

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

PECE – PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA USP

DIEGO VINICIUS VALENTINO

Estudo de caso de cogeração em uma indústria farmacêutica

São Paulo

2018

DIEGO VINICIUS VALENTINO

Estudo de caso de cogeração em uma indústria farmacêutica

Trabalho de conclusão do curso de especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de Concentração: Geração de Energia, Geração Distribuída e Cogeração.
Orientador: Prof. MSc. Ronaldo Andreos

São Paulo
2018

Catálogo-na-publicação

Valentino, Diego Vinícius

Estudo de caso de cogeração em uma indústria farmacêutica / D. V. Valentino -- São Paulo, 2018.
96 f.

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

1.Cogeração 2.Gás natural 3.Viabilidade técnico-econômica 4.Setor industrial I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus (“Pois Dele, por Ele e para ele são todas as coisas” – Rm 11:36), pelo suprimento de todas as coisas. Sem Ele, eu nada poderia ter feito.

A minha esposa, Larissa, e a nosso pequeno Matteo, pela compreensão da minha ausência durante o tempo de dedicação a este trabalho.

A meu pai, por sempre incentivar a mim e a meus irmãos nos estudos.

A minha mãe Célia (*in memoriam*), pela criação e pelo amor.

Ao professor e amigo, Prof. MSc. Ronaldo Andreos, pelas excelentes e inspiradoras aulas e pela orientação desta monografia.

RESUMO

VALENTINO, Diego. **Estudo de caso de cogeração em uma indústria farmacêutica**. 2017. 96 f. Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) – Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018.

Diante do cenário de crescimento econômico do Brasil apresentando nos últimos anos – com exceção dos últimos três (2014-2017), em função do período de recessão econômica – e da escassez de chuvas nas regiões dos reservatórios das hidrelétricas, intensificou-se a crise energética vivida pelo país. Nesse cenário, com a expectativa de aumento da produção de gás natural no Brasil, é de fundamental importância a dedicação a estudos com novas tecnologias, a fim de diminuir a dependência energética da hidroeletricidade, bem como de garantir a segurança energética, a redução de custos e a postergação de investimentos em infraestrutura com redes de transmissão e distribuição de energia elétrica. Nesse sentido, esta monografia estuda a viabilidade técnico-econômica de uma central de cogeração a gás natural em uma indústria no interior de São Paulo como alternativa ao atual sistema de suprimento de energia elétrica, que se realiza através da concessionária local. O estudo de cogeração foi desenvolvido com dados reais de demanda elétrica e térmica da indústria estudada. A análise dos resultados contempla os principais métodos de avaliação econômica: economia operacional (fluxo de caixa), retorno dos investimentos (*payback*), valor presente líquido (VPL) e taxa interna de retorno (TIR). As tecnologias adotadas foram: gerador do tipo motor de combustão interna (MCI), caldeira de recuperação de calor (HRSG) e resfriador de líquido por absorção (ABS) do tipo água quente. Foram estudados: o cenário energético atual e futuro do ponto de vista de demanda e consumo de energia elétrica; o cenário atual de gás natural e a expectativa de cenário futuro; a análise de potencial de mercado de aplicação de cogeração nos principais segmentos do setor industrial; e, por fim, os principais benefícios e barreiras da cogeração no Brasil. Foi estudada a legislação brasileira de cogeração qualificada. Conclui-se que, para os padrões atuais de tarifa de energia elétrica e gás natural estudados neste trabalho, a cogeração a gás natural se mostrou economicamente viável.

Palavras-chave: Cogeração. Gás natural. Viabilidade técnico-econômica. Setor industrial.

ABSTRACT

VALENTINO, Diego. **Case study of co-generation in a pharmaceutical industry.** 2017. 96 s. Monograph (Specialization in Renewable Energy, Distributed Generation and Energy Efficiency) - Continuing Education Program of the Escola Politécnica, University of São Paulo, São Paulo, 2018.

Given the scenario of economic growth in Brazil, with the exception of the last three years (2014-2017), due to the period of economic recession and the scarcity of rainfall in the regions of the hydroelectric reservoirs, the energy crisis lived by the country got intensified. In this scenario, with the expectation of increasing natural gas production in Brazil, it is of fundamental importance to dedicate to studies with new technologies, in order to reduce the energy dependence of hydroelectricity, as well as to guarantee energy security, cost reduction and the postponement of investments in infrastructure with transmission and distribution networks. In this sense, this monograph studies the technical-economic viability of a natural gas co-generation plant in an industry in the interior of São Paulo as an alternative to the current electric power supply system, which is carried out through the local concessionaire. The co-generation study was developed with real data of electrical and thermal demand of the studied industry. The analysis of the results contemplates the main methods of economic evaluation: operating economy (cash flow), payback, net present value (NPV) and internal rate of return (IRR). The technologies adopted were internal combustion engine type (ICE), heat recovery boiler (HRB) and hot water absorption (liquid) absorption cooler (AC). We studied: the current and future energy scenario from the point of view of demand and consumption of electric energy; the current scenario of natural gas and the expectation of future scenario; the analysis of market potential for the application of co-generation in the main segments of the industrial sector; and, finally, the main benefits and barriers of co-generation in Brazil. The Brazilian legislation on qualified co-generation was studied. It can be concluded that, for current electricity and natural gas tariff standards studied in this study, natural gas co-generation was economically viable.

Keywords: Co-generation. Natural gas. Technical-economic feasibility. Industrial sector.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Planta de cogeração com MCI.	19
Figura 2.2 – Taxa de aproveitamento de energia: sistema convencional x sistema de cogeração.	20
Figura 2.3 – Cogeração do tipo <i>topping</i>	22
Figura 2.4 – Cogeração do tipo <i>bottoming</i>	22
Figura 2.5 – Motor de Combustão Interna (MCI).	24
Figura 2.6 – Motor de Combustão Interna - Ciclo Diesel.	24
Figura 2.7 – Motor de Combustão Interna - Ciclo Otto.	24
Figura 2.8 – Diagrama T,S do Ciclo de Rankine com turbina a vapor.	26
Figura 2.9 – Turbina de condensação de 8,5 MW.	26
Figura 2.10 – Turbina de contrapressão de 25 MW.	27
Figura 2.11 – Ciclo Brayton com TG.	28
Figura 2.12 – Turbina a gás de 6,5 MW.	28
Figura 2.13 – Microturbina <i>Capstone</i>	29
Figura 2.14 – Resfriador de líquido por absorção – Tipo água quente com queima complementar	30
Figura 2.15 – Etapas do processo de funcionamento de um <i>Chiller</i> por absorção ...	30
Figura 2.16 – HRSG em ciclo combinado.	32
Figura 2.17 – TG em cogeração <i>bottoming cycle</i> – Energia elétrica e vapor	33
Figura 2.18 – MCI em cogeração <i>topping cycle</i> – Energia elétrica, vapor e água gelada	33
Figura 3.1 – Evolução da capacidade instalada de cogeração no Brasil.	36
Figura 4.1 – Capacidade instalada do SIN (MW) – 31/12/2016	46
Figura 4.2 – Geração elétrica por fonte no Brasil SIN – 31/12/2016.	46
Figura 4.3 – Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL).	49
Figura 4.4 – Balanço esquemático de gás natural – Brasil.	50
Figura 4.5 – A “província” do Pré-Sal.	51
Figura 4.6 – Evolução da produção nacional de GN.	52
Figura 4.7 – Oferta total de gás natural disponibilizada no Brasil.	53
Figura 4.8 – Demanda total de gás natural por segmento no Brasil.	53
Figura 4.9 – Produção líquida e oferta potenciais de gás natural no Brasil.	54
Figura 4.10 – Oferta total potencial de gás natural nacional até 2026	55
Figura 4.11 – Projeção de consumo total de gás natural	56
Figura 4.12 – Consumo final de energia por setor.	57
Figura 4.13 – Gás natural: participação no consumo final de energia por setor.	58
Figura 4.14 – Consumo total de gás natural por setor.	58
Figura 4.15 – Concessionárias distribuidoras de gás natural em São Paulo.	59
Figura 4.16 – Sistema de distribuição de gás natural na área de concessão da Comgás.	61
Figura 4.17 – Consumo de GN por região administrativa.	62
Figura 4.18 – Evolução da participação da indústria no PIB – 1947-2016 (%).	64

Figura 4.19 – Mesorregiões do estado e suas principais características econômicas.	68
Figura 5.1 – Área potencial para construção de usina de cogeração.....	69
Figura 5.2 – Consumo de energia elétrica total.....	72
Figura 5.3 – Consumo de vapor total	73
Figura 5.4 – Consumo de GN total para geração de vapor.....	73
Figura 5.5 – Layout da CAG atual.....	74
Figura 5.6 – Consumo de água gelada total – operação diária.....	75
Figura 5.7 – Perfil de carga térmica anual – água gelada.....	75
Figura 5.8 – Configuração da cogeração da indústria.....	77
Figura 5.9 – Resultado econômico comparativo por sistema: Convencional x cogeração.	88
Figura 5.10 – Fluxo de caixa descontado.....	89
Figura 5.11 – Fluxo de caixa acumulado.....	90

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Principais fabricantes de MCI a GN com operações no Brasil	25
Tabela 2.2 – Principais fabricantes de ABS com mercado no Brasil.....	31
Tabela 2.3 – Custos de aquisição, instalação e manutenção de MCI a GN.....	34
Tabela 2.4 – Custos de aquisição, instalação e manutenção de ABS	34
Tabela 2.5 – Custos de aquisição, instalação e manutenção de HRSG	34
Tabela 3.1 – Mercado potencial de cogeração a GN no estado de São Paulo	37
Tabela 3.2 – Potencial de cogeração no estado de São Paulo: Segmento industrial	37
Tabela 3.3 – Fatores “X” e “Fc%” em função de potência elétrica instalada e fonte .	43
Tabela 4.1 – Consumo de energia elétrica na rede (GWh)	47
Tabela 4.2 – Demanda de gás natural por distribuidora até 30/04/2017.....	60
Tabela 4.3 – Consumo de GN por região administrativa.....	62
Tabela 5.1 – Consumo energético total da indústria	71
Tabela 5.2 – Balanço energético da cogeração	78
Tabela 5.3 – Cálculo de cogeração qualificada.....	79
Tabela 5.4 – Cálculo do FUE	80
Tabela 5.5 – Modalidade tarifária azul – sistema cogeração	80
Tabela 5.6 – Modalidade tarifária verde – sistema cogeração	81
Tabela 5.7 – Cálculo da tarifa de energia elétrica – sistema convencional	81
Tabela 5.8 – Cálculo da tarifa de energia elétrica – sistema de cogeração	82
Tabela 5.9 – Cálculo do consumo da energia elétrica da concessionária.....	82
Tabela 5.10 – Tarifa gás natural segmento cogeração – MCI.....	83
Tabela 5.11 – Cálculo geração de energia elétrica	83
Tabela 5.12 – Produção de água gelada pela cogeração	84
Tabela 5.13 – CAG elétrica: sistemas convencional e cogeração.....	84
Tabela 5.14 – CAG gás natural: sistema cogeração	85
Tabela 5.15 – CAG Híbrida: custo relativo por solução.....	85
Tabela 5.16 – Tarifa gás natural segmento industrial.....	85
Tabela 5.17 – Tarifa gás natural segmento cogeração – HRSG.....	86
Tabela 5.18 – Produção anual de vapor	86
Tabela 5.19 – Custo operacional dos sistemas energéticos	87
Tabela 5.20 – Custo instalação	87
Tabela 5.21 – Parâmetros financeiros.....	88
Tabela 5.22 – Resultado financeiro.....	88
Tabela 5.23 – Fluxo de caixa descontado e acumulado	89

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABC	São André, São Bernardo do Campo e São Caetano do Sul
ABS	Resfriador de Líquido por Absorção
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AG	Água Gelada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARSESP	Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
BEN	Balanço Energético Nacional
BIG	Banco de Informações de Geração
CAG	Central de Água Gelada
CNI	Confederação Nacional da Indústria
COGEN	Associação da Indústria de Cogeração de Energia
COMGÁS	Companhia de Gás de São Paulo
<i>COP</i>	<i>Coefficient of Performance</i>
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CRM	Conjunto de Regulagem e Medição
Ee	Energia da utilidade Eletromecânica
EE	Energia Elétrica
Ef	Energia da Fonte
EOL	Usinas Eólioelétricas
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Et	Energia da utilidade calor
Fc %	Fator de cogeração
FLC	Fluxo de Caixa
FLCA	Fluxo de Caixa Acumulado
FLCD	Fluxo de Caixa Descontado
FUE	Fator de Utilização de Energia
GASBOL	Gasoduto Bolívia-Brasil
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural

GNC	Gás Natural Comprimido
GNL	Gás Natural Liquefeito
<i>HRS</i>	<i>Heat Recovery Steam Generator</i>
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEE	Indústria de Energia Elétrica
Ilo	Investimento Inicial
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MCI	Motor de Combustão Interna
MM	Milhão
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MSP	Macro Metropolitana Paulista
n	Período (anos)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCI	Poder Calorífico Inferior
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIB	Produto Interno Bruto
r	Taxa de Desconto
REN	Resolução Normativa
RMSP	Região Metropolitana de São Paulo
SIN	Sistema Interligado Nacional
TG	Turbina a gás
TIR	Taxa Interna de Retorno
TV	Turbina a vapor
VP	Vapor
VPL	Valor Presente Líquido
UHE	Usinas Hidrelétricas
UTE	Usinas Termelétricas
X	Fator de ponderação
μTG	Microturbina a gás

LISTA DE SÍMBOLOS

GWh	Gigawatt-hora
kcal	Quilocaloria
kgv/h	Quilograma de vapor por hora
km	Quilômetro
km ²	Quilômetro quadrado
kV	Quilovolt
kWe	Quilowatt elétrico
kWh	Quilowatt-hora
kWh/h	Quilowatt-hora por hora
kW/TR	Quilowatt por Tonelada de Refrigeração
m ³	Metro cúbico
m ³ /d	Metro cúbico por dia
m ³ /kWh	Metro cúbico por quilowatt-hora
MW	Megawatt
R\$	Reais
R\$/kgv	Reais por quilograma de vapor
R\$/kW	Reais por quilowatt
R\$/kWh	Reais por quilowatt-hora
R\$/MWh	Reais por megawatt-hora
TR	Tonelada de Refrigeração
TRh	Tonelada de Refrigeração-hora
Qu	Fluxo de calor útil para o processo (kW)
\dot{W}	Potência produzida (kW)
\dot{m}	Vazão mássica (kg/s)
η	Eficiência (%)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	17
1.1	Objetivo.....	17
1.2	Motivação e justificativas	17
2	ESTADO DA ARTE.....	19
2.1	Cogeração	19
2.1.1	Conceito	19
2.1.2	Tipos de dimensionamento	21
2.1.3	Equipamentos empregados na cogeração no setor industrial.....	22
2.1.3.1	Motores de Combustão Interna (MCI)	23
2.1.3.2	Turbinas a vapor (TV).....	25
2.1.3.3	Turbinas a gás (TG)	27
2.1.3.4	Microturbinas a gás (μ TG).....	28
2.1.3.5	Resfriadores de líquido por absorção (ABS) – “Chillers”	29
2.1.3.6	Caldeiras convencionais.....	31
2.2	Configurações básicas de cogeração para aplicação no segmento industrial.....	32
2.2.1	Energia elétrica e vapor (EE + VP).....	32
2.2.2	Energia elétrica, água gelada e vapor (EE + AG + VP).....	33
2.3	Custos de aquisição, instalação e manutenção dos principais equipamentos.....	34
3	COGERAÇÃO: CENÁRIO ATUAL E POTENCIAL DE MERCADO.....	35
3.1	Barreiras da cogeração.....	38
3.1.1	Custo de investimento inicial	38
3.1.2	Operação complexa e dedicada	38
3.1.3	Dependência da tarifa do gás.....	39
3.1.4	Capacitação técnica	39
3.2	Benefícios da cogeração	40
3.2.1	Benefícios para o empreendedor	41
3.3	Cogeração qualificada – Legislação brasileira.....	41
3.3.1	Resolução Normativa nº 235, de 14 de novembro de 2006 (REN 235) – ANEEL.....	41
3.3.2	Requisitos para qualificação.....	42
4	CENÁRIO ENERGÉTICO BRASILEIRO	44
4.1	Indústria da energia elétrica – breve histórico	44

4.2	Matriz elétrica	45
4.3	Cenário do gás natural no Brasil.....	48
4.3.1	Histórico e evolução	48
4.3.2	Oferta de gás natural no Brasil.....	49
4.3.2.1	Oferta e demanda de gás natural no Brasil.....	51
4.3.2.2	Oferta e demanda histórica	52
4.3.2.3	Oferta e demanda futura	54
4.3.3	Estrutura de distribuição de gás canalizado no estado de São Paulo.....	59
4.3.4	Consumo de gás natural por segmento no estado de São Paulo	61
4.3.5	Consumo de gás natural por região administrativa do estado de São Paulo	62
4.4	Histórico e evolução	63
4.5	Cenário atual	64
4.5.1	A importância da indústria no Brasil	64
4.5.2	Retomada do setor	64
4.6	Indústria no estado de São Paulo.....	65
4.6.1	O início da industrialização.....	65
4.6.2	Panorama atual do estado de São Paulo	66
4.6.3	Principais polos econômicos do estado.....	66
5	ESTUDO DE CASO.....	69
5.1	Identificação de potencial de cogeração em indústria farmacêutica no interior de São Paulo	69
5.2	Cenário atual da indústria.....	69
5.2.1	Horário de funcionamento	70
5.2.2	Perfil de energia elétrica.....	72
5.2.3	Central de vapor	72
5.2.4	Sistema de climatização atual	74
5.3	Proposta de cogeração a gás natural.....	76
5.3.1	Configuração básica.....	76
5.4	Cálculo do balanço energético.....	77
5.4.1	Cálculo de consumo de gás natural do motogerador	78
5.5	Cálculo do requisito de qualificação de cogeração (REN 235 – ANEEL)	79
5.6	Cálculo do fator de utilização de energia.....	79

5.7	Comparativo: sistema convencional x sistema cogeração.....	80
5.7.1	Cálculo da energia consumida da concessionária	80
5.8	Cálculo da geração anual de energia da cogeração.....	82
5.8.1	Cálculo da tarifa de gás natural	82
5.9	Cálculo comparativo das centrais de água gelada entre os sistemas convencional e cogeração	84
5.10	Cálculo anual da geração de vapor	85
5.10.1	Cálculo da tarifa de gás natural do sistema convencional.....	85
5.10.2	Cálculo da tarifa de gás natural do sistema cogeração	86
5.11	Custo operacional.....	87
5.12	Custo de instalação	87
5.13	Análise financeira	88
6	Conclusão.....	91
	REFERÊNCIAS.....	93

1 INTRODUÇÃO

1.1 Objetivo

Esta monografia tem como objetivo avaliar o atual cenário energético brasileiro e projeções futuras de oferta e demanda de energia elétrica e gás natural, o cenário atual de aplicações de cogeração no Brasil, apresentando um estudo de caso de implementação de uma usina de cogeração a gás natural em uma indústria farmacêutica do interior do estado de São Paulo, onde foi realizada uma análise técnico-econômica a fim de avaliar a viabilidade do ponto de vista de atratividade comercial em comparação ao sistema atual de abastecimento de energia elétrica, que se realiza por intermédio da concessionária local.

1.2 Motivação e justificativas

Devido ao crescimento econômico do Brasil nos últimos anos, a demanda por energia elétrica vem provocando mudanças significativas no cenário energético brasileiro. De acordo Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016 - ano base 2015, publicado pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), houve uma quebra na sequência de crescimento do consumo de energia elétrica no país, apresentando uma redução de 2% no consumo final em relação a 2014, e segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) 2017, relatório síntese - ano base 2016, houve uma redução de apenas 0,9% no consumo final de energia elétrica em relação a 2015, em um ano em que o PIB nacional contraiu 3,6% (BEN, 2017).

Além desse cenário de crescente demanda por energia elétrica, a escassez de chuvas nas regiões dos reservatórios das hidrelétricas intensificou a crise no sistema elétrico e, conseqüentemente, reduziu a participação da hidroeletricidade do país.

Historicamente, as usinas hidrelétricas contribuíram substancialmente na oferta interna de energia, contudo, as exigências sociais e ambientais vêm dificultando a expansão da matriz elétrica por meios dessas grandes obras da engenharia (FGV ENERGIA, 2014). O país ainda é dependente da energia gerada pelas hidrelétricas, mas esta fonte não tem acompanhado a crescente demanda do país.

O sistema elétrico brasileiro é um sistema hidrotérmico de grande porte com predominância de geração hidrelétrica. O parque gerador possui 141.053 MW de

capacidade instalada, sendo 65% de hidrelétricas e 29% de termelétricas; estas últimas estão distribuídas entre usinas a biomassa (9%), gás natural (9%), óleo diesel (3%), óleo combustível (3%), carvão (3%), outros combustíveis fósseis (1%) e usinas nucleares (1%). Apesar do grande crescimento nos últimos anos, as gerações eólica e solar correspondem a apenas 6% da potência instalada. Nessa conjuntura, as termelétricas exercem um papel fundamental de complementação da geração hidrelétrica e oferecem maior flexibilidade operativa ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Essas usinas funcionam como um seguro nos períodos de insuficiência hidrológica, contribuindo para a garantia do suprimento de energia. Entretanto, o uso da termogeração, principalmente com uso de óleo combustível, coopera para a elevação do preço da energia gerada, tendo-se registrado em 2014 o custo médio mais alto da história, além de contribuir com o aumento de gases de efeito estufa devido à queima desse combustível fóssil e à baixa eficiência dessas usinas (TOLMASQUIM, 2016).

Considerando o cenário acima descrito e a expectativa do aumento de produção de gás natural no Brasil, conforme destacado por Andreos (2013) em sua dissertação, a cogeração apresenta uma alternativa na exploração e ampliação da geração distribuída no país com um todo, sobretudo na indústria, que é a maior consumidora de energia elétrica do país, tendo feito uso de 31,5% do total brasileiro em 2016 (BEN, 2017).

2 ESTADO DA ARTE

2.1 Cogeração

2.1.1 Conceito

Segundo Balestieri (2002), a cogeração consiste na produção simultânea de diferentes formas de energia útil, como as energias elétrica (ou mecânica) e térmica, para suprir as demandas de um processo, apresentando potencial de aplicação tanto em sistemas interligados quanto em sistemas isolados, a partir do uso energético de uma mesma fonte primária. Dessa forma, busca-se melhorar o aproveitamento da energia produzida pelo combustível da parcela que teria de ser obrigatoriamente rejeitada por força da Segunda Lei da Termodinâmica, reduzindo-se as perdas e aumentando-se a eficiência global do ciclo térmico. Na cogeração, pode-se obter até 85% de eficiência, variando conforme o ciclo adotado e considerando a geração de energias elétrica e térmica.

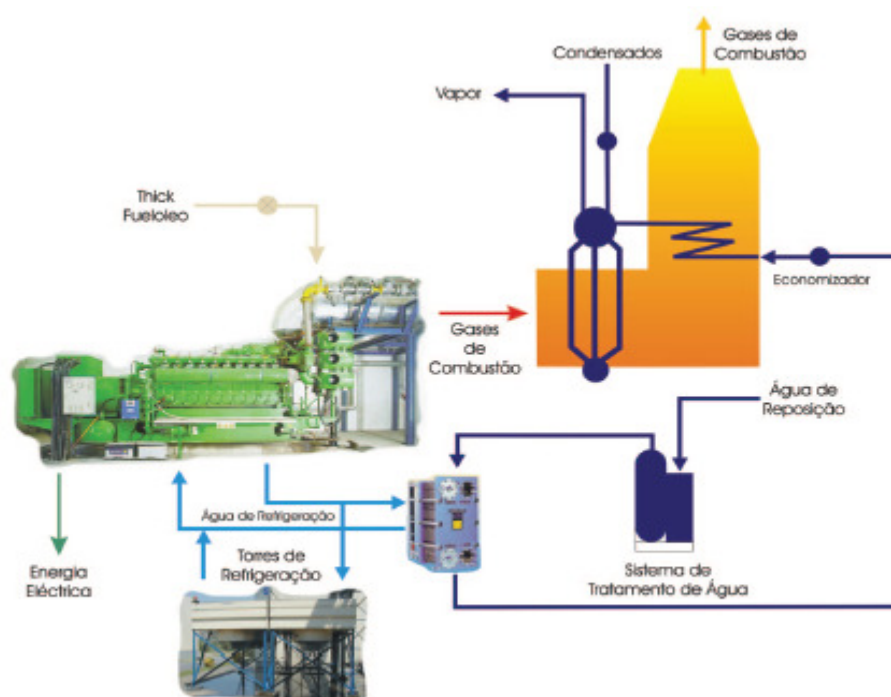


Figura 2.1 – Planta de cogeração com MCI.
Fonte: ADENE apud SÁ, 2017.

Em sua dissertação, Andreos (2013) destaca que o objetivo principal da cogeração é obter o máximo aproveitamento da energia contida no combustível primário, de forma a utilizar o energético da maneira mais eficiente e racional possível. Em razão disso, é possível preservar as reservas energéticas do país, aumentar a eficiência do processo e, como resultado, reduzir os custos energéticos.

Sistemas de cogeração podem ser aplicados em qualquer empreendimento/processo no qual exista a demanda de energias eletromecânica e térmica simultaneamente. O resultado final da operação da usina dependerá de uma avaliação criteriosa de projeto que leve em consideração o balanço térmico e elétrico ideal, a disponibilidade e custos dos insumos energéticos no qual se pretende utilizar. Sendo assim, a cogeração é o processo mais eficiente de produção de energia térmica e eletromecânica, pois aumenta consideravelmente o Fator de Utilização de Energia (FUE) (ANDREOS, 2013).

A equação que define o FUE é apresentada abaixo:

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

Em que: FUE: Fator de Utilização de Energia
 \dot{W} : Potência de eixo produzida pela máquina (kW)
 Q_u : Taxa de calor útil produzido ou recuperado (kW)
 PCI: Poder calorífico inferior do combustível (kJ/kg)
 \dot{m} : vazão mássica de combustível (kg/s)

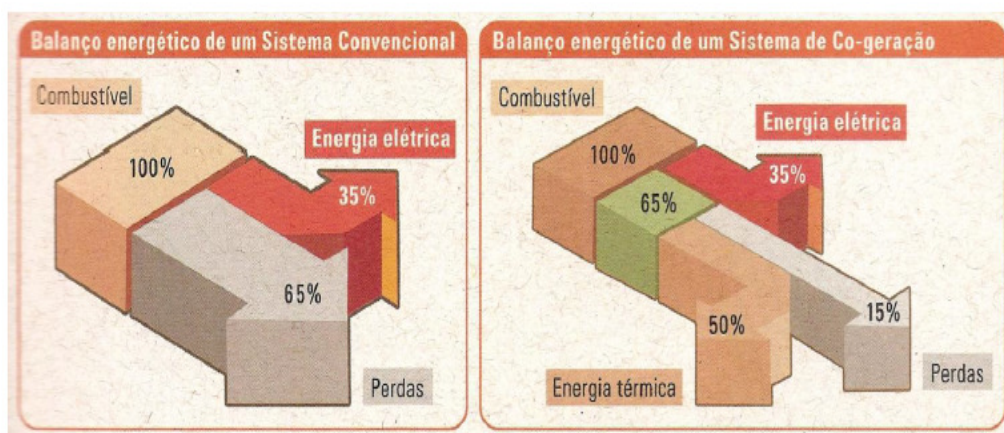


Figura 2.2 – Taxa de aproveitamento de energia: sistema convencional x sistema de cogeração.
 Fonte: ANDREOS, 2017.

