de geração de frio, ou trigerção, é necessário que os gases de exaustão ou os vapores ingressem no chiller de absorção. As temperaturas necessárias para fazê-lo funcionar variam segundo o tipo de tecnologia de chiller de absorção. Foley (2000) fez a comparação entre equipamentos de geração de energia elétrica que poderiam ser usados em trigerção, temperaturas dos gases de exaustão ou vapores e, chillers de absorção, como indicado na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Fontes de calor aplicáveis a chillers de absorção.

Fonte de calor	Temp. (°C)	Ciclo de refrigeração aplicável
Turbina a gás	> 540	Triplo, duplo e simples efeito
Células de combustível de óxido sólido	~ 490	Triplo, duplo e simples efeito
Micro Turbina	~ 315	Triplo, duplo e simples efeito
Células a combustível de ácido fosfórico	~ 120	Duplo e simples efeito
Motor de combustão interna*	~ 82	Simples efeito
Células de combustível PEM	~ 60	Simples efeito

*Os MCIs podem chegar a temperaturas de 180 °C.

Os sistemas de cogeração tradicionalmente são definidos de acordo com a energia elétrica produzida e podem ser classificados de acordo com Gifford (2012):

Tabela 3.4 – Classificação de tamanhos de cogeração.

Tamanho	Produção de energia elétrica
Micro-cogeração	< 5 kWe
Mini-cogeração	5 - 500 kWe
Cogeração de pequena escala	500 kWe – 5 MWe
Cogeração de média escala	5 - 50 MWe
Cogeração de larga escala	> 50 MWe

Os empreendimentos do setor comercial e público podem se enquadrar de acordo à Tabela 3.4 como:

- Hotéis, escolas e pequenos supermercados: mini-cogeração (Microgeneration, 2012),
- Estudos de TV, shoppings e hospitais: cogeração de pequena escala (CHPA, 2012).

3.3 DISPONIBILIDADE DE EQUIPAMENTOS

Como analisado na Seção 3.2, os equipamentos usados para mini-cogeração e cogeração de pequena escala geram energia elétrica na faixa de 5 kWe até 5 MWe. Nessa faixa de geração de energia elétrica listam-se na Tabela 3.5 os equipamentos que poderiam ser usados, muitos deles montados em forma modular para atender a demanda elétrica ou térmica.

Tabela 3.5 – Microturbinas que podem ser usadas em cogeração do setor comercial e público.

Microturbinas	Capacidades (ISO)	Pais	Dist. Brasil
Capstone	30, 65, 200, 600, 800 e 1.000 kWe	EUA	Sim
FlexEnergy (antiga Ingersoll-Rand)	250 kWe	EUA	Não
Turbec	100 kWe	Itália	Não
Toyota turbine and system	~30, ~300 kWe	Japão	Não
Kawasaki Gas Turbines	600, 800...1.400, 1.600...4.000 kWe	USA	Não

A Capstone é a atual líder de vendas no mundo em microturbinas. No Brasil não são fabricadas microturbinas (Bona e Ernesto, 2004).

Alguns dos MCI aplicados à cogeração do setor comercial e de serviços estão listados na Tabela 3.6. Nessa tabela foram escolhidas faixas de potência elétrica aplicáveis a mini-cogeração e cogeração de pequena escala. As fabricantes podem ter equipamentos fora das faixas indicadas nessa tabela.

No Brasil existem ainda montadores de grupos geradores, entre elas temos a Heimer (24 kW – 2,7 MW) a Stemac (200 kW – 2,5 MW) e, a CHP Brasil (48 kWe – 300 kWe)

Tabela 3.6 – Alguns fabricantes de MCI aplicáveis ao setor de comércio e público.

MCI	Capacidades	País	Dist. Brasil
Yanmar	3,5 – 16 kWe	Japão	Sim
Senertec	5,5 kWe	Alemanha	Não
Viessmann	20 – 400 kWe	Alemanha	Não
Cummins	20 – 2.000 kWe a gás 12 – 2.500 kWe a diesel	USA	Sim
Caterpillar	65 – 6.520 kWe a gás 13 – 17.460 kWe a diesel	USA	Sim
Dresser-rand	250, 375, 555, 740 kWe	Inglaterra	Não
Generac	22 – 300 kWe a gás 10 – 600 kWe a diesel	USA	Sim
Honda	5 – 10 kWe	USA	Não
GE	250 kWe – 3 MWe	USA	Sim

Para a geração de frio existem chillers de absorção no mercado com várias capacidades: o menor é um equipamento de 2,5 TR, que usa brometo de lítio/água como fluido de trabalho. Mostra-se na Tabela 3.7 as empresas que fabricam esses equipamentos, algumas delas com representantes no Brasil.

Tabela 3.7 – Fabricantes de chillers de absorção.

	COMPANHIA	PAIS	CAPAC. (TR)	TEMP.	WEB
Amônia/água	AGO ENERGY + ANLAGEN	Alemanha	14 - 286	-30 to -10 °C	http://www.ago.ag/en/products/refrigeration-engineering/ago-conge-lo---refrigeration-plant/
	COLIBRI-STORK	Holanda	43 - ?	-50°C	http://www.colibri-bv.com/
	HANS GUNTNER GMBH ABSORPTIONSKALTE KG	Alemanha	??	??	http://www.inescc.pt/urepe/chose/reports/B-absorption_chillers.pdf
	HI TECH COOLING SYSTEMS	India	grande porte	-60 to +5 °C	http://www.hitechcooling.com/
	NINGO SUNICO INTERNATIONAL LDT	China	2.5 - 200	-8 to 7 °C	http://www.sunico.cn/
	PINK	Austria	3,4		http://www.pink.co.at/cms1/
	ROBUR	Italia	5	3 - 3°C	http://www.roburcorp.com/
	THERMAX	India	40 - 450	-60 - 0°C	http://www.thermaxindia.com/
	VICOT AIR CONDITIONING	China	6 - 48	-5 to -2 °C	http://www.vicot.com.cn/english/index.asp
	SOLAR NEXT	Alemanha	3,4	-6 to 10 °C	http://www.solarnext.eu/eng/home/home_eng.shtml
	EAW	Alemanha	3.4 - 57		http://www.eaw-energieanlagenbau.de/
	Ebara (ties with Carrier)	Japão	45 - 360		http://www.ebara.com.sg/index.php?option=com_content&task=view&id=38&Itemid=53
	Broad	China	50 - 6600		http://www.broad.com/
	Carrier	EUA	100 - 1500		http://www.commercial.carrier.com/commercial/hvac/product_description/0,CL1_DIW12_ETI434_PRD1227,00.html
Brometo de lítio/água	Entropie	França/Alemanha	857, 1000		http://www.entropie.com/en/case-studies/4787.htm
	Hitachi	Japão	30 - 5600		http://www.hitachi-ap.com/products/business/chiller_heater/absorption/index.html
	Jiangsu	China	3.1 - 100		http://www.tynkt.com/en/index.asp
	Kawasaki Heavy Industries	Japão	80 - 703		http://www.kawasakitrading.co.jp/eg/products/conditioning/conditioning03.html
	Kyung Won Century	Korea			http://www.century.co.kr/eng/products/pro2_2.php
	LS Mtron	Korea	100 - 320		http://www.lsaaircondition.com/lsgonjo_eng/default.asp
	McQuay	EUA	100 - 1500		http://www.mcquay.com/mcquaybiz/literature/lit_ch_wc/Catalogs/Pmabsorb.pdf
	Sanyo	Japão	30 - 6600		http://www.overseas.sanyo.com/airconditioners/products/absorp/
	SONNENKLIMA	Alemanha	2,8		http://www.sonnenklima.de/download/short_description_suninverse.pdf
	Thermax	India	10 - 4000		http://www.thermaxindia.com/Home.aspx
	Trane	EUA	86 - 1714		http://www.trane.com/Commercial/DNA/View.aspx?i=1036
	Yazaki	Japão	10 - 30		http://www.yazakienergy.com/waterfiredspecifications.htm
	SOLAR NEXT	Alemanha	5 - 30		http://www.solarnext.eu/eng/home/home_eng.shtml
	JOHNSON CONTROLS	EUA	120 - 1380		http://www.johnsoncontrols.com/publish/us/en/products/building_efficiency/integrated_hvac_systems/Industrial___Commercial_HVAC_Equipment/chiller_products/absorption__single-stage.html

3.4 BALANÇO DE ENERGIA

No balanço de energia faz-se uma análise de quanto e de que tipo de energia a planta de cogeração poderá atender. Sendo assim, poderão surgir as seguintes perguntas:

- Qual o tipo de energia que minha instalação precisa?,
- Quanto de cada tipo de energia minha instalação precisa?, (Seção 3.1.1)
- Meu sistema de cogeração suprirá todas as demandas ou somente parte delas?

O balanço de energia está intimamente ligado à análise econômica, já que um sistema de cogeração poderá ou não ser mais barato para determinadas situações, como analisado nos estudos de caso. Às perguntas acima formuladas somam-se outras que dependerá também da análise econômica: meu sistema é mais barato se opera 24h/dia ou somente em determinados horários? É mais barato operando da forma bottoming ou topping? (Seção 2.2)

3.5 ANÁLISE DE PREÇOS DO GN E DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Os preços de combustíveis (nesse caso focando o GN) e da energia elétrica no Brasil têm mudado ao longo da história. Suas variações influenciam diretamente a implantação ou não de um empreendimento de cogeração.

À continuação serão analisadas as variações e tendências de preços do GN e da energia elétrica.

3.5.1 PREÇO DO GN

Esta seção inicia analisando a disponibilidade de GN no Brasil, seguido da análise de preços.

As reservas do GN no Brasil têm aumentado como mostra a Figura 3.5. Isso devido à descoberta e exploração de novos depósitos na maioria *off-shore*.

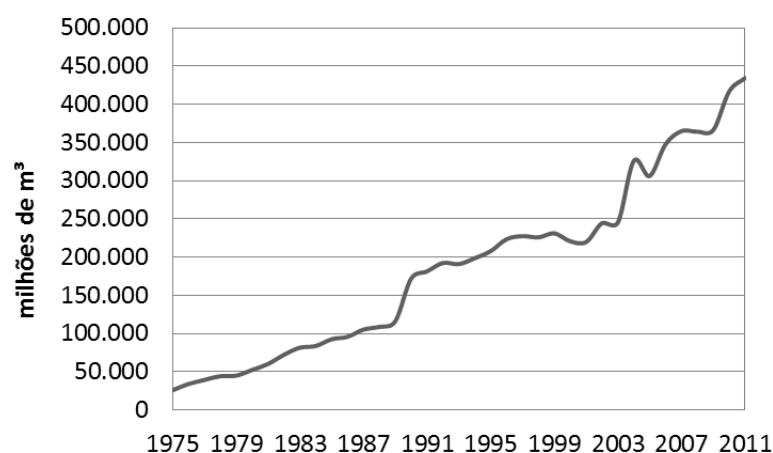


Figura 3.5 – Reservas provadas de GN no Brasil (BEN, 2012)

A oferta nacional de GN compreende a produção interna e a importação de GN. Pode-se ver na Figura 3.6 que atualmente a metade da oferta nacional disponível de GN é importada, principalmente da Bolívia, o que implica uma grande dependência das reservas de GN do país vizinho (em 2019, terminará o contrato com a Bolívia). No ano 2012, a produção de GN aumentou 20% se comparado a 2011.

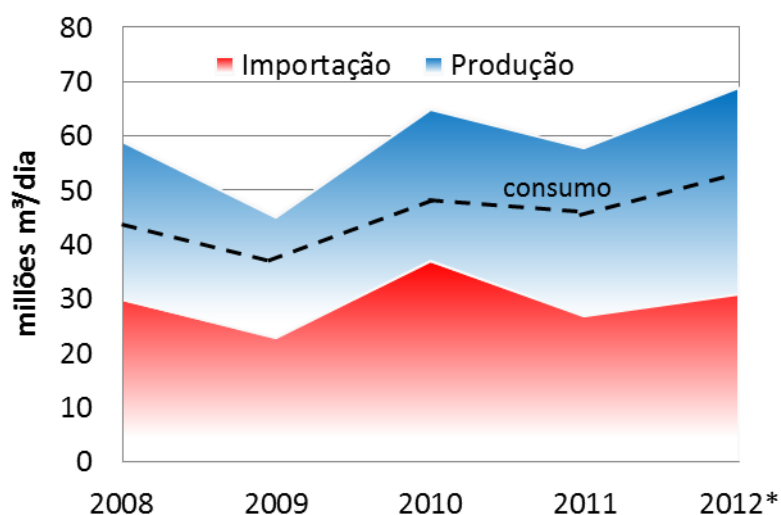


Figura 3.6 – Oferta nacional de GN (adaptado do MME, 2012)
* média até Júlio.

