

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA

THIAGO ALVES DA FONSECA

**Estudo de caso de cogeração em residências de alto padrão com
microturbina**

São Paulo
2018

THIAGO ALVES DA FONSECA

Estudo de caso de cogeração em residências de alto padrão com microturbina

Monografia apresentada à 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

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Catálogo-na-publicação

Fonseca, Thiago Alves

Estudo de caso de cogeração em residências de alto padrão com microturbina

-- São Paulo, 2018.

52 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 residencial I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, pois sem Ele eu não conseguiria chegar até aqui.

A minha esposa, Vanessa, e a nossas princesas, Lavínia e Lorena, pela compreensão da minha ausência durante o tempo de dedicação a este trabalho.

A meu pai José Carlos, por sempre estar presente e incentivar a mim e a minha querida irmã Thais.

A minha amada mãe Conceição, pela criação, pela dedicação e pelo amor.

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

RESUMO

FONSECA, Thiago Alves da. **Estudo de caso de cogeração em residências de alto padrão com microturbina**. 2018. 52 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.

Este estudo de caso foi realizado tendo em conta o cenário econômico do Brasil dos últimos anos, um período de recessão econômica que se combinou à escassez de chuvas, principalmente na região Sudeste do país, onde os reservatórios quase secaram, o que tem gerado certo desconforto entre o governo e a população em geral. Por conta desse cenário, existe uma oportunidade quanto à distribuição de gás natural; há certa expectativa de aumento da produção através de rotas alternativas, contudo é de fundamental importância que novas tecnologias apareçam a fim de diminuir a dependência energética de hidroelétricas, bem como de garantir a segurança energética, reduzindo custos e postergando investimentos de infraestrutura com redes de transmissão e distribuição de energia elétrica. É por isso que esta monografia estuda a viabilidade técnico-econômica da utilização de uma microturbina movida a gás natural em residência de alto padrão. Essa residência, situada no interior do estado de São Paulo, será uma alternativa de sistema viável de suprimento de energia elétrica e térmica. Todo o estudo foi desenvolvido com dados reais de demanda elétrica e térmica da residência. A análise dos resultados contempla os principais métodos de avaliação econômica: economia operacional (fluxo de caixa = R\$ 92.260,00), retorno dos investimentos (*payback simples* = 2,4 anos), valor presente líquido (VPL = R\$ 341.899,00) e taxa interna de retorno (TIR = 39,5%). O equipamento a ser utilizado para o estudo é uma tecnologia pouco aplicada no segmento residencial, a microturbina. Para complementar o estudo foram verificados: o cenário energético atual e futuro, bem como o cenário atual de gás natural e a expectativa de um cenário futuro; a análise do potencial de mercado de aplicação de cogeração; e, por fim, os principais benefícios cogeração no Brasil e possíveis barreiras para sua implantação. Foi estudada a legislação brasileira de cogeração qualificada para a utilização no segmento residencial de alto padrão. Conclui-se que, para os padrões atuais desse tipo de residência, considerando as tarifas de energia elétrica e gás natural, o sistema é economicamente viável.

Palavras-chave: Cogeração. Gás natural. Viabilidade técnico-econômica. Setor residencial de alto padrão.

ABSTRACT

FONSECA, Thiago Alves da. **Study Case for cogeneration of energy in luxury residences with micro turbine.** 2018. 52 p. Monograph (Master Business Administration in Renewal Energy, Distributed Generation and Energy Efficiency) – Program of Continued Education of Escola Politécnica, University of São Paulo, São Paulo, 2018.

This study was developed based on the Brazilian economic scenario of the last years, an economic recession period which has caused the lack of water without enough rain, mainly in the South Region of the country, with the reservoirs getting dry, causing an uncomfortable environment between the Brazilian Government and the population. In front of this scenario, there was found out an opportunity of natural gas distribution with expectation about alternative routes for increasing the production. However, it is extremely important to discover new technologies in order to enable different energy resources other than hydroelectric, also able to assure the security of energy, allowing cost savings and postponing investments on infrastructure for net transmission and distribution of electrical power. This is the reason why this monograph studies the feasibility of a new and technical-economic power by natural gas with micro turbine in luxury residences. There is a residence, in São Paulo State, that will be the test for the alternative about the feasible system for supplying electrical and thermal energy. The whole study was developed with real data related to the demand on electrical and thermal power by those residences. The analyze comprises the main methods for economic evaluation, such as: operational savings (cash flow = R\$ 92.260,00); return on investment (*payback* = 2,4 year), net present value (NPV = R\$341.899,00) and internal rate of return (IRR = 39,5%). The micro turbine, the equipment for this study, has a technology still not applied on residential sector. In addition for this study, it was performed the following validation: current and future scenario of energy, as well as the current scenario of natural gas and the expectation for the future scenario; potential market share for cogeneration; the main benefits with cogeneration in Brazil versus the potential barriers for the implementation. The Brazilian legislation regarding qualified cogeneration on luxury residences sector has been also evaluated. The conclusion is positive for this alternative of power for luxury residences, showing that it is feasible from the economic stand point by taking into consideration the difference of fees for electrical and natural gas energies.

Keywords: Cogeneration. Natural Gas. Technical-economic feasibility. Luxury residential sector.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Planta de cogeração com MCI	14
Figura 2.2 – Taxa de aproveitamento de energia: sistema convencional x sistema de cogeração	15
Figura 2.3 – Cogeração do tipo <i>topping</i>	17
Figura 2.4 – Cogeração do tipo <i>bottoming</i>	17
Figura 2.5 – Motor de combustão interna (MCI)	18
Figura 2.6 – Motor de combustão interna – Ciclo Otto	19
Figura 2.7 – Microturbina Capstone	20
Figura 2.8 – Microturbina Capstone	21
Figura 2.9 – Gerador movido a GN / Generac – Aquecedor de água / Rinnai	21
Figura 3.1 – Parque gerador brasileiro	23
Figura 3.2 – Capacidade instalada por estado brasileiro	24
Figura 3.3 – Previsão de Potência em Operação	24
Figura 3.4 – Fontes de energia no Brasil	25
Figura 3.5 – Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL)	27
Figura 3.6 – Concessionárias distribuidoras de gás natural em São Paulo	29
Figura 3.7 – Sistema de distribuição de gás natural na área de concessão da Comgás	30
Figura 3.8 – Evolução da capacidade instalada de cogeração no Brasil	31
Figura 3.9 – Residencial de alto padrão	33
Figura 4.1 – Área potencial para construção de uma cogeração	39
Figura 4.2 – Configuração básica do sistema de aquecimento	42
Figura 4.3 – Fluxo de caixa descontado	46
Figura 4.4 – Fluxo de caixa acumulado	47

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Principais fabricantes de MCI a GN com operações no Brasil	19
Tabela 2.2 – Custos de aquisição, instalação e manutenção de MCI a GN.....	22
Tabela 2.3 – Custos de aquisição, instalação e manutenção de μ TG.....	22
Tabela 3.1 – Mercado potencial de cogeração a GN no estado de São Paulo	32
Tabela 3.2 – Potencial de cogeração no estado de São Paulo: Segmento industrial	32
Tabela 3.3 – Fatores “X” e “Fc%” em função de potência elétrica instalada e fonte .	36
Tabela 4.1 – Comparação entre o custo de energia sistema convencional x sistema cogeração	41
Tabela 4.2 – Cálculo de cogeração qualificada.....	43
Tabela 4.3 – Cálculo do fator de utilização de energia.....	43
Tabela 4.4 – Tarifa de gás natural no segmento cogeração	44
Tabela 4.5 – Parâmetros financeiros.....	45
Tabela 4.6 – Resultado financeiro.....	45
Tabela 4.7 – Fluxo de caixa descontado e acumulado	46

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARSESP	Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
COGEN	Associação da Indústria de Cogeração de Energia
COMGÁS	Companhia de Gás de São Paulo
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FLC	Fluxo de caixa
FLCA	Fluxo de caixa acumulado
FLCD	Fluxo de caixa descontado
GASBOL	Gasoduto Bolívia-Brasil
GLP	Gás liquefeito de petróleo
GN	Gás natural
GNL	Gás natural liquefeito
MCI	Motor de combustão interna
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador nacional do sistema elétrico
PIB	Produto interno bruto
REN	Resolução normativa
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIR	Taxa interna de retorno
VPL	Valor presente líquido
μTG	Microturbina a gás

LISTA DE SÍMBOLOS

E_f	Energia da fonte
$F_c \%$	Fator de cogeração
FUE	Fator de utilização de energia
GWh	Gigawatt-hora
I_0	Investimento inicial
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
m^2	Metro quadrado
m^3	Metro cúbico
m^3/d	Metro cúbico por dia
m^3/kWh	Metro cúbico por quilowatt-hora
MM	Milhão
MW	Megawatt
n	Período (anos)
PCI	Poder calorífico inferior
r	Taxa de desconto
R\$	Reais
R\$/kg	Reais por quilograma de vapor
R\$/kW	Reais por quilowatt
R\$/kWh	Reais por quilowatt-hora
R\$/MWh	Reais por megawatt-hora
\dot{W}	Potência produzida (kW)
\dot{m}	Vazão mássica (kg/s)
η	Eficiência (%)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	12
1.1	Objetivo.....	12
1.2	Motivação e justificativas	13
2	ESTADO DA ARTE.....	14
2.1	Cogeração	14
2.1.1	Conceito	14
2.1.2	Tipos de dimensionamento	16
2.1.3	Energia elétrica e água quente (EE + AQ)	20
2.2	Custos de aquisição, instalação e manutenção dos principais equipamentos.....	21
3	CENÁRIO ENERGÉTICO BRASILEIRO	23
3.1	Matriz energética e elétrica brasileira	25
3.2	Energia elétrica.....	25
3.3	Gás natural	26
3.4	Cogeração no Brasil	30
3.5	Potencial de mercado – Segmento residencial de alto padrão	33
3.6	Legislação brasileira	34
3.7	Cogeração qualificada	35
3.8	Benefícios da cogeração	36
3.9	Barreiras da cogeração.....	37
4	ESTUDO DE CASO.....	39
4.1	Residência em condomínio de alto padrão.....	39
4.1.1	Horário de funcionamento	40
4.1.2	Cálculo da energia consumida da concessionária	41
4.1.3	Configuração básica.....	41
4.1.4	Cálculo do requisito de qualificação de cogeração (REN 235 – ANEEL)	42
4.1.5	Proposta de cogeração a gás natural	43
4.1.6	Cálculo da tarifa de gás natural	44
4.1.7	Análise financeira	45
5	CONCLUSÃO	48
	REFERÊNCIAS.....	50