2.1.2 Tipos de dimensionamento

Como pôde ser observado no item anterior, em projetos de cogeração deve-se buscar o melhor balanço energético para atender as demandas elétrica e térmica com o maior rendimento possível.

Do ponto de vista do processo, algumas informações iniciais permitem que se faça uma análise prévia para definir o melhor dimensionamento da cogeração. As principais são (ANDREOS, R., 2017):

- Tarifa de energia elétrica e potência contratada;
- Consumo anual de energia elétrica;
- Curva horária de demanda de eletricidade;
- Total de horas de funcionamento anual separado por tarifa;
- Consumo anual de combustível;
- Tipo de demanda térmica;
- Produção anual de vapor e suas propriedades;
- Vazão de gases secos e temperatura;
- Capacidade de refrigeração ou ar condicionado;
- Produção de água quente;
- Outros usos;
- Curva horária de demanda térmica.

Posteriormente ao levantamento preliminar das utilidades do empreendimento, basicamente opta-se por aplicar um entre dois tipos:

- **Ciclo *topping*:** aplica-se em cogerações dimensionadas a atender primeiramente a toda a demanda de energia elétrica (ou mecânica) de um processo. Nessa aplicação, da energia disponibilizada pela queima do combustível, o primeiro aproveitamento vai para a geração de energia elétrica e parte do calor rejeitado pelo sistema é recuperado para a produção simultânea de energia térmica (KEHLHOFER et al., 1999).

Essa configuração é muito utilizada no setor terciário, comércio e serviços, nos quais a demanda por energia elétrica tem maior relevância e maior intensidade (ANDREOS, R., 2017).



Figura 2.3 – Cogeração do tipo *topping*.
Fonte: BARJA, 2006.

- **Ciclo *bottoming*:** nessa aplicação de cogeração, o primeiro aproveitamento da energia do combustível vai para a geração de energia térmica; logo, parte do rejeito térmico recuperado é utilizado para a produção simultânea de energia elétrica (KEHLHOFER et al., 1999).

Esse ciclo é muito utilizado em processos com grande fluxo de calor e altas temperaturas, como nos fornos de craqueamento da indústria petroquímica e fornos rotativos e de vidro (ANDREOS, R., 2017).

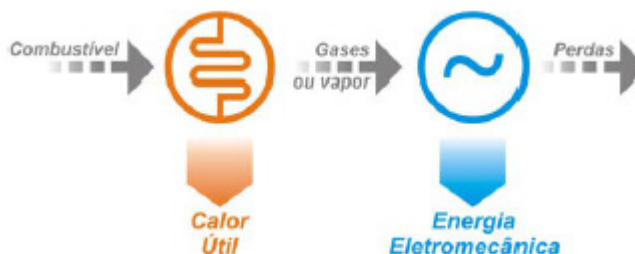


Figura 2.4 – Cogeração do tipo *bottoming*.
Fonte: BARJA, 2006.

2.1.3 Equipamentos empregados na cogeração no setor industrial

No dimensionamento de plantas de cogeração, a seleção de equipamentos é fundamental para o alcance da *performance* desejada na concepção do projeto. Dessa forma, os conjuntos de equipamentos a serem empregados nos sistemas devem passar por alguns critérios de avaliação antes da escolha final, como por exemplo vida útil, eficiência, condição de operação etc., para que se atendam com confiabilidade e eficiência as demandas do processo, e este seja economicamente

viável, em função dos elevados custos de investimento de implantação (BALESTIERI, 2002).

Em centrais de cogeração no setor industrial, os principais equipamentos utilizados são:

- Motores de combustão interna (MCI);
- Turbinas a vapor (TV);
- Turbinas a gás (TG);
- Microturbinas a gás (μ TG);
- Resfriadores de líquido por absorção (ABS);
- Caldeiras de recuperação de calor (HRSG).

2.1.3.1 Motores de Combustão Interna (MCI)

Motores de combustão interna são aqueles em que o combustível é queimado dentro da câmara de combustão, fazendo com que os gases gerados movimentem os cilindros acoplados a um gerador, transmitindo potência para a geração de energia elétrica (Figura 2.5). O MCI pode ser alimentado por vários tipos de combustível, sendo os mais comuns o óleo diesel, o biodiesel ou o óleo pesado, operando no ciclo diesel, conforme a Figura 2.6, na qual a ignição é efetuada por meio da compressão da mistura ar-combustível (ANDREOS, 2013).

O segundo tipo de MCI pode utilizar etanol, gás natural ou biogás, trabalhando no ciclo Otto (Figura 2.7), em que a ignição é realizada por centelha, pois é necessário o uso de uma centelha para iniciar a combustão da mistura ar-combustível. Esse tipo de MCI é muito utilizado nos sistemas de cogeração por resultar em emissões de poluentes significativamente menores que os motores que operam no ciclo diesel (ANDREOS, 2013).

O rendimento elétrico dos MCIs a gás natural varia entre 25% e 45%, e na cogeração a eficiência global do sistema (FUE) pode chegar a 85% (ANDREOS, 2013).

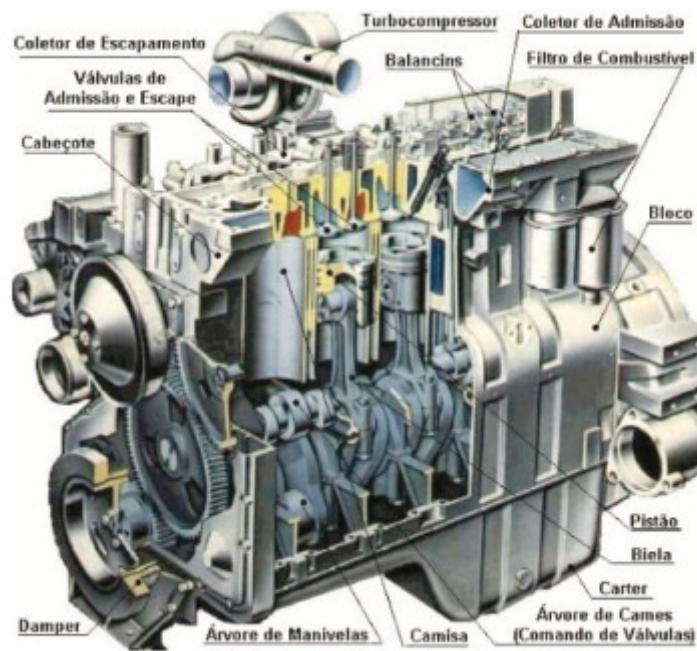


Figura 2.5 – Motor de Combustão Interna (MCI).
Fonte: PERFECTUM apud SÁ, 2017.

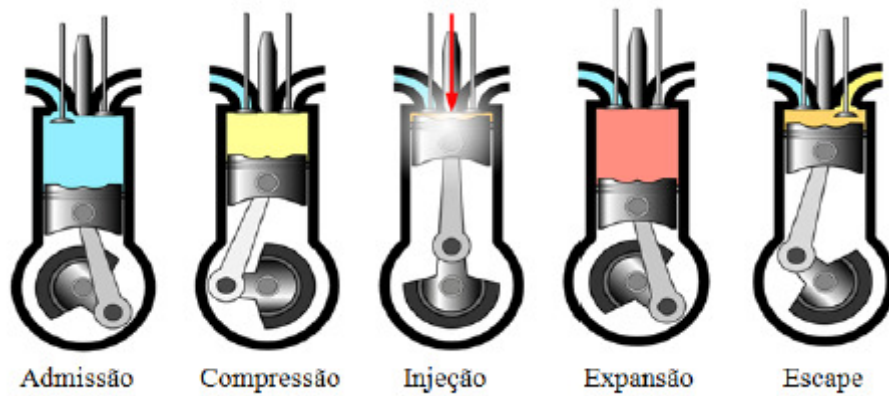


Figura 2.6 – Motor de Combustão Interna - Ciclo Diesel.
Fonte: ANDREOS, 2013

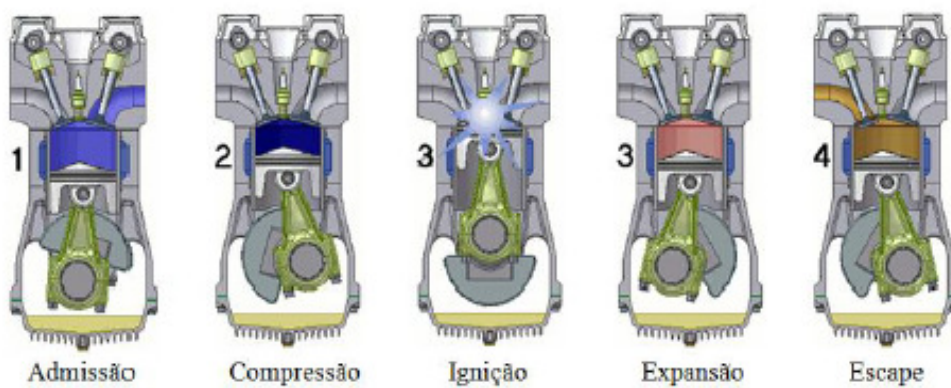


Figura 2.7 – Motor de Combustão Interna - Ciclo Otto.
Fonte: ANDREOS, 2013.

Segundo Andreos (2013), os principais fabricantes de motor de combustão interna com representação no Brasil, para aplicação em centrais de cogeração no setor terciário e na indústria de pequeno e médio porte, estão listados na Tabela 2.1 a seguir.

Tabela 2.1 – Principais fabricantes de MCI a GN com operações no Brasil

Fabricante	Capacidades	País de origem
Caterpillar	65 a 6.250 kWe	EUA
Cummins	20 a 2.000 kWe	EUA
GE	250 a 3.000 kWe	EUA
Generac	22 a 300 kWe	EUA
Guascor	250 a 1.200 kWe	Espanha
Leon Heimer	14,8 a 451 kWe	Brasil
MWM	400 a 4.300 kWe	Alemanha
Wartsila	3.758 a 8.439 kWe	Finlândia
Yanmar	3,5 a 16 kWe	Japão

Fonte: Adaptado de ANDREOS, 2013.

2.1.3.2 Turbinas a vapor (TV)

As turbinas a vapor (TV) são máquinas térmicas, onde a energia termodinâmica contida no vapor é convertida em trabalho mecânico (potência de eixo) (ANDRADE, 2017). São altamente empregadas na indústria para a geração de vapor e energia elétrica em sistemas de cogeração. Trabalhando no ciclo de Rankine (Figura 2.8), é muito empregada em plantas com utilidades geradoras de vapor como em caldeiras do tipo aquatubular de média e alta pressão, e suas capacidades variam de 500 kWe a 250 MWe (ANDREOS, 2013). O Centro de Tecnologias do Gás e Energias Renováveis baseia-se em Teixeira para explicar essa utilização frequente: “Tal fato se deve a possibilidade de se obter unidades de grande potência unitária, alta confiabilidade, vida útil e eficiência” (TEIXEIRA, 2001 apud CTGÁS-ER, 2010).

As TVs podem utilizar diversos tipos de combustível primário para a geração de vapor, como gás natural, gases residuais, diesel, óleo combustível, carvão e biomassa em geral, etc (ANDREOS, 2013).

De acordo com as funções que se pretende atender, podem ser classificadas em (CTGÁS-ER, 2010):

- **Turbinas de condensação** (Figura 2.9) – descarregam o vapor a uma pressão menor que a atmosférica (normalmente alto vácuo) a fim de aumentar a eficiência térmica do ciclo;
- **Turbinas de contrapressão** (Figura 2.10) – descarregam o vapor a uma pressão igual ou maior que a pressão atmosférica para atender as demandas de calor em níveis de temperatura superiores a 100 °C.

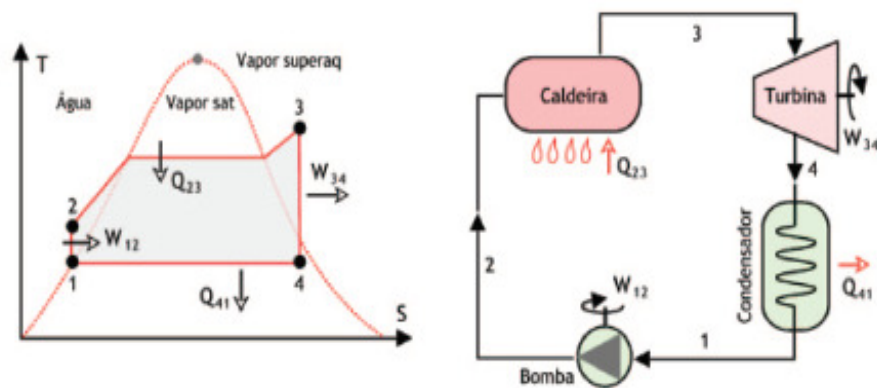


Figura 2.8 – Diagrama T,S do Ciclo de Rankine com turbina a vapor.
Fonte: MSPC apud SÁ, 2017.

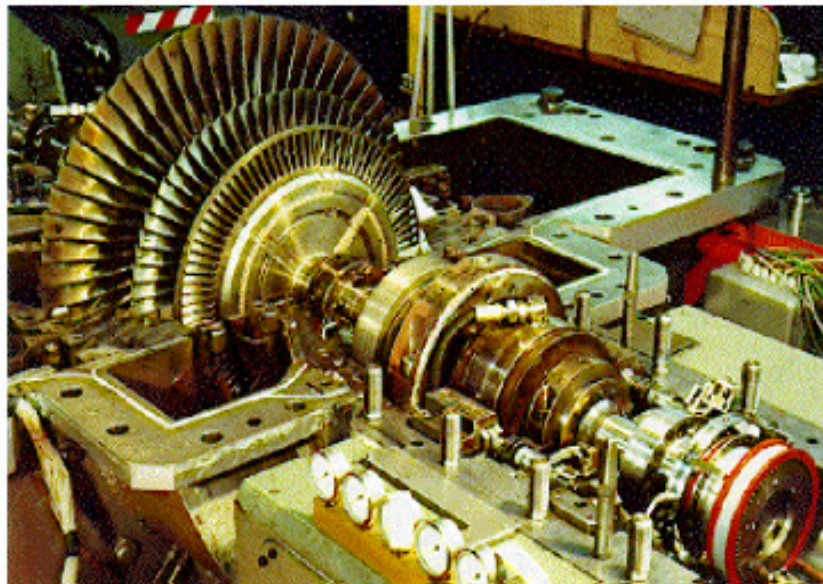


Figura 2.9 – Turbina de condensação de 8,5 MW.
Fonte: YANAGIHARA, 2017.



Figura 2.10 – Turbina de contrapressão de 25 MW.
Fonte: SIEMENS, 2017.

Segundo Balestieri (2002), as TVs de contrapressão são muito aplicadas e recomendadas em cogerações do tipo *bottoming*, cuja demanda por energia térmica (calor) de processo é aproximadamente igual à demanda por energia elétrica/mecânica.

Já as TVs de condensação são aplicadas em cogerações do tipo ciclo *topping*, ou seja, nos processos em que a produção de energia eletromecânica é preferencial ou equivalente à demanda de vapor do processo, pelo fato de o salto entálpico ser maior nessa aplicação quando comparado à turbina de contrapressão (BALESTIERI, 2002).

2.1.3.3 Turbinas a gás (TG)

De acordo com Andrade (2017), turbinas a gás (TG) são máquinas térmicas que convertem a energia de um combustível em potência de eixo (trabalho mecânico). As TGs são acionadas pelos gases de exaustão provenientes da queima do combustível em sua câmara de combustão, dispensando a utilização de um fluido de trabalho intermediário, como o vapor. Essa condição leva a equipamentos mais compactos para os mesmos níveis de produção de potência. Em razão desses fatores e também de sua confiabilidade operacional, as TGs são largamente utilizadas em usinas de cogerações industriais.

Operando no ciclo Brayton (Figura 2.11) a pressão constante, o ar entra no compressor e passa para a câmara de combustão, onde é queimado continuamente. Os gases aquecidos são expandidos e encaminhados para a turbina e giram o eixo, produzindo energia mecânica e elétrica quando acoplado um gerador no sistema (BALESTIERI, 2002).

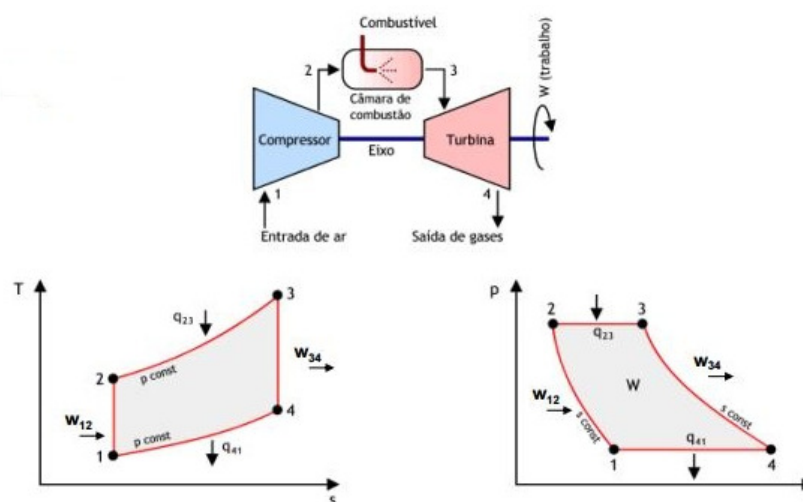


Figura 2.11 – Ciclo Brayton com TG.

Fonte: ANDRADE, 2017.

A seguir serão apresentados os principais componentes da TG: Compressor, câmara de combustão e turbina.

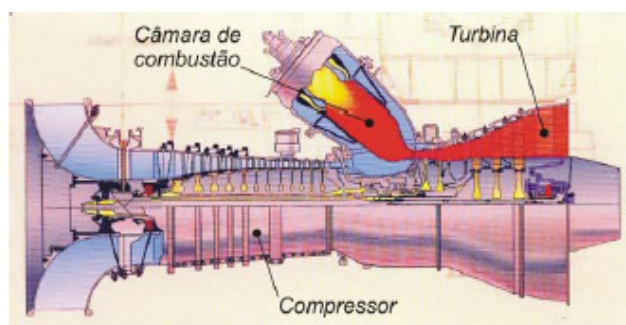


Figura 2.12 – Turbina a gás de 6,5 MW.

Fonte: BARJA, 2006.

2.1.3.4 Microturbinas a gás (μ TG)

Define-se microturbina como uma turbina a gás em menor escala, que opera também no ciclo de Brayton, com capacidade de geração de energia elétrica variando de 30 a 250 kWe. Com combinações de módulos, sua capacidade de geração elétrica

pode chegar a 1.000 kWe (ANDREOS, 2013). As μ TG podem ser alimentadas com gás natural, gás liquefeito de petróleo (GLP), diesel ou gasolina, entre outros.

Seus principais componentes são: turbina, compressor, gerador de energia elétrica e recuperador de calor.

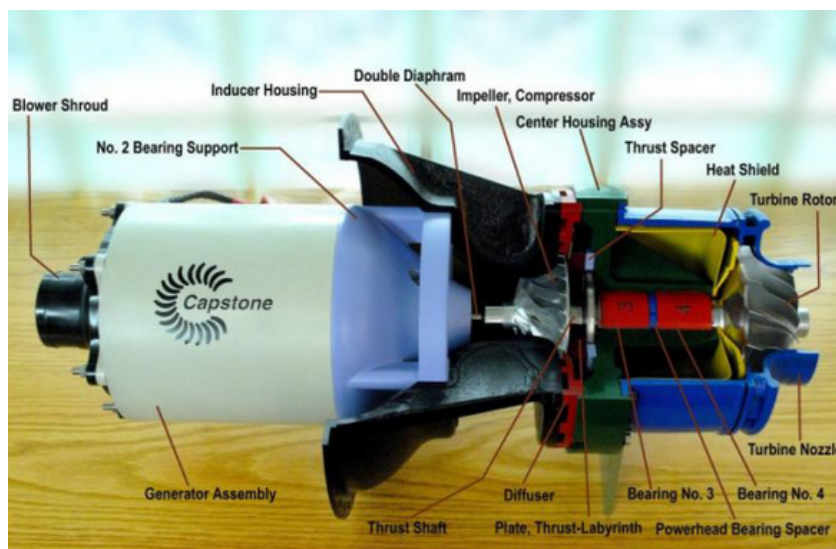


Figura 2.13 – Microturbina Capstone.
Fonte: SUNEVER, 2017.

Segundo Rocha et al. (2010), o rendimento elétrico médio de uma microturbina varia entre 25 a 33%, e o FUE pode chegar a 85% se aplicada em sistemas de cogeração.

2.1.3.5 Resfriadores de líquido por absorção (ABS) – “Chillers”

Como já dito anteriormente neste trabalho, em sistemas de cogeração a energia térmica resultante dos gases de combustão e da camisa do bloco do motor pode ser reaproveitada para diversos fins, dependendo da necessidade do processo/empreendimento, principalmente para a geração de vapor e a climatização de ambientes por meio dos *chillers*, que é parte do objeto desta monografia (Figura 2.14).

De acordo com Andreos (2013), no processo de climatização utilizam-se os *chillers*, que operam por meios de ciclo absorção ou adsorção para a produção de água gelada. Contrariamente aos equipamentos convencionais que operam com energia elétrica como fonte primária em um ciclo a compressão, o ABS opera com calor proveniente da energia térmica primária rejeitada pelo sistema, por meio de água

quente, vapor e gases quentes, ou ainda por queima direta de combustível. Por isso, o ABS é muito utilizado em sistemas de cogeração para aumentar o FUE do sistema (Figura 2.15).



Figura 2.14 – Resfriador de líquido por absorção – Tipo água quente com queima suplementar
Fonte: ALGÁS, 2017.

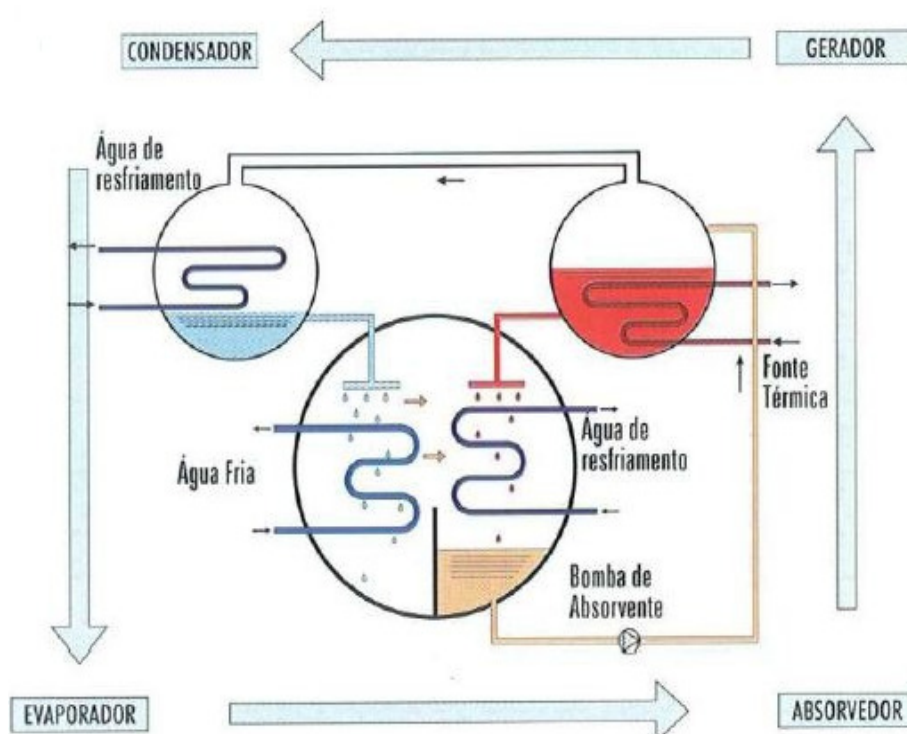


Figura 2.15 – Etapas do processo de funcionamento de um *Chiller* por absorção
Fonte: ANDREOS, 2013.

A Tabela 2.2, lista os principais fabricantes desses equipamentos com fornecimento no Brasil.

Tabela 2.2 – Principais fabricantes de ABS com mercado no Brasil

Fabricante	País de origem
Carrier	EUA/Coréia/China
LS Cable	Coréia
Thermax	Índia
York	EUA/China
Broad	China
Kawasaki	Japão
Robur	Itália

Fonte: Adaptado de ANDREOS, 2013.

2.1.3.6 Caldeiras convencionais

Caldeiras, também conhecidas como geradores de vapor, são dispositivos que produzem vapor ou água quente em pressões elevadas, a partir do calor liberado da queima de um combustível, que têm amplo uso nos segmentos industrial, comercial e residencial. Suas aplicações são as mais variadas, sendo as principais a secagem, o cozimento, a lavagem de utensílios, a desinfecção e a geração de energia (BALESTIERI, 2002).

2.1.3.6.1 Caldeiras de recuperação de calor (HRSG – Heat Recovery Steam Generator)

As caldeiras de recuperação de calor (HRSG), comumente conhecidas como geradores de vapor de recuperação, são equipamentos utilizados para aproveitar o calor proveniente dos gases de exaustão de algum processo existente na planta, como por exemplo uma cogeração com MCI, normalmente para a produção de vapor. Para uma produção maior de vapor, as HRSG permitem queima suplementar a partir de alguns combustíveis, como gás natural (BALESTIERI, 2002).

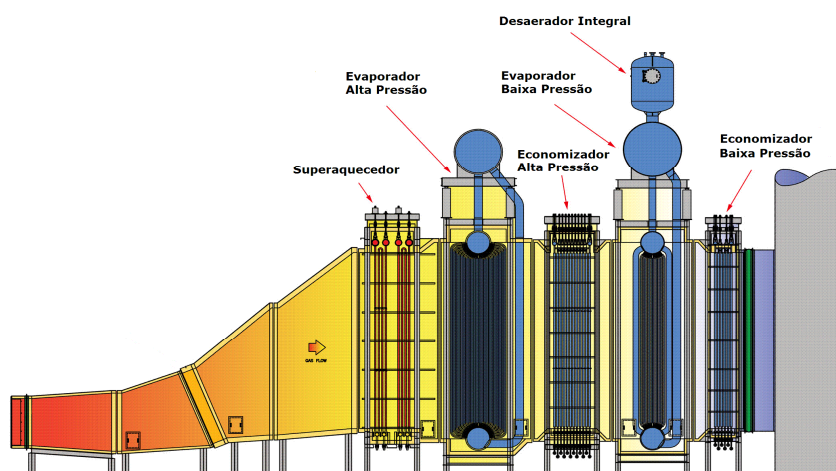


Figura 2.16 – HRSG em ciclo combinado.
Fonte: REIS, 2012.

