

IARA PEÇANHA GUIMARÃES MACHADO

“Cogeração: Aspectos ambientais, entraves e perspectivas para sua inserção na matriz energética Brasileira”

São Paulo

2015

IARA PEÇANHA GUIMARÃES MACHADO

“Cogeração: Aspectos ambientais, entraves e perspectivas para sua inserção na matriz energética Brasileira”

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

São Paulo

2015

IARA PEÇANHA GUIMARÃES MACHADO

“Cogeração: Aspectos ambientais, entraves e perspectivas para sua inserção na matriz energética brasileira”

Monografia apresentada ao Programa de Educação continuada 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

2015

Catálogo-na-publicação

Machado, Iara

Cogeração: aspectos ambientais, entraves e perspectivas para sua inserção na matriz energética brasileira / I. Machado -- São Paulo, 2015.
73 p.

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

1.Cogeração de energia 2.Gás natural 3.Biomassa da cana de açúcar
4.Emissões de gás carbônico I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica.
PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais e minha irmã, por terem me oferecido a base essencial para que eu fosse capaz de realizar meus objetivos, sempre de cabeça erguida, independente das dificuldades.

Agradeço ao Dennis pelo apoio e companhia sempre presente nos momentos difíceis.

Agradeço aos professores do curso e à USP por tornar possível a realização do curso.

Agradeço ao Prof. Ronaldo Andreos pela orientação na monografia.

E por fim, agradeço a Deus, por todas as realizações até aqui alcançadas, e agora pela realização de finalização do curso de especialização.

RESUMO

Diante da atual crise energética brasileira, agravada pelos extensos períodos de estiagem observados nos últimos anos, torna-se de extrema importância a busca por alternativas que reduzam a dependência do país em relação à hidroeletricidade e que contribuam para a redução das emissões de gases de efeito estufa na atmosfera, visto que a maior utilização das termelétricas de maneira a suprir a crescente demanda tem elevado as contribuições de gás carbônico provenientes da geração de energia.

Neste sentido a implementação de sistemas de cogeração se apresenta como medida eficiente, por possibilitar um melhor aproveitamento da energia disponível, reduzindo-se as perdas e os custos operacionais do empreendedor.

O presente trabalho discorre sobre o atual cenário energético brasileiro e a situação dos projetos de cogeração no país, ressaltando as principais tecnologias existentes e os combustíveis mais utilizados atualmente: o gás natural e o bagaço da cana-de-açúcar e as perspectivas de crescimento destes dois tipos de cogeração. Foi enfatizado o benefício da redução das emissões de gás carbônico por meio da implementação da cogeração a gás natural em substituição às termelétricas convencionais, realizando-se uma estimativa da redução das emissões no país.

Por fim, foram destacadas as principais barreiras ainda existentes para a implementação dos sistemas de cogeração no Brasil e os benefícios que estes podem trazer para o desenvolvimento do país no futuro.

Palavras-chave: Cogeração de energia. Gás natural. Biomassa da cana de açúcar. Emissões de gás carbônico.

ABSTRACT

Due to the current energy crisis aggravated by the Brazilian extensive dry periods in recent years, it becomes extremely important to search for alternatives that will reduce the country's reliance on hydroelectricity and which contribute to the reduction of greenhouse gas emissions in the atmosphere, since the greater use of thermal power plants in order to meet the growing demand has risen carbon dioxide contributions from power generation.

In this context the implementation of cogeneration systems is being presented as an efficient alternative, by allowing a better use of available energy, reducing energy loss in the conversions processes and operating costs.

This work discusses the current Brazilian energy scenario and the situation of cogeneration projects in the country, highlighting the main existing technologies and fuels used currently: natural gas and sugarcane bagasse and its growth prospects.

It was emphasized the benefit of reducing carbon dioxide emissions through the implementation of natural gas cogeneration to replace the conventional thermoelectric power plants, estimating the reduction of emissions in the country. Finally, it was highlighted the main existing barriers for the implementation of the cogeneration systems in Brazil and the benefits it can bring to the country's development in the future.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Comparação entre o Balanço Energético de um Sistema Convencional e um Sistema de Cogeração	14
Figura 2 - Exemplo de Configuração de um sistema de cogeração tipo Topping	16
Figura 3 - Exemplo de Configuração de um sistema de cogeração tipo Bottoming ..	17
Figura 4 - Configuração – Ciclo Fechado de TV e Ciclo Rankine	18
Figura 5 - Configuração – Cogeração com TV	19
Figura 6 - Configuração com TG e Ciclo Brayton.....	20
Figura 7 - Sistema de Cogeração com TG	20
Figura 8 - Sistema de Cogeração em Ciclo Combinado	21
Figura 9 - Caldeira de Recuperação	25
Figura 10 - Esquema de Funcionamento de um <i>Chiller</i> de Absorção	26
Figura 11 - Emissões de Dióxido de Carbono (CO ₂) em g/MJ para Diversos Combustíveis.....	28
Figura 12 - Capacidade Instalada no SIN	33
Figura 13 - Evolução da Demanda de Energia Elétrica por Setor de Consumo no Brasil	34
Figura 14 - Evolução da Participação das Fontes Primárias na Geração de Eletricidade.....	36
Figura 15 - Perspectiva de Participação da Cogeração na Matriz Energética	39
Figura 16 - Evolução da Capacidade Instalada e Unidades de Cogeração em Operação no Brasil.....	40
Figura 17 - Unidades de Cogeração por Tipo de Combustível Utilizado.....	41
Figura 18 - Empreendimentos que Utilizam Cogeração, por Segmento de Atividade	41
Figura 19 - Biomassa de cana-de-açúcar - Energia contratada e extra certame das usinas vencedoras nos leilões de energia.....	43
Figura 20 - Energia natural afluyente x Moagem de cana no Centro Sul.....	45
Figura 21 - Localização do Pré-sal.....	48
Figura 22 - Projeção da oferta de gás natural no Brasil até 2020	49
Figura 23 - Projeção da demanda de gás natural no Brasil até 2020.....	50
Figura 24 - Impactos Ambientais em “Eco-pontos” na Geração de 1kWh.....	52
Figura 25 - Perfil de emissões de CO ₂ pela queima de combustíveis no Brasil e no mundo por segmento em 2012.....	53
Figura 26 - Emissões Brasileiras de CO ₂ por setor – Evolução 1990 - 2013	54
Figura 27 - Evolução das Emissões de CO ₂ por setor (em milhões de toneladas) entre 2005 e 2030	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Rendimento Elétrico e FUE das Principais Tecnologias de Cogeração ...	31
Tabela 2 - Evolução da Potência Instalada no SIN (MW)	37
Tabela 3 - Projeção da oferta de biomassa da cana-de-açúcar	44
Tabela 4 - Participação dos Combustíveis Fósseis na Geração Termelétrica do Brasil – Usinas em Operação.....	56
Tabela 5 - Comparação das Emissões de CO ₂ – Cogeração no Setor Comercial com MCI a gás.....	58
Tabela 6 - Comparação das Emissões de CO ₂ – Cogeração no Setor Industrial com TG – Substituição Termelétricas Carvão Mineral.....	59
Tabela 7 - Comparação das Emissões de CO ₂ – Cogeração no Setor Industrial com TG – Substituição Termelétricas Óleo Diesel.....	59
Tabela 8 - Comparação das Emissões de CO ₂ com a Cogeração em Substituição às Termelétricas Convencionais	67