A Figura 3.7 mostra o consumo de GN por setor no estado de São Paulo desde 2007. Como indicado nessa figura, o uso de GN na cogeração está praticamente estagnado desde maio de 2009.

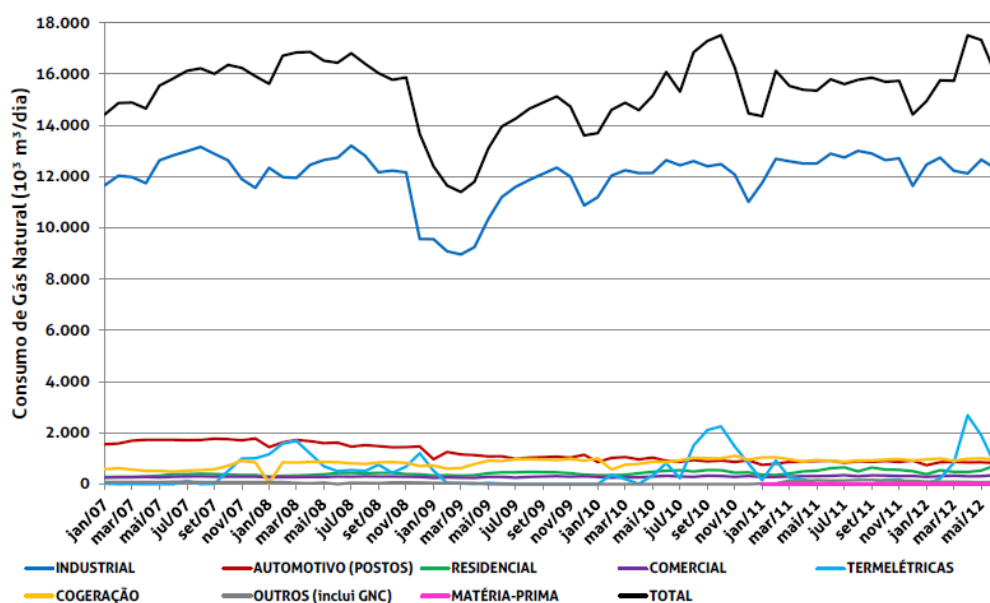


Figura 3.7 – Evolução de consumo de GN no estado de SP (GESp, 2012)

A Figura 3.8 mostra o uso de GN em cogeração no Brasil, na região sudeste e no estado de São Paulo. O uso de GN na região Sudeste praticamente se manteve constante, sendo que no resto de estados, o uso de GN na cogeração teve um ligeiro aumento.

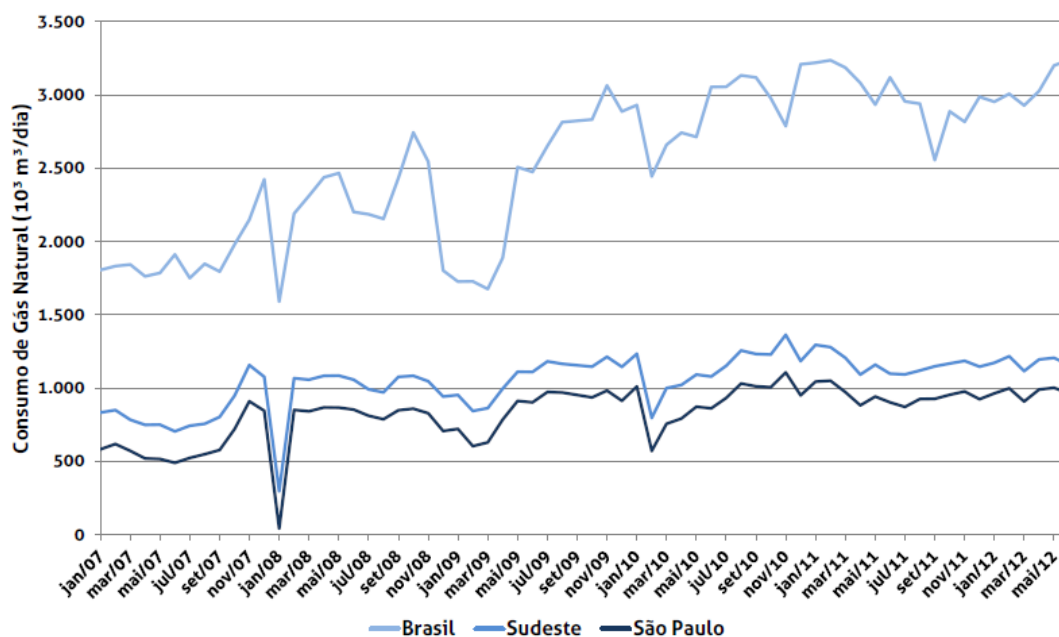


Figura 3.8 – Consumo de GN por região (GESp, 2012).

O preço do gás natural no Brasil varia de acordo com os custos de sua cadeia de produção. O preço final é a resultante dos custos de produção, de transporte, de distribuição e, finalmente, dos impostos (CNI, 2012). Na Figura 3.9 percebe-se que o valor do GN vendido a indústrias no Brasil é o 7º mais caro do mundo e, é o mais caro do grupo dos BRICs. Além disso, a carga tributária do GN no Brasil é a maior do mundo (FIRJAN, 2011).

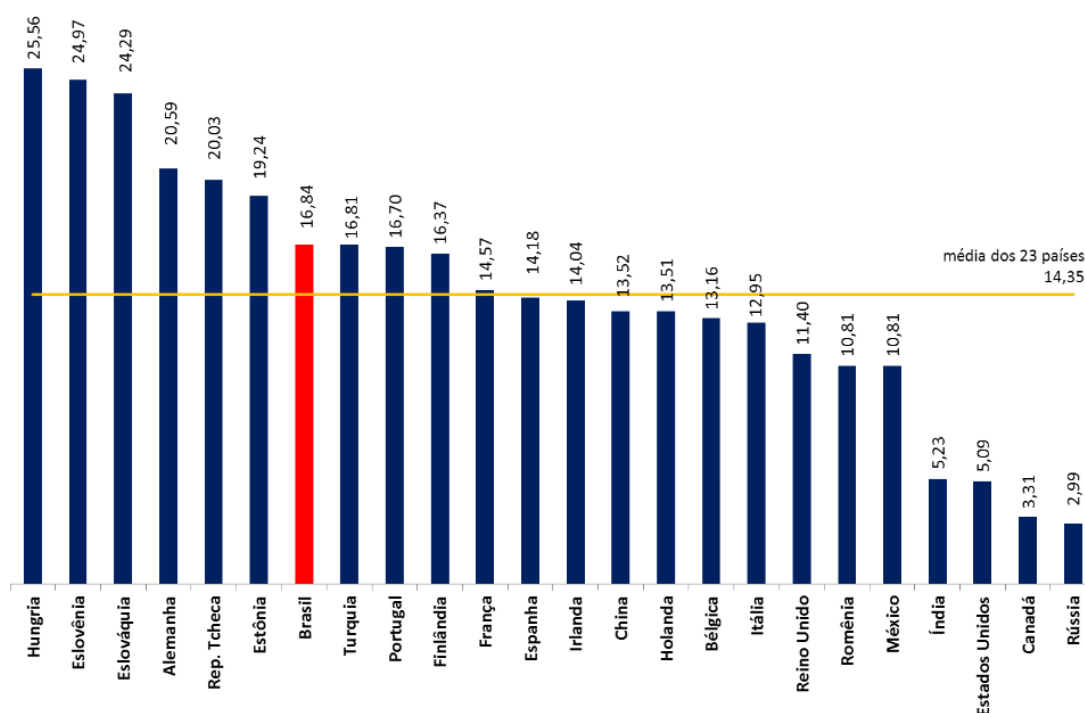


Figura 3.9 – Tarifa Industrial de Gás Natural com impostos (US\$/MMBtu), (FIRJAN, 2011).

A tarifa de GN varia de acordo com a concessionária. Na Tabela 3.8 pode-se ver que o preço do GN é diferente pelo volume consumido. Esse preço tem um valor fixo (R\$/mês) e variável (R\$/m³). No estado de São Paulo, existem 3 concessionárias: a Comgas, a Gás Brasileiro e o Gás Natural Fenosa.. Nessa tabela nota-se que as tarifas de GN para o setor comercial com cogeração é sempre mais vantajosa. A tabela abaixo se refere aos preços de GN de acordo a suas deliberações. Os valores das tarifas geralmente são atualizados cada ano.

Tabela 3.8 - Preços do GN canalizado no estado de São Paulo (GESP, 2012)

SEGMENTO COMERCIAL

COMGÁS - DLB 340/12				GÁS BRASILEIRO - DLB 342/12			GÁS NATURAL FENOSA - DLB 341/12		
CLASSE	VOLUME (m³/mês)	FIXO (R\$/mês)	VARIÁVEL (R\$/m³)	VOLUME (m³/mês)	FIXO (R\$/mês)	VARIÁVEL (R\$/m³)	VOLUME (m³/mês)	FIXO (R\$/mês)	VARIÁVEL (R\$/m³)
1	0 - 0	24,17	-	0,00 a 50,00 m³	19,89	2,430208	0,00 a 50,00 m³	18,01	2,312094
2	0,01 a 50,00 m³	24,17	3,157573	50,01 a 150,00 m³	19,89	2,336588	50,01 a 500,00 m³	28,13	2,075863
3	50,01 a 150,00 m³	39,27	2,855475	150,01 a 500,00 m³	19,89	2,289776			
4	150,01 a 500,00 m³	69,47	2,655339						
5	500,01 a 2.000,00 m³	158,6	2,477052	> 500,00 m³	19,89	2,196155	500,01 a 5.000,00 m³	107,86	1,915565
6	2.000,01 a 3.500,00 m³	731,06	2,190858						
7	3.500,01 a 50.000,00 m³	2.741,55	1,616869						
8	> 50.000,00 m³	7.273,02	1,52624						

SEGMENTO COGERAÇÃO

COMGÁS - DLB 340/12				GÁS BRASILEIRO - DLB 342/12				GÁS NATURAL FENOSA - DLB 341/12			
CLASSE	VOLUME (m³/mês)	VARIÁVEL (R\$/m³)		VOLUME (m³/mês)	VARIÁVEL (R\$/m³)		VOLUME (m³/mês)	COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESTINADA AO CONSUMO PRÓPRIO OU À VENDA		COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESTINADA À REVENDA A	
		COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESTINADA AO CONSUMO PRÓPRIO OU À VENDA A CONSUMIDOR FINAL	COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESTINADA À REVENDA A DISTRIBUIDOR		COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESTINADA AO CONSUMO PRÓPRIO OU À VENDA A CONSUMIDOR FINAL	COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESTINADA À REVENDA A DISTRIBUIDOR		FIXO (R\$/mês)	VARIÁVEL (R\$/m³)	FIXO (R\$/mês)	VARIÁVEL (R\$/m³)
1	Até 5.000,00 m³	0,349115	0,344378	Até 100.000,00 m³	0,255900	0,252348	Até 100.000,00 m³	4.424,36	0,2941747	4.371,90	0,2906865
2	5.000,01 a 50.000,00 m³	0,274165	0,270445	100.000,01 a 500.000,00 m³	0,205604	0,202749	100.000,01 a 500.000,00 m³	13.273,07	0,2018600	13.115,69	0,1994664
3	50.000,01 a 100.000,00 m³	0,236021	0,232819	500.000,01 a 2.000.000,00 m³	0,198904	0,196143	500.000,01 a 2.000.000,00 m³	17.697,43	0,1715235	17.487,58	0,1694896
4	100.000,01 a 500.000,00 m³	0,179288	0,176856								
5	500.000,01 a 2.000.000,00 m³	0,185334	0,182819								
6	2.000.000,01 a 4.000.000,00 m³	0,167754	0,165477	2.000.000,01 a 4.000.000,00 m³	0,181598	0,179076	2.000.000,01 a 4.000.000,00 m³	22.121,79	0,1691743	21.859,48	0,1671682
7	4.000.000,01 a 7.000.000,00 m³	0,146787	0,144795	4.000.000,01 a 7.000.000,00 m³	0,15750	0,155314	4.000.000,01 a 7.000.000,00 m³	35.394,85	0,1609767	34.975,15	0,1590679
8	7.000.000,01 a 10.000.000,00 m³	0,125817	0,12411	7.000.000,01 a 10.000.000,00 m³	0,135032	0,133157	7.000.000,01 a 10.000.000,00 m³	44.243,57	0,1530729	43.718,94	0,1512578
9	> 10.000.000,00 m³	0,104361	0,102945	> 10.000.000,00 m³	0,112031	0,110476	10.000.000,01 a 20.000.000,00 m³	48.667,92	0,1459004	48.090,84	0,1441704
							> 20.000.000,00 m³	61.941,00	0,1192611	61.206,52	0,1178469