2.2 Configurações básicas de cogeração para aplicação no segmento industrial

No segmento industrial, boa parte das aplicações está nas unidades com demanda de vapor e energia elétrica para algum tipo de processo, tais como as indústrias sucroalcooleira, de bebidas, alimentícia, de papel e celulose, têxtil e química (ANDREOS, R., 2017).

Sendo assim, os principais ciclos utilizados na indústria são os de Rankine e Brayton. Seu balanço energético baseia-se no dimensionamento do ciclo *bottoming*, devido à produção contínua de energia e à alta demanda térmica aplicada aos processos industriais (ANDREOS, R., 2017).

Em função das demandas térmica e eletromecânica, as configurações mais aplicadas no segmento industrial são:

- Produção de energia elétrica e vapor (EE + VP);
- Produção de energia elétrica, água gelada e vapor (EE + AG + VP).

2.2.1 Energia elétrica e vapor (EE + VP)

A produção combinada de energia elétrica e vapor é a configuração mais comum empregada no setor industrial. A Figura 2.17 ilustra o esquema de cogeração do tipo *bottoming* que produz prioritariamente energia térmica através de uma TG, em que parte do calor residual é recuperado e encaminhado para uma caldeira de

recuperação que produz vapor para o processo e simultaneamente, é produzida a energia elétrica para abastecimento do empreendimento (ANDREOS, R., 2017).

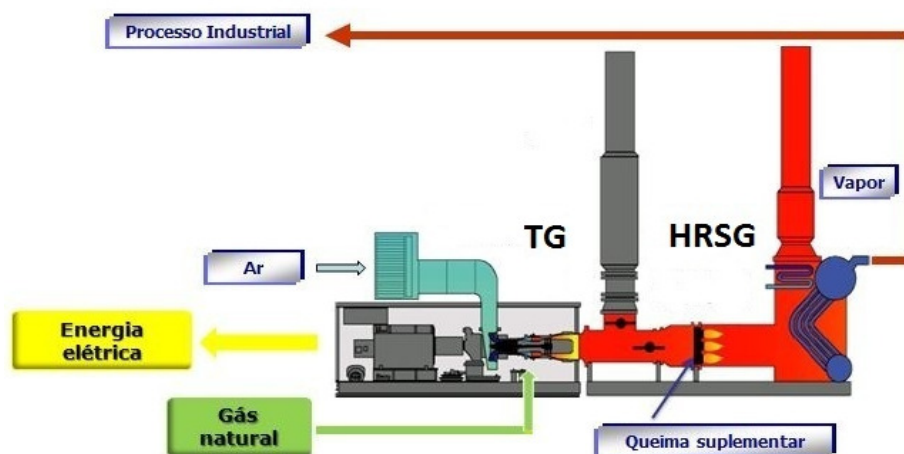


Figura 2.17 – TG em cogeração *bottoming cycle* – Energia elétrica e vapor
Fonte: Elaboração própria com informações de Andreos, 2017.

2.2.2 Energia elétrica, água gelada e vapor (EE + AG + VP)

A Figura 2.18 ilustra a representação esquemática de uma planta de cogeração produzindo primeiramente energia elétrica através de um MCI, em ciclo *topping*, na qual o rejeito térmico do escapamento e da camisa do bloco do motor é recuperado para a produção de vapor através de HRSG e água gelada, por meio de um *chiller* por absorção do tipo água quente.

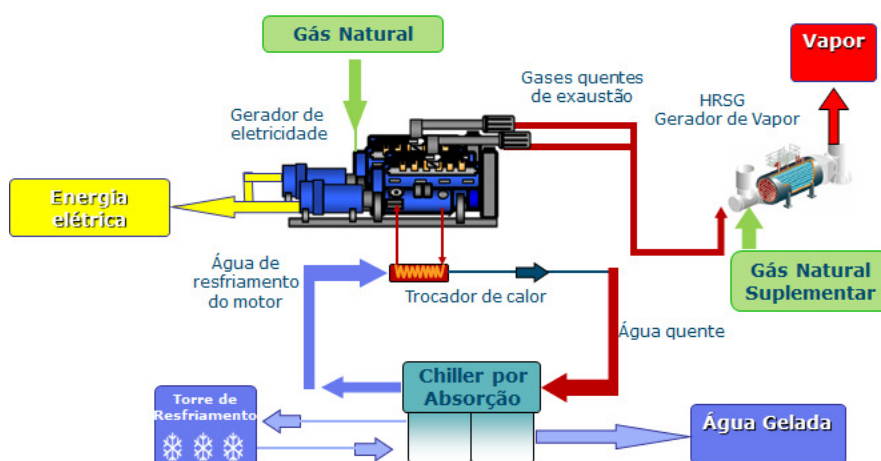


Figura 2.18 – MCI em cogeração *topping cycle* – Energia elétrica, vapor e água gelada
Fonte: Elaboração própria com informações de Andreos, 2017.

2.3 Custos de aquisição, instalação e manutenção dos principais equipamentos

Neste item serão apresentadas tabelas com os custos médios de aquisição, instalação e manutenção dos principais equipamentos utilizados em sistemas de cogeração, com base no setor industrial e na produção das principais utilidades, que são: energia elétrica, vapor e água gelada, com base em pesquisas de mercado¹.

Tabela 2.3 – Custos de aquisição, instalação e manutenção de MCI a GN

Aquisição (R\$/kW)	Instalação (R\$/kW)	Manutenção (R\$/kWh)
R\$ 1.800,00	R\$ 1.400,00 ²	R\$ 70,00

Fonte: Elaboração própria a partir de pesquisas de mercado

Tabela 2.4 – Custos de aquisição, instalação e manutenção de ABS

Aquisição (R\$/TR)	Instalação (R\$/TR)	Manutenção (R\$/TR/ano)
R\$ 2.067,00	R\$ 1.000,00	R\$ 75,00

Fonte: Elaboração própria a partir de pesquisas de mercado.

Tabela 2.5 – Custos de aquisição, instalação e manutenção de HRSG

Aquisição (R\$/kg.v)	Instalação (R\$/kg.v)	Manutenção (R\$/MWh)
R\$ 175,00	R\$ 50,00	R\$ 20,00

Fonte: Elaboração própria a partir de pesquisas de mercado.

¹ Valores aplicados no ano de 2017.

² Instalação completa (base, painéis elétricos, transferência de carga em rampa, transformadores e cabos próximos ao motogerador.

3 COGERAÇÃO: CENÁRIO ATUAL E POTENCIAL DE MERCADO

Os primeiros sistemas de cogeração surgiram no final do século XIX. Em 1940, metade da energia elétrica produzida nos Estados Unidos era proveniente da cogeração, sendo que esse percentual se reduziu a 5% no final dos anos 1960, em decorrência da expansão, da distribuição e do monopólio das redes de transmissão (SILVEIRA, 2009).

A busca pelo aproveitamento do grande potencial energético dos recursos hídricos do Brasil teve início a partir de 1950 e fez cair o interesse pela cogeração de energia. A venda dos excedentes de energia elétrica advinda dos sistemas de cogeração era desfavorecida não só pelos baixos valores tarifários, mas também pela ausência de regras e de legislação que ordenassem a relação entre o autoprodutor/produtor independente e a concessionária de energia elétrica local (BARBELI, 2015).

Segundo Andreos (2013), a evolução histórica das usinas de cogeração no Brasil está relacionada a aplicações isoladas em plataformas e, principalmente, nas indústrias que utilizam os seus resíduos de processo como combustível para a geração de energia destinada a seus processos produtivos, destacando-se a agroindústria canavieira e as indústrias: química, petroquímica, de papel e celulose, entre outras. Como pode-se observar na Figura 3.1, a capacidade instalada de cogeração no Brasil alcançou o pico de 16.004 MW em dezembro de 2016, com 15,92% do total provenientes do gás natural, que correspondem a 2.548 MW de potência instalada (COGEN, 2017).

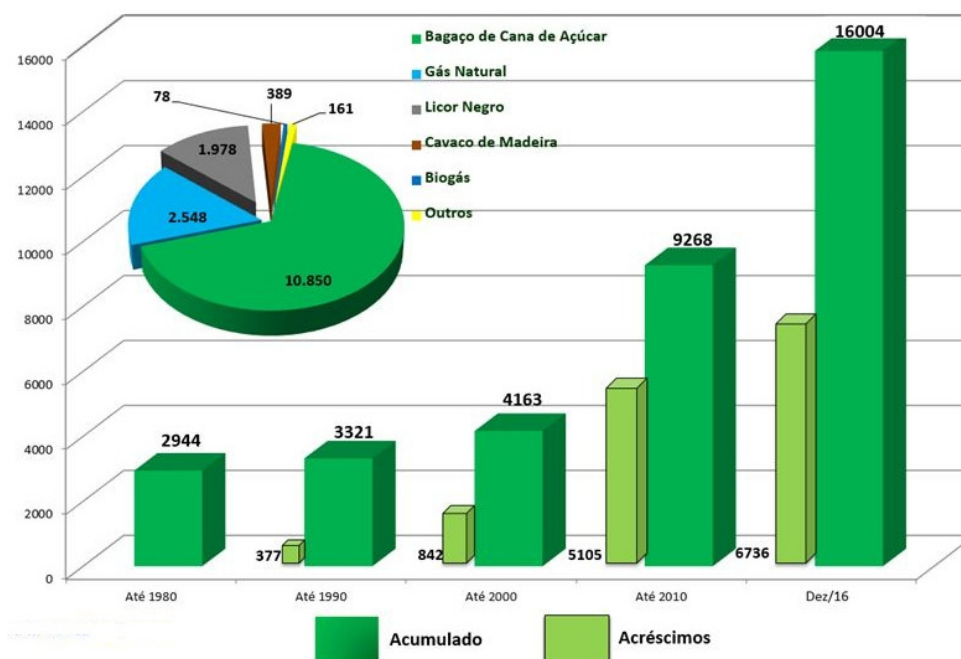


Figura 3.1 – Evolução da capacidade instalada de cogeração no Brasil.
Fonte: COGEN, 2017.

Mesmo diante da crescente evolução, a porcentagem de utilização de cogeração é ainda relativamente baixa. Esse reduzido índice de representatividade da cogeração na matriz energética brasileira é consequência da zona de conforto histórica em que o país sempre se encontrou em relação à geração de energia, com o aproveitamento do grande potencial existente de recursos hídricos (MACHADO, 2015).

Entretanto, a participação da cogeração na matriz energética brasileira e o interesse por esse tipo de geração por parte dos empreendedores tende a aumentar gradativamente em decorrência da restrição no aumento da capacidade de geração hidrelétrica e da crescente demanda de energia elétrica do país (MACHADO, 2015).

Em sua dissertação, Andreos (2013) destacou o estudo de potencial de cogeração do estado de São Paulo, realizado pela empresa COGEN em 2011; chegou-se ao potencial de mercado de 3.469 MW de geração de energia elétrica a gás natural com o uso de MCI e TG.

Tabela 3.1 – Mercado potencial de cogeração a GN no estado de São Paulo

Segmento	Clientes	Potencial (MW)	MCI (MW)	TG (MW)
Industrial	408	2.769	512	2.257
Terciário	1.184	700	680	20
Total	1.592	3.469	1.192	2.277

Fonte: Elaboração própria a partir de Andreos, 2013.

Analisando somente o mercado industrial, o potencial de cogeração no estado de São Paulo é de 2.769 MW de geração de eletricidade, dos quais 512 MW são aplicáveis à tecnologia com MCI e 2.257 MW à aplicação de TG, conforme a Tabela 3.2 a seguir.

Tabela 3.2 – Potencial de cogeração no estado de São Paulo: Segmento industrial

Segmento industrial	Clientes	Potencial (MW)	MCI (MW)	TG (MW)
Bebidas	19	65	22	43
Laticínios	26	41	41	0
Frigoríficos	29	105	97	8
Óleos	5	27	0	27
Aminoácidos	4	60	17	43
Massas e biscoitos	22	62	62	0
Citros	5	104	25	79
Cerâmica	166	59	59	0
Papel e celulose	30	346	29	317
Têxtil	56	183	108	75
Química	26	912	50	862
Ferro gusa e aço	1	287	0	287
Cimento	9	221	0	221
Pneus	5	70	2	68
Alumínio	1	164	0	164
Madeira	4	63	0	63
Total	408	2.769	512	2.257

Fonte: Elaboração própria a partir de Andreos, 2013.

3.1 Barreiras da cogeração

Serão listadas neste tópico as principais barreiras para a implantação de usinas de cogeração no Brasil, de acordo com Andreos (2013).

3.1.1 Custo de investimento inicial

Tratando-se de uma planta complexa, com inúmeros equipamentos interligados, componentes importados e a necessidade de um sistema de controle e monitoramento altamente sofisticado, as centrais de cogeração demandam um investimento inicial elevado se comparadas a soluções convencionais mais simples com custos menores. Por isso, geram as seguintes barreiras para implementação:

- Impacto financeiro inicial alto. Mesmo diante da possível economia operacional, o investidor brasileiro como um todo, tende a pensar somente no custo inicial, portanto o empreendedor tende a optar pela solução com custo inicial menor, ignorando a economia no custo operacional;
- Longo tempo de retorno dos investimentos. Apesar de a cogeração ter uma vida útil longa, devido à oscilação e concorrência em alguns segmentos de mercado, somente empreendedores arrojados investem em soluções energéticas com retorno financeiro com prazos mais alongados, restando somente a empreendimentos com mercados maduros e a operações consolidadas a opção pela solução de cogeração.

3.1.2 Operação complexa e dedicada

Como já dito, devido ao grau de complexidade de operação da cogeração, incluindo questões de segurança e integridade dos equipamentos, alguns controles são indispensáveis, como por exemplo:

- Monitoramento e automação de alta tecnologia. O monitoramento é fundamental para a preservação e o bom funcionamento dos equipamentos que compõem o sistema de cogeração sem a ultrapassagem de parâmetros

vitalis como o limite de temperatura, a pressão, a trepidação etc. Já a automação é necessária em casos de intervenções e manobras operacionais, como por exemplo, transferência de carga e partida de equipamentos, de modo a garantir o desempenho seguro e desejado. Geralmente, esses equipamentos são conectados a um software que, por sua vez, é controlado por um operador na sala de controle no próprio empreendimento.

- Mão de obra treinada em tempo integral. Devido ao alto custo investido na usina de cogeração, é necessária a manutenção de um operador dedicado ao monitoramento e à operação da planta de modo a garantir a continuidade e segurança ao processo das utilidades.
- Custos maiores com manutenção. Como as plantas de cogeração exigem maior número de equipamentos, controles e peças, o custo com manutenção é muito maior se comparado a soluções convencionais com outras tecnologias.

3.1.3 Dependência da tarifa do gás

Aproximadamente de 50 a 65% do custo operacional de uma central de cogeração está atrelado à tarifa do combustível; logo, qualquer variação no preço desse insumo reflete diretamente na viabilidade financeira do projeto, exigindo grande estabilidade dessa *commodity*, o que não ocorre hoje no Brasil.

3.1.4 Capacitação técnica

Pelo fato de o Brasil ser um país com fartura em recursos naturais, e consequentemente possuir grande capacidade de geração hidrelétrica, nossa cultura foi desenvolvida com base no incentivo ao uso desenfreado de energia elétrica, estimulando diversas soluções de utilidades cujo insumo fundamental é a própria eletricidade. Em consequência, a mão de obra se qualificou para esse fim, enquanto para a cogeração, desde a área de engenharia até as de operação e manutenção, ficou muito carente de informação e conhecimento, sendo necessária capacitação nessas áreas através de cursos superior e técnico especializados.

3.2 Benefícios da cogeração

Segundo Andreos (2013), a cogeração tem papel imprescindível como mecanismo de produção de energia elétrica para o desenvolvimento do país em termos de matriz energética. Hoje, o potencial de geração de energia elétrica está concentrado na região Norte do país, principalmente pela construção nos últimos anos das usinas hidrelétricas de Belo Monte e Jirau, enquanto o centro de maior consumo de eletricidade fica na região Sudeste, a 3.000 km de distância. Como o sistema de transmissão de energia do SIN encontra-se em sua maior parte saturado, sem capacidade de incremento de carga, a cogeração distribuída pode ser uma solução para esse gargalo, podendo ser aplicada dentro do centro de carga, ou melhor, dentro das instalações dos consumidores de energia, dispensando a utilização do sistema atual de transmissão e distribuição de energia elétrica e proporcionando alguns benefícios, listados a seguir:

- Eliminação das perdas por Efeito *Joule* nas linhas de transmissão e distribuição de energia, que chegam a 18%;
- Prorrogação dos custos de investimentos nos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica com aumento de capacidade dos sistemas atuais;
- Postergação dos investimentos na geração de eletricidades por meio da termogeração com a implantação de novas usinas térmicas;
- Disponibilidade de eletricidade para a retomada da economia;
- Diversificação da matriz energética brasileira por meio da maior participação do gás natural na geração de energia elétrica;
- Melhora do perfil de carga do SIN. A cogeração desloca a carga no horário de ponta, eliminando a utilização de equipamentos de ar condicionado elétricos, responsáveis por grande parte da carga do horário de ponta e dos picos de demanda no horário em que a carga térmica atinge o máximo, por volta das 16 horas.

3.2.1 Benefícios para o empreendedor

De acordo com Andreos (2013), no que tange aos benefícios para o empreendedor, a cogeração apresenta aspectos importantes como segurança, qualidade da energia e redução de custos operacionais. Nessa ótica, a cogeração traz os seguintes benefícios aos usuários:

- Autossuficiência energética: em tempos de crise no setor elétrico, alavancada a escassez de chuvas nos reservatórios e com o aumento de demanda, a cogeração pode exercer papel estratégico no suprimento da energia elétrica em eventual falta por parte da distribuidora local.
- Confiabilidade e segurança do sistema: podendo-se gerar a própria energia por meio da cogeração, fica como opção para o empreendedor manter um paralelismo constante com a concessionária local; caso ocorra, por qualquer motivo, a parada da usina, seja por manutenção, seja por indisponibilidade, o empreendimento tem assegurado o suprimento através da rede local, mantendo-a como um *backup* de sua principal fonte de energia.
- Maior qualidade de energia. Pelo fato de a cogeração operar de forma isolada ao SIN e ser controlada pelo próprio usuário, o empreendedor tem uma melhor qualidade no suprimento da energia, ficando protegido de variações e interrupções por parte do distribuidor local.

3.3 Cogeração qualificada – Legislação brasileira

3.3.1 Resolução Normativa nº 235, de 14 de novembro de 2006 (REN 235) – ANEEL

A REN 235, em seu artigo 1º, visa a estabelecer os requisitos para o reconhecimento da qualificação de centrais termelétricas cogeneradoras, com vistas à participação nas políticas de incentivo ao uso racional dos recursos energéticos.

3.3.2 Requisitos para qualificação

Para a inclusão de uma central termelétrica cogeneradora na modalidade de “cogeração qualificada”, ela deverá atender aos seguintes requisitos:

- I. Estar regularizada perante a ANEEL, conforme o disposto na legislação específica e na Resolução nº 112 de 18 de maio de 1999; e
- II. Preencher os requisitos mínimos de racionalidade energética, mediante o cumprimento das inequações (a) e (b) a seguir (ANEEL, 2006):

$$\frac{Et}{Ef} \geq 15\% \quad (2)$$

$$\left(\frac{Et}{Ef}\right) \div X + \frac{Ee}{Ef} \geq Fc\% \quad (3)$$

Em que:

- I. **Energia da fonte (Ef):** energia recebida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, com base no conteúdo energético específico, que no caso dos combustíveis é o Poder Calorífico Inferior (PCI);
- II. **Energia da utilidade eletromecânica (Ee):** energia cedida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontando da energia bruta gerada o consumo em serviços auxiliares elétricos da central;
- III. **Energia da utilidade calor (Et):** energia cedida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontando das energias brutas entregues ao processo as energias de baixo potencial térmico que retornam à central;
- IV. **Fator de cogeração (Fc%):** parâmetro definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeneradora, o qual se aproxima do conceito de Eficiência Energética;
- V. **Fator de ponderação (X):** parâmetro adimensional definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeneradora, obtido da relação entre a eficiência de referência da utilidade calor e da

eletromecânica, em processos de conversão para a obtenção em separado dessas utilidades.

Os valores de “X” e “Fc%” das fórmulas de que trata o inciso II deverão ser aplicados em função da potência elétrica instalada na central de cogeração e da respectiva fonte, obedecidos os valores da Tabela 3.3 – Fatores “X” e “Fc%” em função de potência elétrica instalada e fonte

:

Tabela 3.3 – Fatores “X” e “Fc%” em função de potência elétrica instalada e fonte

Fonte/potência elétrica instalada	X	Fc%
Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão:		
Até 5 MW	2,14	41
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,13	44
Acima de 20 MW	2,00	50
Demais combustíveis:		
Até 5 MW	2,50	32
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,14	37
Acima de 20 MW	1,88	42
Calor recuperado de processo:		
Até 5 MW	2,60	25
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,17	30
Acima de 20 MW	1,86	35

Fonte: ANEEL, 2006.

4 CENÁRIO ENERGÉTICO BRASILEIRO

Neste capítulo, serão apresentadas resumidamente as composições da matriz elétrica brasileira por fonte de geração, breve histórico da indústria da energia elétrica, histórico e evolução do gás natural no país, além de projeções de oferta e demanda de energia elétrica e gás natural.

A matriz energética mundial tem como base o carvão, o petróleo, o gás natural, a energia nuclear e a hidroeletricidade. Mais do que o suprimento das necessidades domésticas, a energia gerada por essas fontes é condição absoluta para as indústrias, essencialmente aquelas eletrointensivas. Especificamente após a Revolução Industrial, são as matrizes energéticas que fomentam o desenvolvimento das nações e as aspirações dos seus povos por crescimento e riquezas. Entre essas fontes, a hidroeletricidade é considerada renovável ainda que limitações geográficas condicionem poucos países a explorá-la. Cada nação tende a explorar seus recursos de forma otimizada diante das características estruturais socioeconômicas que a matriz energética fomenta. Com a ascensão do ambientalismo e, principalmente, do desenvolvimento sustentável, parece lógico considerar que “os países que melhor se posicionam quanto ao acesso a recursos energéticos, de baixo custo e de baixo impacto ambiental, obtêm importantes vantagens comparativas” (TOLMASQUIM et al., 2007, p. 63).

4.1 Indústria da energia elétrica – breve histórico

As características marcantes da indústria de energia elétrica (IEE) brasileira observadas – (grande potencial hidráulico energético, ineficiência, vícios de atitude em razão do monopólio, interferência política e uso do setor com finalidades diversas) – favoreceu um novo modelo regulado pelo mercado no qual o capital privado promoveria a expansão do setor. Surgem novas formas institucionais caracterizadas pela desagregação vertical das concessionárias e da transmissão e da geração, com a desagregação da distribuição e comercialização, e a criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), do Operador Nacional do Sistema (ONS) e da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) como agência reguladora (TOLMASQUIN, 2011).

Antes de serem privatizadas, a maioria das distribuidoras e geradoras foi dividida. A cadeia de produção foi partilhada em geração, transmissão, distribuição e

comercialização. A geração e a comercialização foram desregulamentadas. Os privilégios foram eliminados e novos atores, introduzidos. A transmissão e a distribuição foram mantidas como um monopólio (estatal) para permitir uma equidade no transporte e possibilitar a competição na IEE.

As empresas geradoras passaram a atuar em um mercado concorrencial, sendo livre a negociação de novos contratos com distribuidoras, comercializadoras e grandes consumidores. Os eventuais déficits ou superávits contratuais são negociados no Mercado Atacadista de Energia (MAE), no qual o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) tem um papel importante na gestão financeira dos riscos hidrológicos do parque gerador. Para manter a competição, uma empresa geradora tem um limite de participação na capacidade total do sistema em que atua. Agentes com superávit de energia, como a COPEL, procuraram instituir empresas comercializadoras para dar mais agilidade às transações (TOLMASQUIN, 2011).

Dessa forma, a IEE configurou a energia elétrica como *commodity* (VAINER, 2007). A maior parte da energia deverá ser comercializada por meio de contratos bilaterais negociados livremente entre distribuidores, grandes consumidores, geradores e comercializadores e o restante será negociado no MAE e será pago de acordo com o custo marginal de operação calculado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) conforme as condições do sistema.

4.2 Matriz elétrica

No Brasil, a geração de energia elétrica é realizada por diversas empresas e por diferentes fontes, sendo distribuída pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) formado pelas regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Entretanto, a hidroeletricidade ainda exerce um papel de protagonista na matriz elétrica brasileira. Segundo o Banco de Informações de Geração - BIG da Aneel (2017b), o Brasil possui 153.582 MW de capacidade instalada, dos quais 93.958 MW são provenientes das usinas hidrelétricas (UHE) e representam 61,1% do total. A seguir, vêm as usinas termelétricas (UTE) com 26,7% e as eólicas (EOL) com 7,15%, para complementar as principais fontes de geração de energia do país.

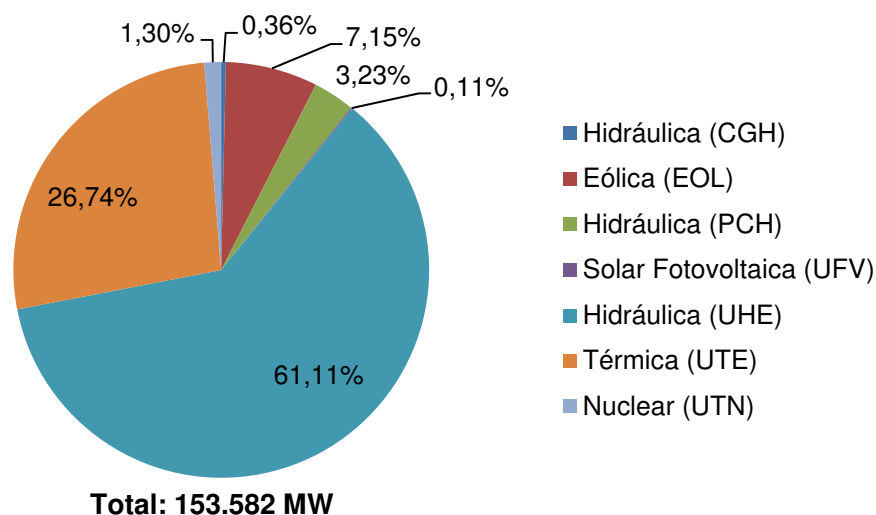


Figura 4.1 – Capacidade instalada do SIN (MW) – 31/12/2016
Fonte: ANEEL, 2017.