LISTA DE SIGLAS

μ TG	Microturbina a gás
ABEGAS	Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEM	Balanco Energético Nacional
CAG	Central de Água Gelada
CO ₂	Dióxido de Carbono
CO _{2eq}	Dióxido de Carbono Equivalente
COGEN	Associação da Indústria de Cogeração de Energia
Compagas	Companhia Paranaense de Gás
EEC	Energia a Economizar
EPA	<i>U.S. Environmental Protection Agency</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FUE	Fator de Utilização de Energia
GEE	Gases do Efeito Estufa
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GNL	Gás natural liquefeito
IDAE	Instituto para la Diversificacion y Ahorro de la Energía
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEMA	Instituto Estadual de Meio Ambiente
LiBr	Brometo de Lítio
MCI	Motor de Combustão Interna
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MMA	Ministério de Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
NH ₃	Amônia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
NO _x	Óxido de Nitrogênio
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIB	Produto Interno Bruto
PNE	Plano Nacional de Energia

PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RCE	Reduções Certificadas de Emissão
SEEG	Sistema de Estimativa de Emissões de Gases de Efeito Estufa
SIN	Sistema Interligado Nacional
TG	Turbina a Gás
TV	Turbina a Vapor
UNICA	União da Indústria de Cana de Açúcar

LISTA DE SÍMBOLOS E UNIDADES

GW	Gigawatt
Kcal	Quilocaloria
kg	Quilograma
kW	Quilowatt
kWe	Quilowatt-elétrico
L	Litro
m ³	Metros cúbicos
MW	Megawatt-hora
MWe	Megawatt-elétrico
PCI	Poder calorífico inferior do combustível (kJ/kg)
TR	Tonelada de Refrigeração
η	Eficiência (%)
Q_u	Fluxo de calor útil para o processo (kW)
W	Potência produzida (kW)
$\dot{m}$	Vazão mássica (kg/s)
η_{cald}	Eficiência na geração somente de energia térmica (%)
η_{term}	Eficiência na geração somente de energia elétrica (%)

SUMÁRIO

1. Introdução	10
1.1 Objetivos	10
1.2 Motivação e Justificativas	10
2. Estado da Arte.....	13
2.1 Conceito de cogeração	13
2.2 Tipos de Dimensionamento nos Sistemas de Cogeração – A sequência no Aproveitamento da energia	16
2.3 Equipamentos e tecnologias empregados	18
2.3.1 Geradores de Força Motriz	18
2.3.2 Tecnologias Adicionais	23
2.4 Combustíveis Aplicados em Sistemas de Cogeração.....	26
2.4.1 Gás Natural.....	27
2.4.2 Biomassa – Bagaço da Cana de Açúcar	29
2.5 Eficiência dos Sistemas de Cogeração.....	30
3. A Cogeração no Brasil	33
3.1 Cenário Energético Atual	33
3.2 Cenário Atual da Cogeração no Brasil e Potencial de Mercado.....	38
3.2.1 Cogeração com bagaço de cana-de-açúcar	42
3.2.2 Cogeração com Gás Natural	46
3.3 Aspectos Ambientais.....	51
3.3.1 Cálculo de Emissões	55
4. Perspectivas da Cogeração no Brasil	61
4.1 Entraves e Barreiras da Cogeração	61
4.2 Benefícios de sua inserção na matriz energética brasileira	64
5. Conclusões.....	66
Referências Bibliográficas	69

1. Introdução

1.1 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo avaliar o atual cenário da cogeração no Brasil, destacando-se os principais entraves ainda existentes para a maior participação deste tipo de geração na matriz energética brasileira e os benefícios, com ênfase na redução das emissões de gás carbônico.

1.2 Motivação e Justificativas

O cenário energético brasileiro vem sendo caracterizado pela crescente demanda de energia elétrica nas últimas décadas, em decorrência do crescimento econômico vivenciado pelo país. Segundo o Balanço Energético Nacional (EPE, 2014), em 2013 a oferta interna de energia sofreu um aumento de 4,5% em relação a 2012.

Este cenário, associado à atual crise hídrica vivenciada pelo país, tem agravado ainda mais a situação no setor energético. Pelo segundo ano consecutivo, devido às condições hidrológicas desfavoráveis, houve redução da oferta de energia hidráulica. Em 2013 a queda foi de 5,4%, após um declínio de 1,9% observado em 2012. Como consequência, houve redução na participação da hidroeletricidade na matriz energética brasileira, de 84,5% em 2012 para 79,3% em 2013, apesar da adição de 1.724 MW na potência instalada do parque hidrelétrico (EPE, 2014).

O país ainda possui alta dependência das usinas hidrelétricas para geração de energia, entretanto, esse tipo de geração não tem acompanhado a demanda crescente do país.

Um dos fatores responsáveis pela restrição no aumento da capacidade é o esgotamento dos potenciais hidráulicos próximos aos centros de consumo, exigindo investimentos cada vez maiores para este tipo de fonte. Segundo Andreos (2013), o grande 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 em perdas significativas no sistema, reduzindo a eficiência e a segurança na geração e distribuição.

Outro agravante se refere às crescentes restrições ambientais relacionadas a este tipo de geração. Pode-se mencionar o maior favorecimento à construção de usinas com baixa ou nenhuma capacidade de reservação – as usinas a fio d'água. De

acordo com Bajay (2015), as hidrelétricas que vêm sendo construídas nos últimos anos são usinas a fio d'água, e não possuem capacidade de regularização, desta forma, não há como armazenar água para suprir os extensos períodos de seca, como o que está ocorrendo atualmente.

Segundo o BEN 2014, 80% do incremento da demanda de energia observado em 2013 estão associado à utilização de gás natural, petróleo e seus derivados. Este fato se deve à redução da oferta interna de hidroeletricidade, com consequente aumento da geração térmica (EPE, 2014).

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) projeta um incremento de geração termelétrica entre 2011 e 2016 de 16,3% para 19% de participação, gerando um incremento de 2,7% na participação das termelétricas (Andreos, 2013).

As usinas térmicas, embora tenham custo de geração mais elevado, representam a segurança do abastecimento, e funcionam como suplementação do sistema quando as hidrelétricas, por motivo de escassez de chuvas, não têm condições de gerar toda a energia de que o país necessita.

Desta forma, a maior utilização das usinas térmicas para suprir a crescente demanda de energia contribui para a elevação no preço da geração, visto que é uma energia mais cara em comparação à hidroeletricidade, além de implicar em maior liberação de gases poluentes para a atmosfera.

Em 2013, o total de emissões antrópicas associadas à matriz energética brasileira subiu 6,9% em relação a 2012, refletindo a maior utilização de energia térmica para complementação da matriz energética (EPE, 2014).

Diante das perspectivas mencionadas, torna-se de extrema importância a busca por alternativas mais baratas e menos poluentes que elevem a segurança no suprimento, de maneira a prover a crescente demanda de energia.

Neste contexto surge a importância da geração distribuída, com a adoção de sistemas mais eficientes, tanto na geração quanto na transmissão e distribuição de energia, com o objetivo de se aproveitar ao máximo o combustível ou fonte utilizada.

A geração distribuída ou geração descentralizada de energia pode ser definida como qualquer fonte geradora com produção destinada, em sua maior parte, a cargas locais ou próximas, alimentadas sem necessidade de transporte da energia através da rede de transmissão (CHIERICATO, 2010). Podem ser consideradas como geração descentralizada de energia: a cogeração, pequenas centrais elétricas

(PCHs, eólicas, fotovoltaicas, etc.) até 30 MW de potência instalada, armazenamento de energia elétrica para posterior reinjeção na rede.

As fontes alternativas renováveis, apesar de apresentarem avanço expressivo nos últimos anos, principalmente a energia eólica, ainda são significativamente caras e não desempenham um complemento expressivo à geração hidráulica.

A geração distribuída ocasiona economias nos investimentos em redes de transmissão e distribuição, além da redução das perdas relacionadas a extensas distâncias, elevando a qualidade do fornecimento da energia, visto que a geração próxima às cargas aumenta a confiabilidade do sistema.