1 INTRODUÇÃO

Diante do cenário econômico do Brasil nos últimos anos, de recessão econômica, e da escassez de chuvas, principalmente na região Sudeste do país, onde os reservatórios quase secaram, tem havido certo desconforto entre o governo e a população em geral. Nessa conjuntura, existe uma oportunidade quanto à distribuição de gás natural, pois há certa expectativa de aumento da produção através de rotas alternativas. Contudo, é de fundamental importância que tecnologias novas apareçam, a fim de diminuir a dependência energética de hidroelétricas, bem como de garantir a segurança energética, reduzindo custos e postergando investimentos de infraestrutura com redes de transmissão e distribuição de energia elétrica.

É nesse sentido que esta monografia será conduzida, com estudos de viabilidade técnico-econômica. O estudo será feito com base na utilização de uma microturbina movida a gás natural, instalada em residência de alto padrão situada no interior de São Paulo, com uma nova tecnologia que possibilita a cogeração. O estudo foi desenvolvido com dados reais de demanda elétrica e térmica dessa residência. 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).

Para complementar o estudo, foram verificados: o cenário energético atual e o futuro do ponto de vista da demanda e do consumo de energia elétrica e térmica, bem como o cenário atual de gás natural e a expectativa de um cenário futuro; a análise do potencial de mercado de aplicação desse setor; e, por fim, os principais benefícios da cogeração no Brasil e possíveis barreiras para sua implantação. Será mostrada também a legislação brasileira de cogeração qualificada para a utilização desses equipamentos no segmento residencial de alto padrão.

1.1 Objetivo

Este estudo tem como objetivo avaliar a possibilidade da utilização de equipamentos de cogeração movidos a gás natural, como a microturbina. Para que o estudo fique completo, são levados em consideração o atual cenário energético do Brasil e as projeções futuras de oferta e demanda de energia elétrica e gás natural, apresentando um estudo de caso de implementação de uma microturbina de

cogeração a gás natural em residência de alto padrão no interior do estado de São Paulo. Foi realizada uma análise técnico-econômica da viabilidade do ponto de vista comercial em comparação com o sistema atual de abastecimento de energia elétrica, que se realiza por intermédio da concessionária local.

1.2 Motivação e justificativas

Devido a mudanças no cenário econômico do Brasil nos últimos anos e à alta demanda por energia elétrica, várias oportunidades de mercado vêm crescendo para dar alternativas para a população, principalmente da classe A e de parte da antiga classe média.

Além da 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. Como é sabido, as usinas hidrelétricas sempre contribuíram de forma predominante no sistema elétrico brasileiro, gerando oferta interna de energia elétrica. Contudo, as exigências sociais e ambientais vêm dificultando cada vez mais a expansão dessas grandes obras de engenharia.

Considerando a geração total de energia elétrica, de acordo com o Anuário de 2017 (ano-base 2016) foram produzidos no Brasil 578,9 TWh, correspondendo a uma retração de 0,4% em relação ao montante gerado em 2015, devida, em grande parte, à conjuntura econômica adversa. Desse total, a geração hidroelétrica respondeu por 380,9 TWh, um aumento de 5,9% sobre o total produzido em 2015. Com relação ao consumo por setor, observou-se queda quase generalizada, sendo a mais significativa registrada no comércio, uma redução de 3,2%. Em segunda colocação nas reduções, ficou o consumo da classe industrial, 2,5% menor que o valor registrado em 2015. Mas, diante de todos os cenários, na classe residencial houve uma mudança que gera grandes oportunidades: somente na classe residencial houve expansão, de 1,3%.

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 boa alternativa na exploração e ampliação da geração distribuída no país com um todo, sobretudo no segmento residencial, que teve o maior aumento no consumo de energia elétrica, mesmo com a situação adversa no país.

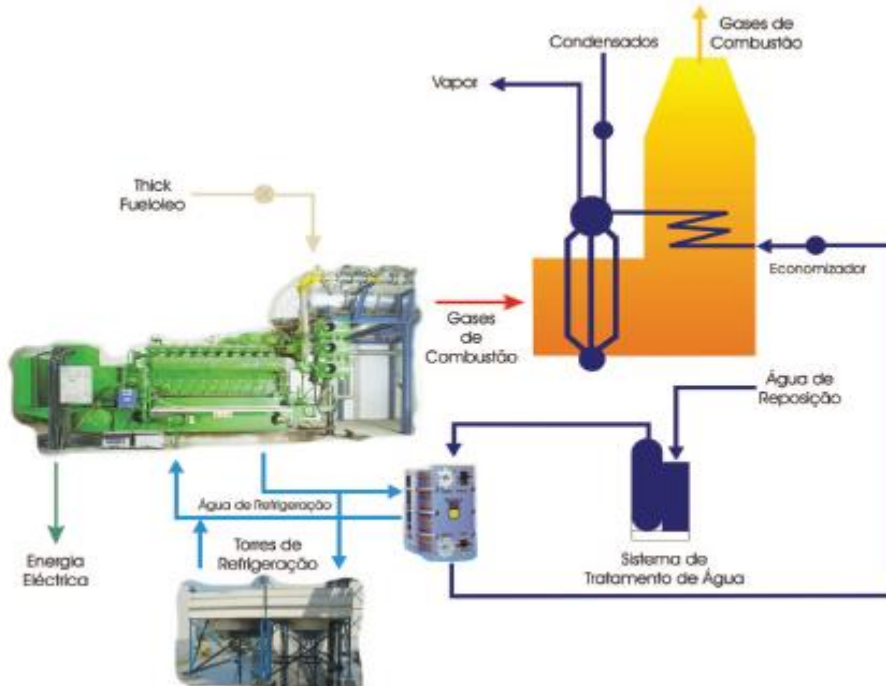
2 ESTADO DA ARTE

2.1 Cogeração

2.1.1 Conceito

De acordo com Balestieri (2002), a cogeração consiste na produção simultânea de diferentes formas de energia, como as energias elétrica (ou mecânica) e térmica, para suprir todas as demandas de determinado processo. Dessa maneira, busca-se melhor aproveitamento da energia produzida por um tipo de combustível obrigatoriamente rejeitada por uma força envolvida na Segunda Lei da Termodinâmica, reduzindo-se perdas e aumentando a eficiência global do ciclo térmico. Com a cogeração, podemos obter até 85% de eficiência, o que varia conforme o ciclo adotado.

Figura 2.1 – Planta de cogeração com MCI



Fonte: ADENE apud SÁ, 2017.

Em sua dissertação, Andreos (2013) destacou que o principal objetivo da cogeração é obter maior aproveitamento da energia contida no combustível, de forma a utilizar-se do energético da maneira mais eficiente e racional possível. Assim, seria

possível preservar todas as reservas energéticas do país, aumentando a eficiência dos processos bem como reduzindo os custos energéticos.

Hoje, os sistemas de cogeração podem ser aplicados em qualquer tipo de empreendimento ou processo no qual existam as demandas por energias eletromecânica e térmica simultaneamente. O resultado final dependerá de uma avaliação mais criteriosa de determinado projeto, no qual se levem em consideração o balanço térmico e elétrico, a disponibilidade e os custos agregados, assim como os insumos energéticos os quais se pretende utilizar.

Dessa forma, a cogeração é um 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:

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

Em que: FUE: Fator de utilização de energia

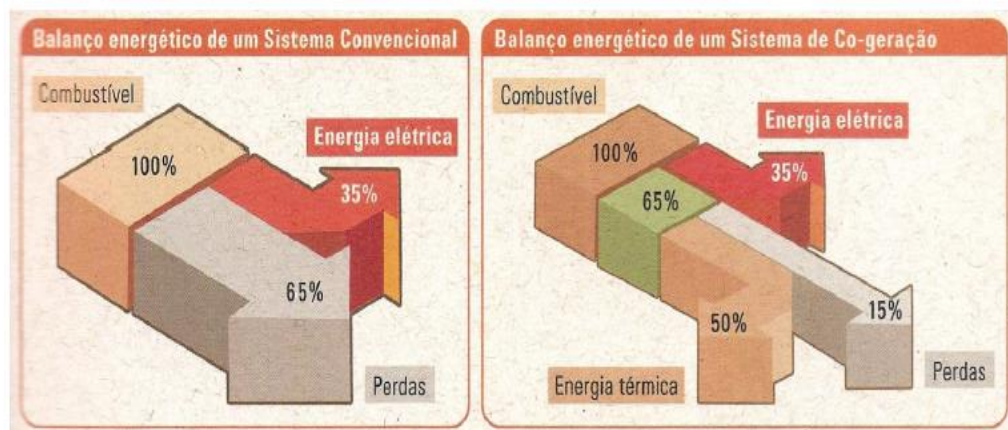
\dot{W} : Potência de eixo produzida pela máquina (kW)

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, 2018.