A Figura 4.2, apresenta a geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) por fonte, no final ano de 2016. Do total de 541.597 GWh gerados, 410.237 GWh representam a geração hidráulica, comprovando a dependência dessa fonte. Em segundo lugar, a termogeração representou 16%, totalizando 84.692 GWh, seguida pela geração eólica, com 6%, e pela nuclear, com 3% (ONS, 2016).

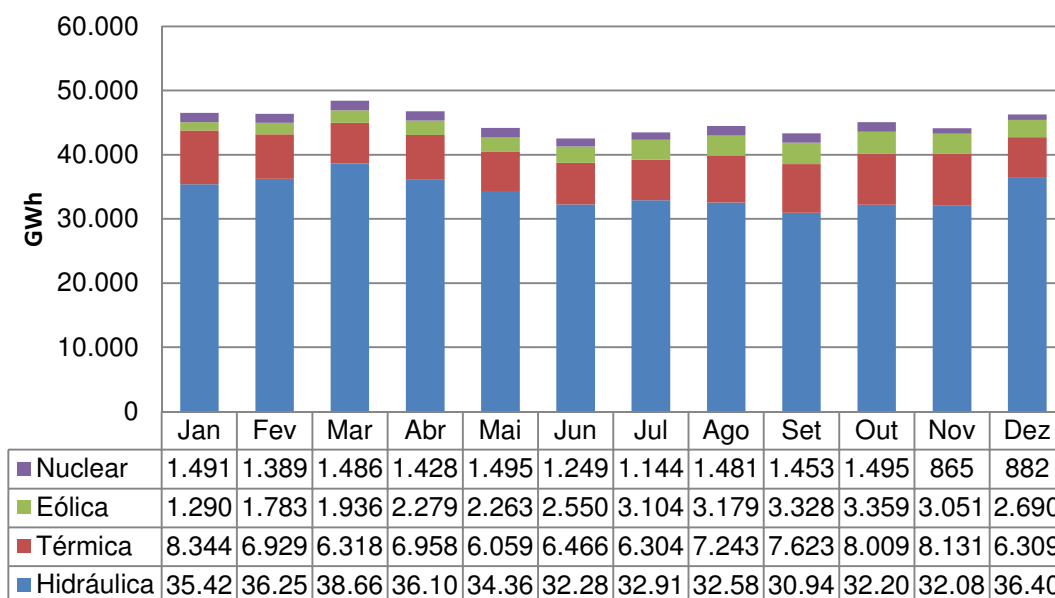


Figura 4.2 – Geração elétrica por fonte no Brasil SIN – 31/12/2016
Fonte: ONS, 2016.

Segundo os dados do Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (PDE 2026), no que tange a projeção da demanda de energia elétrica para o período 2017-2026, foi considerado uma projeção de crescimento médio anual de 3,6% ao ano, o que demonstra que o setor elétrico precisa aumentar e diversificar a produção de energia elétrica para os próximos anos.

Tabela 4.1 – Consumo de energia elétrica na rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2016	132.611	163.758	88.165	74.981	459.515
2017	136.018	165.268	90.083	77.249	468.617
2018	140.681	168.706	93.192	79.983	482.563
2019	145.773	172.514	96.758	82.984	498.030
2020	151.704	177.362	100.801	86.424	516.290
2021	158.008	185.916	105.045	90.103	539.071
2022	164.613	195.531	109.485	93.932	563.560
2023	171.529	201.372	114.181	97.981	585.062
2024	178.778	207.087	119.147	102.261	607.273
2025	186.262	212.836	124.337	106.718	630.153
2026	193.990	218.829	129.758	111.357	653.935
Variação (% ao ano)					
2016-2021	3,6	2,6	3,6	3,7	3,2
2021-2026	4,2	3,3	4,3	4,3	3,9
2016-2026	3,9	2,9	3,9	4,0	3,6

Fonte: EPE, 2017.

Um dos fatores que colaboram com a restrição no aumento da capacidade de geração é o esgotamento dos potenciais hidráulicos próximos aos centros de consumo, exigindo investimentos cada vez maiores para esse tipo de fonte. O maior potencial de geração hidrelétrica está concentrado na região Norte do país, bem distante do principal centro de consumo de energia – a região Sudeste. A transmissão de energia a longas distâncias implica perdas significativas no sistema, reduzindo a eficiência e a segurança na geração e distribuição (ANDREOS, 2013).

Outro fator relacionado às crescentes restrições ambientais desse tipo de geração é o maior incentivo à construção de usinas com baixa ou nenhuma capacidade de armazenamento – as usinas “a fio d’água”. Ademais, as hidrelétricas que vêm sendo construídas nos últimos anos são usinas “a fio d’água” e não possuem capacidade de regularização; dessa forma, não há como armazenar água para suprir os extensos períodos de seca (BAJAY, 2015).

4.3 Cenário do gás natural no Brasil

4.3.1 Histórico e evolução

Historicamente, a utilização do gás natural no Brasil começou no Nordeste brasileiro ainda na década de 1940, com as descobertas de óleo e gás na Bahia. No final da década de 50, a produção da região era de 1 milhão de m³/d e, após uma década, esse número chegava aos 3,3 milhões de m³/d (SANTOS, 2002).

Com a descoberta da Bacia de Campos na costa do estado do Rio de Janeiro, já na década de 1970, as reservas provadas brasileiras evoluíram rapidamente, principalmente devido aos importantes campos de Albacora, Marlim e Roncador (BORGES, 2009).

Ainda assim, o crescimento do mercado brasileiro de gás natural foi bastante modesto até meados da década de 1990. Este cenário somente se modificou com a entrada em operação do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) em 1999, com capacidade de transportar até 30 milhões de m³ de gás por dia, quando foi possível um aumento expressivo na oferta nacional de gás natural. Nos primeiros anos de operação do gasoduto, a elevada oferta do produto e os baixos preços praticados permitiram um rápido aumento no consumo, principalmente no setor industrial. Esse forte aumento de consumo foi ainda mais acelerado após a crise de abastecimento elétrico vivida pelo Brasil entre 2001 e 2002 (comumente denominada pela mídia como “apagão”), quando o governo federal definiu um aumento da geração termelétrica a gás para a matriz energética brasileira (VAZ; MAIA; SANTOS, 2008).

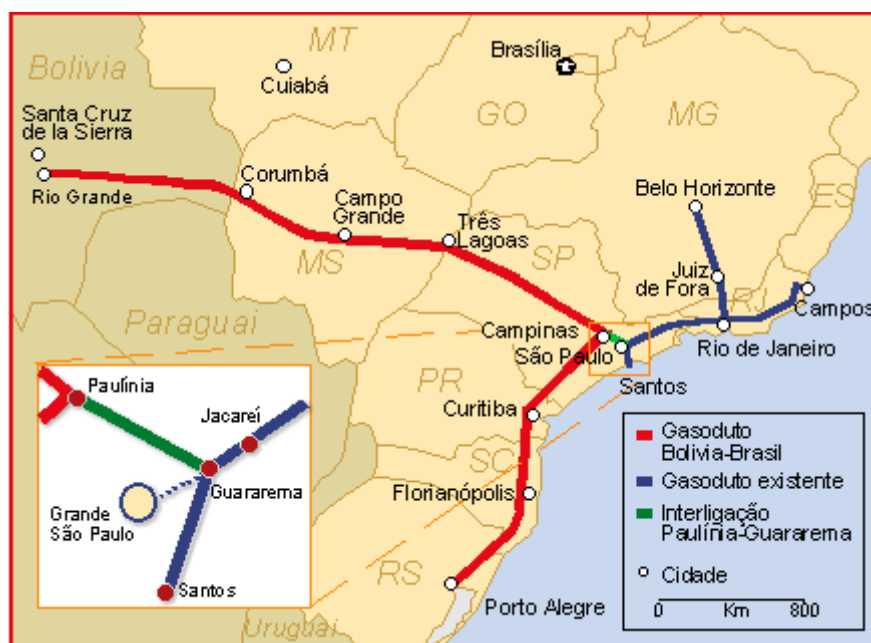


Figura 4.3 – Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL).
Fonte: PASSOS, 1998.

Ao longo dos últimos anos, o gás natural vem se mostrando um importante recurso energético. Diante da demanda crescente por energia e da necessidade de satisfazê-la sem impactar negativamente o meio ambiente, o gás natural tem sido uma boa alternativa em relação a outros combustíveis de origem fóssil como o petróleo ou o carvão. Somado a essas necessidades, o expressivo aumento das reservas de gás natural nas últimas décadas tem feito com que esta fonte de energia se torne cada vez mais uma alternativa viável. Particularmente no Brasil, destaca-se a função das termelétricas a gás natural como agentes de amortecimento em relação às variações de demanda no consumo de energia. Do incremento da demanda de energia observado em 2013, 80% estão associados à utilização de gás natural, petróleo e seus derivados. Esse fato se deve à redução da oferta interna de hidroeletricidade, com consequente aumento da geração térmica (BEN, 2013).

4.3.2 Oferta de gás natural no Brasil

De acordo com o PDE 2026 (EPE, 2017), a oferta de gás natural no Brasil é oriunda de três fontes: gás natural produzido nacionalmente; gás natural importado por meio de gasodutos internacionais; e gás natural importado na forma de GNL em terminais de regaseificação (Figura 4.4).



Figura 4.4 – Balanço esquemático de gás natural – Brasil.
Fonte: MME, 2017.

O gás natural tem tido maior participação na matriz energética brasileira nos últimos anos, tendo alcançado, em 2012, o valor de 11,5% da oferta interna de energia, segundo o Balanço Energético Nacional. As projeções para os próximos anos sinalizam que essa participação deverá aumentar ainda mais. O surgimento de novas áreas produtoras e a necessidade de atender ao aumento das demandas resultarão em maiores volumes de gás natural produzidos, importados, transportados e comercializados (ANDREOS, 2013).

Segundo Machado (2015), o crescimento da produção de gás natural se dá em razão de alguns fatores: crescimento das produções das bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos – pré-sal; aumento da capacidade de GNL da Baía de Guanabara; importações de gás da Bolívia – Gasoduto Gasbol; e desenvolvimento de recursos ainda não descobertos.

Ademais, as descobertas do pré-sal na bacia de Santos produziram um cenário bastante favorável ao gás natural e ao petróleo, elevando significativamente as reservas comprovadas. A área destinada ao pré-sal compreende atualmente 149.000 km², e encontra-se localizada próxima à região Sudeste, entre Santa Catarina e Espírito Santo, a aproximadamente 340 km da costa, estando assim perto do estado de São Paulo, maior centro de consumo do Brasil (MACHADO, 2015).

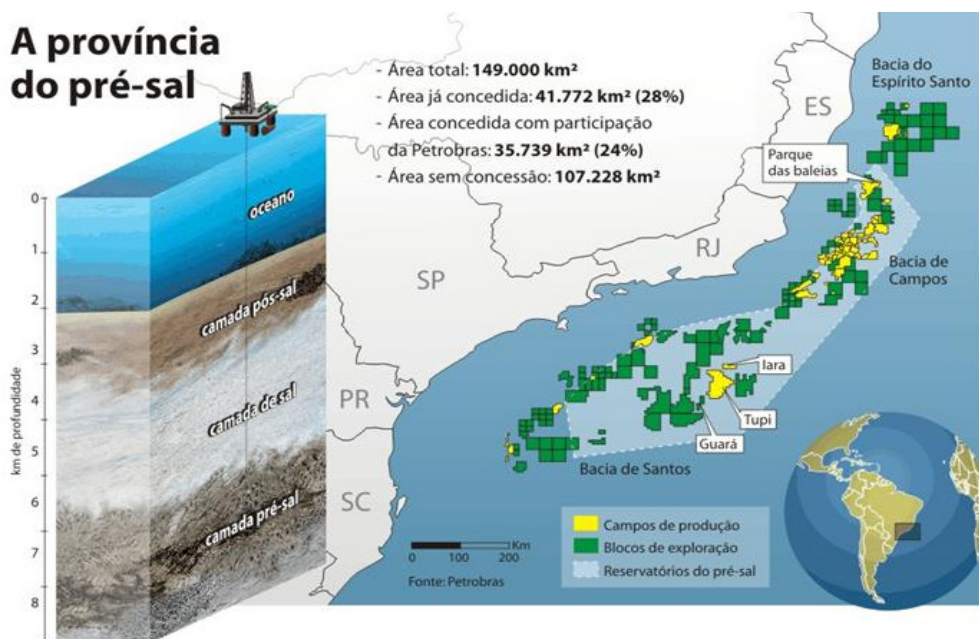


Figura 4.5 – A “província” do Pré-Sal.
 Fonte: SENADO FEDERAL, 2010.

Com relação ao Pré-Sal é importante ressaltar que suas bacias são de gás associado ao petróleo. Segundo Andreos (2013), as agências ambientais têm feito grande pressão para que o gás natural não seja queimado diretamente no *flare* das plataformas, sem a utilização da energia disponível nesse combustível. Esse fato tem contribuído para que o gás produzido seja escoado para o continente, sendo utilizado de forma efetiva para a geração de energia. Logo, a exploração para comercialização do petróleo proveniente do Pré-Sal está condicionada à produção e à comercialização de volumes crescentes de gás natural.

4.3.2.1 Oferta e demanda de gás natural no Brasil

Notou-se nos últimos anos uma forte expansão no setor de gás natural. Todavia, o progresso da indústria do gás natural no Brasil ocorreu num cenário de relativa carência da oferta nacional. Essa aparente contradição ocorre por causa dos escassos investimentos na exploração de gás não associados ao petróleo. Historicamente, as reservas e a produção brasileiras são em grande parte provenientes de campos de gás associado (produção conjunta de petróleo e de gás) pertencentes a Petrobrás, onde o investimento é destinado em grande proporção a produção de óleo e não de gás, devido o maior retorno para o investidor (CNI, 2016).

A Figura 4.6, mostra que a produção doméstica quase dobrou entre 2005 e 2015, alavancada principalmente pela produção de gás não associado e pela produção de petróleo.

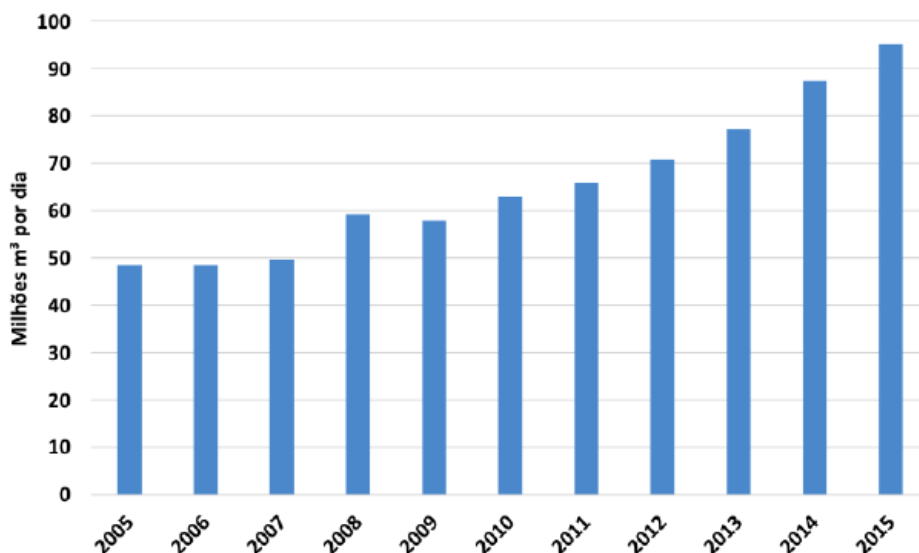


Figura 4.6 – Evolução da produção nacional de GN
Fonte: CNI, 2016.

4.3.2.2 Oferta e demanda histórica

Em 2016, a oferta total de gás natural no Brasil foi de 84,5 milhões de m³/dia de média, sendo o segmento industrial o principal consumidor com 40,8 milhões de m³/dia de média, seguido pela geração de energia elétrica através das termelétricas com 29,6 milhões de m³/dia de média. O aumento da oferta de gás natural no país registrado nos últimos anos vem ocorrendo principalmente pelo aumento da produção nacional e aumento da importação de gás natural liquefeito (GNL) (MME,2016), Figura 4.7.

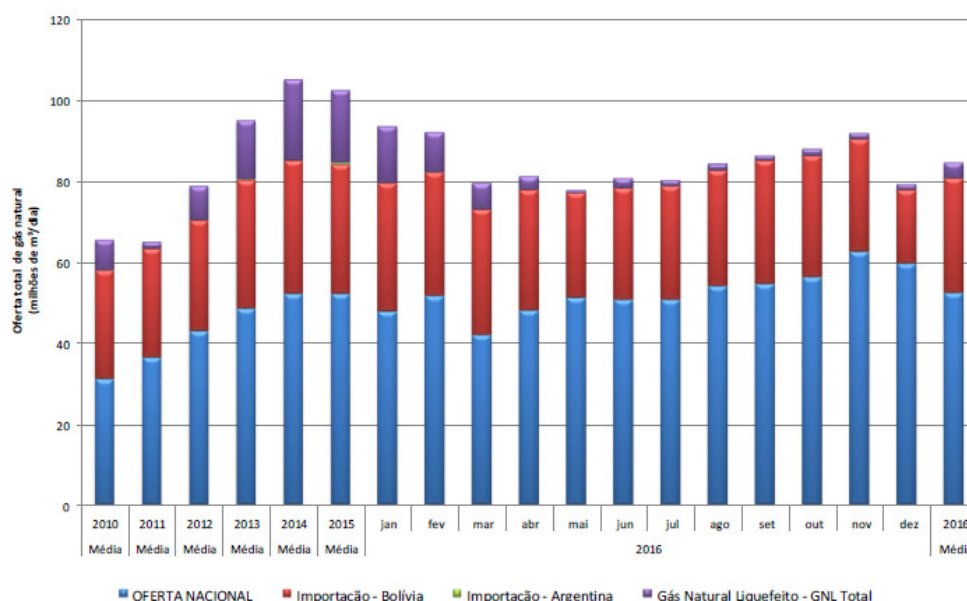


Figura 4.7 – Oferta total de gás natural disponibilizada no Brasil
Fonte: MME, 2016

Do volume total de gás natural ofertado no Brasil em 2016, 62% é de origem nacional (MME, 2016).

Em relação a demanda, ainda em 2016, a demanda total de gás natural foi de 80,2 milhões de m³/dia de média, considerando: (i) consumo industrial; (ii) geração elétrica; (iii) consumo automotivo; (iv) cogeração; (v) residencial; (vi) comercial; (vii) outros (inclui GNC) (MME, 2016).

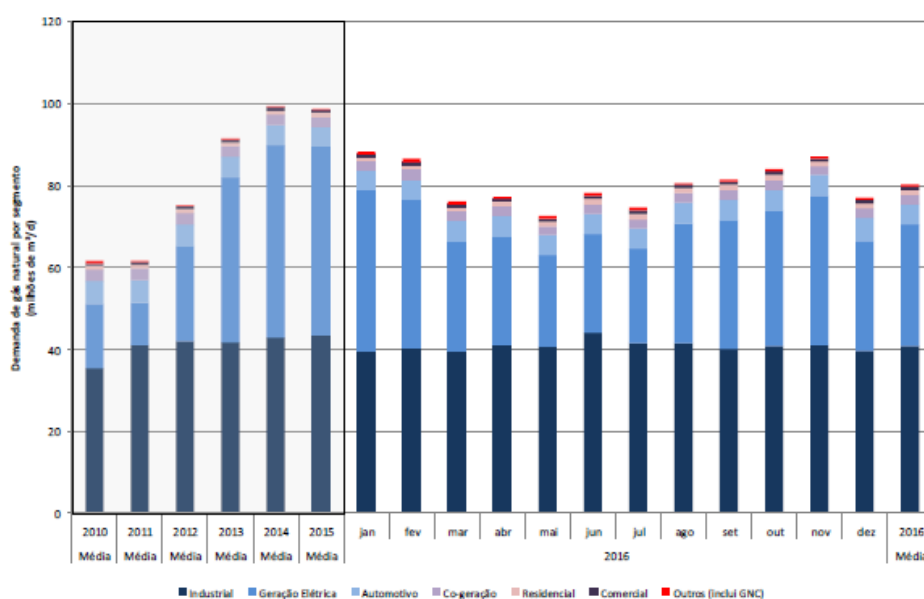


Figura 4.8 – Demanda total de gás natural por segmento no Brasil
Fonte: MME, 2016

4.3.2.3 Oferta e demanda futura

4.3.2.3.1 Oferta nacional

Conforme o PDE 2026, a oferta nacional total de gás natural projetada para 2026 será de aproximadamente 59 milhões de m³/dia, enquanto a produção líquida projetada será de 95 milhões de m³/dia. Neste estudo, foram consideradas as previsões de produção dos recursos descobertos, a estimativa de produção dos recursos descobertos em fase de avaliação e as perspectivas de produção de recursos não descobertos com base na geologia das bacias estudadas.

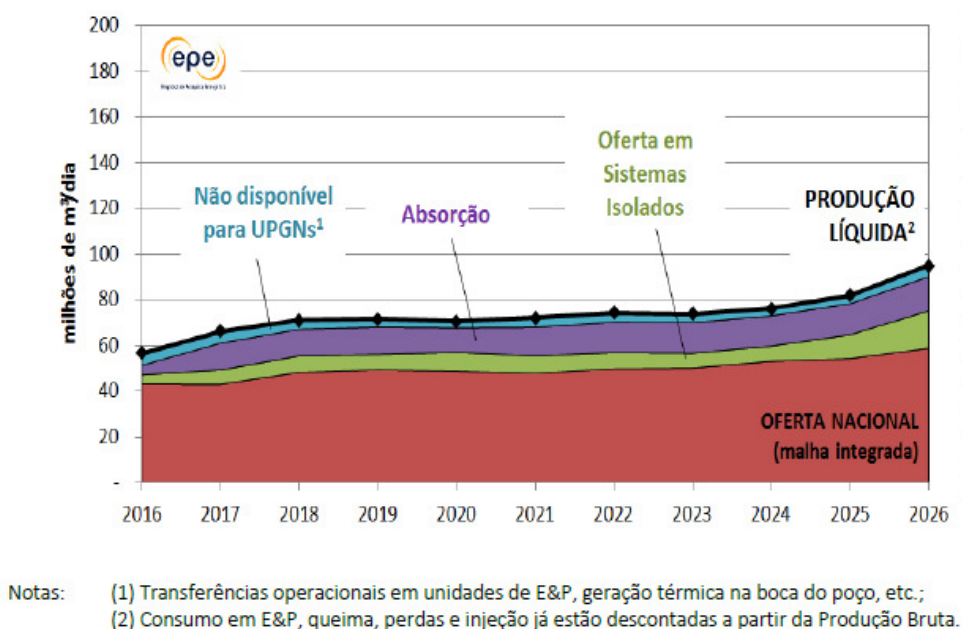


Figura 4.9 – Produção líquida e oferta potenciais de gás natural no Brasil
Fonte: EPE, 2017.

4.3.2.3.2 Oferta importada

Em 2016, as importações totais de gás natural equivaleram a aproximadamente 38% da oferta total no mercado nacional, tendo as importações pelo Gasbol representado 33% desse montante, enquanto as importações de GNL corresponderam a 5% (EPE, 2017).

No que se refere ao volume de gás importado da Bolívia por meio de gasodutos, foi considerada a manutenção do volume máximo de importação de 30 milhões de

m³/dia até o final do ano de 2021, considerando como premissa o aproveitamento do gás de *make-up*³, já que os contratos de fornecimento com a Bolívia acabam em 2019. A partir de 2022, considerou-se redução para 20 milhões de m³/dia (EPE, 2017).

Quanto ao volume importado de GNL, foram considerados neste estudo somente os três terminais de regaseificação existentes: um no Porto de Pecém (CE), cuja capacidade é de 7 milhões m³/dia, um na Baía de Guanabara (RJ), com capacidade de 20 milhões de m³/dia, e um na Baía de Todos os Santos (BA), com capacidade máxima de regaseificar 14 milhões de m³/dia (EPE, 2017).

4.3.2.3.3 Previsão de oferta potencial total

No PDE 2026, as fontes de gás natural para oferta no mercado brasileiro até 2026 serão a importação de gás boliviano via gasodutos, a importação de GNL e a produção nacional, compondo uma oferta total de 120 milhões m³/dia em 2026 (EPE, 2017), conforme a Figura 4.10.

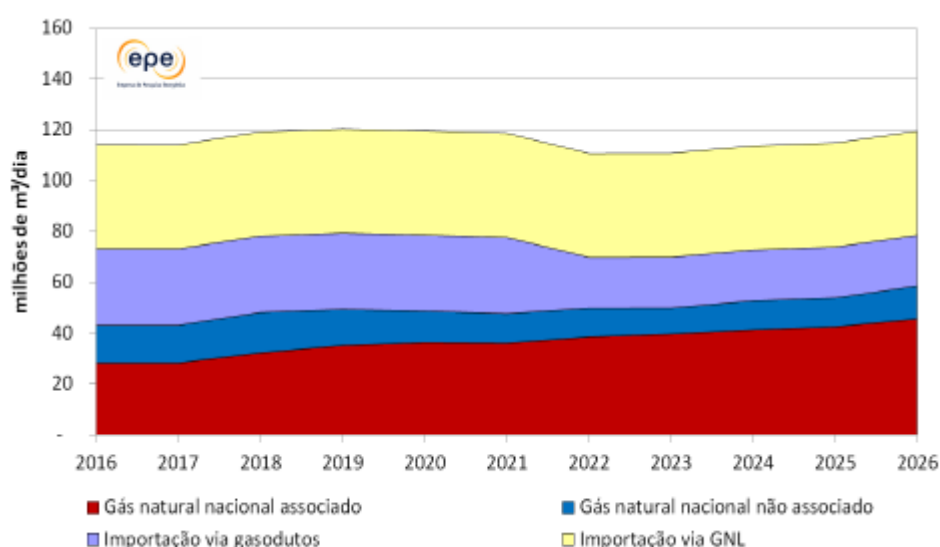


Figura 4.10 – Oferta total potencial de gás natural nacional até 2026
Fonte: EPE, 2017.

³ Volume de *make-up* seria uma compensação devido à retirada de gás inferior à contratada na cláusula *take-or-pay*, permitindo um crédito de gás a ser utilizado posteriormente.

Conforme citado acima, nota-se a partir do ano de 2021 uma redução de oferta, resultante principalmente da mudança de patamar do volume de gás natural importado da Bolívia (de 30 milhões para 20 milhões de m³/dia).

Outro ponto importante do estudo é que, no horizonte de 10 anos, percebe-se um aumento da produção nacional de gás natural associado, oriundo majoritariamente do Pré-Sal, que deve alcançar em 2026 o patamar máximo de 60% da oferta de gás nacional (EPE, 2017).