A cogeração de energia é um tipo de geração distribuída. A Agência Nacional de Energia Elétrica, em sua Resolução Normativa nº 235 (ANEEL, 2006), define Cogeração como um processo no qual calor e energia mecânica são combinadamente gerados a partir de uma única fonte primária. É previsto que essa energia mecânica possa ser convertida em energia elétrica, ainda que parcialmente. Esta forma de utilização de energia possibilita melhor aproveitamento da energia do combustível, com a obtenção de elevados níveis de eficiência térmica. Desta forma, a eficiência energética do sistema pode chegar a até 85% (MARTENS, 1998), sendo que originalmente, a conversão da energia do combustível em energia elétrica, atinge uma eficiência média de 40%.

A fonte de energia para esse processo pode ser um combustível fóssil derivado do petróleo (óleo diesel, gás natural, etc.) ou um combustível renovável (biomassa, solar, biogás, etc.).

No Brasil, existe uma perspectiva de crescimento da cogeração em decorrência das expectativas de aumento da produção de gás natural e do excedente de biomassa (OKAZAKI, 2014).

A indústria sucroalcooleira nacional apresenta um cenário promissor. O Brasil é o maior produtor de cana de açúcar e, estima-se um crescimento anual de até 9% para os próximos cinco anos (UNICA, 2013). Deste modo, as perspectivas para aplicação da cogeração a esse tipo de combustível são bem favoráveis. Além disso, a região Centro-Sul é responsável por aproximadamente 90% desta produção, logo, a produção de bagaço é significativa nas regiões próximas ao maior centro de consumo de energia no país, intensificando os benefícios da geração distribuída.

Apesar de o gás natural ser utilizado em menor escala em processos de cogeração no Brasil, a participação deste combustível na matriz energética tende a ser impulsionada tendo em vista as recentes descobertas do Pré Sal nas bacias de Santos e Campos.

A aplicação da cogeração, além de aumentar a confiabilidade no sistema de transmissão e distribuição, está relacionada à utilização mais eficiente dos combustíveis. Desta forma, há uma redução do combustível utilizado, implicando na diminuição de custos, além de reduzir a quantidade de gases poluentes liberados para a atmosfera, visto que a mesma quantidade de combustível irá gerar mais energia.

Diante dos problemas observados no atual sistema elétrico brasileiro e dos benefícios dos sistemas de cogeração no país, este trabalho propõe discorrer sobre os principais entraves e perspectivas da inserção destas duas modalidades de cogeração na matriz energética brasileira. Além disso, pretende-se realizar uma comparação do balanço de emissões atmosféricas entre a geração convencional e a cogeração, de modo a enfatizar este benefício.

2. Estado da Arte

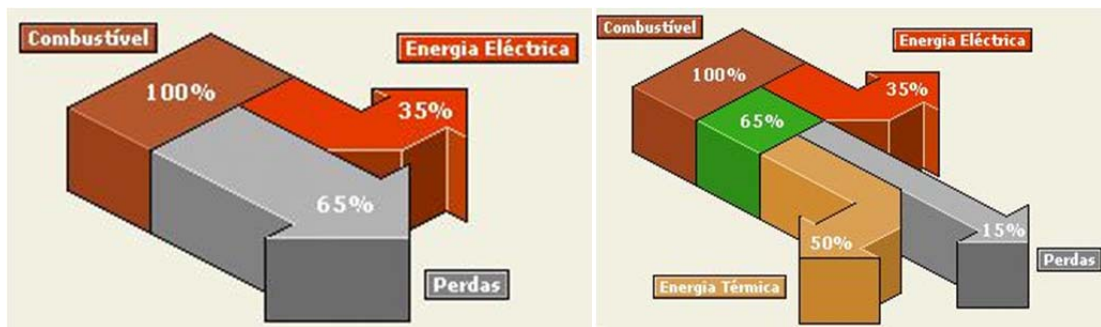
2.1 Conceito de cogeração

De acordo com ANEEL (2006), a cogeração é um processo no qual existe a produção combinada das utilidades de calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma única fonte primária.

Em um sistema de cogeração, a energia térmica resultante do processo de geração de eletricidade também é aproveitada nos processos produtivos, sendo utilizada, por exemplo, no aquecimento, secagem, etc. Desta forma, esta forma de energia que, inicialmente era perdida no sistema, com a utilização apenas da energia elétrica gerada, agora é efetivamente aproveitada, aumentando-se a eficiência global da geração.

A maior eficiência observada nos processos de cogeração é facilmente percebida na Figura 1 a seguir, que compara o balanço energético simplificado entre um sistema convencional e um sistema de cogeração.

Figura 1 - Comparação entre o Balanço Energético de um Sistema Convencional e um Sistema de Cogeração



Fonte: Marçal et al., 2010

Observa-se que nas centrais convencionais de geração de energia elétrica, em média 1/3 da energia do combustível é convertida em energia elétrica, sendo o restante perdido em forma de calor. Nos sistemas de cogeração, o percentual de desperdício é bem inferior, podendo chegar a 15%, sendo grande parte da energia térmica aproveitada em algum processo (MARÇAL et al., 2010).

Segundo Andreos (2013), o objetivo principal da cogeração é obter o máximo aproveitamento da energia contida na fonte primária, de forma a utilizar o combustível de maneira mais eficiente e racional possível.

O aumento da eficiência nos processos de geração de energia está relacionado à melhor utilização dos recursos energéticos, redução dos custos na geração de energia, aumento na segurança da geração, redução das perdas e economia em investimentos nas redes de distribuição e transmissão.

Além da utilização da energia térmica que inicialmente seria perdida no processo de geração, outros benefícios relacionados à cogeração são a redução da independência em relação ao suprimento fornecido por terceiros e a redução do volume de gases lançados na atmosfera (ANEEL, 2008).

A implementação da cogeração é favorável em empreendimentos que realizam processos com demandas significativas de energia elétrica e térmica simultaneamente. São muitas as atividades industriais e comerciais que necessitam

de energia térmica em grandes proporções, podendo esta ser aproveitada para produção de frio ou calor.

Dentre os processos industriais que necessitam de grandes quantidades de energia térmica na forma de calor, podem-se citar aqueles existentes na agroindústria e indústria de transformação, como a produção de açúcar e álcool, papel e celulose, cimento, produtos químicos em geral, etc.

Já a necessidade da produção de frio, observada nos processos de congelamento e climatização de ambientes é significativa tanto no segmento industrial, em frigoríficos, como no segmento comercial, em hospitais, shoppings, hotéis, etc.

Desta forma, os sistemas de cogeração podem ser aplicados nas suas diferentes configurações em inúmeros setores. Algumas das suas principais aplicações são:

- **Setor Industrial – Utilização de Calor de Processo para produção de vapor:** Indústria Química, Petroquímica e Farmacêutica, Indústria de Alimentos e Bebidas, Indústria de Papel e Celulose, Indústria Têxtil;
- **Setor Industrial – Aquecimento Direto - Forno Alta Temperatura:** Indústria de Vidro, Indústria de Cimento, Siderúrgica;
- **Setor Comercio e Serviços – Ar-Condicionado Central, Aquecimento de Água:** Shopping Center, Centros Comerciais, Supermercado, Hotel, Hospital, Lavanderia e Tinturaria, Clubes Desportivos;
- **Setor Sucroenergético - Bioeletricidade**
Usinas de açúcar e etanol que cogeram energia elétrica a partir do bagaço da cana de açúcar e também da sua palha e pontas.