2.1.2 Tipos de dimensionamento

Conforme o item anterior, o projeto de cogeração deverá sempre buscar o melhor aproveitamento energético para atender todas as demandas elétricas e térmicas do processo e obter maior rendimento.

Para chegar a uma melhor análise e um melhor dimensionamento, devemos obter algumas informações, entre as quais estão (ANDREOS, 2017):

- a) Tarifa de energia elétrica e potência contratada;
- b) Consumo anual de energia elétrica;
- c) Curva horária de demanda de eletricidade;
- d) Total de horas de funcionamento anual separado por tarifa;
- e) Consumo anual de combustível;
- f) Tipo de demanda térmica;
- g) Produção anual de vapor e suas propriedades;
- h) Vazão de gases secos e temperatura;
- i) Capacidade de refrigeração ou ar condicionado;
- j) Produção de água quente;
- k) Outros usos;
- l) Curva horária de demanda térmica.

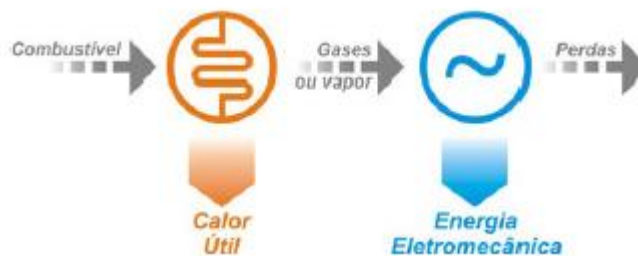
Após efetuar todo o levantamento preliminar das utilidades do empreendimento, basicamente podemos optar por aplicar:

- a) **Ciclo topping:** aplicado em cogerações que atendem primeiramente toda a demanda de energia elétrica (ou mecânica) de um processo. Este tipo de aplicação é disponibilizada pela queima de determinado tipo de combustível, na qual o primeiro aproveitamento vai para a geração de energia elétrica e parte do calor rejeitado pelo sistema é recuperada para a produção simultânea de energia térmica (KEHLHOFER et al., 1999). Este tipo de configuração é muito utilizado nos setores terciário, de comércio e de serviços, nos quais a demanda por energia elétrica tem maior relevância e maior intensidade (ANDREOS, 2017).

Figura 2.3 – Cogeração do tipo *topping*

Fonte: BARJA, 2006.

- b) **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 utilizada 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 em fornos rotativos e de vidro (ANDREOS, 2017).

Figura 2.4 – Cogeração do tipo *bottoming*

Fonte: BARJA, 2006.

No dimensionamento em plantas que se utilizam de cogeração, a seleção dos equipamentos é fundamental para melhor alcance da *performance* desejada no 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 sua vida útil, eficiência, condição de operação etc. para que se atendam com total confiabilidade e eficiência as demandas de determinado processo, de modo que este seja economicamente viável, em função dos altos custos de investimento e de implantação (BALESTIERI, 2002).

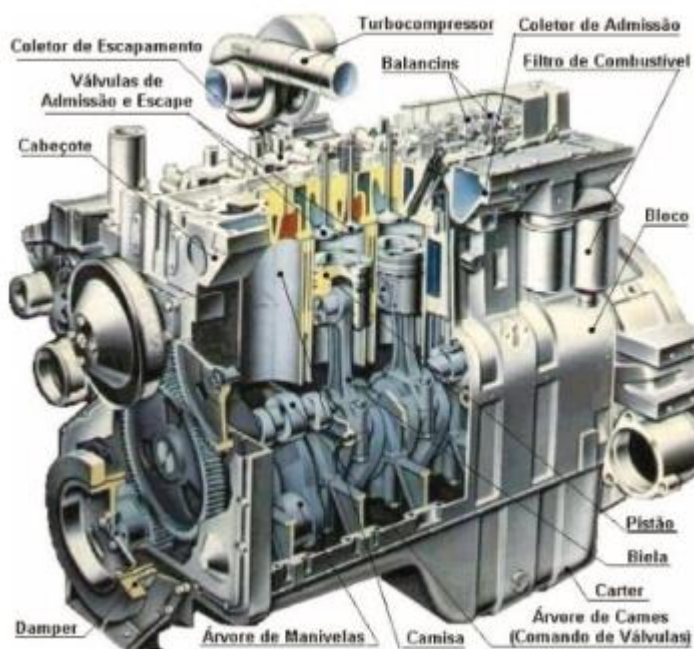
Nos casos de cogeração no segmento residencial, os principais equipamentos utilizados são os motores de combustão interna (MCI) e as microturbinas a gás (μ TG).

2.1.2.1 Motores de combustão interna (MCI)

Motores de combustão interna são aqueles em que o combustível é queimado dentro da câmara de combustão, e cujos gases movimentam os cilindros que estão acoplados a um gerador, transmitindo toda a potência para a geração de energia elétrica. A alimentação do MCI pode ser feita por vários tipos de combustível, sendo os mais comuns a gasolina, o etanol, o gás natural ou o biogás, sempre trabalhando no ciclo Otto, em que a ignição é feita por centelha; isso é feito para gerar a combustão da mistura ar-combustível. Esse tipo de MCI é muito utilizado nos sistemas de cogeração por resultar em menores quantidades de emissão de poluentes que os motores que operam no ciclo diesel (ANDREOS, 2013).

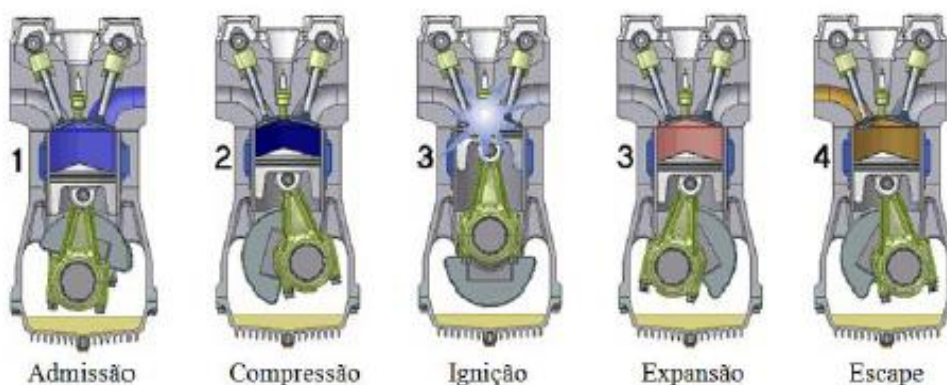
O rendimento elétrico dos MCIs a gás natural varia entre 25% e 45%, e na cogeração a eficiência global do sistema (FUE) pode chegar a 85% (ANDREOS, 2013).

Figura 2.5 – Motor de combustão interna (MCI)



Fonte: PERFECTUM apud SÁ, 2017.

Figura 2.6 – Motor de combustão interna – Ciclo Otto



Fonte: ANDREOS, 2013.

De acordo com Andreos (2013), os maiores fabricantes de MCI com representação no Brasil, com aplicação em centrais de cogeração, estão listados na Tabela 2.1 abaixo.

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

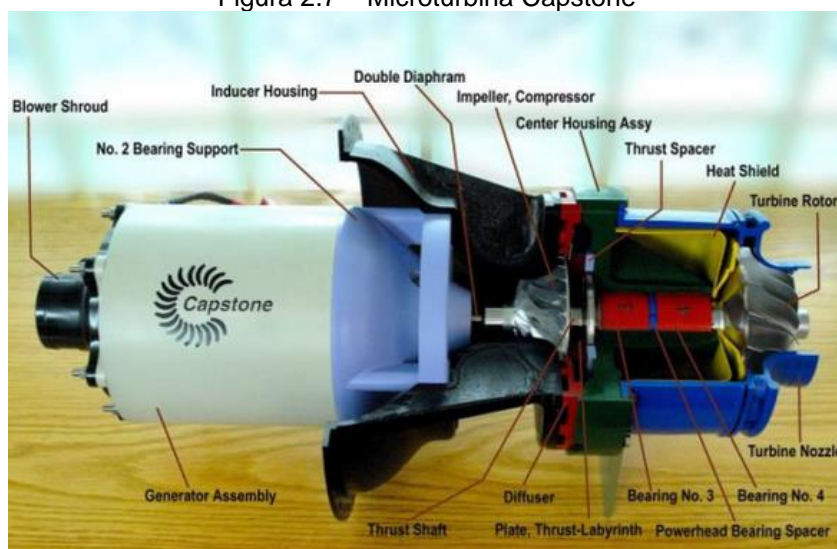
Fonte: Adaptado de ANDREOS, 2013.

2.1.2.2 Microturbinas a gás (μ TG)

A definição de uma microturbina é igual à de uma turbina a gás, porém em menor escala. Pode operar no ciclo de Brayton, com capacidade de geração de energia elétrica que varia entre 30 e 250 kWe. Com essas combinações de módulos, sua capacidade de geração elétrica pode chegar a até 1.000 kWe (ANDREOS, 2013). As μ TG podem ser alimentadas com gás natural, gás liquefeito de petróleo (GLP), diesel ou gasolina, entre outros tipos de combustível.