Já a oferta potencial total de GNL em 2026 atinge valor semelhante ao de 2021, considerando-se apenas os três terminais existentes.

4.3.2.3.4 Previsão de demanda futura

De acordo com o PDE 2024, a demanda potencial de gás natural poderá chegar em 171 milhões de m³/dia em 2024, considerando o despacho máximo das térmicas a gás. Boa parte deste crescimento se deve a expansão do parque termelétrico a gás natural.

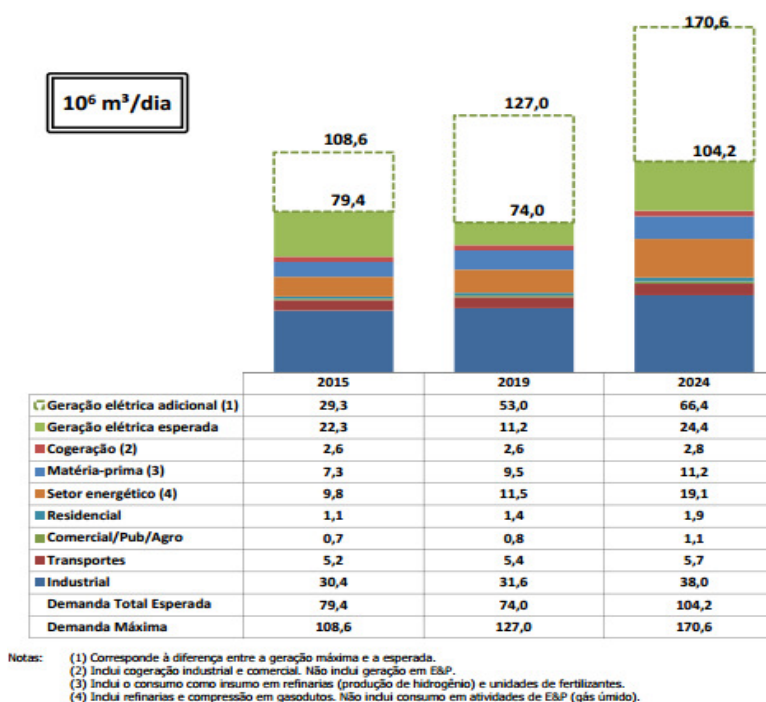


Figura 4.11 – Projeção de consumo total de gás natural
Fonte: EPE, 2015.

4.3.2.3.5 Demanda de gás natural no segmento industrial

As projeções do PDE 2026 no horizonte decenal (2017-2026) indicam que o setor energético é o que ganha relevância no consumo final de energia, influenciado pela produção do Pré-Sal aliada à ampliação da produção do setor sucroalcooleiro.

Devido ao alto nível de ociosidade do setor industrial, praticamente mantém-se a sua participação no consumo final de energia até 2026. À medida que o segmento recuperar sua capacidade instalada, o consumo desse setor crescerá também, principalmente no segundo quinquênio (de 2021 a 2026).

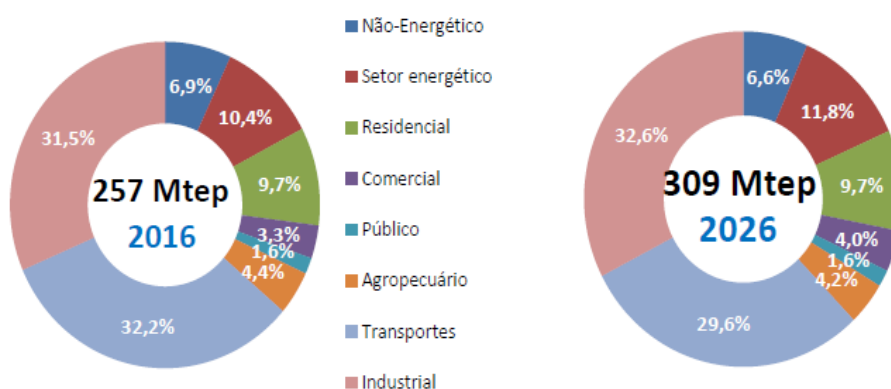


Figura 4.12 – Consumo final de energia por setor.
Fonte: EPE, 2017.

Um fator fundamental na avaliação da expansão do gás natural na indústria é a competitividade direta com energéticos substitutos. Na indústria, o uso desse insumo energético é bastante diversificado e apresenta algumas vantagens com relação à logística, ao rendimento e à manutenção dos equipamentos. Sua versatilidade permite aplicação na geração de calor e força motriz e uso como matéria-prima, como substituto direto de grande parte dos combustíveis industriais.

Contudo, boa parte dos segmentos industriais não faz uso exclusivo do gás natural, conferindo à competitividade do insumo papel fundamental para a sua penetração no segmento. Diante desse cenário, a demanda por gás natural é altamente influenciada pelo preço dos seus concorrentes.

De qualquer forma, segundo o estudo do consumo final de gás natural por setor ao longo do horizonte decenal, nota-se a previsão de uma elevação da participação do setor industrial, que deve se consolidar como principal consumidor, com 44,2% de

participação no consumo de GN, em 2026, um aumento de 5,9 p.p. entre 2017 e 2026, devido à esperada retomada da atividade econômica do país.

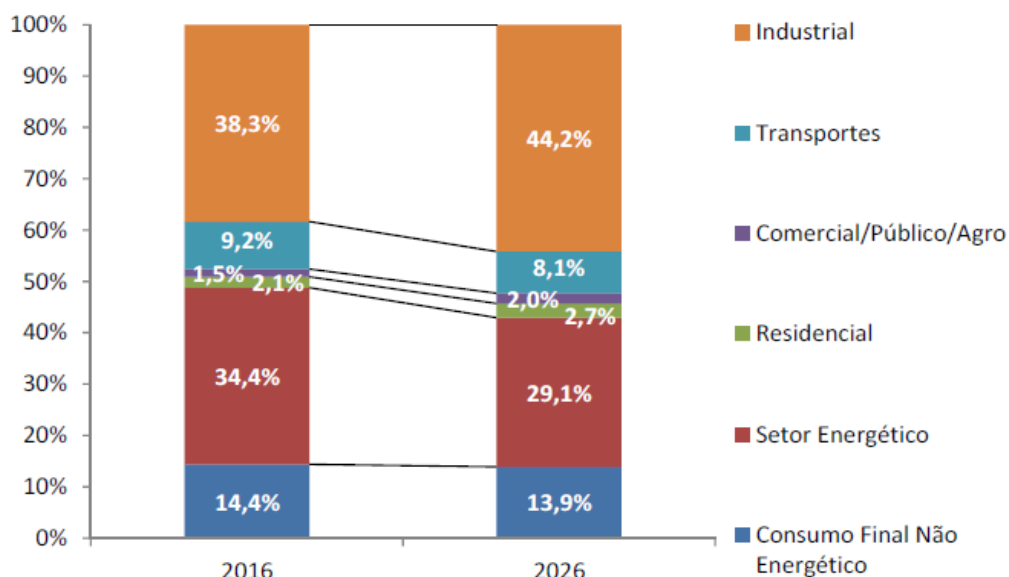


Figura 4.13 – Gás natural: participação no consumo final de energia por setor.
Fonte: EPE, 2017.

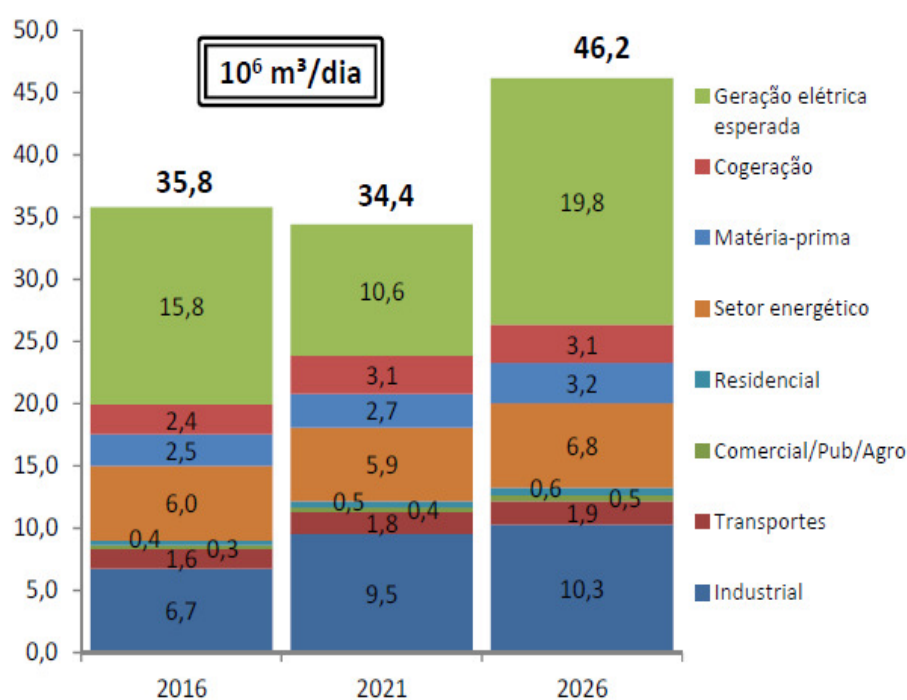


Figura 4.14 – Consumo total de gás natural por setor.
Fonte: EPE, 2017.

4.3.3 Estrutura de distribuição de gás canalizado no estado de São Paulo

O estado de São Paulo é o maior mercado consumidor de gás natural do país, tendo utilizado em 2016 cerca de 5 bilhões de metros cúbicos desse insumo, dos quais 77% foram destinados à indústria (SECRETARIA DE ENERGIA E MINERAÇÃO, 2017).

São Paulo conta com três concessionárias de distribuição de gás canalizado, sendo atendido pela Companhia de Gás de São Paulo (Comgás), pela Gás Brasileiro e pela Gás Natural Fenosa (Figura 4.15).

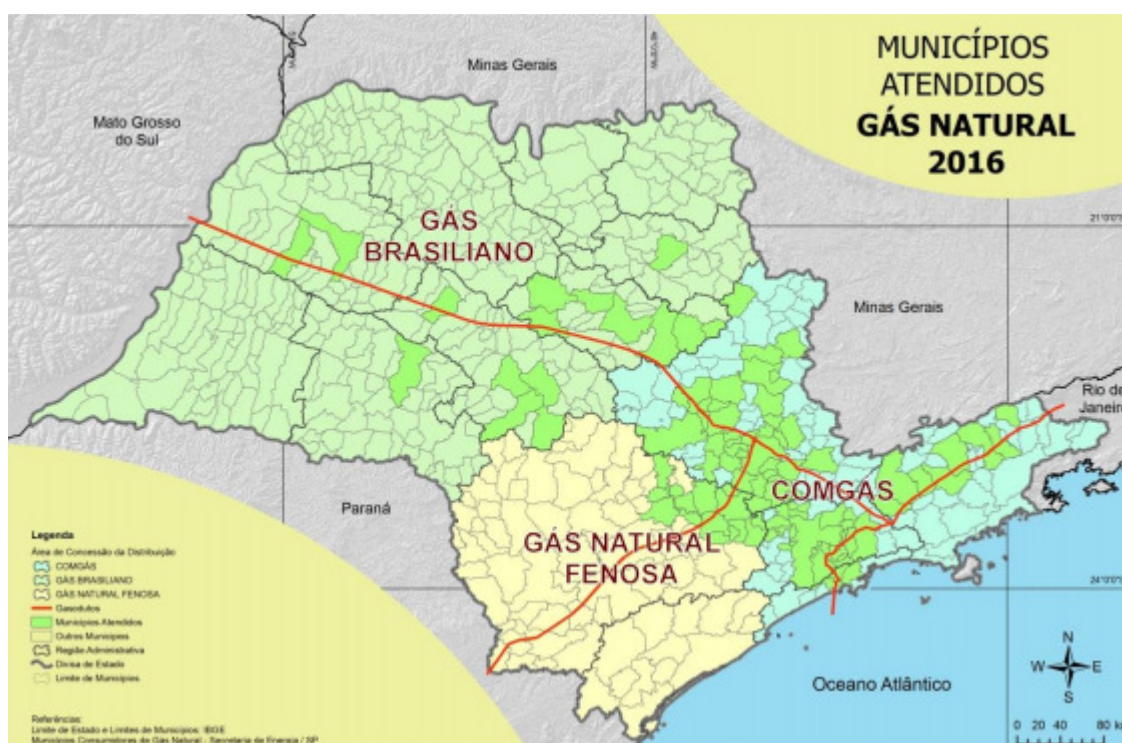


Figura 4.15 – Concessionárias distribuidoras de gás natural em São Paulo.
Fonte: SECRETARIA ESTADUAL DE ENERGIA E MINERAÇÃO DE SÃO PAULO, 2017.

Segundo Andreos (2013), a oferta de gás no estado passou por maturação acelerada após a privatização em 1999 da Comgás, que é hoje a maior concessionária de distribuição de gás natural do país, tendo registrado demanda média diária de 11,996 milhões de metros cúbicos em 2016 (Tabela 4.2). Com 145 anos completados em 2017, a Comgás detém a área de concessão mais privilegiada do país, a qual representa 27% do PIB nacional e cerca de 35% do consumo energético de todo o país (COMGÁS, 2017).

Tabela 4.2 – Demanda de gás natural por distribuidora até 30/04/2017

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA (milhões de m³/dia)	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017												Média 2017
						Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Algás (AL)	0,541	0,595	0,614	0,609	0,624	0,615	0,639	0,643	0,596									0,623
Bahiagás (BA)	3,743	4,465	3,894	3,883	3,374	3,439	3,320	3,239	3,440									3,360
BR Distribuidora (ES)	3,058	3,038	3,495	3,378	2,622	2,792	3,139	2,150	2,428									2,616
Cebgás (DF)	0,009	0,008	0,006	0,006	0,005	0,004	0,003	0,004	0,004									0,004
Ceg (RJ)	8,979	11,753	14,791	14,298	10,592	9,324	8,997	11,602	12,586									10,652
Ceg Rio (RJ)	6,591	9,016	10,555	10,417	6,346	5,863	6,242	5,635	9,289									6,749
Cegás (CE)	1,259	1,960	1,913	1,833	1,361	1,747	1,661	2,002	1,887									1,828
Cigás (AM)	2,458	3,085	3,428	3,730	2,933	2,640	2,707	2,277	2,544									2,538
Comgas (SP)	14,404	14,951	14,952	14,276	11,996	10,750	11,302	11,566	11,550									11,290
Compagás (PR)	2,227	2,268	2,897	2,734	1,301	1,140	1,362	1,378	1,345									1,304
Copergás (PE)	2,429	2,927	3,286	4,210	4,714	3,437	3,575	3,973	4,137									3,783
Gas Brasileiro (SP)	0,828	0,845	0,802	0,784	0,742	0,621	0,642	0,650	0,000									0,478
Gasmig (MG)	3,619	4,073	4,212	3,885	2,959	2,850	2,968	3,923	3,777									3,387
Gaspisa (PI)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000									0,000
Mtgás (MT)	0,008	0,015	0,008	0,005	0,003	0,003	0,003	0,003	0,002									0,003
Msgás (MS)	0,992	1,809	2,593	2,809	1,175	0,276	0,434	1,388	2,315									1,110
Pbgás (PB)	0,362	0,349	0,340	0,306	0,275	0,276	0,274	0,275	0,254									0,270
Potigás (RN)	0,349	0,348	0,344	0,282	0,274	0,280	0,299	0,308	0,306									0,298
Gás Natural Fenosa (SP)	1,352	1,323	1,181	1,118	1,099	1,074	1,155	1,138	1,142									1,127
Scgás (SC)	1,841	1,848	1,817	1,732	1,683	1,577	1,769	1,765	1,744									1,712
Sergás (SE)	0,278	0,276	0,288	0,281	0,278	0,283	0,290	0,256	0,236									0,266
Sulgás (RS)	1,791	1,941	1,966	2,401	1,905	1,658	1,772	1,854	1,699									1,745
Goiásgás (GO)	0,004	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,002	0,002	0,002									0,002
Gasmar (MA)	0,000	0,000	4,861	4,179	5,168	3,142	1,379	0,015	0,038									1,147
TOTAL DISTRIBUIDORAS	57,122	66,896	78,246	77,158	61,431	53,794	53,934	56,046	61,321									56,290

Fonte: MME, 2017.

Sua área concessão atende a Região Metropolitana de São Paulo, a Região Administrativa de Campinas, a Baixada Santista e o Vale do Paraíba, com 80 municípios com abastecimento de gás natural. A Comgás possui mais de 1,7 milhão de clientes, atendidos por mais de 14 mil km de rede de distribuição. Essa área conta com extensa rede de gasodutos de transporte da Petrobras que suprem a região: o GASBOL (Bolívia), o GASPAL (Bacia de Campos) e o GASAN (Bacia de Santos).

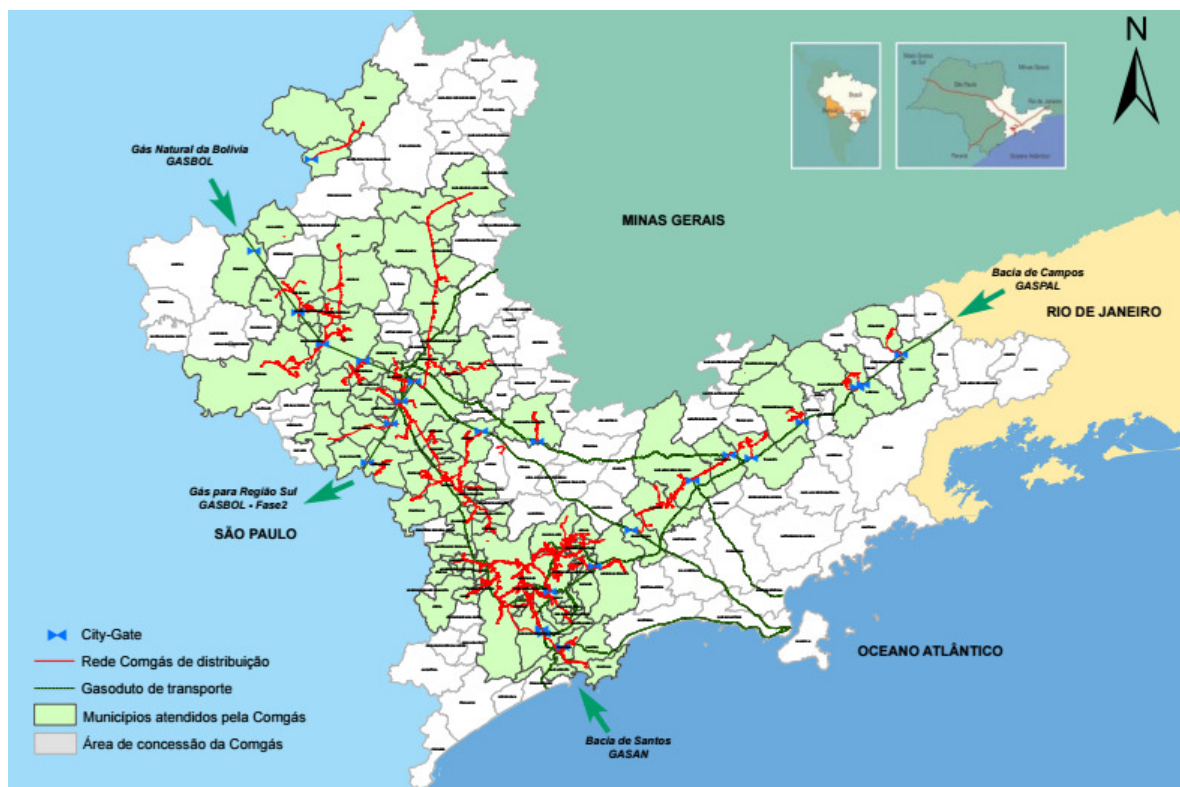


Figura 4.16 – Sistema de distribuição de gás natural na área de concessão da Comgás.
Fonte: COMGÁS, 2017.

4.3.4 Consumo de gás natural por segmento no estado de São Paulo

De acordo com a Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo, o volume de gás natural canalizado distribuído em São Paulo em agosto de 2017, num total 429.757 mil m³, apresentou acréscimo de quase 7% em relação ao volume comercializado no mesmo período do ano anterior.

O segmento industrial segue absoluto na participação do consumo estadual e foi responsável por 80,6% do consumo total, correspondente a 346.279 mil m³, indicando um acréscimo de 6,4% em relação ao mesmo mês do ano anterior.

O setor residencial apresentou um consumo de 26.970 mil m³, representando 6,3% do consumo estadual.

O setor comercial, com representatividade de 3,1% do mercado total de gás, apresentou um consumo de 13.237 mil m³.

O setor automotivo também apresentou acréscimo em relação a agosto/2016, e foi responsável por 4,5% do total, com 19.529 mil m³.

Por fim, o setor de cogeração, responsável por uma participação de 5,5% do total no estado, consumiu 23.742 mil m³, indicando um acréscimo de 10% diante do mesmo período do ano anterior.

4.3.5 Consumo de gás natural por região administrativa do estado de São Paulo

A seguir serão apresentados os dados de consumo de gás natural por região administrativa de São Paulo no ano de 2016. O destaque ficou por conta das regiões metropolitanas de São Paulo e administrativa de Campinas, que corresponderam 37,2% e 33% respectivamente do total. Juntas, as regiões somaram mais de 3,4 bilhões de m³ consumidos em 2016 (SECRETARIA DE ENERGIA E MINERAÇÃO, 2017).

Tabela 4.3 – Consumo de GN por região administrativa

REGIÃO ADMINISTRATIVA	RESIDENCIAL		COMERCIAL		INDUSTRIAL		AUTOMOTIVO		COGERAÇÃO		TERMOGERAÇÃO		TOTAL		PART. (%)
	N.C.	(m³)	N.C.	(m³)	N.C.	(m³)	N.C.	(m³)	N.C.	(m³)	N.C.	(m³)	N.C.	(m³)	
RMSP	943.236	216.887.331	13.631	118.743.577	686	1.106.578.503	195	140.266.755	15	18.355.708	2	267.502.443	957.765	1.868.394.317	37,2
Campinas	95.324	11.616.985	1.444	8.848.605	397	1.469.806.160	53	29.734.674	6	138.648.960	0	0	97.224	1.658.655.384	33,0
São José dos Campos	73.099	10.829.311	619	3.718.073	115	454.392.755	32	22.102.355	5	114.272.699	0	0	73.870	605.315.193	12,0
Sorocaba	63.992	5.931.535	1.529	5.572.225	190	376.274.112	26	13.303.635	0	0	0	0	65.737	401.061.506	8,0
Santos	43.676	4.077.921	655	3.734.135	1	220.457.886	4	3.232.953	0	0	0	0	44.336	231.502.695	4,6
Central	5.762	426.141	262	840.451	63	145.444.801	7	4.278.956	0	0	2	0	6.096	150.990.349	3,0
Bauru	0	0	27	127.131	17	49.376.415	2	470.033	0	0	0	0	46	49.973.579	1,0
Araçatuba	3.725	389.594	148	477.507	14	22.039.497	2	405.846	0	0	0	0	3.889	23.312.445	0,5
Marília	403	10.556	22	107.630	35	18.264.269	1	254.161	0	0	0	0	461	18.636.616	0,4
Ribeirão Preto	9.015	1.007.106	298	874.674	19	13.063.157	3	2.298.249	0	0	0	0	9.335	17.243.186	0,3
Barretos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Franca	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Itapeva	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Presidente Prudente	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Registro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
São José do Rio Preto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Estado de São Paulo	1.238.232	251.176.479	18.635	143.044.010	1.537	3.875.697.355	325	216.347.617	26	271.277.367	4	267.502.443	1.258.759	5.025.045.270	100

Fonte: SECRETARIA ESTADUAL DE ENERGIA E MINERAÇÃO DE SÃO PAULO, 2017.

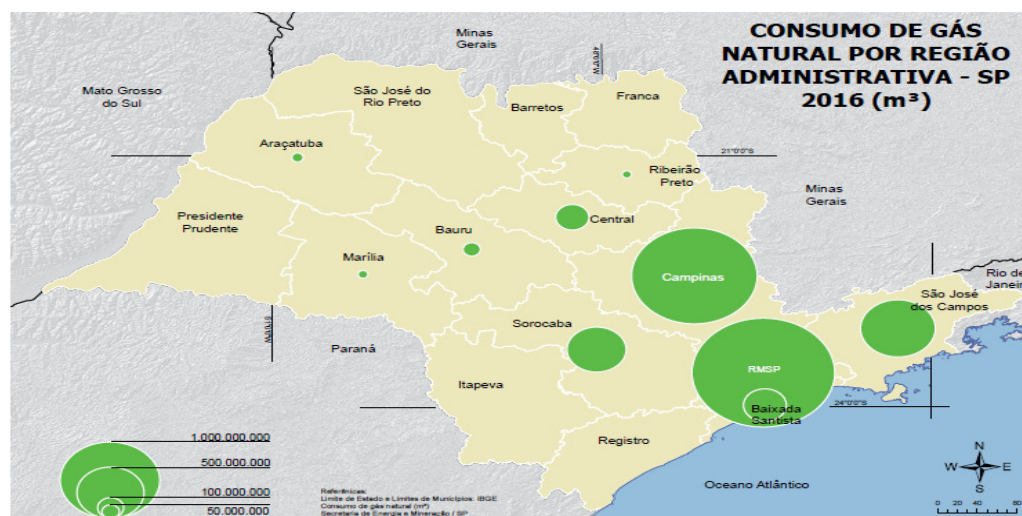


Figura 4.17 – Consumo de GN por região administrativa.

Fonte: SECRETARIA ESTADUAL DE ENERGIA E MINERAÇÃO DE SÃO PAULO, 2017.

4.4 Histórico e evolução

A história da indústria no Brasil é nova se comparada à de muitos outros países, principalmente europeus, tendo início com a produção cafeeira no final do século XIX até as primeiras décadas do século XX, quando o café exerceu grande importância para a economia do país, sendo o cultivo desenvolvido principalmente nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo e algumas áreas de Minas Gerais. Entretanto, a crise de 29 ocasionou a falência de muitos cafeicultores, fazendo com que esses buscassem novas alternativas produtivas, porém atuando com setores que empregavam pouca tecnologia, como: têxtil, calçados, além de fábricas de sabão e velas.

Durante o governo Vargas (1930-1945), a indústria ganhou grande impulso por meio de investimentos em infraestrutura e de leis voltadas para a regulamentação do mercado nacional.

Outro fator que contribuiu com o crescimento da indústria no Brasil foi a Segunda Guerra Mundial (1939-1945), pois os países europeus tiveram suas indústrias arrasadas e necessitavam da importação de produtos industrializados de diversos países, entre eles o Brasil.

Após a criação da Petrobras, em 1953, ocorreu grande desenvolvimento das indústrias produtoras de derivados do petróleo (borracha sintética, tintas, plásticos, fertilizantes, etc).