Dentre as principais vantagens da cogeração, decorrentes da maior eficiência na produção de energia, pode-se citar:

- Menores custos na geração de energia (elétrica e térmica);
- Maior confiabilidade no fornecimento de energia;
- Melhor qualidade da energia produzida;
- Redução dos custos de transmissão e distribuição de eletricidade; e,
- Menor emissão de poluentes.

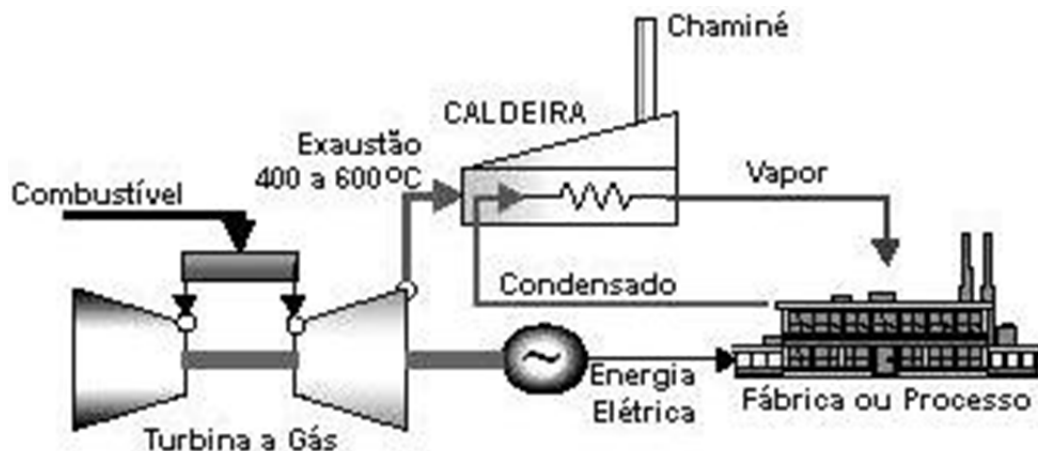
2.2 Tipos de Dimensionamento nos Sistemas de Cogeração – A sequência no Aproveitamento da energia

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

- Ciclo *Topping*:

O ciclo *Topping* é aplicado buscando-se atender a demanda de energia elétrica de um empreendimento ou processo. Nestes casos o combustível primário gera energia elétrica, e parte do calor é recuperado para produção simultânea de energia térmica, de forma a suprir as necessidades dos processos (KEHLHOFER, et al.,1999). Estes são os ciclos mais utilizados nos processos de cogeração.

Figura 2 - Exemplo de Configuração de um sistema de cogeração tipo Topping



Fonte: EBAH, 2015

Esse tipo de cogeração produz energia elétrica ou mecânica para depois recuperar calor, fornecido geralmente na forma de vapor para o processo (podendo também fornecer água quente ou fria e ar quente ou frio). Essa é a configuração mais comum dos processos de cogeração. Segundo Clementino (2001), os ciclos topping consistem basicamente na produção de energia mecânica por uma máquina térmica que rejeita calor para um processo industrial qualquer. São tecnicamente possíveis ciclos topping utilizando turbinas a vapor, turbinas a gás, motores de combustão

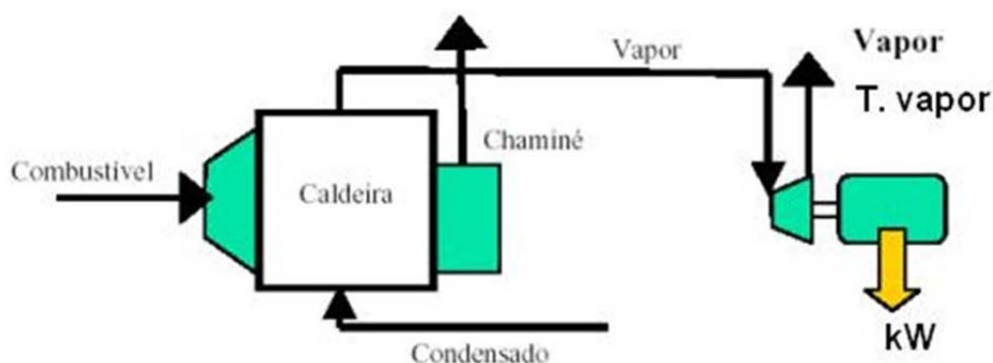
interna (normalmente motores Diesel) ou combinação de turbina a gás com turbina a vapor, também conhecido como ciclo combinado (SILVEIRA, 2009).

- Ciclo *Bottoming*:

Neste tipo de dimensionamento, o combustível é queimado para gerar, inicialmente, energia térmica, normalmente na forma de vapor. O calor rejeitado do processo é posteriormente utilizado para produção de energia elétrica, utilizando-se uma caldeira de vapor e um turbogerador. Desta forma, este ciclo prioriza a demanda térmica em detrimento da demanda elétrica. A produção de energia térmica é um processo menos eficiente em relação à produção de energia elétrica, desta forma, esse ciclo se viabiliza, geralmente, em processos que se utilizam de um combustível com baixo custo, como as usinas de cana-de-açúcar, que utilizam o bagaço, e a indústria de celulose, com o uso do licor negro (ANDREOS, 2013).

Normalmente é aplicado em processos que apresentam grande fluxo de calor a altas temperaturas como fornos de vidro e fornos rotativos. Dentre as áreas típicas de aplicação estão as indústrias de cimento, cerâmicos, aço e gás, sendo este tipo de dimensionamento menos comum em relação às plantas com ciclo *topping* (Thermal Energy Equipment, 2014).

Figura 3 - Exemplo de Configuração de um sistema de cogeração tipo Bottoming



Fonte: Ferrão; Weber, 2001

2.3 Equipamentos e tecnologias empregados

2.3.1 Geradores de Força Motriz

2.3.1.1 Turbinas a Vapor (TV)

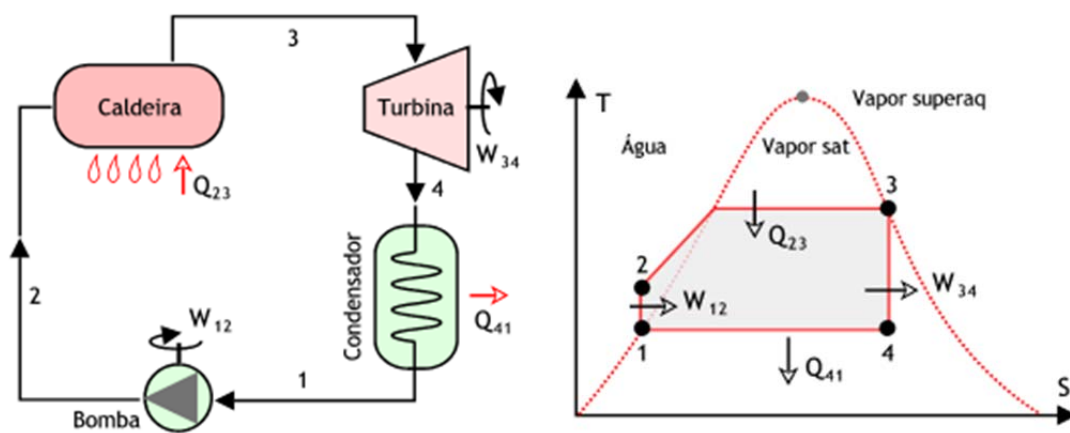
A configuração com a utilização de turbinas a vapor é a tecnologia de cogeração mais comum no Brasil.

Para a produção do vapor utilizado nas turbinas, pode-se utilizar qualquer tipo de combustível primário, como gás natural, etanol, carvão, biomassa, etc.

As TVs geram energia elétrica a partir do ciclo Rankine e podem ser classificadas em turbinas de contrapressão, quando a pressão de saída é igual ou maior em relação à atmosférica, e turbinas de condensação, quando a pressão de saída é menor em relação à atmosférica.