Notas:

1. Ao valor das margens desta tabela, que já incluem os tributos PIS/COFINS, deverá ser acrescido o valor do preço do gás (commodity+transporte) referido nas condições abaixo e destinado a esse segmento.
2. O custo do gás canalizado e do transporte destinados a este segmento, já considerados os valores dos tributos PIS e COFINS incidentes no fornecimento pela Concessionária, vigentes nesta data, é de:
 - Gás Brasileiro**
 - a. R\$ 0,847824/m³, 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\$ 0,836054/m³, nos casos em que o gás canalizado é adquirido como insumo energético utilizado na cogeração de energia elétrica destinada à revenda a distribuidor.
 - Comgás**
 - a. R\$ 0,808603/m³, 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\$ 0,797632/m³, nos casos em que o gás canalizado é adquirido como insumo energético utilizado na cogeração de energia elétrica destinada à revenda a distribuidor.
 - Gás Natural Fenosa**
 - a. R\$ 0,809336/m³, 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\$ 0,799739/m³, nos casos em que o gás canalizado é adquirido como insumo energético utilizado na cogeração de energia elétrica destinada à revenda a distribuidor.

3.6 PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA

O consumo da energia elétrica no Brasil vem aumentando em média 4,5 % ao ano desde 2002. Entre todos os setores de atividades os de comércio e público consomem juntos 23 % da energia elétrica, como mostrado na Figura 3.10, sendo que o comercial é quase o dobro que o público.

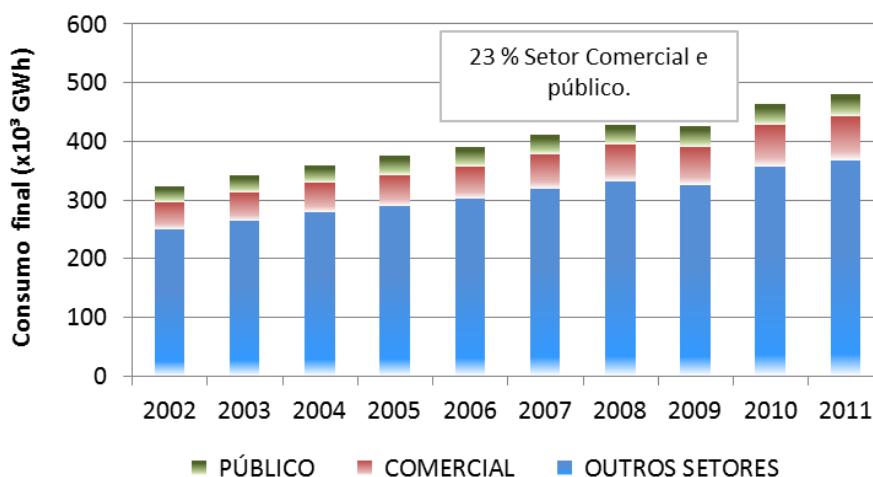


Figura 3.10 – Oferta e consumo de energia elétrica no Brasil (adaptado do BEN, 2012)

A grande riqueza hídrica que tem o Brasil não é refletida em preços módicos, como se pode ver na Figura 3.11. Isso torna o Brasil um país com baixa competitividade. Na figura abaixo verifica-se que o valor da energia elétrica vendida às indústrias no Brasil é a 4ª mais cara do mundo e é a mais cara do grupo dos BRICs e a carga tributária da energia elétrica no Brasil é a maior no mundo, como indicado na Figura 3.12 (FIRJAN, 2011a).

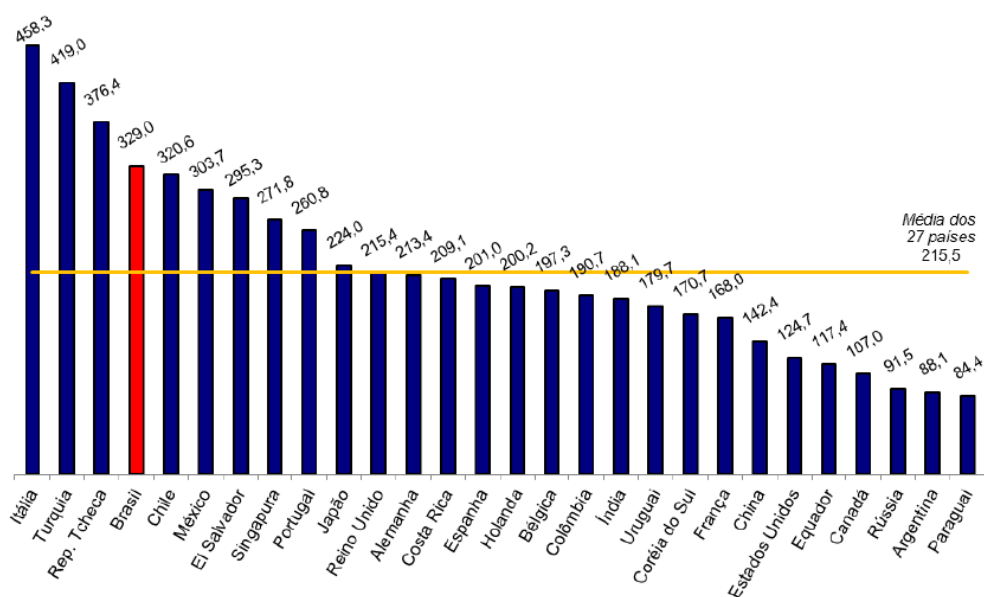


Figura 3.11 - Tarifa industrial de consumo de energia elétrica – países selecionados (R\$/MWh), (FIRJAN, 2011a).

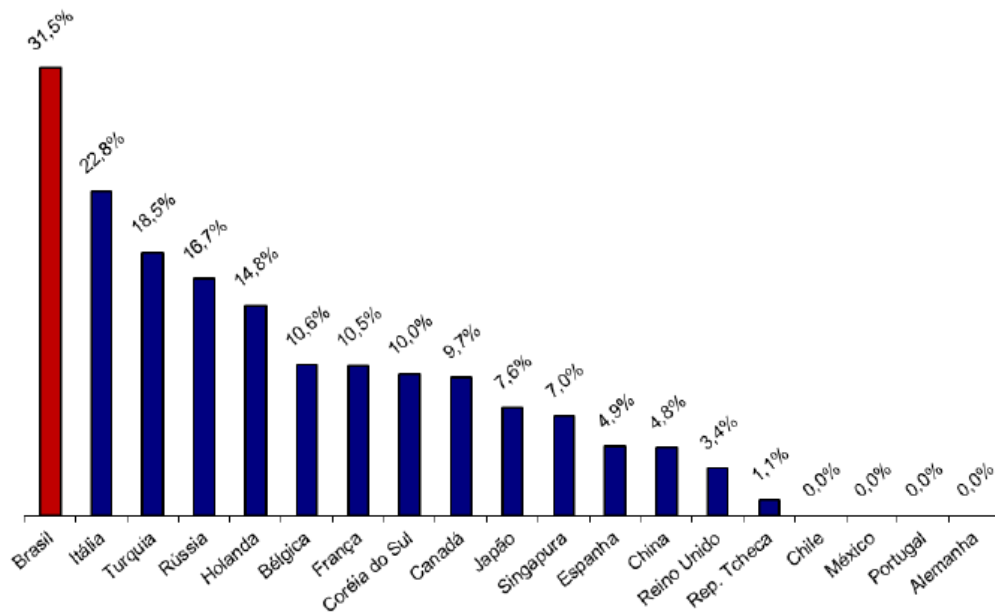


Figura 3.12 - Parcela relativa aos tributos na tarifa industrial de energia, países selecionados (FIRJAN, 2011a).

No Brasil, cada estado tem uma tarifa diferenciada de energia elétrica e, como mostra a Figura 3.13, o estado com energia elétrica mais cara é o Mato Grosso e a mais barata é Roraima, já São Paulo está abaixo da média.

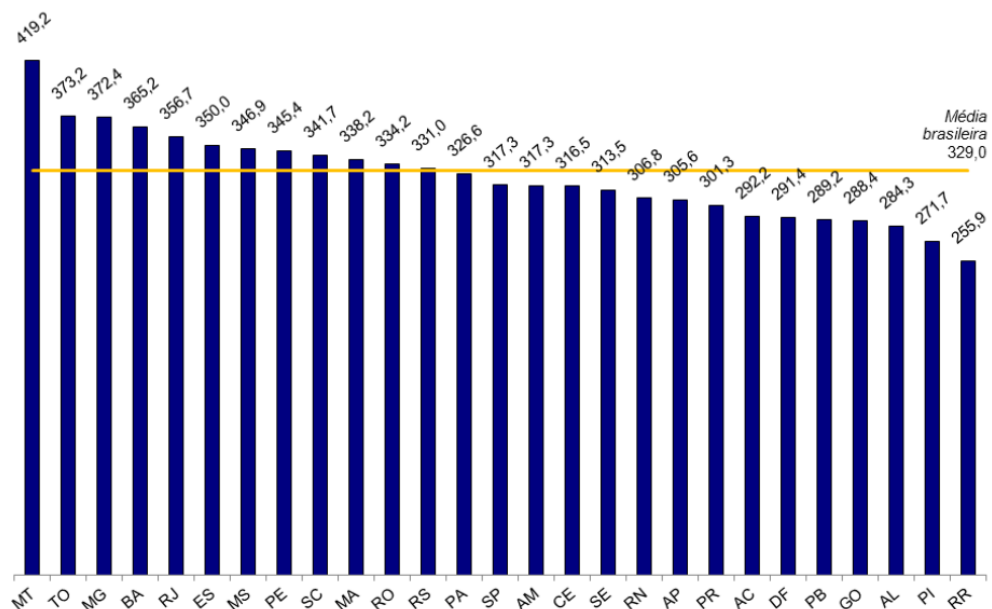


Figura 3.13 - Tarifa industrial de consumo de energia elétrica – estados e média brasileira (R\$/MWh), (FIRJAN, 2011a).

Em Setembro de 2012, o governo anunciou redução de tarifas de energia elétrica a partir de 2013. As tarifas seriam reduzidas nas residências em 16,2 % e até 28 % nas indústrias (UOL, 2012). Se esse fato acontecer, um novo cenário de análise no setor de cogeração deverá ser estudado, possivelmente aumentando o tempo de retorno de um investimento.

O preço da energia elétrica no Brasil varia por região/concessionária. Para a cidade metropolitana de São Paulo, a tarifa é diferenciada nos seguintes grupos.

- Grupo A – média e alta tensão,
 - Subgrupo A1 - tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
 - Subgrupo A2 - tensão de fornecimento de 88 kV a 138 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
- Grupo B – baixa tensão.
 - Subgrupo B1 - residencial;
 - Subgrupo B1 - residencial baixa renda;
 - Subgrupo B2 - rural;
 - Subgrupo B2 - cooperativa de eletrificação rural;
 - Subgrupo B2 - serviço público de irrigação;
 - Subgrupo B3 - demais classes;
 - Subgrupo B4 - iluminação pública
 - Subgrupo B4a – rede de distribuição
 - Subgrupo B4b – bulbo de lâmpada

Um resumo das tarifas de energia elétrica na região metropolitana de São Paulo pode ser visto na Tabela 3.9 e na Tabela 3.10. No Grupo A as tarifas são diferentes de acordo com o horário de pico e com a sazonalidade.