No governo do presidente Juscelino Kubitschek (1956-1961), o desenvolvimento industrial ganhou mais amplitude com a abertura da economia para o capital internacional, atraindo indústrias de diversos países, como as montadoras de automóveis (Ford, General Motors e Volkswagen).

Nas décadas seguintes (70, 80 e 90), a indústria nacional continuou a crescer, embora tenha passado por momentos de estagnação devido às crises econômicas (NASCIMENTO, 2017).

Atualmente, a indústria do Brasil apresenta forte desaceleração. De acordo com os dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) divulgados em 2017, a produção industrial brasileira apresentou queda de 6,6% no ano anterior (IBGE, 2017).⁴

⁴ Disponível em:< <http://www.valor.com.br/brasil/4854880/producao-industrial-encerra-2016-com-queda-de-66>>. Acesso em:18/11/2017.

4.5 Cenário atual

4.5.1 A importância da indústria no Brasil

A indústria torna possível maiores mudanças no processo de crescimento, motivando transformações na estrutura produtiva das economias no decorrer do tempo, o que conduz a mudanças na composição da demanda, elevando a presença de produtos industrializados na economia. Como o setor industrial possui maior capacidade de gerar novos processos produtivos e de criar novos produtos, promove relevantes avanços pelo lado da oferta. Dessa forma, o desenvolvimento econômico por meio da indústria apresenta maior produtividade e maiores chances de crescimento que o provado pelos demais setores da economia.

Mesmo em meio a um cenário econômico desfavorável, segundo a Confederação Nacional da Indústria (CNI) a indústria como um todo representou em 2016 21,2% do PIB do Brasil, contribuindo com R\$ 1,2 trilhão para a economia brasileira, sendo responsável por 55% das exportações brasileiras, por 30% da arrecadação de tributos federais e por 26% da arrecadação previdenciária.

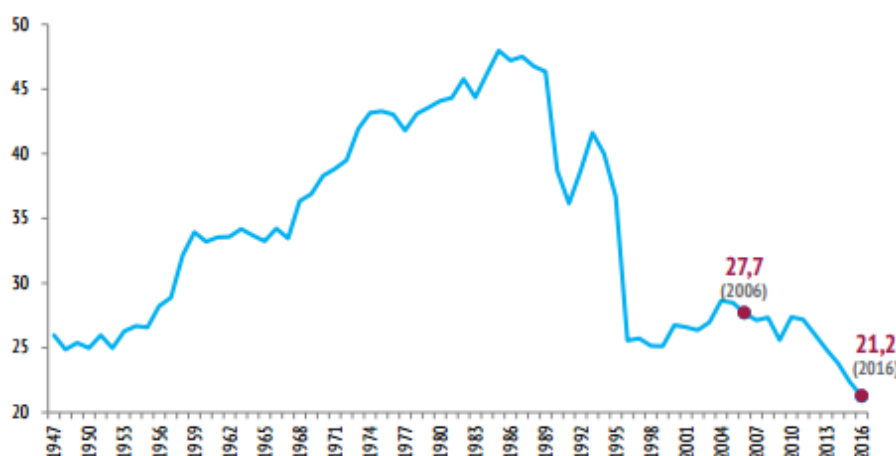


Figura 4.18 – Evolução da participação da indústria no PIB – 1947-2016 (%).
Fonte: CNI, 2017.

4.5.2 Retomada do setor

Como informado anteriormente, a indústria brasileira representou quase 22% do PIB em 2016 e, com a tendência de recuperação da economia, mesmo que muito

tímida, alguns indicadores industriais apontam sinais de recuperação. Segundo a pesquisa de indicadores industriais de agosto/2017 da CNI, o emprego industrial seguiu estável, enquanto horas trabalhadas e massa salarial apresentaram pequena variação positiva. Os índices mais favoráveis ficaram por conta do rendimento real e da utilização da capacidade instalada, que voltou a crescer. Entretanto, cabe ressaltar que a recuperação ainda é restrita a alguns segmentos.

4.6 Indústria no estado de São Paulo

4.6.1 O início da industrialização

O início da industrialização em São Paulo se deu nos primeiros anos da República, através dos primeiros empreendimentos industriais para fabricação de tecidos e artigos de vestuário.

Em 1907, foi realizado o primeiro censo industrial, e logo apontou o estado de São Paulo como o segundo mais importante centro industrial do país, possuindo 314 estabelecimentos industriais com 22.355 operários ocupados (SUZIGAN, 1971).

A partir dos anos de 1914/15, as sucessivas revisões das tarifas alfandegárias (principal fonte de receita do Governo Federal), impulsionaram principalmente a indústria de tecidos de algodão, e assim, acelerando o processo de industrialização do estado.

O censo industrial de 1920 apontou o estado de São Paulo como o principal centro industrial do país, com 4.145 estabelecimentos industriais, empregando 83.998 operários (quase 3 vezes o número de 1907), e gerando 35,2% do total adicionado pela indústria no país (SUZIGAN, 1971).

A industrialização no estado prosseguiu com gradual crescimento até a grande depressão econômica de 1929, afetando gravemente a expansão da indústria até 1933. Posteriormente a este período, a indústria paulista diversificou suas atividades e retomou o seu ritmo de crescimento. Com o início da II Guerra Mundial em 1939, o Brasil passou a ser fornecedor de produtos manufaturados, em especial os produtos têxteis e vestuários, impulsionando a industrialização no estado, embora em ritmo inferior àquele verificado em 1933-1939. Somente após a guerra em 1945 e voltando-se ao mercado interno, a indústria paulista retomaria um ritmo mais consistente de expansão (SUZIGAN, 1971).

4.6.2 Panorama atual do estado de São Paulo

O estado de São Paulo é reconhecido como maior polo econômico e industrial do Hemisfério Sul, sendo a 19ª maior economia do mundo e gerando cerca de um terço de toda a riqueza produzida pelo país. Em 2015, a riqueza produzida pelo estado somou R\$ 1,89 trilhão, equivalente a 32,1% do PIB do Brasil (INVESTE SÃO PAULO, 2017).

Com pouco mais de 44,7 milhões de habitantes, o estado é o maior gerador de empregos e o maior mercado consumidor do Brasil. Sua economia é bastante diversificada, composta por indústrias metal-mecânicas, sucroalcooleiras, têxteis, químicas, automobilísticas, aeronáuticas etc., bem como pelos setores de serviços, financeiro e agropecuário (IBGE, 2016).⁵

No que tange à indústria, o PIB industrial paulista de 2014 representou 28,9% do total nacional, gerando riquezas na ordem de R\$ 341,7 bilhões (INVESTE SÃO PAULO, 2017).

4.6.3 Principais polos econômicos do estado

A seguir serão apresentados os principais polos econômicos de São Paulo e suas principais características (VILELA; YAMAGUTI, 2013).

- Região Metropolitana de São Paulo (RMSP) - Região mais rica e populosa, onde está localizada a capital do estado. Abriga importantes polos industriais, principalmente na região do ABC. O setor de serviços também tem grande relevância na região.
- Macro MSP (Macro Metropolitana Paulista) – Região com importante polo industrial.
- Campinas – Região se destaca por importantes centros de pesquisas científicas e tecnológicas, além de uma das maiores refinarias em operação da Petrobras, a Replan em Paulínia. Outro destaque é o

⁵ Disponível em: <<http://www.bibliotecavirtual.sp.gov.br/temas/sao-paulo/sao-paulo-populacao-dos-municipios-paulistas.php>>. Acesso em: 18/11/2017.

Aeroporto de Viracopos, possuindo o segundo maior terminal de cargas do Brasil.

- Ribeirão Preto – Região econômica fortemente voltada para o agronegócio, com a maior produção de cana-de-açúcar do estado e país.
- Araçatuba – Região também se destaca com o agronegócio, com importante participação no cultivo de cana-de-açúcar e criação de gado.
- Bauru – Região com importantes malhas rodoviárias e ferroviárias usadas no escoamento da produção agrícola. Região importante na produção de laranja.
- São José do Rio Preto – Região se destaca no comércio e produção agrícola.
- Presidente Prudente – Região voltada ao comércio, criação de gado e educação.
- Araraquara – Região de destaque pelos polos científico, tecnológicos e agrícola com plantações de cana-de-açúcar e laranja.
- Marília – Região de destaque para a indústria de alimentos e agronegócio.
- Assis – Região se destaca na indústria e agricultura, principalmente de cana, milho e soja.
- Piracicaba – Região com importantes polos industrial e agroindustrial, com relevância para os setores metalúrgico e petroquímico.
- Itapetininga – Região com importantes polos agrícola (maior PIB agrícola do estado), industrial e moveleiro.
- Litoral Sul Paulista – Região com grande atividade portuária.
- Vale do Paraíba – Região com importantes polos tecnológico, aeronáutico, metalúrgico e automotivo.



Figura 4.19 – Mesorregiões do estado e suas principais características econômicas.
Fonte: VILELA, YAMAGUTI, 2013.

5 ESTUDO DE CASO

5.1 Identificação de potencial de cogeração em indústria farmacêutica no interior de São Paulo

Foi identificada como potencial uma indústria farmacêutica localizada no interior do estado de São Paulo, mostrada na Figura 5.1.

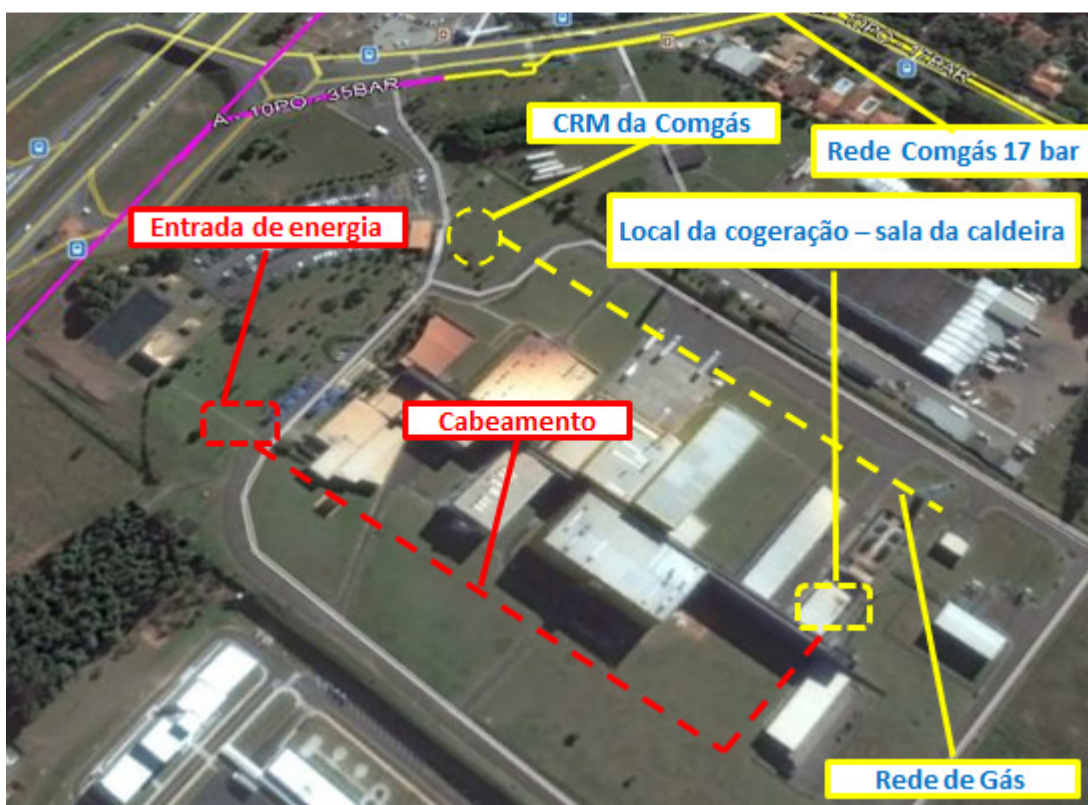


Figura 5.1 – Área potencial para construção de usina de cogeração.
Fonte: Elaboração própria a partir de GOOGLE EARTH, 2017.

5.2 Cenário atual da indústria

Atualmente, a indústria contempla uma solução convencional, com energia elétrica abastecida pela concessionária local por meio de um contrato no mercado cativo (ACR) e de uma central de água gelada composta por resfriadores de líquido por absorção com compressor parafuso e condensação a água. Para atendimento da demanda de vapor do processo, o sistema conta com uma caldeira movida a gás natural.

As especificações simplificadas do sistema estão listadas a seguir:

- Energia elétrica
 - Concessionária: CPFL Jaguari
 - Tarifa de energia: A4 Azul - Tensão de fornecimento de 2,3 a 24 kV

- *Backup* de energia elétrica
 - 2 x Motogerador a diesel
 - Potência: 2.500 kWe (*Standby*)

- Central de água gelada (CAG)
 - 5 x *Chiller* parafuso
 - Potência: 350 TR / COP= 1,13

- Central de vapor
 - 2 x Caldeira (1 *back-up*)
 - Eficiência térmica: 90%

5.2.1 Horário de funcionamento

A produção é permanente, com o processo funcionando em 24/7, totalizando 720 h/mês, 12 meses por ano. O processo de produção tem importante consumo térmico na produção de vapor em caldeiras, com queimadores a gás natural, e consumo de eletricidade na central de água gelada para o processo e a climatização de ambientes.

A seguir, a Tabela 5.1 detalha todo o consumo energético da indústria (energia elétrica, vapor e água gelada) no período entre março de 2016 e fevereiro de 2017.

Tabela 5.1 – Consumo energético total da indústria

Sistema	mar-16	abr-16	mai-16	jun-16	jul-16	ago-16	set-16	out-16	nov-16	dez-16	jan-17	fev-17
IMPORTAÇÃO E CONCESSIÓIARIA (kWh)												
Ponta	122.840	143.600	124.680	135.420	128.200	138.450	128.110	132.550	136.450	142.490	135.740	145.390
Fora de Ponta	1.325.880	1.507.280	1.194.240	1.295.400	1.345.920	1.224.700	1.481.660	1.340.230	1.220.090	1.440.980	1.360.410	1.490.700
Fator de carga Ponta	0,66	0,84	0,7	0,76	0,75	0,74	0,72	0,78	0,77	0,8	0,8	0,9
Fator de carga F. Ponta	0,68	0,8	0,61	0,69	0,69	0,63	0,78	0,69	0,65	0,74	0,7	0,85
Importação TOTAL (kWh)	1.448.720	1.650.880	1.318.920	1.430.820	1.474.120	1.363.150	1.609.770	1.472.780	1.356.540	1.583.470	1.496.150	1.636.090
GERAÇÃO DE VAPOR												
Caldreira 10 ton/vh	1.241.889	1.140.520	1.294.055	1.303.493	1.129.670	1.360.800	1.216.080	1.383.840	1.258.560	1.200.240	1.350.720	1.400.400
Geração TOTAL (kg/vh)	1.241.889	1.140.520	1.294.055	1.303.493	1.129.670	1.360.800	1.216.080	1.383.840	1.258.560	1.200.240	1.350.720	1.400.400
GERAÇÃO DE ÁGUA GELADA												
Chiller elétrico - 1.750 TR's	830.700	702.900	639.000	607.050	575.100	543.150	543.150	543.150	575.100	639.000	702.900	766.800
Geração TOTAL (TRh)	830.700	702.900	639.000	607.050	575.100	543.150	543.150	543.150	575.100	639.000	702.900	766.800

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da indústria.

5.2.2 Perfil de energia elétrica

- Demanda ponta: 2.700 kW
- Demanda fora da ponta: 3.000 kW
- Fator de Carga Ponta: 0,77
- Fator de Carga Fora Ponta: 0,71
- Consumo anual de energia elétrica na Ponta: 1.613.920 kWh
- Consumo anual de energia elétrica Fora Ponta: 16.227.490 kWh

A Figura 5.2 mostra o consumo de eletricidade total da planta, abastecida na sua totalidade pela concessionária local.

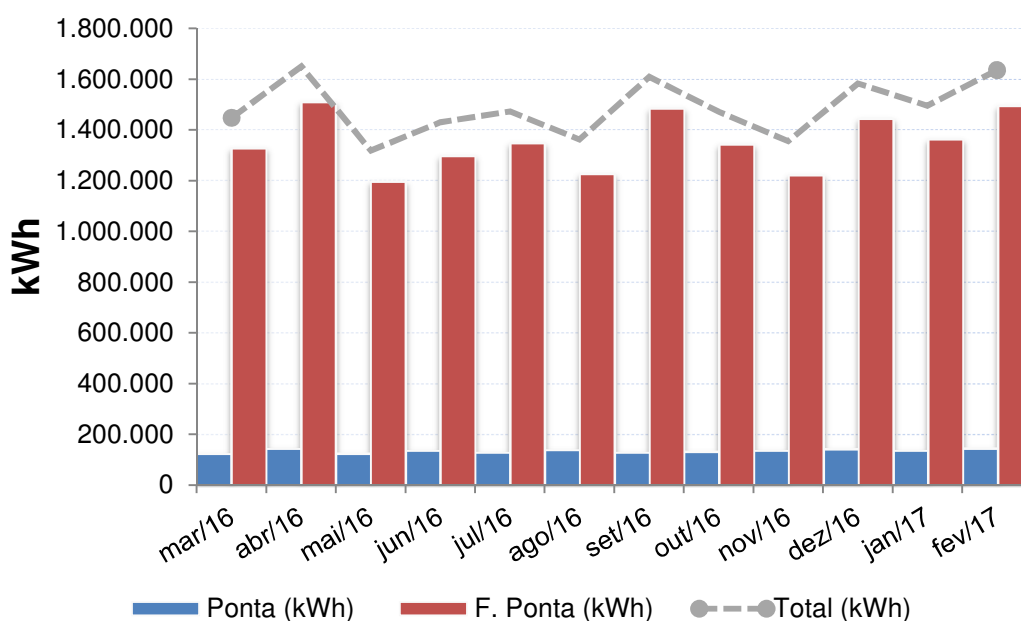


Figura 5.2 – Consumo de energia elétrica total

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da indústria.

5.2.3 Central de vapor

A central de vapor é composta por duas caldeiras (uma de *backup*) para suprimento do processo.

- Demanda média mensal de vapor: 1.273.356 kg.v/h
- Consumo anual de vapor: 15.280.267 kg.v/h
- Consumo anual de GN para geração de vapor: 1.199.209 m³

A Figura 5.3, retrata a parcela de energia térmica (vapor) fornecida pelas caldeiras a gás natural para o processo.

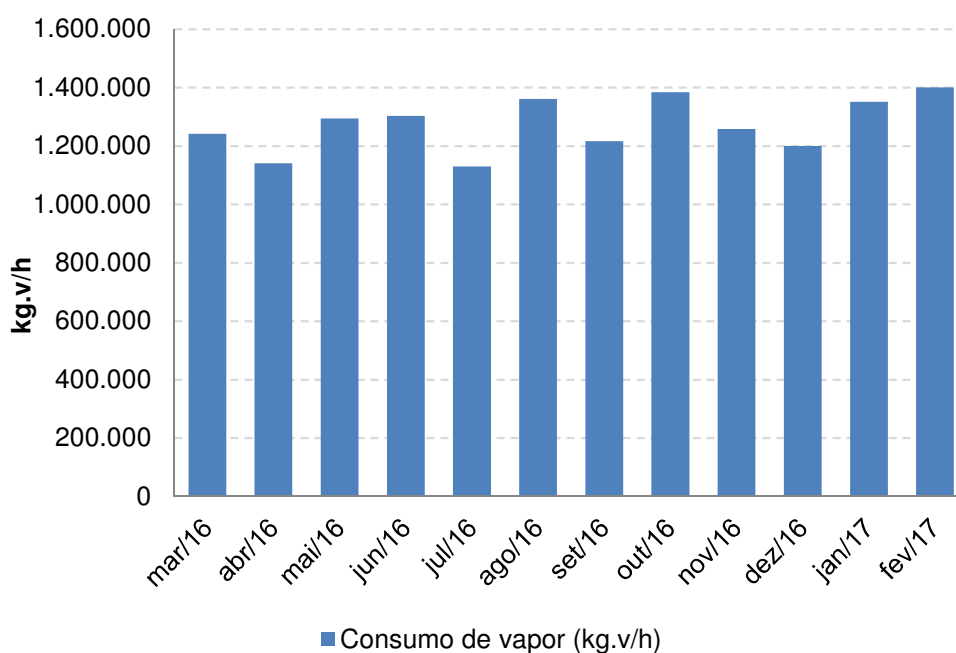


Figura 5.3 – Consumo de vapor total
 Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da indústria.

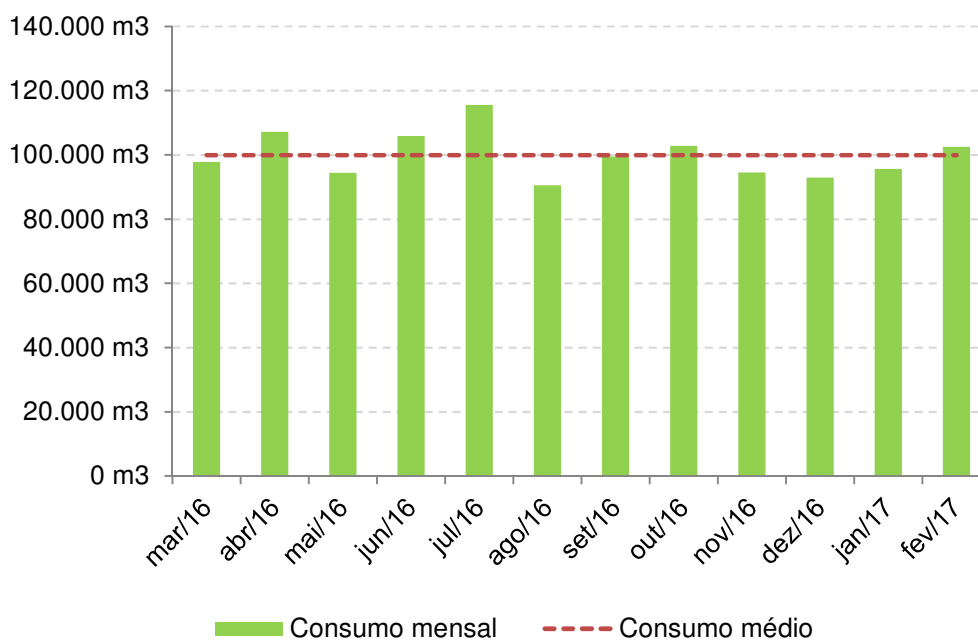


Figura 5.4 – Consumo de GN total para geração de vapor
 Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da indústria.

5.2.4 Sistema de climatização atual

Trata-se de central de água gelada (CAG elétrica) composta por resfriadores de líquido por absorção “chillers” com compressor parafuso de condensação a água, totalizando capacidade de 1.750 TR, divididos em cinco unidades de 350 TR cada.

- Demanda de água gelada: 1.000 TR/h
- Carga térmica na Ponta: 1.008.000 TRh/ano
- Carga térmica na Fora Ponta: 6.660.000 TRh/ano
- Fator de Carga Ponta: 0,93
- Fator de Carga Fora Ponta: 0,88
- Demanda kW/TR (COP) da central de água gelada: 1,13 kW/TR
- Demanda de energia elétrica do sistema de ar condicionado: 1.130 kW
- Consumo de energia elétrica anual total: 7.821.360 kWh

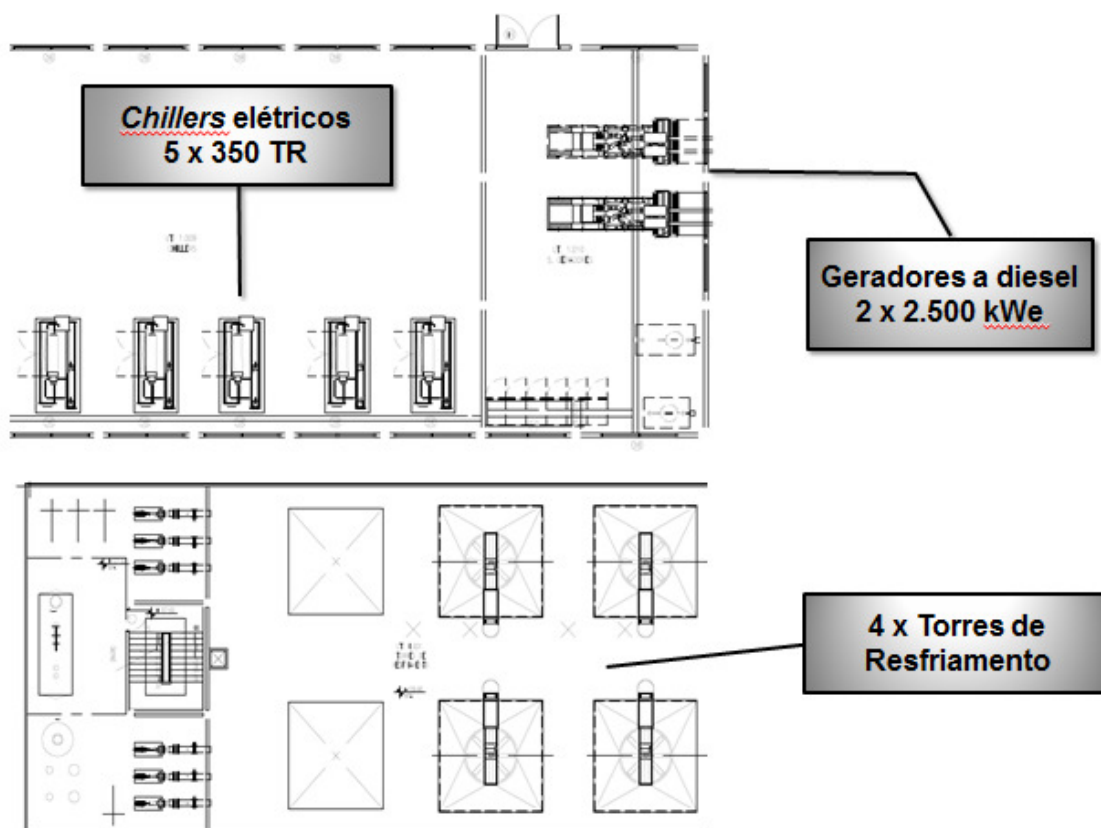


Figura 5.5 – Layout da CAG atual.
Fonte: Elaboração própria.

A Figura 5.6 ilustra a produção de energia térmica (água gelada) fornecida pelos *chillers* elétricos.