As TVs de condensação trabalham obrigatoriamente em ciclo fechado, cuja configuração apresenta uma caldeira onde ocorre o aquecimento da água e consequente geração de vapor. O vapor gerado é encaminhado para a turbina, que aproveita a energia cinética do combustível, gerando trabalho. Na saída da turbina o vapor perde calor por condensação transformando-se em líquido, sendo bombeado novamente para a caldeira, iniciando-se novo ciclo. A TV produz energia mecânica ou elétrica, se acoplada a um gerador.

Figura 4 - Configuração – Ciclo Fechado de TV e Ciclo Rankine



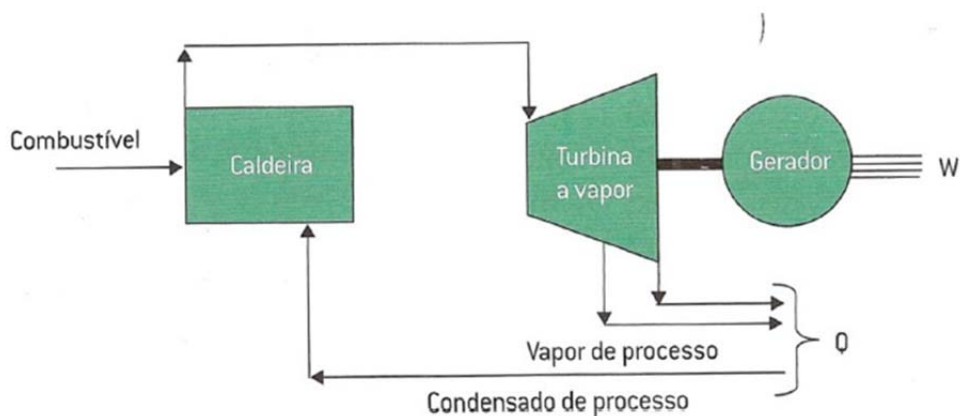
Fonte: MSPC, 2015

Nas TVs de contrapressão o ciclo pode ser aberto e o vapor que passa pela turbina pode ser aproveitado nos processos industriais. Este é o tipo de turbina mais utilizado em plantas de cogeração.

No ciclo Rankine, a eficiência na geração de energia elétrica é de 36 a 38% e com a implementação da cogeração pode chegar a valores entre 77 a 82% (CARBONTRUST, 2012).

Devido à alta eficiência que podem atingir, são capazes de atender a grandes demandas de calor.

Figura 5 - Configuração – Cogeração com TV



Fonte: Monteiro e Silva, 2010

2.3.1.2 Turbinas a Gás (TG)

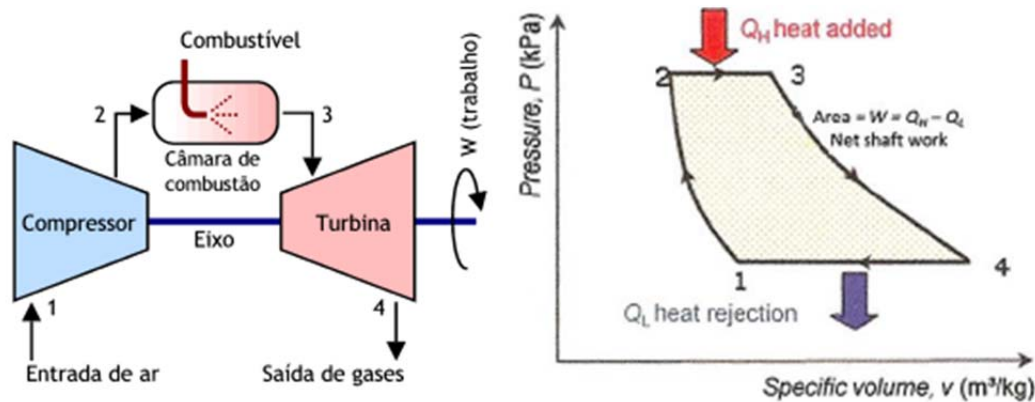
As turbinas a gás, em comparação com as turbinas a vapor, apresentam maior potência, alta confiabilidade, vida mais longa e operação mais conveniente (ÇENGEL, 2006).

Por esses motivos, estes equipamentos são amplamente utilizados em sistemas de cogeração industrial, apresentando alta capacidade de geração térmica recuperada pelos gases de exaustão utilizada na produção de vapor destinado aos processos industriais.

As TGs operam no Ciclo Brayton, que ocorre a pressão constante. Neste ciclo o combustível é queimado em uma câmara de combustão, onde são introduzidos gás e ar comprimido, ocorrendo aquecimento e expansão dos mesmos que,

encaminhados para a turbina, giram o eixo, com a produção de energia mecânica e elétrica, quando o sistema é acoplado a um gerador.

Figura 6 - Configuração com TG e Ciclo Brayton

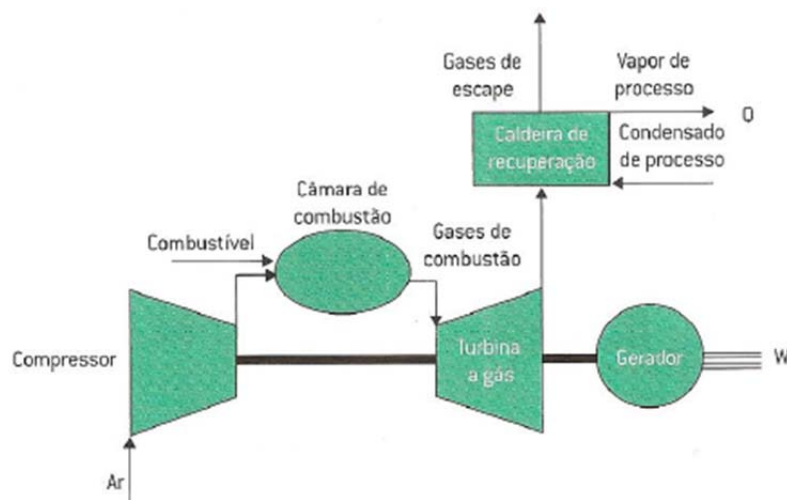


Fonte: MSPC, 2015

No ciclo Brayton a eficiência varia entre 35 e 45% e na cogeração a eficiência pode atingir 75% (ABEGÁS, 2011).

Segundo Andreos (2013) os gases de exaustão podem chegar a temperaturas entre 400 e 650°C e podem ser utilizados em processos de secagem, por exemplo. Devido às altas temperaturas atingidas por esses gases, os mesmos são utilizados normalmente para aquecimento de água ou produção de vapor a ser posteriormente utilizado nos processos industriais.

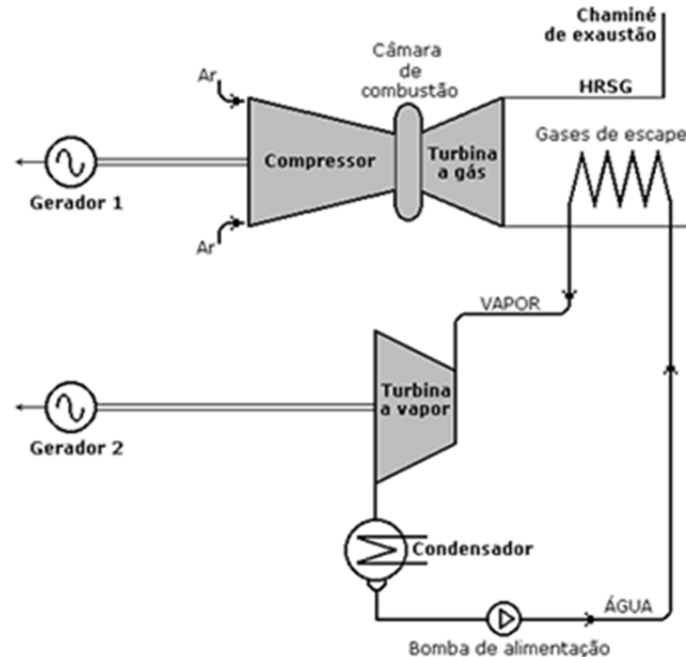
Figura 7 - Sistema de Cogeração com TG



Fonte: Monteiro e Silva, 2010

A energia térmica contida nos gases de exaustão também pode ser utilizada para geração de vapor, que pode ser direcionado para uma TV, em um ciclo Rankine, resultando assim em um ciclo combinado.