Tabela 3.9 - Tarifas do grupo A (Adaptado de AES ELECTROPAULO, 2012)

GRUPO "A" ALTA E MÉDIA TENSÃO	SUBGRUPO A5		SUBGRUPO A1		SUBGRUPO A2		SUBGRUPO A3a		SUBGRUPO A4	
	PORT. 456/00 - ART.82		(230 KV ou mais)		(88 KV à 138 KV)		(30 KV a 44 KV)		(2,3 KV a 25 KV)	
	DEMANDA R\$ / KW	CONSUMO R\$ / MWh	DEMANDA R\$ / KW	CONSUMO R\$ / MWh	DEMANDA R\$ / KW	CONSUMO R\$ / MWh	DEMANDA R\$ / KW	CONSUMO R\$ / MWh	DEMANDA R\$ / KW	CONSUMO R\$ / MWh
CONVENCIONAIS	26,57	197,06	-	-	-	-	19,32	187,45	19,32	187,45
HORO-SAZONAIS										
TARIFA AZUL										
PONTA SECA	23,93	279,68	-	-	11,41	265,22	16,07	270,07	16,07	270,07
PONTA ÚMIDA	23,93	279,68	-	-	11,41	265,22	16,07	270,07	16,07	270,07
FORA DE PONTA SECA	9,34	189,55	-	-	4,51	175,09	7,74	179,94	7,74	179,94
FORA DE PONTA ÚMIDA	9,34	189,55	-	-	4,51	175,09	7,74	179,94	7,74	179,94
ULTRAPASSAGEM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(PS ou PU)	47,86	-	-	-	22,82	-	32,14	-	32,14	-
(FPS ou FPU)	18,68	-	-	-	9,02	-	15,48	-	15,48	-
TARIFA VERDE										
PONTA SECA	9,34	855,15	-	-	-	-	7,74	656,6	7,74	656,6
PONTA ÚMIDA	9,34	855,15	-	-	-	-	7,74	656,6	7,74	656,6
FORA DE PONTA SECA	9,34	189,55	-	-	-	-	7,74	179,94	7,74	179,94
FORA DE PONTA ÚMIDA	9,34	189,55	-	-	-	-	7,74	179,94	7,74	179,94
ULTRAPASSAGEM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SECO E ÚMIDO	18,68	-	-	-	-	-	15,48	-	15,48	-

Tabela 3.10 - Tarifas do grupo B (Adaptado de AES ELECTROPAULO, 2012)

GRUPO "B" BAIXA TENSÃO (110 à 240 V)	RESIDENCIAL BAIXA RENDA					RESIDENCIAL B1 R\$ / MWh	SUBGRUPO B2	SUBGRUPO B3	B4a R\$ / MWh	B4b R\$ / MWh	
	Até 30KWhR\$ /MWh	De 31 à 80 R\$ /MWh	De 81 à 100 R\$ /MWh	De 101 à 220 R\$ /MWh	De 221 em diante R\$ /MWh		RURAL R\$ / MWh	DEMAIS CLASSES R\$ / MWh			
	97,11	166,49	166,49	249,73	277,48		291,14	195,06			291,14
VALORES MÍNIMOS MENSAL	RESIDENCIAL					-	-	-	-	-	
	BAIXA RENDA - R\$				NORMAL R\$	-	R\$	R\$	R\$	R\$	
MONOFÁSICO - 30 KWh		2,91			-	8,73	-	5,85	8,73	4,8	5,24
BIFÁSICO - 50 KWh		6,23			-	14,55	-	9,75	14,55	8	8,73
TRIFÁSICO - 100 KWh		14,55			-	29,11	-	19,5	29,11	16,01	17,46
Desconto BT: Água, Esgoto e Saneamento (15% s/ Tarifa do Subgrupo B3 - R\$					R\$ 247,47	B2 Coop. Elet. Rural - (MW/h)		145,56	-	-	
						B2 Serv.Púb.Irrig. (MW/h)		174,69	-	-	

3.7 ANÁLISE ECONÔMICA

A análise econômica em cogeração serve para comparar duas situações de gasto em consumo energético e finalmente tomar uma decisão em função de indicadores econômicos. A análise econômica inclui os seguintes cálculos:

- Gasto atual de energia na instalação: são contabilizados todos os gastos em energia, seja da forma de energia elétrica (ou mecânica), GN, diesel, entre outros. O resultado desse cálculo é um gasto anual em energia. Os gastos ao longo de um período de análise são conhecidos como fluxo de caixa. Um gráfico típico de fluxo de caixa de gasto anual atual em uma instalação é mostrado na Figura 3.14.

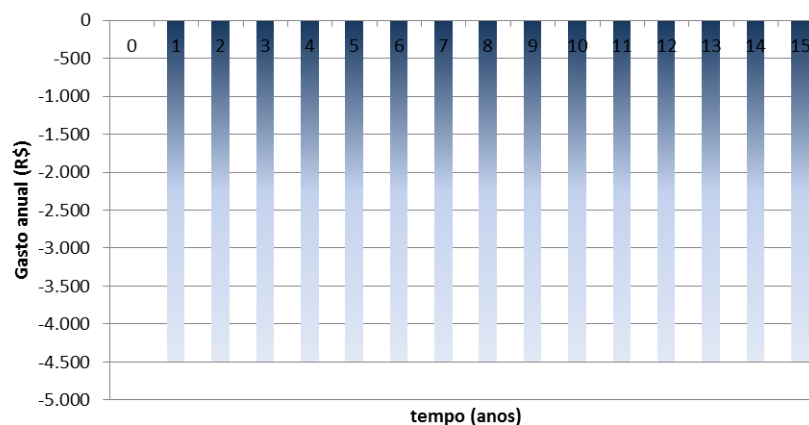


Figura 3.14 – Fluxo de caixa anual atual de uma instalação.

- Gasto na alternativa de cogeração. O novo empreendimento terá também gastos de insumos energéticos para produzir energia elétrica (ou mecânica), ou energia térmica (calor e/ou frio). Outros gastos anuais são operação e manutenção. Todos esses gastos são traduzidos anualmente. Além dos gastos anuais em insumos energéticos e manutenção, a alternativa de cogeração tem outros gastos referentes às compras de equipamentos, como TG, MCI, ciclos de absorção, bem como a instalação dos mesmos. A soma de todos esses gastos é conhecida como investimento inicial. O fluxo de caixa típico de um novo investimento de cogeração é mostrado na Figura 3.15.

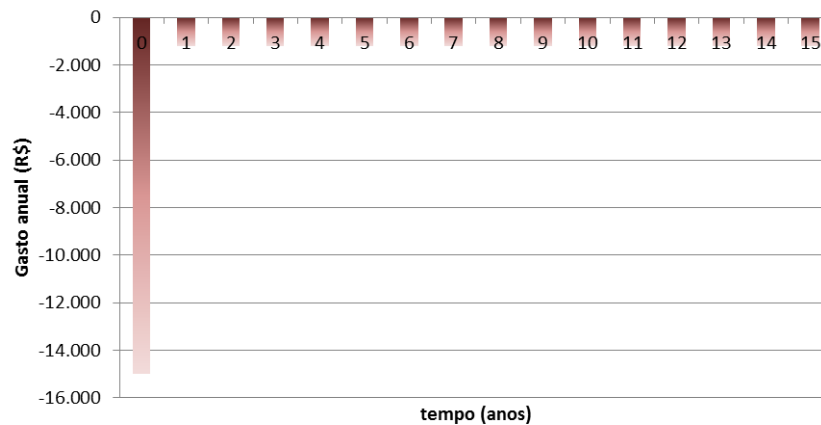


Figura 3.15 – Fluxo de caixa do sistema em cogeração.

Uma vez feitos os cálculos de fluxos de caixa para a situação atual e com cogeração poderá ser tomada a decisão de implantação ou não mediante indicadores econômicos. Alguns deles são mencionados à continuação (LIZARRAGA, 1999).

3.7.1 VPL – Valor presente líquido

O valor presente líquido é a soma de todos os gastos anuais (num determinado período de análise) traduzidos em dinheiro hoje. O VPL é definido na Eq. (3.1).

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{Fc_t}{(1+r)^t} \quad (3.1)$$

Onde Fc é o custo anual, n é o tempo de análise econômico, r é a taxa de desconto. Para tomada de decisão o menor VPL (valor absoluto) será selecionado.

3.7.2 Taxa interna de retorno (TIR)

A taxa interna de retorno é a taxa intrínseca ao projeto ou é a taxa que faz o VPL ser igual a zero e, é calculado mediante a Eq. (3.2). Nessa equação Fc é a subtração do fluxo de caixa de cogeração e o atual. Essa análise serve para comparação entre a

taxa de retorno (r) e o TIR, se o TIR fosse maior que o r , então o investimento com cogeração será adotado.

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{Fc_t}{(1 + TIR)^t} \quad (3.2)$$

3.7.3 Payback simples

Esse cálculo serve para conhecer em quanto tempo o investidor recuperará seu investimento. Para esse cálculo é necessário subtrair anualmente o gasto em cogeração e o gasto atual, assumindo que esse resultado (fluxo de caixa anual) é constante o payback simples é definido na Eq. (3.3)

$$Payback = \frac{Investimento\ inicial}{Fluxo\ de\ caixa\ anual} \quad (3.3)$$

Quanto menor for o payback mais atrativo para o investidor.

4 ESTUDO DE CASO

Nos seguintes estudos de caso serão aplicadas as diferentes análises feitas na Seção 3. Nesses estudos serão feitas as comparações de implantação de cogeração entre um hospital e uma indústria química.

Os dados utilizados são supostos, já que neste trabalho não se trata de resolver um problema específico e sim conhecer se uma única solução de cogeração (gerador de energia elétrica, trocador de calor, chiller, entre outros) é aplicável para diferentes tipos de instalações.

4.1 HOSPITAL

A demanda energética de um hospital pode variar em função do número de pacientes e de ambientes, que podem aumentar devido à demanda. Além disso, um hospital precisa de energia elétrica o tempo todo (Okamoto, 2011) já que existem equipamentos dos quais os pacientes e profissionais dependem de forma constante.

À continuação serão analisadas passo a passo as diferentes variáveis envolvidas na implantação de cogeração.

4.1.1 DEMANDA ENERGÉTICA

Os tipos de energia suprida neste hospital são elétricos e GN canalizado. Uma vez concluídas as medições de energia elétrica e GN/água quente chegam-se aos gráficos mostrados na sequência.

A Figura 4.1 mostra o perfil de consumo total de energia elétrica horária (dia médio anual). Pode-se ver que o maior consumo se dá no horário de pico. A demanda elétrica contratada é de 5 MW e a tarifa de energia elétrica é da Eletropaulo A4 Azul.

A demanda térmica de frio é feita através de resfriamento central. Para isso é usado um chiller de parafuso com capacidade de 1.500 TR e consumo de 0,9 kWh_e/TRh (COP de 3,9). A Figura 4.2 mostra o perfil de consumo de frio do hospital. Nessa

figura pode-se ver que a demanda máxima de frio quase coincide com o mesmo horário que a demanda de pico elétrica.

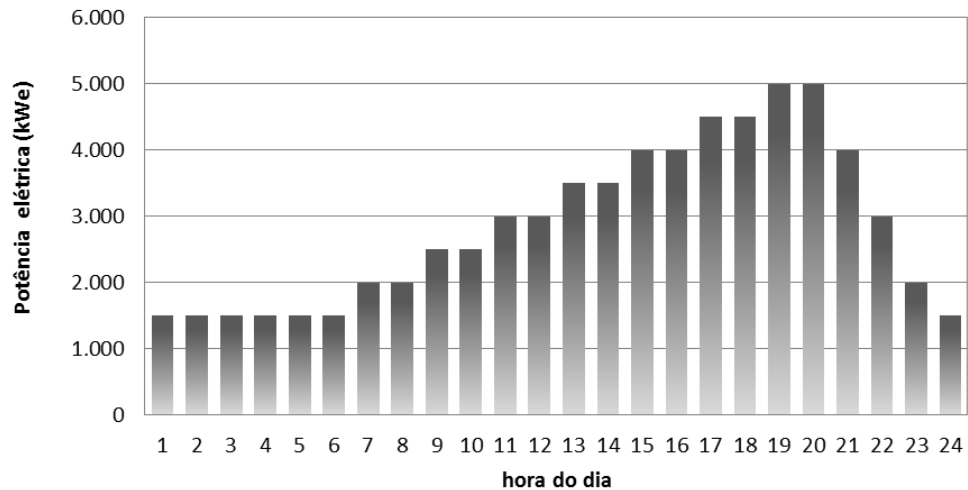


Figura 4.1 – Perfil de consumo horária total de energia elétrica.