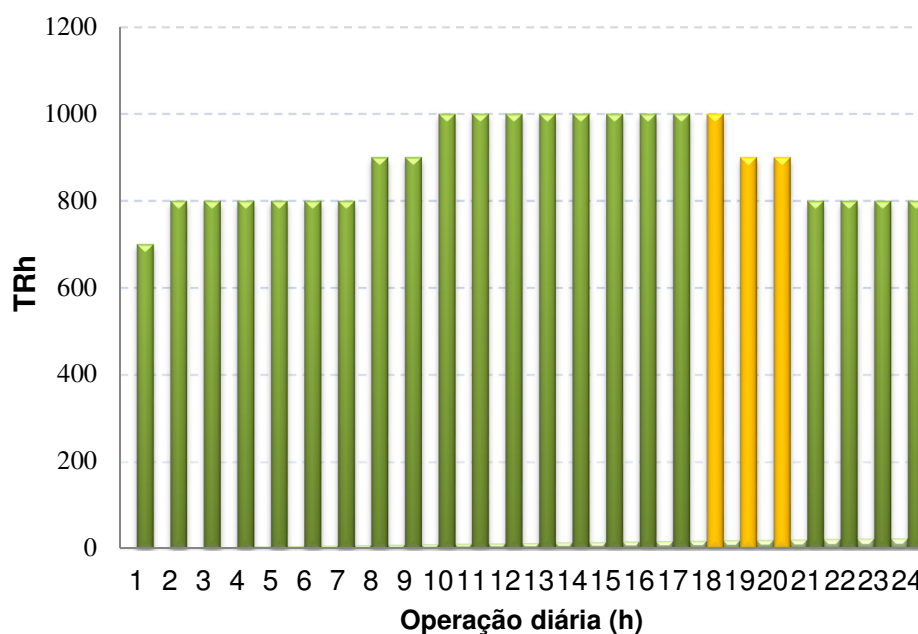


Figura 5.6 – Consumo de água gelada total – operação diária.
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da indústria

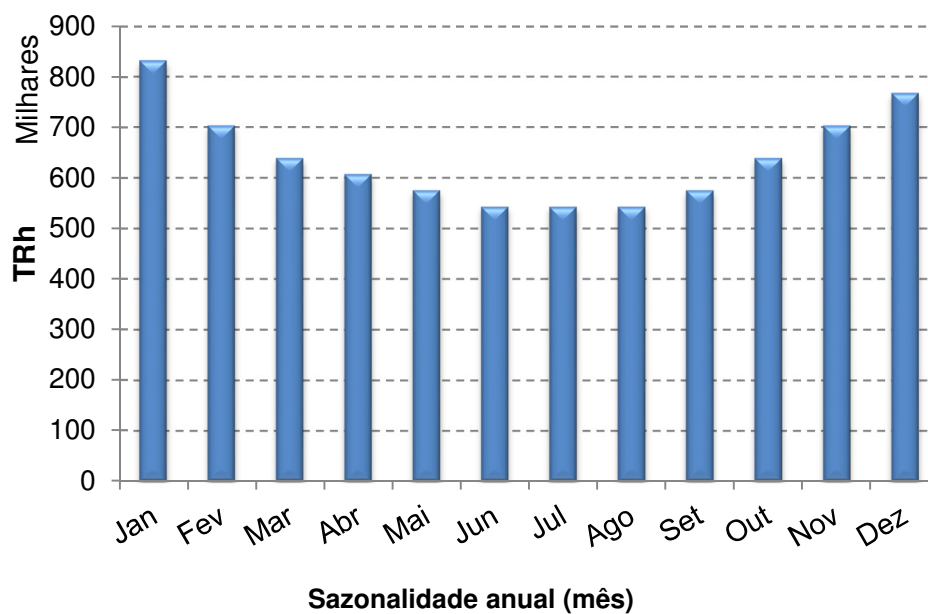


Figura 5.7 – Perfil de carga térmica anual – água gelada.
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da indústria.

5.3 Proposta de cogeração a gás natural

Como visto anteriormente, em projetos de dimensionamento de central de cogeração deve-se buscar o melhor balanço energético para atender as demandas elétricas e térmicas de um processo, com o maior rendimento possível (ANDREOS, R., 2017).

Dessa forma, o estudo de caso tem por objetivo atender dois aspectos:

- Prover 100% da energia térmica (vapor), através do rejeito térmico do escapamento do MCI e da queima suplementar na HRSG para eliminar a participação da caldeira convencional. Prover 32% da energia térmica (água gelada) através do rejeito térmico da camisa do bloco do MCI, reduzindo a participação dos *chillers* elétricos e, conseqüentemente, os custos com consumo de eletricidade e gás natural desses equipamentos;
- Prover energia elétrica para atendimento de aproximadamente 99% da demanda da indústria, exceto em períodos em que a usina de cogeração esteja parada para manutenção. O restante da demanda será atendido pela energia da rede local.

5.3.1 Configuração básica

Analisando todo o perfil energético da indústria, podem ser verificados o tipo de equipamento necessário e a configuração mais adequada. Em função das demandas de energia elétrica, vapor e água gelada, optou-se por uma usina de cogeração autossuficiente na produção de energia elétrica através de MCI a gás natural, sendo o rejeito térmico do escapamento recuperado para a produção de vapor por meio de uma caldeira de recuperação de calor, enquanto o rejeito da camisa do bloco do motor é recuperado para a produção parcial de água gelada através de um *chiller* de absorção do tipo água quente.

Como a produção de vapor e água gelada cogerados no motogerador não são suficientes para suprir toda a demanda térmica, será necessária a realização de queima suplementar de gás natural na HRSG para complementar a produção de vapor, enquanto o complemento do suprimento de água gelada se mantém através dos *chillers* elétricos existentes.

Para o complemento da demanda elétrica, a planta industrial importará energia da rede de modo constante, que estará em paralelo à cogeração.

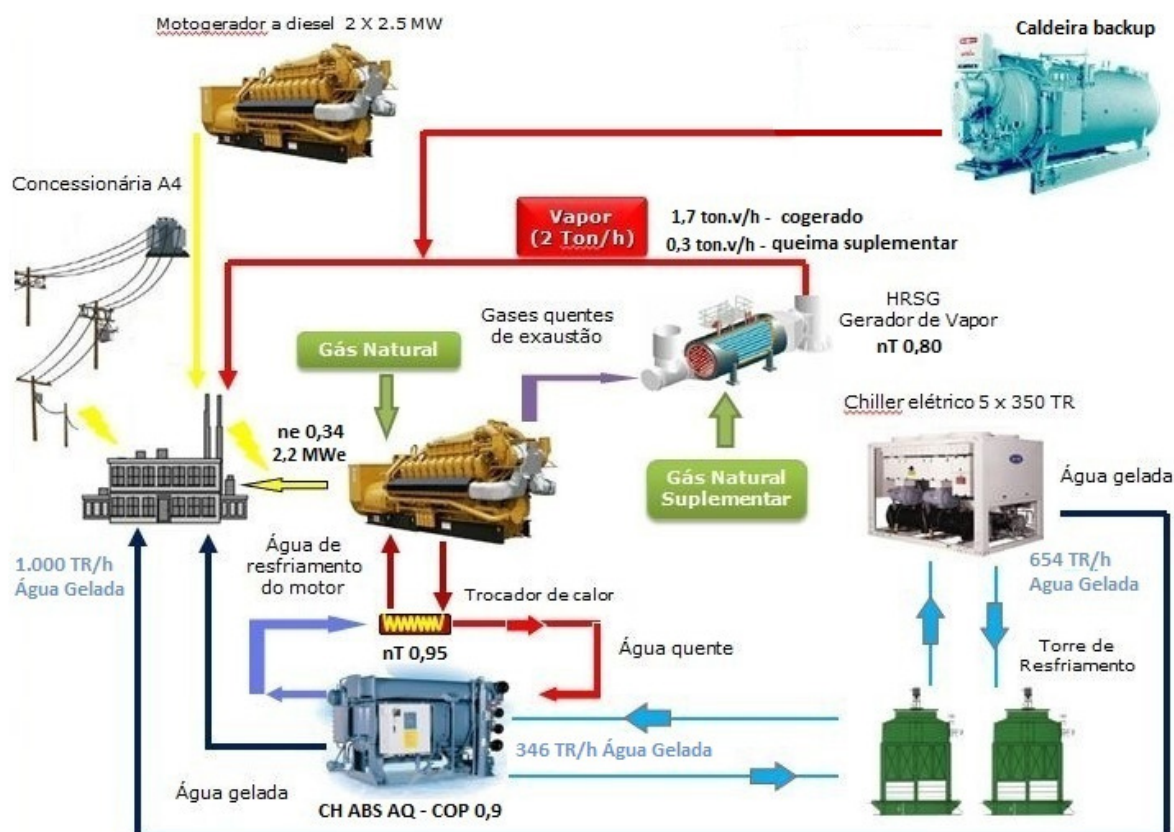


Figura 5.8 – Configuração da cogeração da indústria.
Fonte: Elaboração própria.

5.4 Cálculo do balanço energético

A CAG elétrica atual representa 1.130 kW da demanda elétrica total. Considerando a eliminação de parte dessa demanda que será suprida pela cogeração, e acrescentando a demanda elétrica do novo *chiller* de absorção de 80 kW, temos a nova CAG Híbrida de 818 kW (739 + 79). Considerando a demanda elétrica máxima atual de 3.000 kW, a nova demanda elétrica da planta será de 2.688 kW (3.000 - 1.130 + 818). Sendo assim, propõe-se uma usina de cogeração com motogerador de 2.200 kWe.

Para o cálculo de balanço energético deste trabalho, foram considerados os índices abaixo de eficiência dos principais equipamentos. Esses percentuais são consolidados no mercado e amplamente utilizados em estudos de cogeração.

- Motogerador: 34% de rendimento elétrico
- Trocador de calor: 95%

- Caldeira de recuperação de calor: 80%

Tabela 5.2 – Balanço energético da cogeração

Balanço Energético			
Consumo Gerador	0,2955	m ³ /kWh	
Capacidade	2.200	kW	
Vazão horária GN	650	m ³ /h	
PCI GN	8.560	kcal/m ³	
Energia Entrada Gerador	5.564.706	kcal/h	
Energia Térmica Bloco	22%		
Eficiência do Trocador	0,95		
Energia Térmica Bloco Útil	1.163.024	kcal/h	1.352 kW/h
Energia Térmica Exaustão	23%		
Eficiência do Trocador	0,85		
Energia Térmica Exaustão Útil	1.279.882	kcal/h	1.488 kW/h
Energia Térmica Útil total	2.442.906	kcal/h	2.841 kW/h
COP Chiller ABS Água Quente	0,9		
Eficiência da caldeira (%)	80%		
Cap. Geração Térmica Água Gelada	1.046.721	kcal/h	1.217 kW/h
Cap. Geração Térmica CH ABS AG	346	TRh	
Cap. Geração Térmica Vapor	1.023.906	kcal/h	1.191 kW/h
Salto entálpico @11 bar	0,703	kW/kg.v	
Cap. Geração Térmica Vapor (Cogeração)	1.694	kg.v/h	
Cap. Geração Térmica suplementar Vapor	306	kg.v/h	
Energia entrada suplementar na HRSG	269	kW	
Demanda Térmica Total Vapor	2.000	kg.v/h	
Demanda Térmica Total Água Gelada	1.000	TRh	
Cap. Geração Térmica Chiller elétrico	654	TRh	

Fonte: Adaptado de Andreos, 2017 com dados de elaboração própria.

5.4.1 Cálculo de consumo de gás natural do motogerador

Abaixo segue os dados energéticos do GN e rendimento elétrico do MCI.

- Consumo motogerador: $((860/(8.560 \cdot 0,34))$): **0,2955 m³/kWh**

Em que:

- *PCI GN: 8.560 kcal/m³;*
- *Rendimento elétrico do motor 34%: 0,34;*
- *Fator de conversão de kcal para kW: 860 (1 kWh = 860 kcal).*

5.5 Cálculo do requisito de qualificação de cogeração (REN 235 – ANEEL)

Conforme dados obtidos no balanço energético da planta e confrontados com a Tabela 3.3, pode-se verificar se a central de cogeração proposta para a indústria, atende aos requisitos definidos na REN 235 para a qualificação da cogeração. Conforme demonstrado na Tabela 5.3 abaixo, o sistema de cogeração proposto cumpre os requisitos e pode ser considerada como cogeração qualificada pela ANEEL.

Tabela 5.3 – Cálculo de cogeração qualificada

Cálculo requisito de qualificação da Cogeração						
E_f	5.298 kWh/h					
E_e	1.801 kWh/h	19%	=	$\frac{E_t}{E_f} \geq 15\%$	Cumpre	requisito (a)
E_t	997 kWh/h					
X	2,14					
F_c	41%	43%	=	$\left(\frac{E_t}{E_f}\right) \div X + \frac{E_e}{E_f} \geq F_c\%$	Cumpre	requisito (b)

Fonte: Adaptado de Andreos, 2017 com dados de elaboração própria.

5.6 Cálculo do fator de utilização de energia

Como dito anteriormente, em dimensionamentos de projetos de cogeração, deve-se buscar o maior aproveitamento máximo na energia contida na fonte primária. Para a verificação da eficiência da usina, calculou-se o fator de utilização de energia – FUE do sistema. A Tabela 5.4 consolida todos os dados obtidos no balanço energético e indica o índice de 72% de aproveitamento do combustível primário, o gás natural, entre sua conversão em energia eletromecânica e calor útil.

Tabela 5.4 – Cálculo do FUE

Fator de Utilização de Energia - FUE		
W	2.200 kW	$FUE = \frac{\dot{W} + \dot{Q}_u}{\dot{Q}_{comb}} = 72\%$
Q_u	2.623 kW	
Q_{comb}	6.740 kW	

Fonte: Adaptado de Andreos, 2017 com dados de elaboração própria.

5.7 Comparativo: sistema convencional x sistema cogeração

Nesse item serão apresentados os resultados comparativos entre as soluções energéticas.

5.7.1 Cálculo da energia consumida da concessionária

Para os cálculos da tarifa de energia elétrica, foram utilizados os valores vigentes a partir de 21/03/2017 (Resolução Homologatória 2.213 – ANEEL).

Primeiramente foi analisada em qual modalidade tarifária do subgrupo A4 a proposta de cogeração seria financeiramente melhor. As Tabelas 5.5 e 5.6, indicam que a migração para a modalidade verde se mostrou mais atrativa economicamente, pois são caracterizadas por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência, tornando o custo específico da energia elétrica menor.

Tabela 5.5 – Modalidade tarifária azul – sistema cogeração

Cálculo custo de Energia Elétrica - Sistema Cogeração					
CPFL JAGUARI A4 AZUL	Custo s/ Impostos	Custo c/ Impostos	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda de Ponta	R\$ 22,02 /kW	R\$ 28,78 /kW	2.688	-	928.631
Demanda Fora de Ponta	R\$ 9,53 /kW	R\$ 12,46 /kW	2.688	-	401.901
Consumo Anual na Ponta	R\$ 0,88541 /kW	R\$ 1,15740 /kW	-	20.132	23.300
Consumo Anual F. Ponta	R\$ 0,23928 /kW	R\$ 0,31278 /kW	-	202.418	63.313
Total anual				222.550	1.417.146
Custo Específico EE (R\$/kWh)					6,36776
Impostos inclusos:			PIS/PASEP/CONFINS		5,5%
			ICMS		18,0%

Fonte: Resolução Homologatória ANEEL nº 2.213 de 21/03/2017 – Tarifas CPFL Jaguarí.

Tabela 5.6 – Modalidade tarifária verde – sistema cogeração

Cálculo custo de Energia Elétrica - Sistema Cogeração					
CPFL JAGUARI A4 VERDE	Custo s/ Impostos	Custo c/ Impostos	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda única	R\$ 9,53 /kW	R\$ 12,46 /kW	2.688	-	401.901
Consumo Anual na Ponta	R\$ 0,88541 /kW	R\$ 1,15740 /kW	-	20.132	23.300
Consumo Anual F. Ponta	R\$ 0,23928 /kW	R\$ 0,31278 /kW	-	202.418	63.313
Total anual				222.550	488.514
Custo Específico EE (R\$/kWh)					2,19508
Impostos inclusos:			PIS/PASEP/CONFINS		5,5%
			ICMS		18,0%

Fonte: Resolução Homologatória ANEEL nº 2.213 de 21/03/2017 – Tarifas CPFL Jaguari.

No sistema de cogeração, apesar da autossuficiência na produção de energia elétrica, considerou-se um consumo mínimo da concessionária, que representa 1,41% do total de energia consumida pela planta, devido ao paralelismo constante e a fim de garantir a continuidade do suprimento de energia elétrica em possíveis paradas não programadas da cogeração.

Foi considerado um fator de disponibilidade de 95%, prevendo paradas para manutenção preventiva da usina de cogeração.

Além disso, o sistema proposto permite contratar uma demanda menor total de 2.688 kW para garantir a redundância no fornecimento de energia elétrica.

As Tabelas 5.7 e 5.8, mostram a posição final das tarifas energia das soluções após a opção pela modalidade verde adotado pelo sistema de cogeração.

Tabela 5.7 – Cálculo da tarifa de energia elétrica – sistema convencional

Cálculo custo de Energia Elétrica - Sistema Convencional					
CPFL JAGUARI A4 AZUL	Custo s/ Impostos	Custo c/ Impostos	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda de Ponta	R\$ 22,02 /kW	R\$ 28,78 /kW	2.700	-	932.612
Demanda Fora de Ponta	R\$ 9,53 /kW	R\$ 12,46 /kW	3.000	-	448.471
Consumo Anual na Ponta	R\$ 0,88541 /kW	R\$ 1,15740 /kW	-	1.613.920	1.867.949
Consumo Anual F. Ponta	R\$ 0,23928 /kW	R\$ 0,31278 /kW	-	16.227.490	5.075.704
Total anual				17.841.410	8.324.736
Custo Específico EE (R\$/kWh)					0,46660
Impostos inclusos:			PIS/PASEP/CONFINS		5,5%
			ICMS		18,0%

Fonte: Resolução Homologatória ANEEL nº 2.213 de 21/03/2017 – Tarifas CPFL Jaguari.

Tabela 5.8 – Cálculo da tarifa de energia elétrica – sistema de cogeração

Cálculo custo de Energia Elétrica - Sistema Cogeração					
CPFL JAGUARI A4 VERDE	Custo s/ Impostos	Custo c/ Impostos	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda única	R\$ 9,53 /kW	R\$ 12,46 /kW	2.688	-	401.901
Consumo Anual na Ponta	R\$ 0,88541 /kW	R\$ 1,15740 /kW	-	20.132	23.300
Consumo Anual F. Ponta	R\$ 0,23928 /kW	R\$ 0,31278 /kW	-	202.418	63.313
Total anual				222.550	488.514
Custo Específico EE (R\$/kWh)					2,19508
Impostos inclusos:			PIS/PASEP/CONFINS		5,5%
			ICMS		18,0%

Fonte: Resolução Homologatória ANEEL nº 2.213 de 21/03/2017 – Tarifas CPFL Jaguarí.

O comparativo do consumo elétrico da concessionária para ambas as soluções é apresentado na Tabela 5.9.

Tabela 5.9 – Cálculo do consumo da energia elétrica da concessionária

UTILIDADES	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
ENERGIA ELÉTRICA	CPFL JAGUARI A4 AZUL	CPFL JAGUARI A4 VERDE
Demanda Energia Elétrica (kW)	3.000	2.688
Consumo Anual Ponta (kWh)	1.613.920	20.132
Consumo Anual Fora Ponta (kWh)	16.227.490	202.418
Consumo Anual Total (kWh)	17.841.410	222.550
(Fator de Carga Resultante)	0,74	-
Custo Específico (R\$/kWh) c/ Impostos	R\$0,46660	R\$2,19508
Custo anual total de energia elétrica	R\$8.324.736	R\$488.514

Fonte: Adaptado de Andreos, 2017 com dados de elaboração própria.

5.8 Cálculo da geração anual de energia da cogeração

5.8.1 Cálculo da tarifa de gás natural

A tarifa de gás natural utilizada nos cálculos da geração de energia da usina de cogeração, foi baseada na Deliberação nº 727 da Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP) no segmento de cogeração, com início de vigência em 31/05/2017 e demonstrada na Tabela 5.10.

Tabela 5.10 – Tarifa gás natural segmento cogeração – MCI

Volume mensal		423.966 m3			
Tabela 6.16 – Tarifa gás natural segmento Cogeração – M3					
Termo Variável				Tarifas	Valores
1	0,00 a 5.000	5.000,00 m3	0,470084 R\$/m3	R\$ 2.350,42	
2	5.000,01 a 50.000	45.000,00 m3	0,369164 R\$/m3	R\$ 16.612,38	
3	50.000,01 a 100.000	50.000,00 m3	0,317803 R\$/m3	R\$ 15.890,15	
4	100.000,01 a 500.000	323.966,00 m3	0,241412 R\$/m3	R\$ 78.209,28	
5	500.000,01 a 2.000.000	0,00 m3	0,249553 R\$/m3	R\$ 0,00	
6	2.000.000,01 a 4.000.000	0,00 m3	0,225881 R\$/m3	R\$ 0,00	
7	4.000.000,01 a 7.000.000	0,00 m3	0,197649 R\$/m3	R\$ 0,00	
8	7.000.000,01 a 10.000.000	0,00 m3	0,169413 R\$/m3	R\$ 0,00	
9	> 10.000.000	0,00 m3	0,140522 R\$/m3	R\$ 0,00	
			Termo Variável	0,266678 R\$/m3	R\$ 113.062,23
			Termo Fixo	0,814300 R\$/m3	R\$ 345.235,51
COGERAÇÃO			Valor fatura s/ ICMS	R\$ 458.297,74	
			Valor fatura c/ ICMS	R\$ 520.792,89	
			Tarifa média s/ ICMS	1,080978 R\$/m3	
			Tarifa média c/ ICMS	1.271738 R\$/m3	

Fonte: Adaptado de Andreos, 2017 com dados da Deliberação ARSESP nº 727 de 31/05/2017.

No cálculo da tarifa de gás natural para o MCI e HRSG foi considerado:

1. Valores vigentes da Deliberação ARSESP nº 727, de 31/05/2017;
2. Segmento de cogeração destianda a consumo próprio;
3. Conjunto de regulação e medição (CRM) único para a planta de cogeração, com a soma dos volumes de GN do MCI (383.207 m³/mês) e da HRSG (40.759 m³/mês), totalizando 423.966 m³/mês.
4. Classificação 4 ARSESP com valor médio de tarifa em R\$ 1,271738/m³ com impostos.
5. Impostos considerados: PIS/COFINS e ICMS de 15%.

A seguir é demonstrado o cálculo de geração de energia elétrica pela usina de cogeração.

Tabela 5.11 – Cálculo geração de energia elétrica

GERAÇÃO DE ENERGIA A GÁS NATURAL		Motogerador
Capacidade (kW)		2.200
Energia Elétrica Anual Gerada (kWh)		15.562.140
Consumo Anual de Gás Natural (m3)		4.598.488
Custo do GN (R\$/m3) - C/ Impostos		R\$1,271738
Custo com Manutenção do(s) gerador(es)		R\$1.089.350
Custo anual de geração de energia elétrica		R\$6.951.962
Custo do kWh Gerado (R\$/kWh) - C/ Impostos		R\$0,44579

Fonte: Adaptado de Andreos, 2017 com dados de elaboração própria.

A energia térmica gerada pela cogeração para a produção de água gelada é ilustrada na Tabela 5.12.

Tabela 5.12 – Produção de água gelada pela cogeração

ENERGIA TÉRMICA (ÁGUA GELADA)	
CARGA TÉRMICA ANUAL (TRh)	7.668.000
TR cogen (TR)	346
ENERGIA TÉRMICA PRODUZIDA PELA COGERAÇÃO (TRh)	2.448.476

Fonte: Adaptado de Andreos, 2017 com dados de elaboração própria.

5.9 Cálculo comparativo das centrais de água gelada entre os sistemas convencional e cogeração

Como visto no subitem 5.4 (cálculo do balanço energético), o sistema de cogeração proposto atende parcialmente a demanda térmica de água gelada, correspondendo 346 TRh da demanda total de 1.000 TRh. Sendo assim, o novo sistema propõe a operação de uma nova CAG Híbrida, utilizando os *chillers* elétricos existentes para a complementação da demanda do processo.

A seguir as Tabelas 5.13, 5.14 e 5.15, mostram o comparativo entre a CAG convencional (elétrica) e a CGA Híbrida (elétrica + GN).

Tabela 5.13 – CAG elétrica: sistemas convencional e cogeração

AR CONDICONADO ELÉTRICO - CH ELÉTRICO		
Carga Térmica (TR)	1.000	654
Demanda kW/TR (COP) da CAG	1,13	1,13
Rendimento kW/TR (IPLV) da CAG	1,02	1,02
Demanda de Energia Elétrica Sistema de Ar Cond (kW)	1.130	739
E. TÉRMICA PROD. CHILLER ELÉTRICO (TRh)	7.668.000	5.219.524
Consumo EE Anual Total (kWh)	7.821.360	5.323.914
Custo c/ Manutenção do Ar Condicionado	R\$180.000	R\$ 117.695
Custo c/ reposição de água e tratamento químico AC	R\$850.701	R\$578.862
Custo com Energia Elétrica - CAG	R\$3.649.417	R\$ 2.373.340
Custo Total da CAG	R\$4.680.119	R\$ 3.069.897
Custo Relativo por TR (R\$/TRh)	R\$0,6103	R\$ 0,5882

Fonte: Adaptado de Andreos, 2017 com dados de elaboração própria.

Tabela 5.14 – CAG gás natural: sistema cogeração

AR CONDICIONADO A GAS NATURAL - CH ABS AQ	
Carga térmica Chiller ABS AQ (TR)	346
ENERGIATÉRMICA PRODUZIDA PELO CHILLER ELÉTRICO (TRh)	2.448.476
Rendimento kW/TR (IPLV) da Central de Água Gelada (CAG)	0,18
Demanda kW/TR (COP) da Central de Água Gelada	0,23
Demanda de Energia Elétrica do Sistema de Ar Cond GN (kW)	80
Consumo EE Anual Total (kWh)	440.726
Custo com Energia Elétrica - CAG	R\$196.470
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$25.960
Custo com reposição de água e tratamento químico AC	R\$ 358.828
Custo Total da CAG	R\$581.259
Custo Relativo por TR (R\$/TR)	R\$0,23740

Fonte: Adaptado de Andreos, 2017 com dados de elaboração própria.

Tabela 5.15 – CAG Híbrida: custo relativo por solução

Central de água gelada (CAG)	ELÉTRICA	HÍBRIDA
Custo Relativo por TR (R\$/TRh)	R\$0,610344	R\$0,412776

Fonte: Adaptado de Andreos, 2017 com dados de elaboração própria.

5.10 Cálculo anual da geração de vapor

5.10.1 Cálculo da tarifa de gás natural do sistema convencional

A tarifa do gás natural utilizada na geração de vapor pela caldeira, foi baseada na Deliberação nº 727 da ARSESP no segmento de industrial, com início de vigência em 31/05/2017 e demonstrada na Tabela 5.16.

O consumo total de gás natural utilizado na caldeira foi de 99.934m³/mês.