Figura 8 - Sistema de Cogeração em Ciclo Combinado



Fonte: PantanalEnergia, 2015

No ciclo combinado a eficiência pode chegar a 57% e na cogeração, este valor atinge 75% (ABEGÁS, 2011).

De acordo com ANEEL (2008), a tecnologia a ciclo combinado, embora exija maiores investimentos que aqueles aplicados nas usinas de ciclo simples, aumenta a eficiência do processo de geração. No ciclo simples, o grau de eficiência é de 38,7%, por outro lado, a termelétrica a ciclo combinado apresenta eficiência em torno de 50%, segundo análise sobre o gás natural constante do Plano Nacional de Energia – PNE (EPE, 2007).

2.3.1.3 Microturbinas

As microturbinas são as turbinas a gás em menor escala, também operam no ciclo Brayton e apresentam basicamente os mesmos componentes: turbina e compressor.

Sua potência elétrica varia entre 30 a 250 kW e podem ser utilizadas somente na geração de energia elétrica ou associadas a outros equipamentos permitindo o aproveitamento da energia térmica dos gases de exaustão configurando o sistema de cogeração de energia (ANDREOS, 2013).

Para este tipo de tecnologia podem ser utilizados diversos combustíveis tais como o gás natural, gás liquefeito de petróleo (GLP) e combustíveis líquidos como gasolina, querosene e óleo diesel.

Por serem menores que as turbinas a gás tradicionais apresentam custos menores de investimento e manutenção. Além disso apresentam menores emissões de NO_x, sendo tecnologias menos poluentes (OKAZAKI, 2014).

O rendimento elétrico médio de uma microturbina varia entre 25 e 33% e utilizando-se a cogeração pode chegar a 85% (ROCHA et al., 2010).

2.3.1.4 Motores de Combustão Interna (MCI)

Os MCI são equipamentos no qual a queima do combustível ocorre no interior de uma câmara de combustão, onde estão acoplados cilindros que se movimentam a partir do deslocamento dos gases gerados, girando o eixo principal, transmitindo a potência para geração de energia elétrica.

Os MCI podem utilizar diversos tipos de combustíveis. O primeiro tipo de MCI, mais comum, é alimentado por diesel, biodiesel ou óleo pesado, trabalhando no ciclo Diesel, onde a ignição se dá através da compressão do combustível.

Outro tipo de MCI utiliza etanol, gás natural ou biogás, operando no ciclo Otto, no qual a ignição se dá através de centelha. Esse tipo de motor é largamente utilizado nos sistemas de cogeração por possuírem emissões de poluentes significativamente menores em comparação ao ciclo Diesel. O rendimento elétrico dos MCI a gás natural varia entre 25 e 45% e com a cogeração a eficiência pode chegar a 85% (ANDREOS, 2013).

2.3.1.5 Motores Stirling

Neste tipo de motor a energia térmica para a combustão provém de uma fonte externa e é transferida para o fluido de trabalho, que é então expandido e convertido

em trabalho através do Ciclo termodinâmico de Stirling. Estes motores apresentam maior eficiência na queima do combustível em comparação com os MCI, além de serem menos poluentes e mais silenciosos.

Como a fonte da energia térmica é externa, o fornecimento do calor pode advir de diversas fontes, possibilitando também o uso de combustíveis alternativos, como biomassa, energia solar, energia geotérmica, biogás, combustíveis fósseis, etc. (OKAZAKI, 2014).

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

2.3.1.6 Células Combustíveis

Nas células combustíveis existe a conversão direta da energia química do combustível em energia elétrica, por meio de reações químicas. Por não haver combustão direta do combustível, como nas outras tecnologias citadas anteriormente, as emissões de poluentes são consideravelmente menores. Além disso, as células combustíveis são silenciosas e compactas, não apresentando partes móveis e com elevada eficiência. Por ainda serem tecnologias de alto custo, não são muito utilizadas.

Atualmente, o melhor custo x benefício da utilização de células de combustível é a sua utilização em sistemas de cogeração, ocasionando maior aproveitamento da energia, com a produção de eletricidade e calor, utilizado como suprimento da demanda térmica.

As células combustíveis podem ser alimentadas por hidrocarbonetos, álcool e hidrogênio. Possuem potência de 5 kWe a 2 MWe e rendimento elétrico de 30 a 60% (ANDREOS, 2013).

2.3.2 Tecnologias Adicionais

Para que seja possível o aproveitamento da energia térmica, configurando o sistema de cogeração, são utilizados diversos mecanismos, dentre os quais pode-se citar as Caldeiras de recuperação e os *Chillers* por Absorção.

2.3.2.1 Caldeiras de Recuperação de Calor

As caldeiras de recuperação de calor tem como função aproveitar ao máximo a energia de uma fonte térmica residual, normalmente com a produção de vapor, a ser utilizado nos processos industriais.

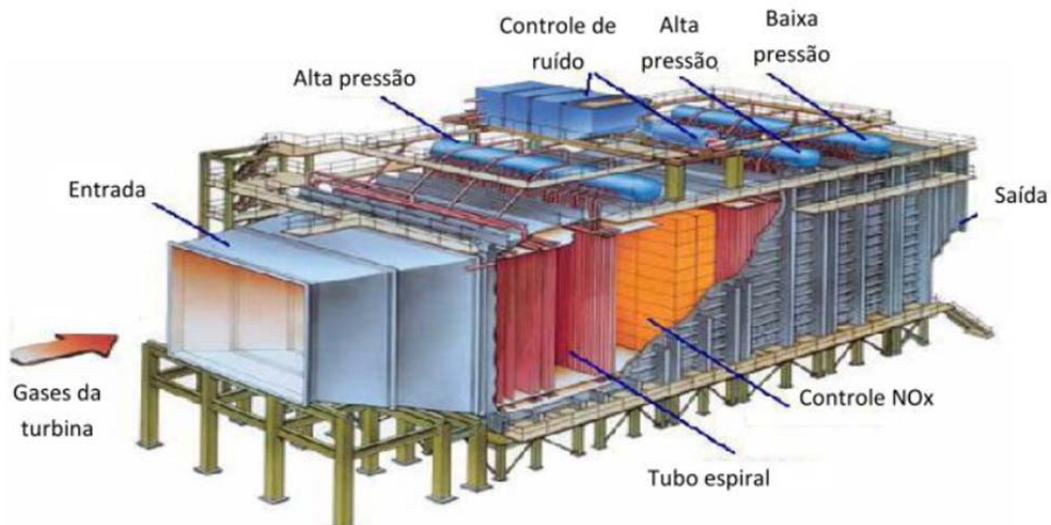
Basicamente, consiste de vários feixes de tubos posicionados em fluxo transversal, onde o contato direto entre os tubos de troca e o fluido quente (normalmente gases de combustão) interagem, produzindo uma troca de calor entre o sistema e o meio.