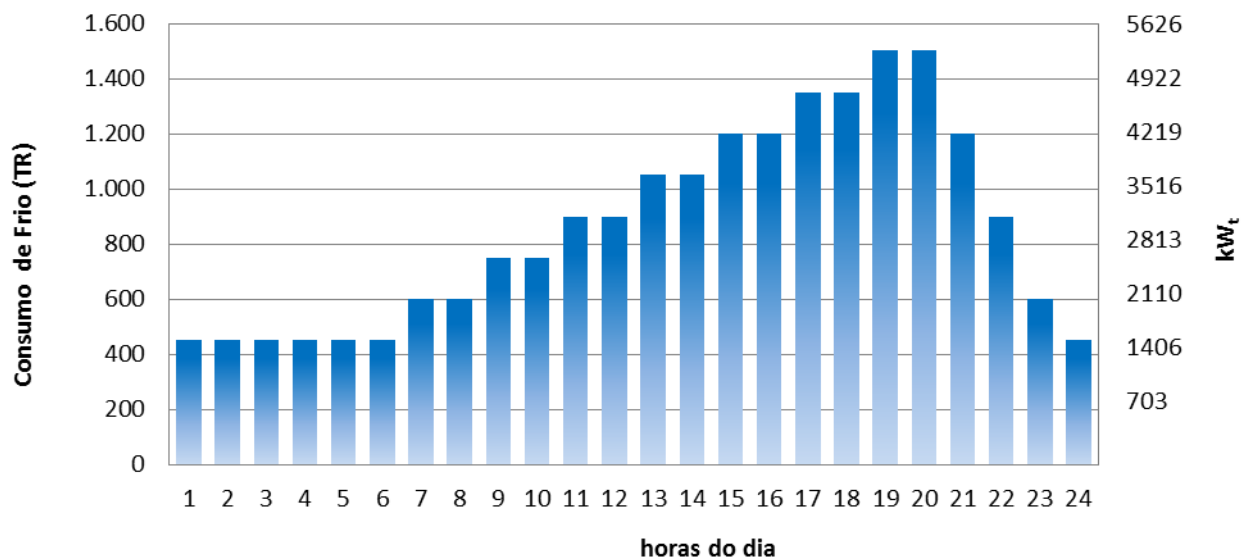


Figura 4.2 – Perfil de consumo térmica fria.

A Figura 4.3 mostra a parcela de consumo de energia elétrica utilizada para gerar frio.

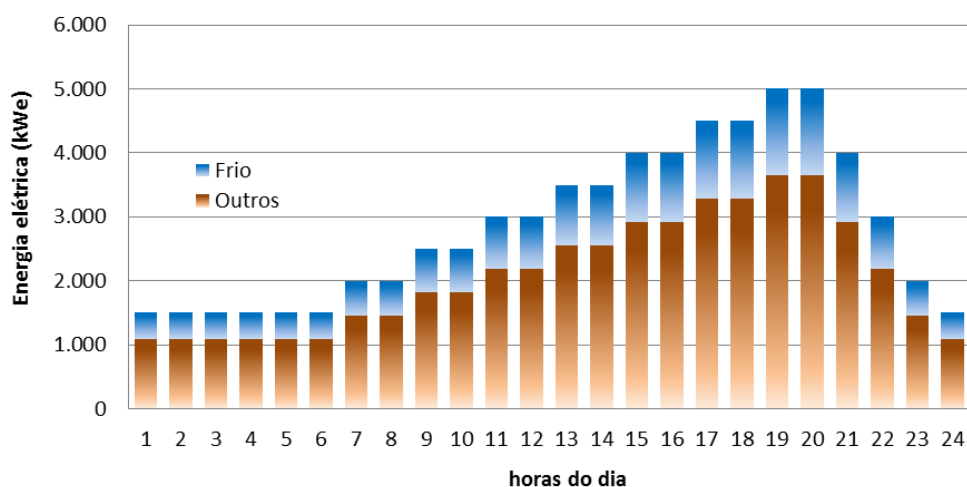


Figura 4.3 – Parcela de energia elétrica usada para gerar frio.

O GN alimenta um aquecedor de água que tem uma eficiência térmica de 80 %. A capacidade (útil) máxima do aquecedor de água é de 700.000 kcal/h (813 kW_t). O perfil diário médio anual de consumo térmico de água quente é mostrado na Figura 4.4, deste gráfico se conclui que por dia são consumidos 14.671 kWh em água quente. Considerando que o poder calorífico inferior do GN é de 8.800 kcal/m³, calcula-se o consumo de GN, o qual corresponde a 1.795 m³/dia ou 53.842 m³/mês. O GN cobrado no hospital segue a tarifa da Comgás conforme Deliberação Arsesp nº 356 do dia 30/08/2012. A relação energia elétrica – energia térmica (frio + calor) no hospital é de 2,2 kWh/kWht.

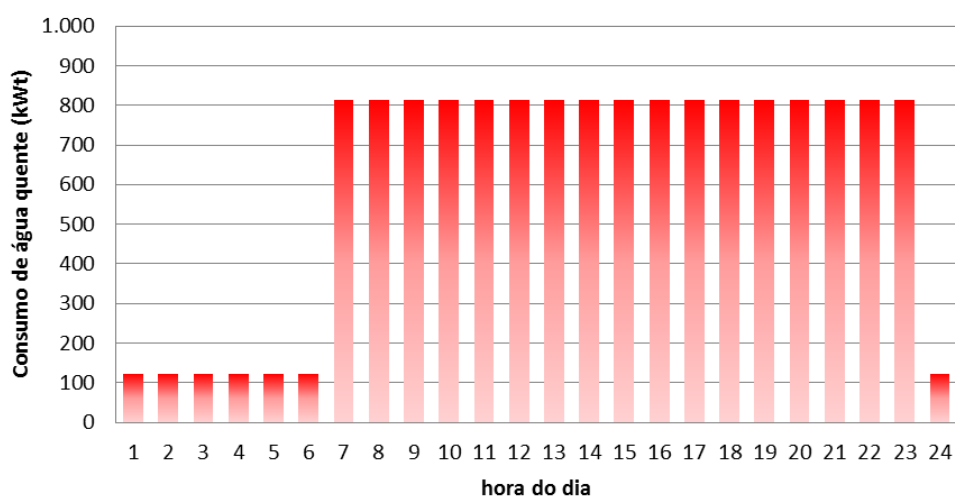


Figura 4.4 – Perfil de consumo térmico de água quente (adaptado de Breda, 2011).

4.1.2 Viabilidade técnica e disponibilidade de equipamentos

Analisando os perfis de consumo, percebe-se que a demanda máxima de energia elétrica é de no máximo 5 MW, isso corresponderia à classificação segundo a Tabela 3.4 de cogeração de pequena escala. Se se optar pela geração de 100% da energia elétrica, as turbinas a GN da Tabela 3.5 poderiam ser usadas de forma modular ou os MCI da Tabela 3.6 poderiam ser usados de forma modular ou não.

Se implementado um CCHP, então, um chiller de absorção poderia reduzir o consumo de energia elétrica. Um chiller de absorção poderia atender toda a necessidade de frio, por exemplo, da Carrier, ou também montar chillers de forma modular.

Portanto, existem equipamentos comerciais que podem suprir a necessidade energética do hospital.

4.1.3 Balanço de energia

O balanço de energia está intimamente ligado com a análise econômica, assim essa análise se fará juntamente com ela.

4.1.4 Análise de preços do GN e da energia elétrica

4.1.4.1 Preço do GN

O preço do GN da Comgas para vários segmentos, segundo a Deliberação Arsesp nº 356 do dia 30/08/2012 (ARSESP, 2012), são mostrados nas seguintes tabelas (tarifas sem ICMS).

Tabela 4.1 – Tarifas para o setor industrial.

CLASSE	VOLUME (m ³ /mês)	FIXO R\$/mês	VARIÁVEL R\$/m ³
1	Até 50,000,00	149,26	1,585958
2	50,000,01 a 300,000,00	23,352,76	1,121869
3	300,000,01 a 500,000,00	38,921,27	1,069928
4	500,000,01 a 1,000,000,00	43,696,81	1,060378
5	1,000,000,01 a 2,000,000,00	63,216,26	1,040858
6	> de 2,000,000,00	97,662,35	1,023635

Tabela 4.2 – Tarifas para o setor comercial.

CLASSE	VOLUME (m ³ /mês)	FIXO R\$/mês	VARIÁVEL R\$/m ³
1	0-0	24,17	-
2	0,01 a 50	24,17	3,157573
3	50,01 a 150	39,27	2,855475
4	150,01 a 500	69,47	2,655339
5	500,01 a 2000	158,6	2,477052
6	2000,01 a 3500	731,06	2,190858
7	3500,01 a 50.000	2741,55	1,616869
8	>50000	7273,02	1,52624

Tabela 4.3 – Tarifas para cogeração (usuário final).

CLASSE	VOLUME (m³/mês)	VARIÁVEL (R\$/m³) consumidor Final	Gás canalizado e transporte (R\$/m³)	Total (R\$/m³)
1	Até 5,000,00	0,349115	0,808603	1,157718
2	5,000,01 a 50,000,00	0,274165	0,808603	1,082768
3	50,000,01 a 100,000,00	0,236021	0,808603	1,044624
4	100,000,01 a 500,000,00	0,179288	0,808603	0,987891
5	500,000,01 a 2,000,000,00	0,185334	0,808603	0,993937
6	2,000,000,01 a 4,000,000,00	0,167754	0,808603	0,976357
7	4,000,000,01 a 7,000,000,00	0,146787	0,808603	0,95539
8	7,000,000,01 a 10,000,000,00	0,125817	0,808603	0,93442
9	> 10,000,000,00	0,104361	0,808603	0,912964

4.1.4.2 Preço da energia elétrica

A Tabela 4.4 mostra as tarifas elétricas atuais do subgrupo A4.

Tabela 4.4 – Preço da energia elétrica considerando a sazonalidade (Adaptado de AES ELECTROPAULO, 2012)

PERÍODO	SUBGRUPO A4 (2,3 KV a 25 KV)	
	DEMANDA R\$ / KW	CONSUMO R\$ / KWh
PONTA SECA	16,07	0,27007
PONTA ÚMIDA	16,07	0,27007
FORA DE PONTA SECA	7,74	0,17994
FORA DE PONTA ÚMIDA	7,74	0,17994
ULTRAPASSAGEM	-	-
(PS ou PU)	32,14	-
(FPS ou FPU)	15,48	-

4.1.5 Análise econômica

A primeira análise consiste em conhecer quanto o hospital gasta por ano em energia elétrica e GN. A energia elétrica varia no dia segundo a Figura 4.1 (média anual). Ao longo do ano, o custo de energia elétrica varia por sazonalidade e por estar consumindo em horário de pico ou fora do horário de pico. Outra parcela a ser paga é a quantidade de energia elétrica contratada. A Tabela 4.5 mostra o resumo deste cálculo. O consumo de energia elétrica diária não ultrapassa o máximo contratado, portanto essas taxas não são pagas. O hospital paga anualmente R\$ 1.428.600 pela quantidade de energia elétrica contratada. Já pelo consumo, paga R\$ 4.907.799 em um ano. A conta anual total de energia elétrica é de R\$ 6.366.399.

O hospital consome atualmente 53.842 m³ de GN por mês para aquecimento de água. A tarifa de GN é a correspondente à classe 8, como mostrado na Tabela 4.2. O cálculo de custos por ano referente ao GN é resumido na Tabela 4.6. O gasto anual em GN é de R\$ 1.073.392.

O hospital gasta anualmente em energia elétrica e GN a quantia de R\$ 7.734.854.

Tabela 4.5 – Custo anual da energia elétrica gasta pelo hospital.

	Período Úmido Custo R\$/kW	Período Seco Custo R\$/kW	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda de Ponta	16,070		5.000	-	964.200
Demanda Fora de Ponta	7,740		5.000	-	464.400
Consumo Anual na Ponta	0,27007	0,27007	-	5.220.000	1.409.765
Consumo Anual Fora de Ponta	0,17994	0,17994	-	19.440.000	3.498.034
Total anual				24.660.000	6.336.399

Tabela 4.6 – Custo anual de GN pago pelo hospital.