Entre os seus principais componentes estão turbina, compressor, gerador de energia elétrica e recuperador de calor.

Figura 2.7 – Microturbina Capstone



Fonte: SUNEVER, 2017.

Seu rendimento elétrico médio varia entre 25 e 33%, e o FUE pode chegar a até 90% se aplicada em sistemas de cogeração.

2.1.3 Energia elétrica e água quente (EE + AQ)

Hoje, a produção combinada de energia elétrica + vapor é uma configuração comum empregada no setor industrial. Porém, com a crescente demanda por conforto das famílias de algumas classes sociais, aumenta a demanda por cogeração, que é a produção de energia elétrica + energia térmica que pode se utilizar de equipamentos como uma microturbina (μ TG). Isso porque parte do calor produzido pela queima de combustível, através dos gases de exaustão, seria reaproveitada e encaminhada para um *boiler*, onde seria utilizada para o aquecimento da água para lavatórios, chuveiros, cocção etc.

Continuando no segmento residencial, essa demanda por conforto tem aumentado nos grandes centros, abrindo uma oportunidade para o comércio de equipamentos que supram a necessidade de fornecer tanto energia elétrica como a energia térmica. Em função disso, as empresas desse segmento têm investido em equipamentos sustentáveis e cada vez mais robustos. Empresas como Generac, Capstone e Rinnai, entre outras, estão desenvolvendo produtos que suprem essa demanda por energia elétrica e térmica, com a utilização de equipamentos combinados ou até mesmo um único equipamento.

Figura 2.8 – Microturbina Capstone



Fonte: Capstone.

Figura 2.9 – Gerador movido a GN / Generac – Aquecedor de água / Rinnai



Fonte: Generac/Rinnai.

2.2 Custos de aquisição, instalação e manutenção dos principais equipamentos

Neste tópico serão apresentadas algumas tabelas com os custos médios de aquisição, instalação e manutenção dos equipamentos utilizados em sistemas de cogeração, com base no setor residencial e na produção das principais utilidades, que são energia elétrica, vapor e água quente. Os números foram obtidos por meio de pesquisas de mercado¹.

¹ Valores aplicados no ano de 2018.

Tabela 2.2 – Custos de aquisição, instalação e manutenção de MCI a GN

Aquisição (R\$/kW)	Instalação (R\$/kW)	Manutenção (R\$/kWh)
R\$ 28.400,00	R\$ 22.500,00 ²	R\$ 3.500,00

Fonte: Elaboração própria a partir de instalações realizadas.

Tabela 2.3 – Custos de aquisição, instalação e manutenção de μ TG

Aquisição/Instalação (US\$/kW)	Manutenção (US\$/MWh)
US\$ 62.500,00*	US\$ 9,20*

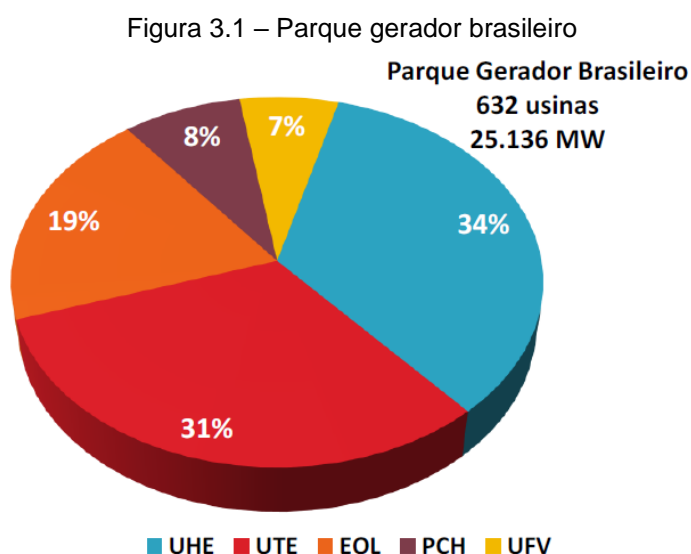
* Dólar cotado a R\$ 3,60. (11/05/2018)

Fonte: Luming Inteligência Energética.

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

3 CENÁRIO ENERGÉTICO BRASILEIRO

O cenário energético brasileiro atual contempla novos empreendimentos de geração de energia elétrica no Brasil, inclusive unidades geradoras que ainda não entraram em operação comercial, e totaliza 632 usinas, que somadas produzem 25.136,42 MW de capacidade a ser instalada. Esses números são de fevereiro de 2018.



Fonte: ANEEL, 2018.

Hoje, a fonte com maior impacto na matriz energética do Brasil continua a ser a hídrica. Mesmo assim, ao todo estão previstas 21 usinas hidrelétricas (UHE) com pouco mais de 8.600 MW e outras 156 pequenas centrais hidrelétricas (PCH), totalizando 2.027 MW de potência.

As usinas fotovoltaicas (UFV), com 1.686 MW, representam aproximadamente 7% da capacidade a ser instalada. Nos últimos anos, a participação das fotovoltaicas no parque eólico brasileiro aumentou consideravelmente, panorama que deverá se manter para os próximos anos com a entrada de mais 66 empreendimentos. Interessante ressaltar que essa fonte, devido a suas características construtivas, apresenta tempo médio de implantação, levantado em 2017, inferior ao das demais.

Ainda em relação à potência das usinas com obras em andamento, destaca-se que, de uma potência total de 25.136 MW outorgada há 13.220 MW em construção. Esse valor representa mais de metade das usinas outorgadas pelo poder público. As

usinas fotovoltaicas são importantes para manter esse número, uma vez que, das 66 usinas outorgadas, 28 estão com obras em andamento.

Na Figura 3.2 podemos ver no mapa do Brasil a capacidade instalada de cada estado.

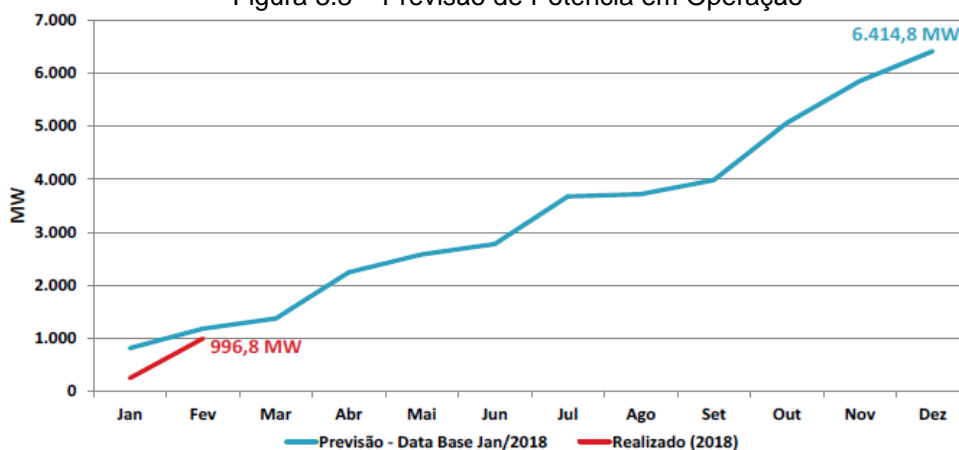
Figura 3.2 – Capacidade instalada por estado brasileiro



Fonte: ANEEL, 2018.

Ainda em 2018, considerando os dados informados e publicados em janeiro/2018, está previsto que entre em operação um total de 6.414,8 MW de potência. Nos meses de janeiro e fevereiro, já entrou em operação um total de 996,8 MW. Restam ainda 5.418 MW para entrar em operação comercial até o mês de dezembro.

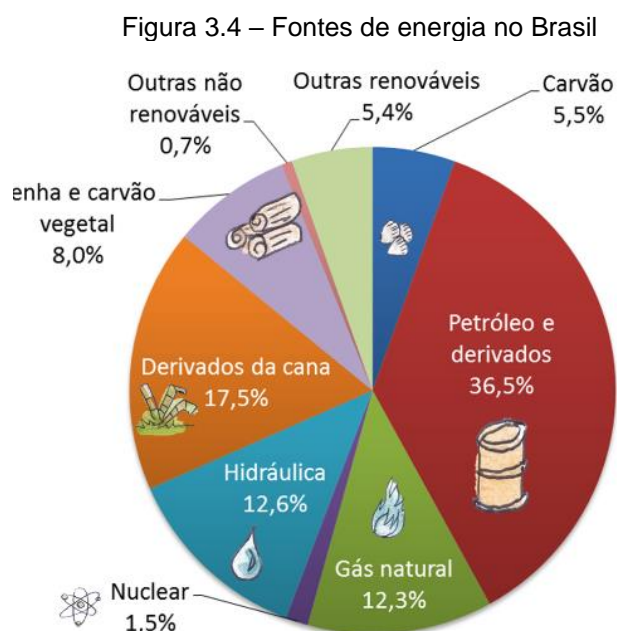
Figura 3.3 – Previsão de Potência em Operação



Fonte: ANEEL, 2018.

3.1 Matriz energética e elétrica brasileira

A matriz energética brasileira é muito diferente se comparada às do resto do mundo. Na terra tupiniquim, apesar de o consumo de energia de fontes não renováveis ser maior do que o das renováveis, usamos mais fontes renováveis que no resto do mundo. Somando a energia proveniente de lenha e carvão vegetal, hidráulica, de derivados de cana e de outras fontes renováveis, chega-se a 41,1%, quase metade da nossa matriz energética:



Fonte: EPE, 2017.