De acordo com a Eletrobrás (2005) as caldeiras podem ser classificadas conforme disposição da água em relação aos gases de combustão: caldeiras flamo tubulares e caldeiras aquatubulares.

Nas caldeiras flamo tubulares os gases quentes provenientes da exaustão circulam no interior de tubos, aquecendo a água contida em um reservatório, com a produção de vapor. Em decorrência do baixo custo de investimento/manutenção, facilidade de construção, maior flexibilidade de operação e possibilidade de uso de diversos tipos de combustíveis como óleo, gás ou combustível sólido, este tipo de caldeira é intensamente utilizado no setor de pequenas indústrias, hospitais e hotéis. Entretanto, as caldeiras flamo tubulares possuem como desvantagem a baixa capacidade de produção de vapor.

Nas caldeiras aquatubulares, a água a ser aquecida circula no interior de tubos, que são envolvidos pelos gases quentes da exaustão. Neste tipo de caldeira as temperaturas e pressões são mais altas, possibilitando uma produção de vapor mais eficiente.

Figura 9 - Caldeira de Recuperação



Fonte: Andreos, 2013

2.3.2.2 Sistemas de Refrigeração

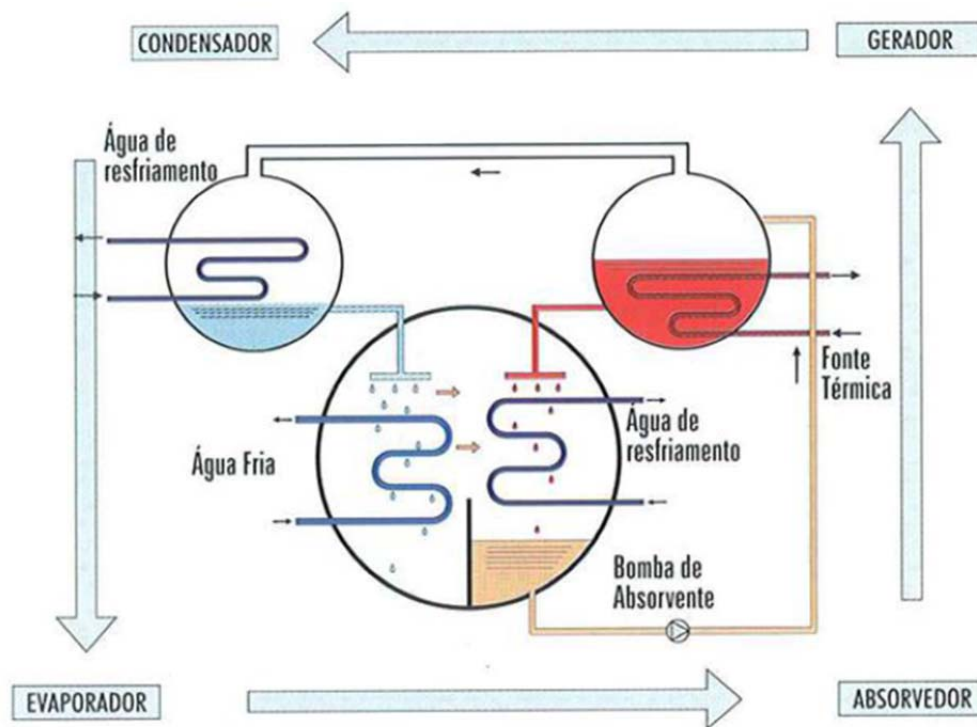
Como já dito anteriormente, a energia térmica proveniente dos gases de exaustão em um sistema de cogeração pode ser reaproveitada para diversos fins, dependendo das necessidades do empreendimento, podendo servir para a geração de vapor a ser utilizado em processos diversos, aquecimento da água e climatização de ambientes.

O processo de climatização é realizado por meios de ciclos de absorção ou adsorção.

Os ciclos de refrigeração por absorção funcionam a partir dos *chillers* de absorção, que, por utilizarem como fonte de funcionamento a energia térmica rejeitada no sistema, por meio de água quente, são largamente aplicados em sistemas de cogeração no setor terciário e residencial e são os grandes responsáveis por se confirmar a viabilidade desses sistemas.

Os *chillers* por absorção utilizam como fonte a água quente para a geração de água fria, climatizando o ambiente de maneira indireta. Desta forma a associação desta tecnologia com a cogeração se torna viável em comparação com *chillers* comuns, em que o consumo de energia elétrica é elevado.

Figura 10 - Esquema de Funcionamento de um *Chiller* de Absorção



Fonte: ABEGÁS, 2011

Para a produção de água fria, esses equipamentos possuem um fluido refrigerante, podendo ser água desmineralizada quando trabalha com a solução absorvedora de Brometo de Lítio, ou amônia, quando trabalha com a solução absorvedora de água. Segundo Andreos (2013) os equipamentos de LiBr podem produzir água gelada a temperaturas mínimas de 6 °C podendo ser utilizados em climatização de ambientes visando o conforto térmico, já os equipamentos de NH₃ podem produzir água gelada em temperaturas de até -20 °C, podendo ser utilizados em refrigeração.

2.4 Combustíveis Aplicados em Sistemas de Cogeração

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

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

estado sólido, podem ser utilizados o bagaço de cana, dentre outros diversos resíduos orgânicos, o carvão, etc.

A biomassa a ser utilizada para a geração de energia pode ser de diferentes tipos, podendo ser sólida como resíduos da agricultura, resíduos de madeira, resíduos sólidos urbanos, resíduos orgânicos industriais (bagaço cana de açúcar), na forma de gás como biogás proveniente de resíduos orgânicos e tratamento de esgotos.

Analisando-se as principais tecnologias disponíveis de força motriz para cogeração, existe grande quantidade de equipamentos que utilizam combustíveis gasosos, destacando-se o gás natural. Isto se deve à facilidade de compra, alto poder calorífico e versatilidade deste combustível (OKAZAKI, 2014). Em relação à biomassa, todas as tecnologias disponíveis de força motriz citadas nos itens anteriores podem utilizar este tipo de combustível. Ressalta-se que apenas a TV e os motores Stirling são mais flexíveis e processam a biomassa sólida. Os demais equipamentos podem utilizar o biogás proveniente da queima do bagaço.

Diante das maiores perspectivas no crescimento de sua utilização no panorama atual do país, serão ressaltadas as características do gás natural e do bagaço da cana de açúcar como combustíveis para centrais de cogeração.