	Cons. m³/mês	Tarifa (R\$/m³)	Custo (R\$/mês)
Var. (R\$/m³)	53.842	1,52624	82.176
Fixo (R\$)			7.273
			89.449
Custo (R\$/ano)			1.073.392

A análise seguinte corresponde à comparação econômica da situação atual do hospital e a alternativa de cogeração. As variáveis de análise econômica são as seguintes:

- Período de análise de 15 anos
- Taxa de desconto de 12%

Serão usadas as premissas mostradas na Tabela 4.7. Esses dados (Breda, 2011) serão aplicados a todas as análises de cogeração neste trabalho.

Tabela 4.7 – Custo de alguns equipamentos e característica do GN.

	Detalhe
Grupo motogerador	R\$ 800,00/kW
Instalação Gerador (motor ou turbina)	R\$ 800,00/kW
Turbina a Gás	R\$ 1.700,00/kW
Chiller Absorção (queima direta)	R\$ 1.200,00/kW
Chiller Absorção (água quente)	R\$ 800,00/kW
Chiller Absorção (gases exaustos)	R\$ 2500,00/kW
Instalação Chiller	R\$ 1.000,00/kW
Recuperador de calor (trocador de placa)	R\$ 80.000,00
Cald. de Recuperação (trocador de placa)	190.000 R\$/ton.V.
Manutenção de MCI ou TG	0,025 R\$/kWh
PCI GN	36.819 kJ/m ³

4.1.6 Implantação de cogeração no hospital

A ideia desta implantação de cogeração é de suprir a demanda de calor o dia todo sem necessidade de usar o aquecedor de água. Nesse sentido a demanda de energia elétrica não é 100 % satisfeita ao longo do dia, mas por outro lado o payback poderá ser menor. A primeira alternativa consiste em usar um gerador com TG de 1.500 kWe. Essa turbina poderá atender à mínima demanda elétrica do hospital. Alguns dados referentes a essa turbina são indicados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Detalhes da turbina a gás, 1500 kWe.

Detalhe	Unidade	Valor
Marca		Kawasaki
Modelo		GPB17
Potência	kWe	1.500
Temp. ar adm.	°C	23
Ef. Elét.	%	24%
Consumo GN	(m³/mês)	439.988
Gases exaustão	°C	530
Gases exaustão	kg/s	7,60

O novo perfil de consumo de energia elétrica segue o mesmo padrão da Figura 4.1 com 1.500 kWe a menos. Seguindo a mesma análise feita da Tabela 4.5, com a variante de energia elétrica contratada em horário de pico de 3.500 kWe e fora do horário de pico de 3.000 kWe, é possível calcular o novo custo anual de energia elétrica (consumida da rede de distribuição) a qual corresponde a R\$ 3.135.772.

Com relação à carga térmica, a temperatura dos gases de exaustão da TG, como mostrado na Tabela 4.8, é adequada para ser empregada em um chiller de absorção. Com a vazão dos gases de combustão (GC) pode-se conhecer a quantidade de fluxo de calor disponível para ser fornecido a um chiller de absorção. O calor específico dos gases de combustão (cp_{GC}) é assumido em 1 kJ/kg°C, bem

como, a temperatura à qual abandona o chiller é de 170 °C (Thermax, 2012), logo o fluxo de calor disponível para o chiller de absorção é de:

$$\begin{aligned}\dot{Q}_{PC} &= \dot{m}_{PC} \times cp_{PC} \times (T_e - T_s) \\ \dot{Q}_{PC} &= 7,6 \times 1 \times (530 - 170) = 2.736 \text{ kWt}\end{aligned}\tag{4.1}$$

Considerando um chiller de absorção capaz de suprir toda a demanda de frio do hospital, isto é, 1.500 TR o fluxo de calor requerido é de 3.500 kWt (assumindo um COP de 1,5), então os gases de combustão não serão capazes de suprir a demanda de calor do chiller de absorção. Por outro lado, a demanda máxima de água quente requer de 813 kWt, logo os gases de exaustão da turbina servirão para aquecer a água.

Esta configuração de cogeração poderá usar gás de cogeração se cumpre os requisitos de cogeração qualificada, analisada na Seção 2.8.

$$\frac{14.671}{1.500 \times 24/0,24} = 0,10 \leq 0,15 \quad \text{não cumpre}$$

$$\frac{1.500 \times 24 + 14.671/2}{1.500 \times 24/0,24} = 0,29 \leq 0,47 \quad \text{não cumpre}$$

Analisando os resultados obtidos nos cálculos acima pode-se perceber que a energia térmica dos gases de exaustão não está sendo bem aproveitada, como indicado nos valores baixos desses cálculos. Nesse caso é melhor usar um grupo gerador com MCI (Tabela 4.9), que dispõe de melhor eficiência elétrica com menor temperatura nos gases de exaustão.

Usando a Eq. (2.2) e a Eq. (2.3) nesta nova configuração os dois requisitos são cumpridos e o GN terá a tarifa de cogeração.

Tabela 4.9 – Detalhes do MCI a gás, 1500 kWe.

Detalhe	Unidade	Valor
Marca		Caterpillar
Modelo		CG170-16
Potência	kW	1.500
Ef. Elét.	%	43
Consumo GN	(m³/mês)	245.575
Gases exaustão	°C	120

Usando a Eq. (4.2) e com os dados disponíveis na Tabela 4.7 e na Tabela 4.8 pode-se calcular o consumo mensal de GN que alimentará a TG, como mostrado a seguir.

$$\dot{V}_{GN} = \frac{\dot{P}_{TG}}{\eta_{TG} \times PCI_{GN}} \quad (4.2)$$

$$\dot{V}_{GN} = \frac{1.500}{0,43 \times 36.819} \times 3600 \times 24 \times 30 = 245,575 \text{ m}^3/\text{mês}$$

O custo anual do GN será calculado considerando cogeração e é mostrado na Tabela 4.10.

Tabela 4.10 – Custo anual de GN em cogeração.

	Cons. m³/mês	Tarifa (R\$/m³)	Custo (R\$/mês)
Var. (R\$/m³)	245,575	0,987891	242.601
Fixo (R\$)			0
			242.601
Custo (R\$/ano)			2.911.211

O custo anual de manutenção do MCI é de 0,025 R\$/kWh x 11.700.000kWh = R\$ 292.500. O custo anual com gasto de energia elétrica, GN e manutenção soma uma total de R\$ 6.339.484.

Os custos de água e esgoto, bem como os gastos de manutenção do chiller de compressão, não serão analisados já que sua quantidade não é alterada na comparação. Os custos de implantação do sistema de cogeração são resumidos na Tabela 4.11 seguindo os dados da Tabela 4.7.

O fluxo de caixa anual segue um padrão constante nos 15 anos, como mostrado na Figura 4.5. Para a comparação da implantação de cogeração serão usados 2 critérios econômicos: o VPL e o TIR, alternativamente será calculado o tempo de retorno simples. Para essas análises, é usado o fluxo de caixa mostrado na Figura 4.5. O resultado desse cálculo é mostrado na Figura 4.6, o qual indica que se terá um menor gasto na cogeração. A análise da TIR indica um valor de 43 % aa. que é quase 4 vezes a taxa mínima de atratividade. O tempo de retorno simples indica um valor de 2,3 anos.

Tabela 4.11 – Custo de inicial da cogeração.

	Custo unitário	Total (R\$)
Grupo motogerador	R\$ 800,00/kW	1.200.000
Instalação Gerador de MCI	R\$ 800,00/kW	1.200.000
Recuperador de Calor (trocador de placa)	R\$ 80.000,00	80.000
		2.480.000

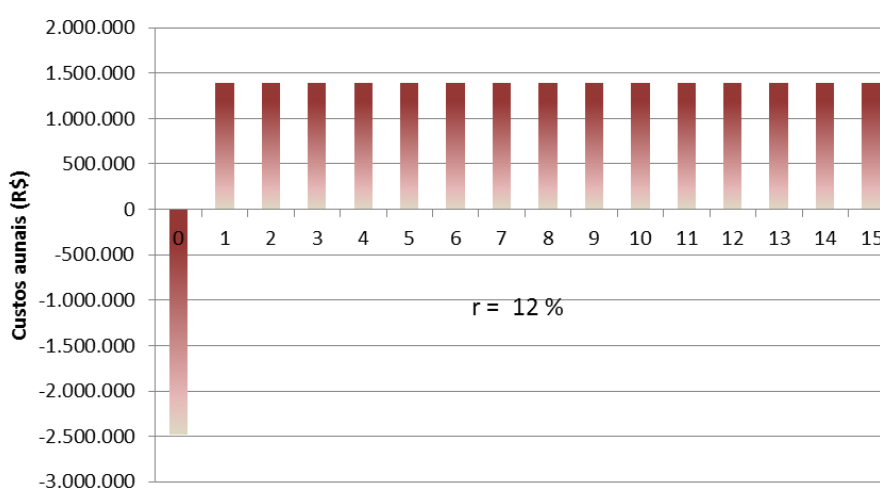


Figura 4.5 – Fluxo de caixa neto na comparação com cogeração.

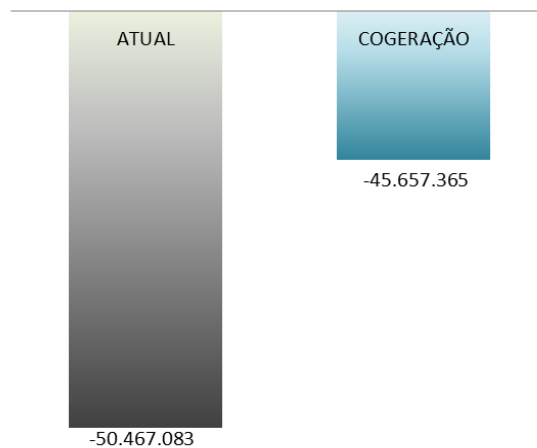


Figura 4.6 – VPL da situação atual e com cogeração do hospital.

A solução energética encontrada para o hospital indica que é economicamente favorável implantar o sistema de cogeração de MCI de 1500 kWe + energia de rede (tarifa azul A4) + chiller de compressão + uso de gases de exaustão para aquecimento de água. Um esquema desta configuração de cogeração é mostrado na Figura 4.7.

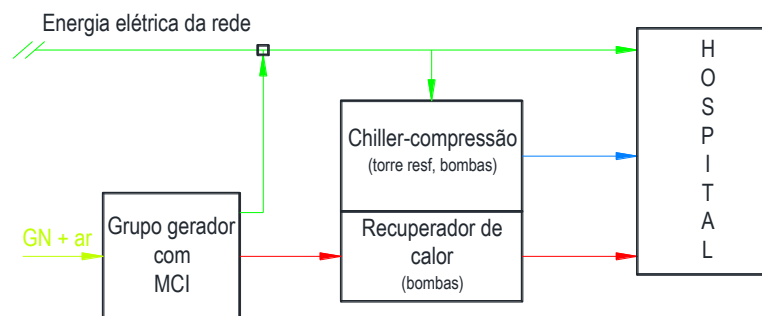


Figura 4.7 – Esquema de configuração de cogeração no hospital,

4.2 COGERAÇÃO NA INDÚSTRIA QUÍMICA

O intuito de estudar a cogeração na indústria química é comprovar se uma implantação ótima de cogeração (por exemplo, no hospital) poderia ser aplicada a outra (neste caso, indústria química), ou seja, aplicar exatamente a mesma cogeração para dois casos distintos.

4.2.1 Demanda energética

A demanda elétrica contratada desta indústria é de 12 MWe e seu perfil de consumo elétrico é mostrado na Figura 4.8. O tipo de contrato da indústria é de mercado livre.

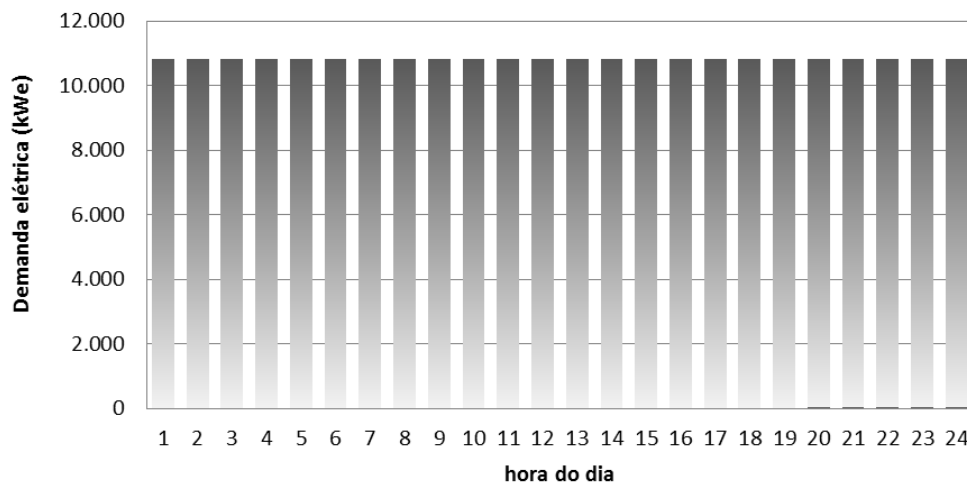


Figura 4.8 – Perfil de consumo de energia elétrica.