3.2 Energia elétrica

A energia elétrica é uma forma de energia baseada em diferentes tipos de geração de potencial elétrico que permitem estabelecer uma corrente elétrica entre ambos. Mediante a transformação adequada, é possível que tal energia mostre-se em outras formas finais de uso direto, como luz, movimento ou calor, segundo os elementos da conservação da energia.

É uma das formas de energia que a humanidade mais utiliza na atualidade, graças a sua facilidade de transporte e ao baixo índice de perda energética durante

conversões. A energia elétrica é obtida principalmente através de termoelétricas, usinas hidrelétricas, usinas eólicas e usinas termonucleares.

A geração de energia elétrica se leva a cabo mediante diferentes tecnologias. As principais aproveitam um movimento rotatório para gerar corrente alternada em um alternador. O movimento rotatório pode provir de uma fonte de energia mecânica direta, como a corrente de uma queda d'água ou o vento, ou de um ciclo termodinâmico.

Em um ciclo termodinâmico, esquentase um fluido e se consegue realizar um circuito o qual move um motor ou uma turbina. O calor desse processo se obtém mediante a queima de combustíveis fósseis, reações nucleares ou outros processos, como o calor proveniente do interior da Terra ou o calor do Sol.

A geração de energia elétrica é uma atividade humana básica, e todas as formas de utilização das fontes dessa energia, tanto as convencionais como as denominadas alternativas ou não convencionais, agredem em maior ou menor medida o nosso meio ambiente.

A rede de distribuição de energia elétrica é composta pelas redes elétricas primárias (redes de distribuição de média tensão) e redes secundárias (redes de distribuição de baixa tensão), cuja construção, manutenção e operação são de responsabilidade das concessionárias/distribuidoras de eletricidade. As redes de distribuição primárias servem como primeiro estágio, no qual os transformadores fixados em postes reduzem o nível de tensão para o segundo estágio de tensão, por exemplo de 13,8 kV para 220 V. Essas redes atendem os grandes centros de consumo (população em geral, grandes indústrias etc.).

Todo o sistema de distribuição é protegido por um sistema composto por disjuntores automáticos nas subestações onde estão ligadas as redes primárias, com chave fusível nos transformadores de distribuição que, em caso de curto-circuito, desligam a rede elétrica.

3.3 Gás natural

Historicamente, a utilização de 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 1950, 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. Esse 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 3.5 – 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 essa 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).

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 (BRASIL, 2013). 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 maior volume de gás natural produzido, importado, transportado e comercializado (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.

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

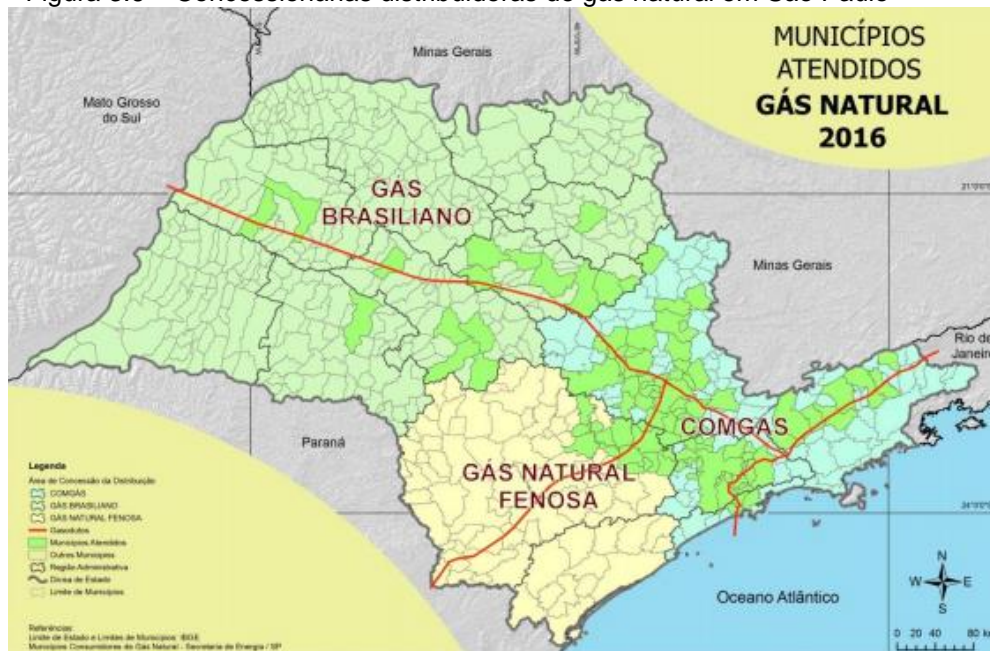
A oferta nacional total de gás natural projetada para 2026 é de aproximadamente 59 milhões de m³/dia, enquanto a produção líquida projetada é de

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.

É prevista, 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, aponta-se para 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).

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 (SÃO PAULO, 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 3.6 – Concessionárias distribuidoras de gás natural em São Paulo



Fonte: SÃO PAULO, 2017.

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).

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 1,8 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 3.7 – Sistema de distribuição de gás natural na área de concessão da Comgás



Fonte: COMGÁS, 2017.

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. Somente o setor residencial apresentou um consumo de 26.970 mil m³, o que representa 6,3% do consumo estadual (SÃO PAULO, 2017).

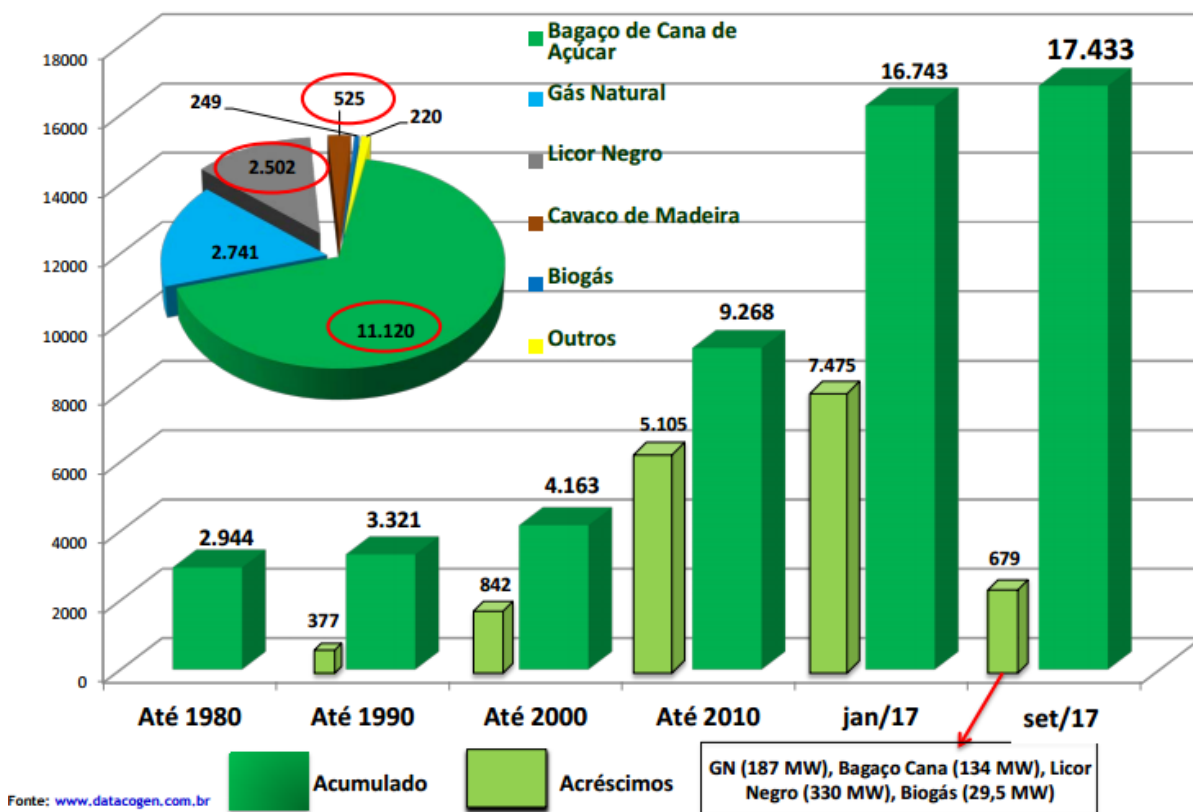
3.4 Cogeração no Brasil

O aproveitamento do grande potencial energético de recursos hídricos que o Brasil realizou fez cair o interesse pela cogeração de energia a partir de 1950. A venda dos excedentes de energia elétrica que vinha dos sistemas de cogeração era totalmente desfavorecida não só pelos baixos valores tarifários, mas também pela

ausência de regras e de legislação que obrigassem a relação entre o autoprodutor/produtor independente e a concessionária de energia elétrica local (BARBELI, 2015).

Segundo Andreos (2013), a evolução da cogeração no Brasil está relacionada às aplicações isoladas em plataformas de petróleo e, principalmente, nas indústrias que utilizam seus resíduos gerados no processo como combustível para a geração de energia, que volta a ser destinada a seus processos produtivos. Nisso destacam-se a agroindústria canavieira e as indústrias química, petroquímica, de papel e celulose, entre outras. Como pode-se observar na Figura 3.8, 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 3.8 – Evolução da capacidade instalada de cogeração no Brasil



Fonte: COGEN, 2017.

Mesmo com essa crescente evolução, podemos notar que a porcentagem de utilização de cogeração é ainda relativamente baixa. Essa pequena representatividade da cogeração na matriz energética brasileira é uma 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 grande 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.