Tabela 5.16 – Tarifa gás natural segmento industrial

Volume mensal		99.934 m3			
INDUSTRIAL			Valor fatura s/ ICMS		R\$ 156.985,92
			Valor fatura c/ ICMS		R\$ 178.393,09
			Tarifa média s/ ICMS		1,570895 R\$/m3
			Tarifa média c/ ICMS		1,848112 R\$/m3
Termo Fixo e Variável					
Faixas	m³		Termo Fixo	Termo Variável	Valores
1	0,00 a 50.000		200,98 R\$/m3	1,881140 R\$/m3	R\$ 0,00
2	50.000,01 a 300.000		31.444,53 R\$/m3	1,256243 R\$/m3	R\$ 156.985,92
3	300.000,01 a 500.000		52.407,56 R\$/m3	1,186305 R\$/m3	R\$ 0,00
4	500.000,01 a 1.000.000		58.837,84 R\$/m3	1,173445 R\$/m3	R\$ 0,00
5	1.000.000,01 a 2.000.000		85.120,81 R\$/m3	1,147162 R\$/m3	R\$ 0,00
6	> 2.000.000		131.502,53 R\$/m3	1,123970 R\$/m3	R\$ 0,00

Fonte: Adaptado de Andreos, 2017 com dados da Deliberação ARSESP nº 727 de 31/05/2017.

5.10.2 Cálculo da tarifa de gás natural do sistema cogeração

A Tabela 5.17 ilustra o cálculo da tarifa do gás natural para queima complementar na HRSG e foi o mesmo utilizado no cálculo da tarifa aplicada na geração de eletricidade com o MCI.

Tabela 5.17 – Tarifa gás natural segmento cogeração – HRSG

Volume mensal		423.966 m3			
Termo Variável				Tarifas	Valores
1	0,00 a 5.000	5.000,00 m3	0,470084 R\$/m3	R\$ 2.350,42	
2	5.000,01 a 50.000	45.000,00 m3	0,369164 R\$/m3	R\$ 16.612,38	
3	50.000,01 a 100.000	50.000,00 m3	0,317803 R\$/m3	R\$ 15.890,15	
4	100.000,01 a 500.000	323.966,00 m3	0,241412 R\$/m3	R\$ 78.209,28	
5	500.000,01 a 2.000.000	0,00 m3	0,249553 R\$/m3	R\$ 0,00	
6	2.000.000,01 a 4.000.000	0,00 m3	0,225881 R\$/m3	R\$ 0,00	
7	4.000.000,01 a 7.000.000	0,00 m3	0,197649 R\$/m3	R\$ 0,00	
8	7.000.000,01 a 10.000.000	0,00 m3	0,169413 R\$/m3	R\$ 0,00	
9	> 10.000.000	0,00 m3	0,140522 R\$/m3	R\$ 0,00	
			Termo Variável	0,266678 R\$/m3	R\$ 113.062,23
			Termo Fixo	0,814300 R\$/m3	R\$ 345.235,51
COGERAÇÃO			Valor fatura s/ ICMS		R\$ 458.297,74
			Valor fatura c/ ICMS		R\$ 520.792,89
			Tarifa média s/ ICMS		1,080978 R\$/m3
			Tarifa média c/ ICMS		1.271738 R\$/m3

Fonte: Adaptado de Andreos, 2017 com dados da Deliberação ARSESP nº 727 de 31/05/2017.

A geração de energia térmica para a produção de vapor no sistema convencional e cogeração é ilustrado na Tabela 5.18.

Tabela 5.18 – Produção anual de vapor

GERAÇÃO DE VAPOR	Convencional	Cogeração
Demanda de vapor @ 11 bar (kg.v/h)	2.000	2.000
Consumo anual de vapor (kg.v/h)	17.520.000	17.520.000
Geração anual de vapor cogelado (kg.v./h)	-	11.979.892
Geração anual de vapor suplementar (kg.v/h)	-	5.540.108
Consumo anual GN (m3)	1.199.209	489.112
Tarifa GN Industrial	1,848112	R\$1,271738
Custo anual com Vapor	R\$ 2.216.272	R\$622.022

Fonte: Adaptado de Andreos, 2017 com dados de elaboração própria.

5.11 Custo operacional

O custo operacional dos sistemas energéticos é apresentado na Tabela 5.19.

Tabela 5.19 – Custo operacional dos sistemas energéticos

UTILIDADES		
CUSTO OPERACIONAL	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Custo anual total de energia elétrica	R\$ 8.324.736	R\$ 488.514
Custo anual de geração de energia elétrica	-	R\$6.937.423
Custo anual geração de vapor industrial	R\$ 2.216.272	-
Custo anual geração suplementar de vapor cogeração	-	R\$622.022
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$180.000	R\$143.656
Custo com reposição de água e tratamento químico AC	R\$850.701	R\$937.690
CUSTO OPERACIONAL TOTAL	R\$11.571.708	R\$9.129.306
ECONOMIA OPERACIONAL	REFERÊNCIA	R\$2.442.403 21%

Fonte: Adaptado de Andreos, 2017 com dados de elaboração própria.

Com base nos resultados, pode-se concluir que:

- I. A implementação da cogeração apresentou viabilidade econômica frente ao sistema convencional composto por energia elétrica da concessionária, CAG elétrica e caldeira convencional a gás natural;
- II. O resultado apresentou uma redução no custo operacional de 21 %, gerando uma economia operacional anual de aproximadamente R\$ 2,5 MM.

5.12 Custo de instalação

Tabela 5.20 – Custo instalação

INVESTIMENTOS	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Chiller Elétrico	EXISTENTE	EXISTENTE
Aquisição do Resfriador de líquido (CH ABS AQ)	-	R\$715.467
Instalação dos Resfriadores de líquido (CH ABS AQ)	-	R\$346.138
Aquisição Caldeira de recuperação de calor (HRSG)	-	R\$350.000
Instalação da Caldeira de recuperação (HRSG)	-	R\$100.000
Bombas de condensação e torre	EXISTENTE	EXISTENTE
Investimento em Subestação de EE da CAG	EXISTENTE	EXISTENTE
Aquisição de Gerador a GN	-	R\$3.960.000
Instalação de Gerador a GN	-	R\$3.080.000
Trocador de calor	-	R\$200.000
Rede de gás	-	R\$100.000
INVESTIMENTO TOTAL	R\$0	R\$8.851.605
IVESTIMENTO ADICIONAL		R\$8.851.605
PAYBACK SIMPLES (anos)		3,6

Fonte: Adaptado de Andreos, 2017 com dados de elaboração própria.

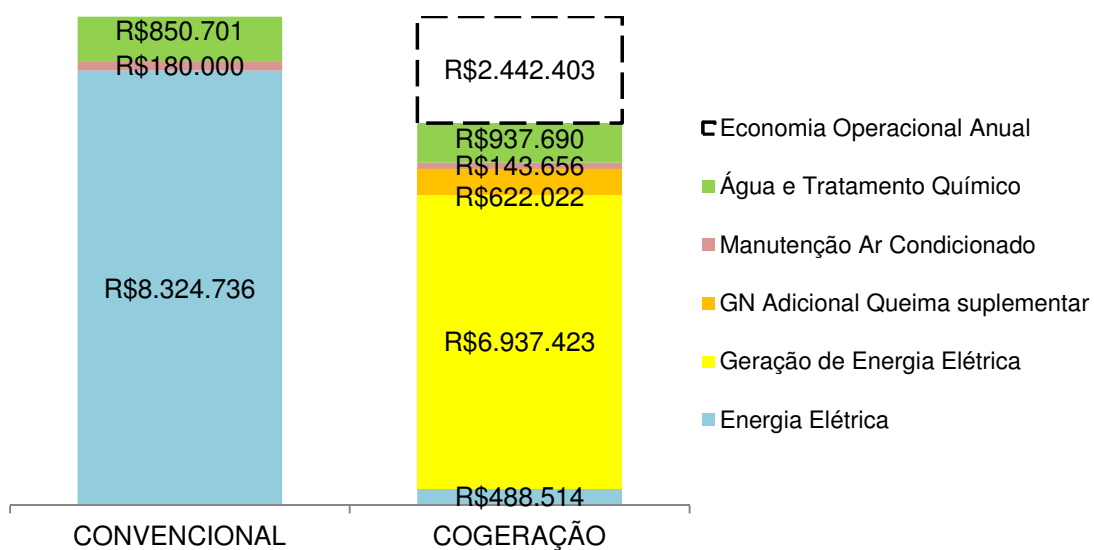


Figura 5.9 – Resultado econômico comparativo por sistema: Convencional x cogeração.
 Fonte: Adaptado de Andreos, 2017 com dados de elaboração própria.

5.13 Análise financeira

Tabela 5.21 – Parâmetros financeiros

Parâmetros Financeiros		
Inv. Inicial Adicional	-R\$ 8.851.605	Ilo
Fluxo de Caixa	R\$ 2.442.403	FLC
Taxa de desconto	10%	r
Período (anos)	10	n

Fonte: Adaptado de Andreos, 2017 com dados de elaboração própria.

Em que:

Ilo= Investimento inicial t=0

FLC= Fluxo de caixa

r= Taxa de desconto

n: Período (anos)

Tabela 5.22 – Resultado financeiro

Resultado Financeiro	
Payback simples	3,6 anos
Payback descontado	4,7 anos
VPL	R\$ 6.155.902
TIR	24,5%

Fonte: Adaptado de Andreos, 2017 com dados de elaboração própria.

Em que:

VPL= Valor presente líquido

TIR= Taxa interna de retorno

Tabela 5.23 – Fluxo de caixa descontado e acumulado

Ano	FLC	FLCD	FLCA
0	-8.851.605	-8.851.605	-8.851.605
1	2.442.403	2.220.366	-6.631.239
2	2.442.403	2.018.515	-4.612.725
3	2.442.403	1.835.013	-2.777.711
4	2.442.403	1.668.194	-1.109.517
5	2.442.403	1.516.540	407.022
6	2.442.403	1.378.673	1.785.695
7	2.442.403	1.253.339	3.039.034
8	2.442.403	1.139.399	4.178.433
9	2.442.403	1.035.817	5.214.250
10	2.442.403	941.652	6.155.902

Fonte: Adaptado de Andreos, 2017 com dados de elaboração própria.

Em que:

FLC= Fluxo de caixa

FLCD = Fluxo de caixa descontado

FLCA= Fluxo de caixa acumulado

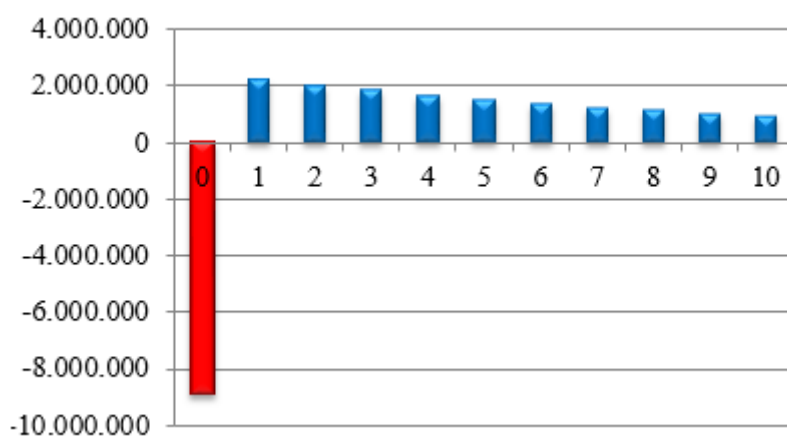


Figura 5.10 – Fluxo de caixa descontado

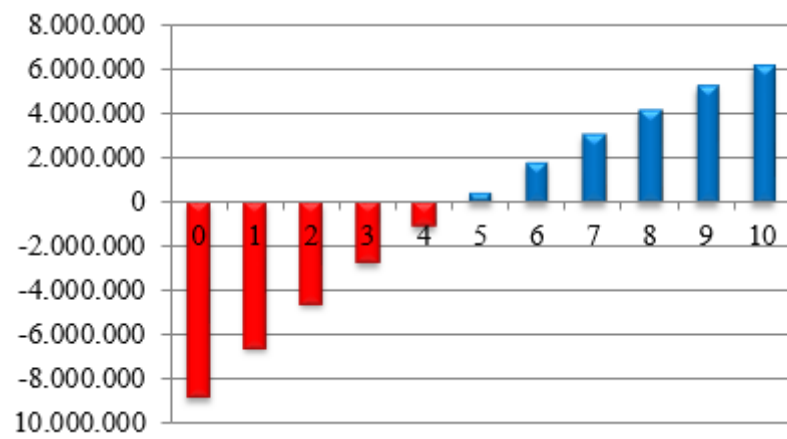


Figura 5.11 – Fluxo de caixa acumulado

6 CONCLUSÃO

Por meio deste trabalho, foi possível dar um panorama geral da cogeração no Brasil enfatizando a importância da tecnologia no desenvolvimento do país como mecanismo de geração de energia elétrica diante do atual cenário de crise do setor energético brasileiro.

Devido à grande dependência das hidrelétricas na matriz elétrica brasileira e as restrições na ampliação do parque gerador dessa fonte, principalmente pelo esgotamento do potencial hidráulico, o uso das termelétricas ficará cada vez mais frequente no complemento da demanda por eletricidade, encarecendo cada vez mais o preço deste insumo energético.

Foram descritas as principais tecnologias empregadas em sistemas de cogeração, bem como os seus benefícios e suas barreiras.

Verificou-se uma projeção de crescimento do consumo de energia elétrica para os próximos anos, fato este que exige medidas relacionadas a maior diversificação na geração de modo a garantir o suprimento dessa demanda de maneira confiável e eficiente. Foi visto que o gás natural ainda apresenta pouca representatividade na geração de eletricidade no país, tendo a predominância da biomassa de cana de açúcar em usinas de cogeração devido aos custos serem menores.

Apesar dos obstáculos existentes, estudos mostram uma perspectiva no aumento do uso do gás natural em diversos setores influenciado principalmente pela produção do Pré-Sal prevista para os próximos anos. Com maior oferta de gás natural a médio e longo prazo, o futuro aponta para uma possível redução no preço final desse energético ao consumidor. Este fato, associado a perspectiva de elevação do preço da energia elétrica em decorrência da maior participação das usinas térmicas pelos fatores já considerados neste estudo, tende a beneficiar o uso do gás natural em sistemas de cogeração.

Através do estudo de caso foi possível concluir que com as tarifas de energia elétrica e gás natural praticadas atualmente, há viabilidade econômica na implementação da usina de cogeração na indústria estudada. Esta tecnologia apresentou uma redução de 21% no custo operacional em relação ao sistema atual convencional, obtendo um *payback* descontado de 4,7 anos, um VPL de R\$ 6.155.902,00 e TIR de 24,5%. Um projeto de cogeração será atrativo no mercado

brasileiro se o tempo de retorno for algo em torno de 3 até 5 anos, portando, o estudo enquadra-se dentro dessa premissa.

Uma das desvantagens para implementação do projeto de cogeração, é o impacto financeiro inicial alto (R\$ 8,8 MM), onde culturalmente, no Brasil não é muito aceito, mas mesmo assim continua possível de ser realizado.

Outra desvantagem, é a dependência da tarifa do gás natural, pois a viabilidade financeira de uma planta de cogeração está ligada diretamente ao preço do gás, portanto, projetos dessa natureza, exigem grande estabilidade no preço do gás, o que não acontece no Brasil.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 235**, de 14 nov. 2006. Brasília: ANEEL, 2006. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 05 maio 2017.

_____. **Resolução Homologatória nº 2.213**, de 21 mar. 2017. Brasília: ANEEL, 2017a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20172213ti.pdf>>. Acesso em: 23 ago. 2017.

_____. Capacidade de Geração do Brasil. **Banco de Informações de Geração (BIG)**. 2017b. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 19 ago. 2017.

AGÊNCIA PAULISTA DE PROMOÇÃO DE INVESTIMENTOS E COMPETITIVIDADE (INVESTE SÃO PAULO). PIB. **Por que São Paulo**. Disponível em: <<http://www.investe.sp.gov.br/por-que-sp/economia-diversificada/pib/>>. Acesso em: 15 abr. 2017.

AGÊNCIA REGULADORA DE SANEAMENTO E ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO (ARSESP). **Deliberação ARSESP nº 727**, de 29 maio 2017. São Paulo: ARSESP, 2017. Disponível em: <<http://www.arsesp.sp.gov.br>>. Acesso em: 23 ago. 2017.

ANDRADE, A. S. de. **Máquinas Térmicas AT-101**. Slides de aula. Universidade Federal do Paraná. Curso de Engenharia Industrial Madeireira. Disponível em: <<http://www.madeira.ufpr.br/disciplinasalan/AT101-Aula10.pdf>>. Acesso em: 15 abr. 2017.

ANDREOS, R. Cogeração de energias térmica e eletromecânica. In: SIMÕES MOREIRA, J.R. (Org.). **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC-GEN, 2017.

_____. **Estudo de viabilidade técnico-econômica de pequenas centrais de cogeração a gás natural no setor terciário do estado de São Paulo**. 2013. 168 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

_____. **Cogeração**. Slides de aula. Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética. Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2017.

ASSOCIAÇÃO DA INDÚSTRIA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA (COGEN). **Dados atuais de cogeração no Brasil**. Disponível em: <<http://www.cogen.com.br/siscogen/potencial-de-gas>>. Acesso em: 14 out. 2017.

BAJAY, S. V. Crise energética amplia vantagens competitivas da cogeração e abre caminhos para a biomassa. **Revista O Papel**, 2015.

BALESTIERI, J. A. P. **Cogeração**: Geração combinada de eletricidade e vapor. Florianópolis: Editora da UFSC, 2002. 279 p.

BARBELI, M. C. A cogeração de energia e sua importância do ponto de vista técnico, econômico e ambiental. **Empreendedorismo, Gestão e Negócios**, v. 4, n. 4, p. 238-246, mar. 2015.

BARJA, G. J. A. **A cogeração e sua inserção ao sistema elétrico**. 2006. 157 p. Dissertação (Mestrado) – Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

BORGES, E. M. L. **Avaliação de correlações e equações de estado para determinação de fatores de compressibilidade de gás natural**. Dissertação (Mestrado) – PPGEQ/UERJ, Rio de Janeiro, 2009.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica**. 2016. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/default.aspx?CategoriaID=363>>. Acesso em: 10 set. 2017.

_____. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2013**: Ano base 2012. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2013d. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: 12 Ago. 2017.

_____. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2017**. Relatório Síntese – ano base 2016. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2017d. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: 10 Set. 2017.

_____. Ministério de Minas e Energia. **Boletim mensal de acompanhamento da indústria do gás natural**, nº 118. Brasília: MME, 2016. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/1138769/1732803/Boletim_Gas_Natural_nr_118_DEZ_16.pdf/bc508598-e8dd-4bfb-abda-400d0fd10e02 />. Acesso em: 10 Dez. 2017.

_____. Ministério de Minas e Energia. **Boletim mensal de acompanhamento da indústria do gás natural**, nº 122. Brasília: MME, 2017. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/1138769/12566999/Boletim_Gas_Natural_nr_122_ABR_17.pdf/f11f47a7-8f91-4078-a651-051b2f259184/>. Acesso em: 30 ago. 2017.

_____. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Brasília: MME/EPE, 2017c. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: 10 dez. 2017.

_____. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Brasília: MME/EPE, 2017c. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: 26 out. 2017.

_____. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Projeção da Demanda de Energia Elétrica para os próximos 10 anos (2017-2026)**. NOTA TÉCNICA DEA 001/17. Rio de Janeiro: EPE/ONS, 2017b.

_____. Senado Federal. Secretaria Especial de Comunicação Social. **Em discussão**: revista de audiências públicas do Senado Federal, v. 1, n. 1, abril 2010. Disponível em: <<http://www2.senado.leg.br/bdsf/bitstream/handle/id/191823/abril2010.pdf?sequence=5>>. Acesso em: 09 ago. 2017.

CENTRO DE TECNOLOGIAS DO GÁS E ENERGIAS RENOVÁVEIS (CTGÁS-ER). **Curso básico de turbina a vapor**. 2010. Natal: CTGÁS-ER. Disponível em: <http://ead2.ctgas.com.br/a_rquivos/Termoeletrica/TURBINAS_A_VAPOR/CURSO_BASICO_TURBINA_A_VAPOR.pdf>. Acesso em: 09 ago. 2017.

COMPANHIA DE GÁS DE SÃO PAULO (Comgás). **Sistema de distribuição de gás natural na área de concessão da Comgás**. São Paulo: Comgás, 2017. Disponível em: <<https://www.comgas.com.br/a-comgas/onde-atuamos/>>. Acesso em: 29 set. 2017.

_____. **Comgás em números**. São Paulo: Comgás, 2017. Disponível em: <<https://www.comgas.com.br/a-comgas/comgas-em-numeros/>>. Acesso em: 29 set. 2017.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). **A indústria em números**. Nov./2017. Disponível em: <https://static-cms-si.s3.amazonaws.com/media/filer_public/8c/b6/8cb657a2-92eb-43d5-a010-e7170e3cb43a/industria_numeros_novembro_2017.pdf>. Acesso em: 29 set. 2017.

_____. **Reestruturação do setor de gás natural: uma agenda regulatória**. Brasília: CNI, 2016. 125 p. Disponível em: <https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/18197/reestruturacao_do_setor_de_gas_natural.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 10 dez. 2017.

GÁS DE ALAGOAS S.A. **Chiller de absorção**. Alagoas: Algás, 2017. Disponível em: <<http://algas.com.br/possibilidades-uso/chiller-absorcao/>>. Acesso em: 03 dez. 2017.

GÁS natural. **Cadernos FGV Energia**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <<http://www.fgvenergia.fgv.br/>>. Acesso em: 02 jul. 2017.

GOOGLE EARTH. Disponível em: <<https://www.google.com.br/intl/pt-PT/earth/>>. Acesso em 29 set. 2017.

KEHLHOFER, R. H. et al. **Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plant**. 2nd Ed. Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1999. 62 p.

MACHADO, C. J. S.; VILANI, R. M. Aspectos conceituais do licenciamento ambiental na conservação de recursos naturais não renováveis: exploração de petróleo e gás natural no Brasil. **Revista de Informação Legislativa**, 188, 143-152, 2015.

MACHADO, I. **Cogeração**: Aspectos ambientais, entraves e perspectivas para a sua inserção na matriz energética Brasileira. 2015. 73 p. Monografia – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

NASCIMENTO, G. Industrialização Brasileira. **Prof. Getulio Nascimento**. Disponível em: <<http://www.getulionascimento.com/news/industrializacao-brasileira/>>. Acesso em: 18 nov. 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Histórico de geração de energia**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx>. Acesso em 19 ago. 2017.

PASSOS, M. F. S. A. Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL). **Economia & Energia**. Disponível em: <<http://www.ecen.com/eee10/gasp.htm>>. Acesso em 19 ago. 2017.

REIS, L. B. **Geração Termelétrica**: conceitos básicos, configurações, potência gerada e energia produzida. São Paulo, 2012. Slide de aula. Disponível em: <<https://edisiplinas.usp.br/mod/resource/view.php?id=22511>>. Acesso em: 29 ago. 2017.

ROCHA, M. S. et al. Evaluation of a Trigeneration System Using Microturbine, Ammonia-Water Absorption Chiller, and a Heat Recovery Boiler. In: BRAZILIAN CONGRESS OF THERMAL SCIENCES AND ENGINEERING, 13., 2010, Uberlândia. **Anais**. ENCIT., 2010.

SÁ, A. F. R. de. Sistemas de cogeração. **O Electricista**, abr. 2012. Disponível em: <https://dpyd3w3sr746.cloudfront.net/sites/www.voltimum.pt/files/fields/attachment_file/pt/flipbooks/others/4/20120419510201204196000.pdf>. Acesso em: 29 ago. 2017.

SANTOS, E. M. et al. **Gás natural**: estratégias para uma energia nova no Brasil. São Paulo: Annablume, Fapesp, Petrobras, 2002.

SÃO PAULO (Estado). Secretaria Estadual de Energia e Mineração. **Anuário de energéticos por município no estado de São Paulo – 2017, ano base 2016**. São Paulo: Secretaria de Energia e Mineração, 2017. Disponível em: <http://dadosenergeticos.energia.sp.gov.br/portalcev2/intranet/BiblioVirtual/diversos/anuario_energetico_municipio.pdf>. Acesso em: 10 Dez. 2017.

_____. Secretaria Estadual de Energia e Mineração. **Boletim Energético. Informativo mensal com dados sobre a geração e o consumo dos principais energéticos do estado de São Paulo**, ago. 2017.

_____. Secretaria Estadual de Energia e Mineração. **Gás Natural**. Disponível em: <<http://www.energia.sp.gov.br/>>. Acesso em: 15 set. 2017.

SIEMENS ENERGY. **Turbina a vapor de contrapressão**. Disponível em: <<https://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/steam-turbines/downloads/new/siemens-steam-turbines-product-overview-EN-updated.pdf>>. Acesso em: 03 dez. 2017.

SILVEIRA, J. L. Cogeração. In: SIMPÓSIO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS, 2., **Anais...**, Guaratinguetá, out. 2009.

SUNEVER. **Serviços**. Disponível em: <<http://sunever.pt/servicos.html>>. Acesso em: 09 ago. 2017.

SUZIGAN, W. A Industrialização de São Paulo: 1930-1945. **R. Bras Econ.** Rio de Janeiro, v. 25, n. 2, p. 89-111, abr./jun. 1971.

TOLMASQUIM, M. T. (Coord). **Energia Termelétrica**: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear Rio de Janeiro: EPE, 2016. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Documents/Energia%20Termel%C3%A9trica%20-%20Online%2013maio2016.pdf>>. Acesso em: 10 Set. 2017.

_____. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

TOLMASQUIM, M.; GUERREIRO, A.; GORINI, R. Matriz energética brasileira: uma perspectiva. **Novos estudos**, n. 79, p. 47-69, nov. 2007.

VAINER, C. B. Recursos hidráulicos: questões sociais e ambientais. **Estudos avançados**, São Paulo, v. 21, n. 59, p. 119-137, 2007.

VAZ, C. E. M.; MAIA, J. L. P; SANTOS, W. G. **Tecnologia da indústria do gás natural**. São Paulo: Blucher, 2008.

YAMAGUTI, P.; VILELA L. **São Paulo**: Estado mais proeminente do país deve receber R\$ 64 bilhões em investimentos nos próximos anos. Relatório estadual São Paulo. Departamento de pesquisa macroeconômica do Banco Itaú Unibanco, 2013. Disponível em: <https://www.itaubr.com.br/_arquivosstaticos/itaubba/contents/common/docs/SP_regional_dez13_.pdf>. Acesso em: 19 nov. 2017.

YANAGIHARA, J. I. **Turbinas a Vapor**. Slides de aula. Disciplina de Sistemas Térmicos. Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2017. Disponível em: <https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/1632189/mod_folder/content/0/MaqTermicas_Turbinas_Vapor.pdf?forcedownload=1>. Acesso em: 09 ago. 2017.