Assume-se a tarifa de energia elétrica no mercado livre é de R\$ 120,00 (sem imposto) e o subgrupo é o A2 (azul).

A indústria consome vapor com pressão absoluta de 8 bar, com vazão de 100 ton/h. Esse vapor é gerado em uma caldeira à GN com 80 % de eficiência. O consumo de GN da caldeira é de 6.000.000 m³/mês. Se o GN tem um PCI de 36.819 kJ/m³, então o consumo térmico de calor é de:

$$6.000.000 \times \frac{1}{30} \times \frac{1}{24} \times \frac{1}{3.600} \times 36.819 \times 0,8 = 68.183 \text{ kWt}$$

O perfil de consumo térmico é mostrado na Figura 4.9.

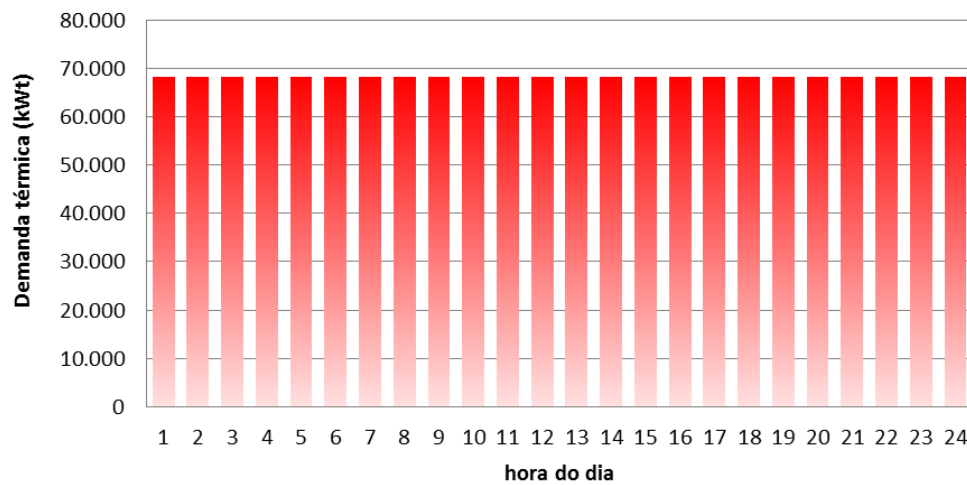


Figura 4.9 – Perfil de consumo horário de vapor de água.

A tarifa do GN corresponde a da Comgás, conforme Deliberação Arsesp nº 356 do dia 30/08/2012. A relação energia elétrica – energia térmica nesta indústria química é de 0,16 kWhe/kWht. Isto significa que existe uma grande quantidade de demanda de energia térmica.

4.2.2 Viabilidade técnica e disponibilidade de equipamentos

O vapor que sai da caldeira é saturado na pressão absoluta de 8 bar, nesta condição a temperatura do vapor é de 170 °C. Os gases de exaustão dos MCI fornecem temperaturas até 180 – 200 °C, então se necessitaria de uma área de troca grande para atingir a temperatura de vapor requerida.

Pode-se ver que, já nesse ponto, o “modelo padrão de cogeração” seria diferente. A opção que pode ser analisada neste caso é o uso de uma TG, já que os gases de exaustão atingem temperaturas em volta de 500 °C. Se se opta pela geração de 100% da energia elétrica na indústria química se necessitaria de uma turbina a GN de aproximadamente 12 MWe de geração elétrica (cogeração de média escala). Nesse caso analisado, a indústria química não gera frio, portanto, toda a energia dos gases de exaustão será usada para evaporar a água.

Uma turbina da GE poderá atender essa demanda de energia elétrica. As características dessa turbina são mostradas na Tabela 4.12. Na Figura 4.10 são mostrados alguns dados desta turbina em condições diferentes ao ISO.

Tabela 4.12 – Dados técnicos da TG na condição ISO (GE, 2012)

Detalhe	Unidade	Valor
Marca		GE
Modelo		GE10-2
Potência	kWe	11.982
Ef. Elét.	%	33,3%
PCI GN	kJ/m ³	36.819
Consumo GN	(m ³ /mês)	2.533.061
Gases exaustão	°C	480
Gases exaustão	kg/s	47

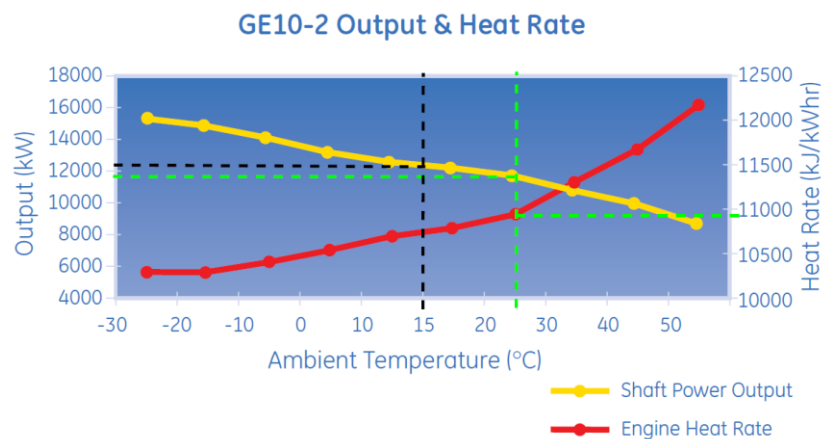


Figura 4.10 – Condições da turbina diferentes a ISO (GE, 2012)

4.2.3 Balanço de energia

Na Figura 4.10 é mostrada na linha pontilhada de cor preta a potência no eixo com valor aproximado de 12.500 kW na condição ISO, como a potência elétrica nessa

condição é de 11.982 kWe (Tabela 4.12) logo se deduz que a eficiência elétrica/mecânica é de 95%. Mantendo essa mesma eficiência para a temperatura de 25 °C, a potência elétrica gerada pela TG será de:

$$11.500 \text{ kW} \times 0,95 = 10.900 \text{ kWe}$$

Que corresponde a potência elétrica da indústria química (100 kWe a mais de reserva). O Heat Rate (HR) da TG segundo a Figura 4.10 é de 10.900 kJ/kWh (ou 33,03% de eficiência elétrica), então a energia térmica necessária do GN que deve ser entregue à TG é de $10.900/0,33 = 33.000 \text{ kWt}$, isso corresponde a uma vazão volumétrica de GN de $33.000/36.819 = 0,9 \text{ m}^3/\text{s}$ (ou $2.323.157 \text{ m}^3/\text{mês}$).

A energia térmica entregue à água é de 68.183 kWt (Seção 4.2.1), a vazão mássica do vapor é de 27,8 kg/s (100 ton/h), o vapor sai da caldeira na forma saturada com 170 °C (8 bara). A quantidade de energia térmica entregue à água somente para sua evaporação é o resultado da entalpia de vaporização vezes sua vazão mássica, e é obtida com o seguinte cálculo:

$$27,8 \times (2.768 - 719,3) = 56.954 \text{ kW}$$

A diferença entre a energia total e a energia de vaporização, corresponde à energia sensível. Com esta energia pode-se conhecer a temperatura da água na forma líquida que ingressa na caldeira:

$$27,8 \times 4,18 \times (170 - T) = 68.183 - 56.954 = 11.229 \text{ kWt}$$

$$T = 97 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Os gases de exaustão da TG serão aproveitados como aquecimento prévio da água, para esse fim é usada uma caldeira de recuperação de placas. Supondo que os gases de exaustão após sair dessa caldeira tem uma temperatura de 120 °C, a energia térmica transferida à água é de:

$$\dot{Q}_{PC} = \dot{m}_{PC} \times cp_{PC} \times (T_e - T_s) \quad (4.3)$$

$$\dot{Q}_{PC} = 47 \times 1 \times (480 - 120) = 16.920 \text{ kWt}$$

Então a energia dos gases de combustão serviria para aquecer a água de 97 °C até seu ponto de saturação líquida à 8 bar (170 °C) e ainda sobraria energia para começar o processo de evaporação. O restante de energia térmica será provido pela antiga caldeira, o que corresponde a 51.057 kWt. A quantidade de energia que deve ser cedida pelo GN será de $51.057/0,8=63.821 \text{ kWt}$. A quantidade de GN para produzir essa energia é de:

$$\dot{V} = \frac{63.821}{36.819} = 1,73 \frac{m^3}{s} \text{ ou } (4.492.892 \text{ m}^3/\text{mês})$$

4.2.4 Análise de preços do GN e da energia elétrica

4.2.4.1 Preço do GN

As tarifas do GN para o setor industrial e para cogeração foram informadas na Tabela 4.1 e na Tabela 4.3 respectivamente.

4.2.4.2 Preço da energia elétrica

A tarifa de energia elétrica no mercado livre é de R\$ 120,00 (sem imposto). Na Tabela 4.13 são mostradas as tarifas elétricas do mercado livre (TUSD) Subgrupo A2 (azul).

Tabela 4.13 – Tarifa elétrica mercado livre (Adaptado de AES ELETROPAULO, 2012)

	PONTA	FORA DE PONTA	CONSUMO
	R\$/kW	R\$/kW	R\$/MWh
A2 (88 a 138kV)	11,41	4,51	34,39

Esta modalidade de tarifa elétrica não considera sazonalidade e a tarifa de consumo é a mesma na ponta e fora da ponta.

4.2.5 Análise econômica

O primeiro passo é calcular a situação atual de custos de energia elétrica e GN. O consumo de energia elétrica é constante ao longo dia, como mostrado na Figura 4.8. Aplicando os custos unitários de demanda e consumo é possível conhecer os gastos anuais em energia elétrica. A Tabela 4.14 mostra o resumo desse cálculo. Nessa tabela pode-se ver que o gasto anual com energia elétrica é de R\$ 16.698.920.

O consumo de GN para evaporação da água é constante durante o ano. Por mês, o consumo de GN é de 6.000.000 m³. A tarifa do GN corresponde à classe 6, como mostrado na Tabela 4.2. O cálculo de custos por ano referente ao GN é resumido na Tabela 4.15. O gasto anual em GN é de R\$ 74.873.668. A indústria química gasta anualmente em energia elétrica e GN a quantia de R\$ 91.572.588.

Tabela 4.14 – Custo anual da energia elétrica gasta pela indústria química.

	Período Úmido R\$/kW	Período Seco R\$/kW	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda de Ponta	11,410		12.000	-	1.643.040
Demanda Fora de Ponta	11,410		12.000	-	649.440
Consumo Anual na Ponta	0,03439 + 0,120	0,03439 + 0,120	-	11.664.000	1.800.805
Consumo Anual Fora de Ponta	0,03439 + 0,120	0,03439 + 0,120	-	81.648.000	12.605.635
Total anual				93.312.000	16.698.920

Tabela 4.15 – Custo anual de GN pago pelo indústria química.

	Cons. m³/mês	Tarifa (R\$/m³)	Custo (R\$/mês)
Var. (R\$/m³)	6.000.000	1,023635	6.141.810
Fixo (R\$)			97.662
			6.239.472
Custo (R\$/ano)			74.873.668

4.2.6 Implantação de cogeração no hospital

As análises feitas nas Seções 4.2.2 e 4.2.3 serviram para selecionar uma TG com geração de 100% a demanda de energia elétrica. Os gases de exaustão da TG serão aproveitados numa caldeira de recuperação de placas para pré-aquecer e iniciar o processo de evaporação da água. A antiga caldeira terminará o processo de evaporação até o estado de saturação com pressão absoluta de 8 bar.