Se analisarmos somente o mercado industrial, temos um potencial de cogeração no estado de São Paulo que somado chega a 2.769 MW de geração de eletricidade, dos quais 512 MW são aplicáveis à tecnologia com MCI e 2.257 MW à 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

Segmento industrial	Clientes	Potencial (MW)	MCI (MW)	TG (MW)
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.

3.5 Potencial de mercado – Segmento residencial de alto padrão

Figura 3.9 – Residencial de alto padrão



Num raio de cerca de 100 km estão alguns dos municípios mais prósperos de São Paulo, como Itu, Campinas, Jundiaí, Sorocaba, Valinhos e Itatiba, locais apropriados para nascerem loteamentos fechados de alto padrão. Muitos desses empreendimentos já contam com o fornecimento de gás natural; outros ainda estão em fase de estudo para isso. De acordo com esses estudos, atualmente existem 30 condomínios de alto padrão destinados às classes A e B no interior paulista. Para fazer parte desse seleto grupo, as construtoras precisam aliar belezas naturais, conforto, lazer e tecnologia a serviços dignos dos empreendimentos mais sofisticados do mundo. É isso que buscam pessoas influentes e do mundo artístico. Esses condomínios têm diversão para todas as faixas etárias e infraestrutura excepcional.

É complicado falar em valores exatos quando se trata de luxo. O metro quadrado parte de um preço mínimo, porém os valores podem ficar acima de R\$ 2,0 MM em um terreno com lotes de 5 mil a 8 mil m². E é nesse segmento que iremos analisar os produtos de cogeração de energia.

3.6 Legislação brasileira

Com o objetivo de reduzir barreiras para a conexão de pequenas centrais geradoras à rede de distribuição (desde que utilizem fontes renováveis de energia ou cogeração com elevada eficiência energética), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa nº 482/2012, na qual foram estabelecidos os procedimentos para acesso de micro e minigeradores ao sistema de distribuição.

A ANEEL (2012) estabeleceu a regulamentação para o funcionamento da microgeração de energia elétrica, propondo, desde então, um sistema de compensação energética que representa um incentivo a mais para quem planeja possuir uma fonte geradora de energia renovável em sua propriedade. Seja esta comercial, seja residencial, trata-se da instalação de uma pequena central geradora de energia elétrica que o consumidor pode possuir, que estará devidamente ligada à rede de fornecimento elétrico da distribuidora de energia.

A potência instalada da microgeração é menor ou igual a 100 kW, enquanto a minigeração tem uma potência instalada menor ou igual a 1 megawatt (MW) e superior a 100 kW.

Para implantar um sistema desse tipo, é preciso fazer constar em um parecer o projeto das instalações e mais alguns documentos importantes. O tempo total estimado para a realização de todo o processo de regularização de um sistema de geração de energia solar fotovoltaica, por exemplo, é de 82 dias.

A energia gerada a partir de um sistema de micro ou minigeração, de fonte solar ou eólica, instalado em uma propriedade, quando não consumida em sua totalidade é cedida à distribuidora e, depois, compensada em forma de créditos. Esses créditos, em forma de kWh (quilowatts-hora), têm validade de 36 meses para serem abatidos nas contas posteriores.

O custo desse tipo de sistema está diretamente relacionado com a forma como os créditos, supostamente acumulados pelo consumidor, são tratados pelo sistema de compensação, uma vez que o abatimento é limitado ao custo de disponibilidade, que nada mais é que o mínimo que a distribuidora tem direito de cobrar de seus consumidores mensalmente.

3.7 Cogeração qualificada

Para a inclusão de uma “cogeração qualificada”, ela deverá atender alguns requisitos. Dessa forma, benefícios econômicos como desconto nas tarifas, uso da rede e isenção de aplicação em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico não serão concedidos a qualquer central cogeneradora, mas somente aos empreendimentos que atendem aos requisitos necessários para o enquadramento na modalidade previstos na Resolução ANEEL nº. 21/2000. É preciso, portanto:

- a) Regularizar-se perante a ANEEL, conforme a legislação específica descrita na Resolução nº 112 de 18 de maio de 1999; e
- b) Atender todos os requisitos mínimos de racionalidade energética e o cumprimento das inequações (2) e (3) 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:

- **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);
- **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;
- **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;
- **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;

- **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 a alínea b deverão ser aplicados em função da potência elétrica instalada na central de cogeração e da respectiva fonte, obedecidos os valores da Tabela 2.1 Tabela 3.3

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.

3.8 Benefícios da cogeração

Os benefícios para o empreendedor na cogeração são aspectos importantes como segurança, qualidade da energia e redução de seus custos operacionais. Detalhamos a seguir alguns benefícios:

- Autossuficiência energética: nos tempos de crise em que o país se encontra e em meio à escassez de chuvas para repor os reservatórios, com o aumento de demanda a cogeração pode exercer papel fundamental e estratégico no suprimento da energia elétrica em eventual falta por parte da distribuidora local;
- Confiabilidade e segurança do sistema: com a possibilidade de se tornar um produtor independente ao gerar a sua 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,

uma parada no fornecimento, 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.

- c) Maior qualidade de energia: pelo fato de a cogeração operar de forma isolada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e ser controlada pelo próprio usuário, o empreendedor tem mais qualidade no suprimento da energia, ficando protegido de variações e interrupções por parte do distribuidor local.

3.9 Barreiras da cogeração

Neste tópico abordaremos algumas das principais barreiras para se implantar a cogeração.

Um dos pontos seria o seu alto custo de investimento inicial, 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. Mesmo diante de possível economia operacional, o investidor brasileiro como um todo tende a pensar somente no custo inicial, portanto se inclina mais a soluções com custo inicial menor, ignorando a economia no custo operacional.

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 em prazos mais alongados, restando somente a empreendimentos com mercados maduros e a operações consolidadas a opção pela solução de cogeração.

Outro ponto a ser abordado seria o grau de complexidade de operação da cogeração, que inclui questões de segurança e integridade dos equipamentos, como por exemplo o monitoramento e a automação de alta tecnologia. O monitoramento é fundamental para a preservação e o bom funcionamento dos equipamentos que compõem o sistema de cogeração, como os de controle de limite de temperatura, pressão, trepidação etc.

Já a automação se faz necessária porque as intervenções e manobras operacionais, como por exemplo transferência de carga e partida de equipamentos, garantem um desempenho seguro e eficiente. Geralmente, esses equipamentos são

conectados a um *software* que, por sua vez, é controlado por um operador na sala de controle do próprio empreendimento.

Um ponto extremamente importante para o bom funcionamento da cogeração é mão de obra bem treinada atuando em tempo integral. É necessária a manutenção por um operador dedicado de modo a garantir a continuidade e segurança ao processo das utilidades. Porém, pelo fato de o Brasil ser um país com fartura em recursos naturais e, conseqüentemente, 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. Portanto, é necessária capacitação nessas áreas através de cursos superiores e técnicos especializados.

E, de forma não menos importante, o custo do combustível está diretamente ligado ao custo operacional do sistema, representando algo em torno de 55 a 65% do total; 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.

4 ESTUDO DE CASO

4.1 Residência em condomínio de alto padrão

Foi identificado como cenário uma possível residência em condomínio de alto padrão, localizada no interior do estado de São Paulo, mostrada na Figura 4.1.



Fonte: Elaboração própria a partir de GOOGLE, 2018.

Diante do cenário econômico do Brasil apresentando nos últimos anos, explicado nos capítulos anteriores, de recessão econômica, que se somou à escassez de chuvas, principalmente na região onde se encontra esse condomínio, tem havido certo desconforto entre os moradores. Foi, pois, por causa desse desconforto que nasceu uma nova oportunidade de fornecimento de energia. Como se sabe que nos próximos meses será implementada uma rede de distribuição de gás natural no local, a tendência é que se crie a expectativa para os fornecedores de equipamentos de cogeração de um possível aumento nas vendas.

Uma das possibilidades é de implantação de sistemas de cogeração que permitissem o fornecimento de água quente e energia elétrica através do equipamento.

É com base nesse cenário que este estudo foi realizado, verificando-se a viabilidade técnico-econômica de sistemas de cogeração de energia. Será feita a comparação entre uma microturbina e um motorgerador, ambos movidos a gás natural, instalados em uma residência de alto padrão com consumo médio mensal de 10.403 kW.

As análises dos resultados contemplaram 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).

Os equipamentos considerados no estudo serão as tecnologias já conhecidas e uma ainda recente, que promete inovar na cogeração residencial por ter todos os sistemas incorporados em um só equipamento.

Atualmente, a residência adota uma solução convencional, com abastecimento de energia elétrica pela concessionária local (Energisa) por meio de um contrato no mercado cativo (ACR) e de uma central de aquecimento de água quente composta por aquecedores de passagem.

Energia elétrica:

- a) Concessionária: Energisa;
- b) Tarifa de energia: B1 - Tensão de fornecimento de 220 V;
- c) Consumo médio mensal de energia elétrica: 124.830 kW.

4.1.1 Horário de funcionamento

O consumo de energia é permanente, para uma família com quatro pessoas (dois adultos e duas crianças pequenas) e cinco funcionários (duas babás, mais dois funcionários e um caseiro). Todo o processo acontece diariamente, de segunda a segunda, em 12/7, totalizando 336 h/mês, 12 meses por ano. O processo de produção de energia deverá atender à demanda de 12 horas diárias da casa e tem importante consumo térmico na produção de água quente para chuveiros, torneiras e piscina, com queimadores a gás natural.

A demanda de água quente é de 99.682.200 kcal/ano.

Para a configuração do processo de aquecimento de água para a casa e a piscina, serão contabilizadas sete suítes com chuveiros com vazão de 20 l/min e 10 torneiras com vazão de 3,6 l/min.. Para a área de lazer será considerada uma piscina de configuração.

O cálculo do balanço energético representa 10.40 kW/mês da demanda elétrica total. Considera-se que toda a demanda elétrica será suprida pela cogeração, acrescentando a demanda térmica, pois temos a proposta de utilizar uma microturbina Capstone C30 de 30 kw.

4.1.2 Cálculo da energia consumida da concessionária

Para os cálculos da tarifa de energia elétrica, foram utilizados os valores vigentes a partir de 21/10/2018 da concessionária Energisa do grupo B1, modalidade vermelha. Por se tratar de um empreendimento residencial, mesmo com o alto índice de consumo foi verificado que a modalidade tarifária do grupo com cogeração seria financeiramente melhor. A Tabela 4.1 indica que a migração para a modalidade de cogeração se mostrou mais atrativa economicamente, mesmo com o custo específico do kW/h maior, pois os custos do consumo anual de ponta e fora de ponta são relativamente menores do que os do sistema convencional, sem cogeração.

Tabela 4.1 – Comparação entre o custo de energia sistema convencional x sistema cogeração

<i>Cálculo custo de Energia Elétrica - Sistema Convencional</i>					
Energisa B1 vermelha	Custo s/ Impostos	Custo c/ Impostos	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda única	R\$ 0,50446 /kW	R\$ 0,65942 /kW	25,00	-	197,83
Demanda única	R\$ 0,50446 /kW	R\$ 0,65942 /kW	55,00	-	435,22
Consumo Anual único	R\$ 0,50446 /kW	R\$ 0,65942 /kW	-	16.425	10.831,05
Consumo Anual único	R\$ 0,50446 /kW	R\$ 0,65942 /kW	-	108.405	71.484,95
Total anual				124.830	82.949,05
Custo Específico EE (R\$/kWh)					0,66450
Impostos inclusos:				PIS/PASEP/COFINS	5,5%
				ICMS	18,0%
<i>Cálculo custo de Energia Elétrica - Sistema Cogeração</i>					
Energisa B1 vermelha	Custo s/ Impostos	Custo c/ Impostos	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda única	R\$ 0,50446 /kW	R\$ 0,65942 /kW	55,00	-	435,22
Consumo Anual único	R\$ 0,50446 /kW	R\$ 0,65942 /kW	-	854	563,21
Consumo Anual único	R\$ 0,50446 /kW	R\$ 0,65942 /kW	-	5.637	3.717,22
Total anual				6.491	4.715,65
Custo Específico EE (R\$/kWh)					0,72647
Impostos inclusos:				PIS/PASEP/COFINS	5,5%
				ICMS	18,0%

Fonte: Elaboração própria.

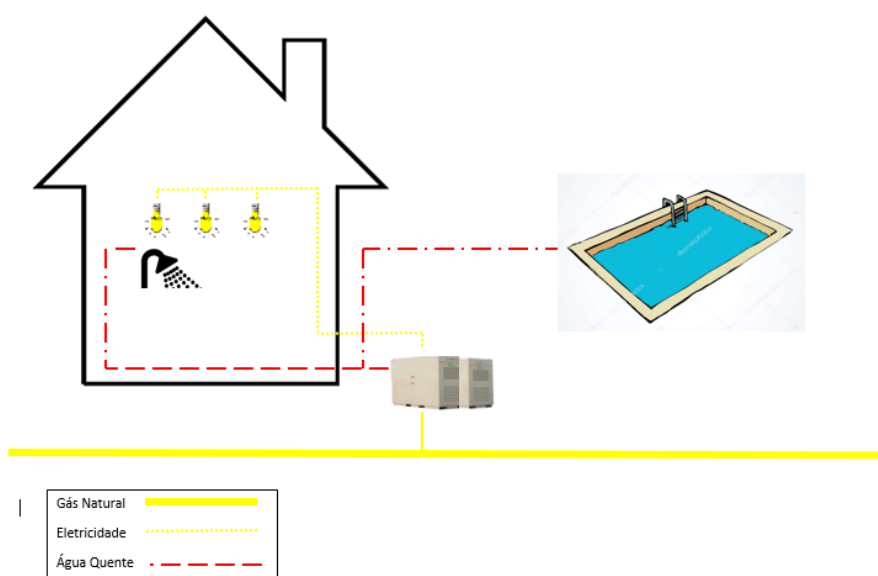
4.1.3 Configuração básica

Analisando todo o perfil energético da residência, podemos verificar que o tipo de equipamento mais adequado, em função das demandas de energia elétrica e térmica, seria uma usina de cogeração autossuficiente na produção de energia elétrica e térmica, através de uma microturbina de 30 kW da Capstone modelo C30, a gás natural.

Ela funciona pela queima de gás natural para movimentar a turbina. A energia térmica gerada é recuperada pela produção de água quente dos gases de exaustão perdidos. É possível tanto aquecer como refrigerar, por meio de uma única peça que se move e utiliza-se de rolamento que não precisa de óleo. Toda a parte térmica será utilizada para o aquecimento de água da residência (torneiras, chuveiros e piscina) durante os 365 dias do ano.

Essa produção de energia elétrica e energia térmica é mais do que suficiente para suprir toda a demanda. Para o complemento da demanda elétrica, após 12 horas de funcionamento do sistema a residência continuará a importar energia da rede de modo constante.

Figura 4.2 – Configuração básica do sistema de aquecimento



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

Conforme dado obtido na análise do balanço energético da residência, pode-se verificar que a central de cogeração proposta para a residência *atende* aos requisitos definidos na REN 235 para a qualificação da cogeração. Conforme demonstrado na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** abaixo, o sistema de cogeração proposto não cumpre ainda os requisitos e pode ser considerado como cogeração qualificada pela ANEEL.

Tabela 4.2 – Cálculo de cogeração qualificada

Cálculo requisito de qualificação da Cogeração - ANEEL Resol. nº 235 14/11/06

E_f	49 kWh/h				
E_e	14 kWh/h	$27,0\% = \frac{E_t}{E_f} \geq 15\%$		Cumpre	requisito (a)
E_t	13 kWh/h				
X	2,14				
F_c	41%	$42\% = \left(\frac{E_t}{E_f} \right) + X + \frac{E_e}{E_f} \geq F_c\%$		Cumpre	requisito (b)

Cogeração Qualificada ANEEL

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

Como dito anteriormente, em dimensionamentos de projetos de cogeração deve-se buscar o maior aproveitamento da energia contida na fonte primária. Para essa verificação da eficiência, calculou-se o fator de utilização de energia (FUE) do sistema. A Tabela 4.3 consolida todos os dados obtidos no balanço energético e indica o índice de 72% de aproveitamento do combustível, entre sua conversão em energia eletromecânica e calor útil.

Tabela 4.3 – Cálculo do fator de utilização de energia

Fator de Utilização de Energia - FUE

\dot{W}	28 kW	
\dot{Q}_u	42 kW	$FUE = \frac{\dot{W} + \dot{Q}_u}{\dot{Q}_{comb}} = 72\%$
\dot{Q}_{comb}	98 kW	

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

4.1.5 Proposta de cogeração a gás natural

Como visto anteriormente, em projetos de cogeração devemos sempre buscar o melhor balanço energético para atender as demandas elétricas e térmicas de um processo, com o maior rendimento possível (ANDREOS, 2017).

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

- Prover uma grande quantidade de energia térmica (água quente/vapor) através da produção de energia térmica e do rejeito térmico do escape da microturbina, totalizando uma produção de 136 kWt.

- b) Prover energia elétrica para atendimento de aproximadamente 95% da demanda da residência. O restante da demanda será atendido pela energia da rede local.

4.1.6 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 798 da Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP) no segmento de cogeração, com início de vigência em 30/05/2018.

Tabela 4.4 – Tarifa de gás natural no segmento cogeração

Volume mensal:		3.416 m³		
Termo Variável (Cogeração)			Tarifas	Valores
1	0,00 a 5.000	3.416,43 m ³	0,474470 R\$/m ³	R\$ 1.620,99
2	5.000,01 a 50.000	0,00 m ³	0,358505 R\$/m ³	R\$ 0,00
3	50.000,01 a 100.000	0,00 m ³	0,308626 R\$/m ³	R\$ 0,00
4	100.000,01 a 500.000	0,00 m ³	0,234441 R\$/m ³	R\$ 0,00
5	500.000,01 a 2.000.000	0,00 m ³	0,242347 R\$/m ³	R\$ 0,00
6	2.000.000,01 a 4.000.000	0,00 m ³	0,219358 R\$/m ³	R\$ 0,00
7	4.000.000,01 a 7.000.000	0,00 m ³	0,191941 R\$/m ³	R\$ 0,00
8	7.000.000,01 a 10.000.000	0,00 m ³	0,164521 R\$/m ³	R\$ 0,00
9	> 10.000.000	0,00 m ³	0,136465 R\$/m ³	R\$ 0,00
Termo Variável			0,474470 R\$/m ³	R\$ 1.620,99
Termo Fixo =			0,639076 R\$/m ³	R\$ 2.183,36
COGERAÇÃO			Valor fatura s/ ICMS	R\$ 3.804,35
			Valor fatura c/ ICMS	R\$ 4.475,71
			Tarifa média s/ ICMS	1,113546 R\$/m ³
			Tarifa média c/ ICMS	1,310054 R\$/m³

Fonte: Adaptado de Andreos, 2017 com dados da ARSESP, 2018.