Antes de aplicar as taxas de GN de cogeração, é necessário conhecer se a configuração corresponde a uma cogeração qualificada. Para isso usaremos as Eqs. (2.2) e (2.3).

$$\frac{10.920}{33.000} = 0,33 \geq 0,15 \quad \text{cumpre}$$

$$\frac{10.900 + 16.920/1,86}{33.000} = 0,61 \geq 0,47 \quad \text{cumpre}$$

Então os dois requisitos são cumpridos, portanto a parcela de GN que alimenta à TG terá o custo da tarifa de cogeração, mas, o GN que alimenta a caldeira antiga manterá seu valor de tarifa industrial.

Aplicando os custos unitários aos dois “tipos” de GN consumidos pela planta de cogeração é obtido o gasto anual de GN, que é mostrado na Tabela 4.16.

Tabela 4.16 – Custo anual do GN na cogeração.

		Cons. m³/mês	Tarifa (R\$/m³)	Custo (R\$/mês)
GN industrial Caldeira antiga	Var. (R\$/m³)	4.492.892	1,023635	4.599.081
	Fixo (R\$)			97.662
				4.696.744
	Tot. ano			56.360.923
GN cogeração	Var. (R\$/m³)	2.323.157	0,976357	2.268.231
	Fixo (R\$)			0
				2.268.231
	Tot. ano			27.218.768
				83.579.691

O custo de manutenção da TG é de $0,025 \text{ R\$/kWh} \times 93.312.000 = \text{R\$ } 2.332.800$. Como toda a energia elétrica é suprida pela TG o custo anual com gasto de energia elétrica é zero, assim o único gasto é referente ao consumo de GN e à manutenção da TG, totalizando um valor de R\$ 85.912.491.

Os custos de implantação do sistema de cogeração são resumidos na Tabela 4.17 seguindo os dados da Tabela 4.7.

Tabela 4.17 – Custo de inicial da cogeração.

	Custo unitário	Total (R\$)
Grupo gerador com TG	R\$ 800,00/kW	9.585.600
Instalação Gerador TG	R\$ 800,00/kW	9.585.600
Caldeira de recuperação	R\$ 190.000,00/ton vapor	19.000.000
		38.171.200

O fluxo de caixa anual segue um padrão constante nos 15 anos, como mostrado na Figura 4.11. Para a comparação da implantação de cogeração serão usados 2 critérios econômicos: o VPL e o TIR, alternativamente será calculado o tempo de retorno simples. O resultado desse cálculo é mostrado na Figura 4.12, o qual indica

que haverá um menor gasto na cogeração. A análise da TIR indica um valor de 12,2% aa, que é ligeiramente maior que 12%. O tempo de retorno simples é de 6,7 anos.

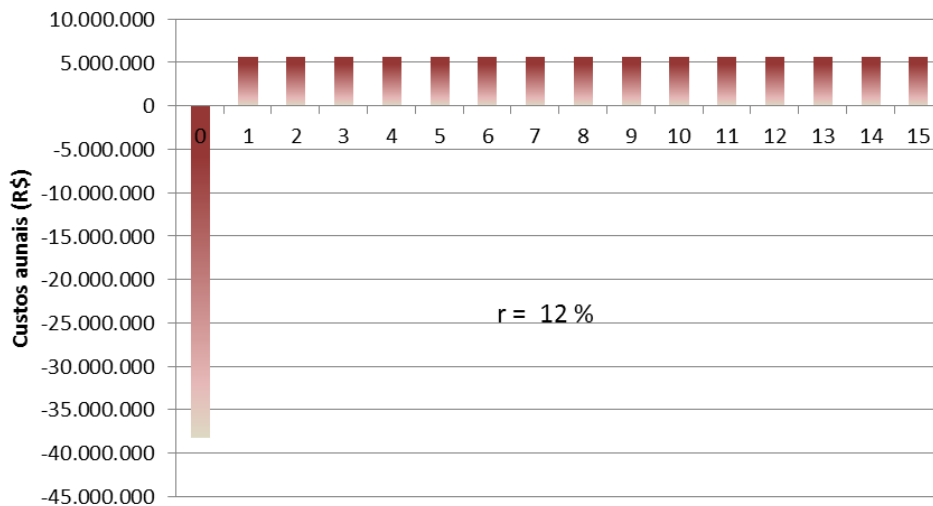


Figura 4.11 – Fluxo de caixa neto na comparação com cogeração.

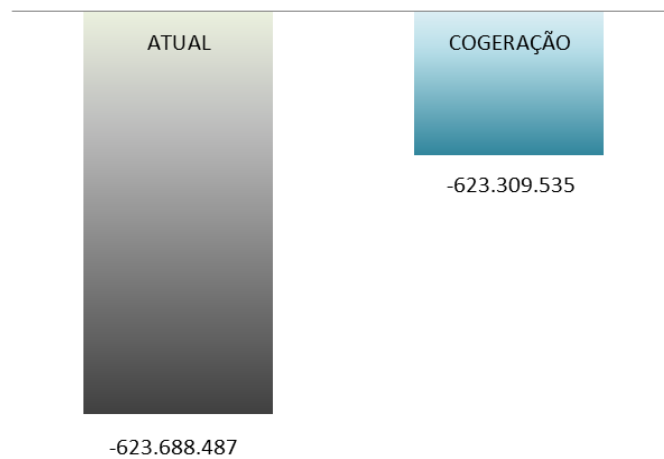


Figura 4.12 – VPL da situação atual e com cogeração da indústria química.

A solução energética encontrada para essa indústria química é: TG (100% energia elétrica) + recuperador de calor + boiler antigo. Essa solução de cogeração não se parece à solução de cogeração do hospital. Um esquema desta configuração de cogeração é mostrado na Figura 4.13.

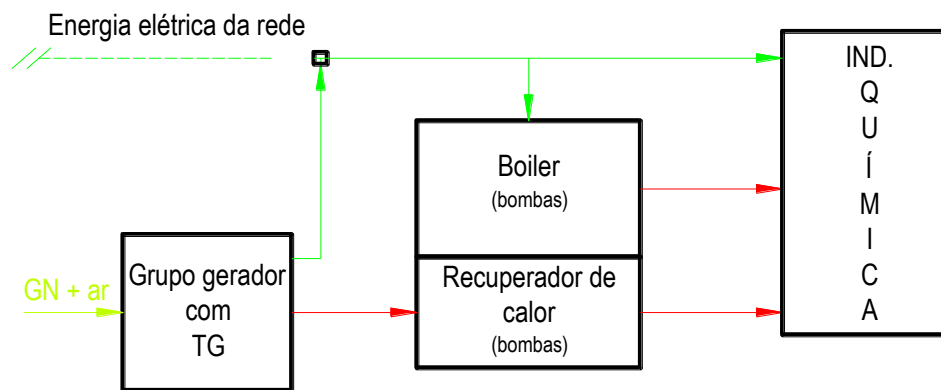


Figura 4.13 – Esquema de configuração de cogeração no hospital,

5 CONCLUSÃO

Deste trabalho pode-se concluir:

1. Foram estudadas 2 diferentes formas de cogeração seguindo um roteiro ou metodologia de análises de cogeração
2. A metodologia apresentada é válida para os dois casos de implantação de cogeração.
3. Foram encontradas 2 situações ótimas de cogeração distintas para os dois casos.
4. A principal conclusão deste trabalho é que não existe um modelo padrão para implantação de cogeração, isto é, cada caso de cogeração deve ser analisado de forma independente tomando em consideração os passos da metodologia. Nesse sentido, o resultado ótimo em um empreendimento não será ótimo em outro, já que em cada empreendimento analisado a concepção da cogeração deve se adequar ao balanço energético inerente ou específico do empreendimento estudado ou às prioridades do investidor.

REFERÊNCIAS

AES ELECTROPAULO, Resolução Nº 1319 DE 03/07/12 da ANEEL <<http://www.aeseletropaulo.com.br/>>. Acessado em 15 de Novembro de 2012.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução N 21, de 21 de Janeiro de 2000.

ARSESP - Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo, Deliberação ARSESP Nº 356, 30 de Agosto de 2012.

BEN - Balanço Energético Nacional, Brasil, 2012.

Bona, F.S.; Ernesto, R.F. As microturbinas e a geração distribuída, In: Encontro de energia no Meio Rural, 5., Campinas, 2004

Breda, A. Cogeração, Apostila do curso de especialização em energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética, ERG-003, 2011.

Carbontrust, <<http://www.carbontrust.com>>. Acessado em 17 de Novembro de 2012.

CHPA - Combined Heat & Power Association < <http://www.chpa.co.uk>>. Acessado em 16 de Novembro de 2012.

CNI, Confederação Nacional da Indústria, Relatório de infraestrutura, Ano 9, N 7, Agosto de 2012.

COMGAS, <<http://www.comgas.com.br>>, Acessado em 16 de Novembro de 2012.

COOMEX, Fomento da Cogeração & Climatização a Gás Natural, < http://www.cogen.com.br/workshop/2011/Btg_Pactual_Visao_Empreendedor_24022011.pdf>. Acesso em 22 de Novembro de 2012.

EPA, United States Environmental Protection Agency <<http://www.epa.gov/chp/basic/index.html>>. Acesso em 20 de Novembro de 2012.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Demanda de energia elétrica – 10 anos, Rio de Janeiro, 2012.

FIRJAN - Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro, Quanto custa o gás natural para a indústria no Brasil? Boletim No. 9, RJ, 2011.

FIRJAN - Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro, Quanto custa a energia elétrica para a indústria no Brasil? Boletim No. 8, RJ, 2011a.

Foley, G.; DeVault, R.; Sweetser, R. The Future of Absorption Technology in America. Advanced Building Systems-2000 Conference, 16 de Jun. 2000.

Fontes, F.A.O.; Barbosa, C.R.F.; Junior, F.E.; Almeida, I.M.G. Análise técnico-econômica da cogeração com termoacumulação aplicada ao setor terciário, Espaço Energia – N 12, Abril, 2010.

GE – General Electric, <<http://www.ge-energy.com>>. Acessado em 21 de Novembro de 2012.

GESP, Boletim mensal de acompanhamento da indústria de petróleo e gás natural de São Paulo, Junho de 2012.

Gifford, Combined Heat and Power (CHP), <http://www.gifford.uk.com/fileadmin/uploads/Documents/Brochures/Energy_CHP_Leaflet_V2_Ir.pdf>. Acessado em 16 de Novembro de 2012.

IEA - International Energy Agency, Combined Heat and Power: Evaluating the benefits of greater global investment, França, 2008.

IEA - International Energy Agency, World Energy Outlook, França, 2010.

IEA - International Energy Agency, International energy outlook, 2011 <www.eia.gov/ieo> Acessado em 30 de Dezembro de 2012.

KEHLHOFER, R.H.; WARNER, J.; NIELSEN, H.; BACHMAN, R. Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plant, PennWell Publishing Company, Oklahoma, 1999.

Kron, <www.kronweb.com.br>. Acessado em 16 de Novembro de 2012.

Lizarraga, J.M.S. Cogeneración: Aspectos Termodinámicos, Tecnológicos y Económicos. Ed. Universidad del Pais Vasco, Bilbao, 1999.

Martens, A. The energetic feasibility of CHP compared to the separate production of heat and power, Applied Thermal Engineering, 18(1998) 935-946.

MME, Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, Departamento de Gás Natural, Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural, Edição N 65, Agosto, 2012.

Microgeneration. <http://www.microgeneration-oracle.com/mini_chp.htm>. Acessado em 16 de Novembro de 2012.

Okamoto, S. Saving energy in a hospital utilizing CCHP technology, International Journal of Energy and Environmental Engineering, 2 (2011) 45-55.

ORNL – Oal Ridge National Laboratory. Combined Heat and Power, Effective Energy Solutions for a Sustainable Future, 2008.

PROCEL INFO, Avaliação do mercado de eficiência energética no Brasil, Avaliação Setores Comercial e Prédios Públicos AT (2007)

Rocha, M.S.; Andreos, R.; Simões-Moreira, J.R. Performance tests of two small trigeneration pilot plants, Applied Thermal Engineering 41(2012) 84-91.

Thermax, Multi-energy vapour absorption machines <<http://www.thermaxindia.com/Fileuploader/Files/Exhaust-Driven.pdf>>, Acessado em 16 de Novembro de 2012.

UOL, Conta de luz será 16,2% a 28% menor, mas Dilma diz que pode cair mais em março <www.economia.uol.com.br> . Acessado em 17 de Novembro de 2012.

Wu, D.W.; Wang, R.Z. Combined cooling, heating and power: A review, Progress in Energy and Combustion Science 32 (2006) 459–495.