No cálculo da tarifa de gás natural para microturbina foram considerados:

- Valores vigentes da Deliberação ARSESP nº 798, de 30/05/2018;
- Segmento de cogeração destinada a consumo próprio;
- Conjunto de regulação (CR) + mais um medidor para a residência com cogeração, com a soma do volume de GN da microturbina (4.558 m³/mês).

4.1.7 Análise financeira

Tabela 4.5 – Parâmetros financeiros

Parâmetros Financeiros		
Inv. Inicial Adicional	-R\$ 225.000	Ilo
Fluxo de Caixa	R\$ 92.260	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 4.6 – Resultado financeiro

Resultado Financeiro	
Payback simples	2,4 anos
Payback Descontado	2,8 anos
VPL	R\$ 341.899
TIR	39,5%

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

Em que:

VPL: Valor presente líquido

TIR: Taxa interna de retorno

Tabela 4.7 – Fluxo de caixa descontado e acumulado

Ano	FLC	FLCD	FLCA
0	-225.000	-225.000	-225.000
1	92.260	83.873	-141.127
2	92.260	76.248	-64.879
3	92.260	69.316	4.438
4	92.260	63.015	67.453
5	92.260	57.286	124.739
6	92.260	52.079	176.817
7	92.260	47.344	224.162
8	92.260	43.040	267.202
9	92.260	39.127	306.329
10	92.260	35.570	341.899

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

Em que:

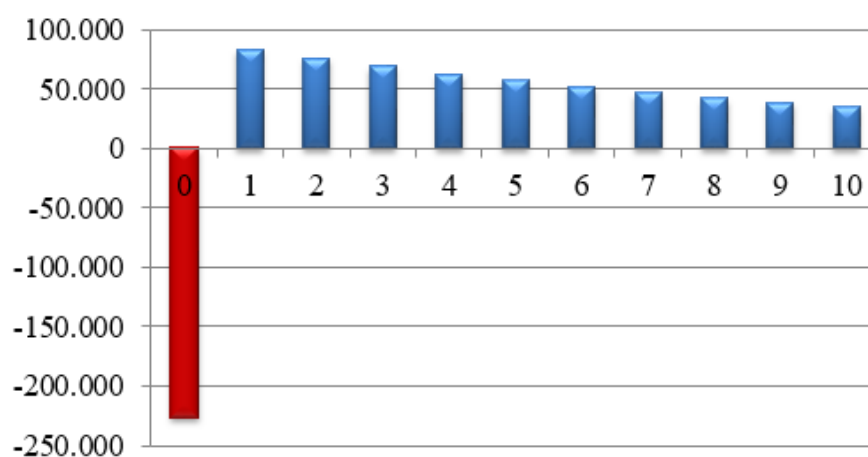
FLC: Fluxo de caixa

FLCD: Fluxo de caixa descontado

FLCA: Fluxo de caixa acumulado

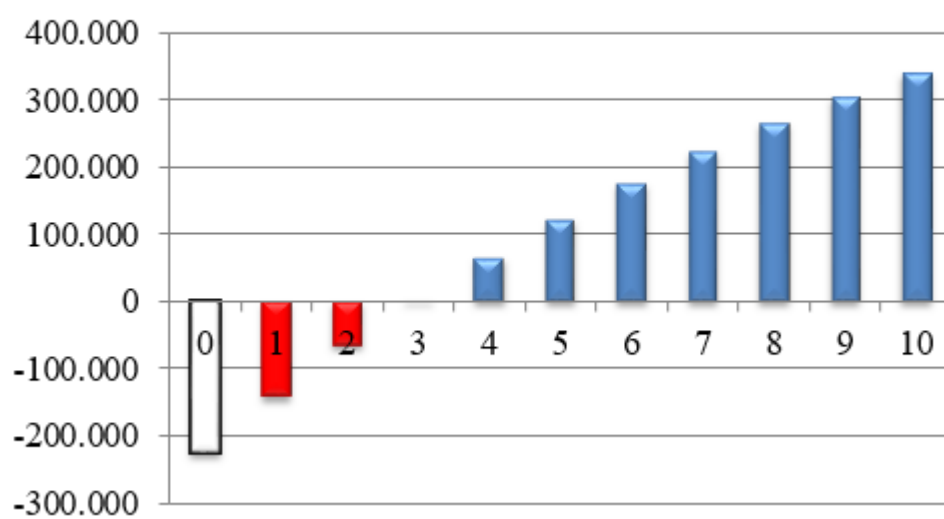
Figura 4.3 – Fluxo de caixa descontado

Fluxo de Caixa Descontado



Fonte: Elaboração própria.

Figura 4.4 – Fluxo de caixa acumulado

Fluxo de Caixa Acumulado

Fonte: Elaboração própria.

5 CONCLUSÃO

Com este estudo, é possível avaliar de forma geral o panorama da cogeração no Brasil, enfatizando a importância das novas tecnologias 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 às restrições na ampliação do parque gerador dessa fonte, principalmente pelo esgotamento do potencial hidráulico e pela utilização de termelétricas, esse tipo de energia ficará cada vez mais escasso. Assim, será mais frequente o complemento da demanda por eletricidade, encarecendo cada vez mais o preço desse insumo energético.

Nesse estudo foram descritas algumas das principais tecnologias empregadas em sistemas de cogeração, bem como os seus principais benefícios e barreiras a sua implantação.

Verificaram-se também a oportunidade de instalação de projetos de cogeração em residências de alto padrão e as projeções de crescimento do consumo de energia elétrica para os próximos anos. Este fato 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, havendo a predominância da biomassa de cana-de-açúcar em usinas de cogeração devido aos seus custos menores.

Apesar dos obstáculos existentes, os estudos mostram uma perspectiva de 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 em médio e longo prazos, o futuro aponta para uma possível redução no preço final desse energético ao consumidor. Isso, associado à 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 uma certa viabilidade econômica em residências de alto padrão que tenham esse consumo alto, tanto elétrico quanto

térmico. Com o uso desta tecnologia de microturbina movida a Gás Natural foi verificado que houve uma redução de 60% do valor pago a concessionária de energia elétrica, representando uma economia de R\$92k ao ano. Devido à esta análise financeira foi possível apresentar um *payback* descontado de 2,8 anos, um VPL de R\$ 341.899,00 e uma TIR de 39,5%. Se for considerado que para um projeto de cogeração tornar-se atrativo no mercado brasileiro, o tempo de retorno tem que ser algo em torno de 3 a 5 anos, portanto este estudo enquadra-se dentro dessa premissa.

Uma das desvantagens observadas durante o estudo desta monografia foi o grande impacto financeiro inicial muito alto, mesmo se tratando de um segmento acostumado com valores tão expressivos (R\$ 225 K). Culturalmente, no Brasil essa ideia não é muito aceita, mas mesmo assim foi possível realizá-la.

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. Projetos dessa natureza exigem grande estabilidade no preço do gás, o que ainda não acontece no Brasil.

Portanto, ainda existem diversas barreiras a serem quebradas tanto pelo governo, com redução de imposto para esse tipo de tecnologia, exoneração de tributos e incentivos fiscais, afim de reduzir o preço final para o consumidor. Para as concessionárias de Gás Natural, uma melhor oferta e uma estabilidade no fornecimento de gás.

Linhas de créditos com taxas reduzidas de financiamentos seriam uma forma de fomentar o setor de cogeração de residências de alto padrão.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 235**, de 14 nov. 2006. Brasília: ANEEL, 2006.

_____. Relatório de Acompanhamento da Implementação de Empreendimentos de Geração. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents>>. Acesso em: Out. 2018.

AGÊNCIA PAULISTA DE PROMOÇÃO DE INVESTIMENTOS E COMPETITIVIDADE (INVESTE SÃO PAULO). PIB. **Por que São Paulo**.

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: Out 2018.

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: Out. 2018.

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

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

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Matriz energética e elétrica**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em: Out. 2018.

_____. 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: Out. 2018.

_____. 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/>>. Acesso em: Out. 2018.

_____. 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: Out. 2018.

_____. 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: Out. 2018.

_____. 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.

CAPSTONE TURBINE CORPORATION. **Home Page**. Disponível em: <<https://www.capstoneturbine.com/>>. Acesso em: Out. 2018.

COMPANHIA DE GÁS DE SÃO PAULO (Comgás). **Sistema de distribuição de gás natural na área de concessão da Comgás**. São Paulo: Comgás, 2017.

_____. **Comgás em números**. São Paulo: Comgás, 2017. Disponível em: <<https://www.comgas.com.br/a-comgas/comgas-em-numeros/>>. Acesso em: Out. 2018.

ENERGISA. **Tipos de tarifas**. 2018. Disponível em: <<https://www.energisa.com.br/paginas/informacoes/taxas-prazos-e-normas/tipos-tarifas.aspx>>. Acesso em: 01 Out. 2018.

GENERAC POWER SYSTEMS. **Guardian**. Disponível em: <<http://www.generacbrasil.com.br/produtos/guardian>>. Acesso em: Out. 2018.

LUMING. **Serviços**. Disponível em <https://www.luming.com.br/>>. Acesso em: Out. 2018.

RINNAI. **Home Page**. Disponível em: <<https://www.rinnai.com.br>>. Acesso em: Out. 2018.

SUNEVER. **Serviços**. Disponível em: <<http://www.sunever.pt/>>. Acesso em: Out. 2018.