2.4.1 Gás Natural

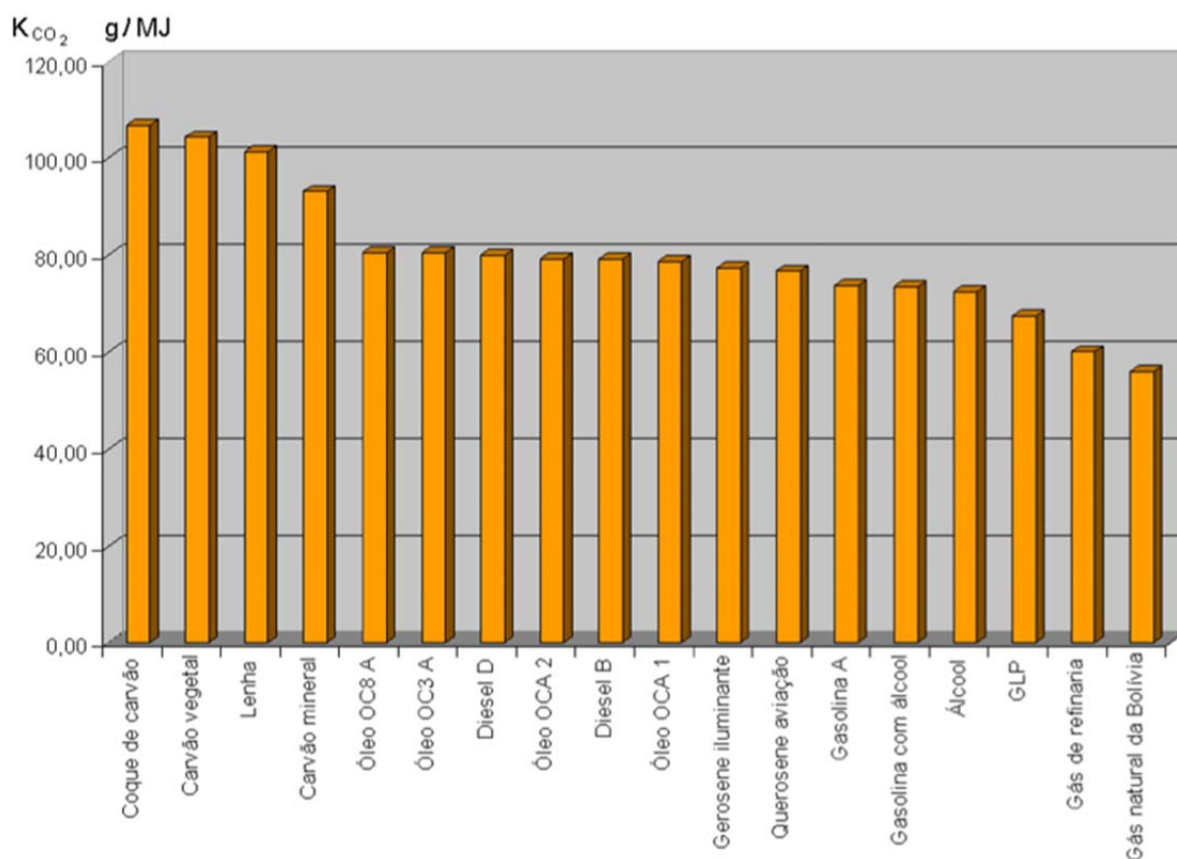
O gás natural é um combustível de origem fóssil, sendo resultado da decomposição da matéria orgânica espalhada entre os extratos rochosos, em reservatórios profundos no subsolo. Nas primeiras etapas de decomposição, a matéria orgânica de origem animal produz petróleo, e nos últimos estágios deste processo,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

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

Por encontrar-se em estado gasoso e não apresentar condensados ou partículas em sua composição, o gás natural mistura-se facilmente com o ar, obtendo melhores condições de combustão em relação a outros combustíveis, sendo sua queima mais eficiente na produção de energia. Não possui enxofre em sua composição, e sua

combustão é completa, com a produção de dióxido de carbono e vapor d'água, apresentando menor quantidade de óxidos de nitrogênio e partículas de fuligem, reduzindo a emissão de poluentes para a atmosfera. Desta forma, o gás natural é considerado uma forma de energia menos poluente em relação aos demais combustíveis fósseis. A Figura 11 apresenta uma análise comparativa entre as emissões de gás carbônico de diversos combustíveis, onde se observa que o gás natural é um dos combustíveis com menor índice de emissão de CO₂.

Figura 11 - Emissões de Dióxido de Carbono (CO₂) em g/MJ para Diversos Combustíveis



Fonte: Compagas, 2015

Desta forma, o gás natural apresenta uma vantagem ambiental significativa em relação a outros combustíveis fósseis, em função da menor emissão de gases poluentes que contribuem para o efeito estufa. O estudo sobre gás natural do Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2007) registra que o volume de CO₂ lançado na atmosfera pode ser entre 20% e 23% inferior àquele produzido pela geração a partir

do óleo combustível e entre 40% e 50% inferior aos casos de geração a partir de combustíveis sólidos, como o carvão.

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

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

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

2.4.2 Biomassa – Bagaço da Cana de Açúcar

A cogeração à biomassa é um grande exemplo de aplicação de uma fonte renovável de energia a um sistema de cogeração. Desta forma, o benefício da redução das emissões de gás carbônico é observado de duas formas, visto que o balanço das emissões de gás carbônico é praticamente nulo, pois as emissões resultantes da geração de energia são absorvidas e fixadas pela planta durante seu crescimento, e, segundo, pelo modo de operação em cogeração, aumentando-se a eficiência da geração, e, como consequência, a redução nas emissões.

O bagaço da cana-de-açúcar é um subproduto da agroindústria sucroalcooleira, resultante do processo de moagem da cana, que possui alto valor energético, amplamente utilizado como combustível para caldeiras.

Uma vantagem da cogeração a biomassa, utilizando-se o bagaço da cana, é o fato de que o custo do combustível é zero, já que ele se trata do resíduo do processo de produção e é gerado na própria usina, não havendo custos significativos com sua obtenção ou transporte. Além dos custos do combustível serem praticamente nulos, o combustível é disponibilizado conforme processamento da cana-de-açúcar, garantindo a intermitência do fornecimento de combustível durante as atividades de uma Usina Sucroalcooleira.

Um dos problemas ambientais decorrentes da utilização do bagaço para a geração de energia é a alteração da composição química do solo, retirando os seus nutrientes, devido à formação de monocultura intensiva em extensas áreas, competindo também com áreas necessárias à produção de alimentos. De acordo com ANEEL (2008) estas variáveis têm sido contornadas por técnicas e processos que aumentam a produtividade da biomassa reduzindo, portanto, a necessidade de crescimento de áreas plantadas.

Para aumentar ainda mais o potencial de utilização dos resíduos provenientes da produção de cana, existe a possibilidade de utilização das palhas e pontas da cana-de-açúcar, que apresentam considerável conteúdo energético, eliminando a realização da queima na colheita manual, optando-se pela colheita mecanizada. Desta forma, aumentando-se a quantidade de resíduos a serem utilizados para a geração de energia, pode-se viabilizar a colheita mecanizada, a partir da cogeração, reduzindo os impactos ambientais e sociais ocasionado pela queima das palhas em colheita manual. De acordo com Leme (2005) o poder calorífico da palha é aproximadamente 70% maior que o poder calorífico do bagaço.

Especificamente no Brasil, são muitas as perspectivas de expansão na utilização deste combustível, tendo em vista as extensas áreas destinadas à produção de cana-de-açúcar, localizadas principalmente na região Centro-Sul, maior centro de consumo de energia do país.

Além da importância da utilização da biomassa do bagaço de cana para a diversificação da matriz energética, também deve-se levar em consideração a complementariedade em relação à hidroeletricidade, visto que as safras coincidem com o período de estiagem nas regiões Sul e Sudeste, onde está concentrada a maior potência instalada em energia hidrelétrica do país. Desta forma a energia fornecida neste período a partir da biomassa assegura a regularização dos níveis dos reservatórios das Usinas Hidrelétricas.

2.5 Eficiência dos Sistemas de Cogeração

Visto que os sistemas de cogeração aproveitam a energia elétrica/mecânica e a energia térmica residual a partir de uma única fonte de combustível, a eficiência destes sistemas é obtida a partir do cálculo do FUE – Fator de Utilização de energia,

que nada mais é do que a quantificação do aproveitamento de energia primária, ou seja, a relação entre energia elétrica/mecânica gerada e a energia térmica aproveitada e a energia existente no combustível, conforme apresentado na Equação 1 abaixo.

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

- W é a potência de eixo produzida pela máquina (kW);
- $\dot{Q}_u$ é a taxa de calor útil produzido ou recuperado (kW);
- PCI – Poder Calorífico Inferior do combustível (kJ/kg);
- $\dot{m}$ é a vazão mássica do combustível (kg/s).

As plantas de cogeração podem apresentar diversas configurações e balanços energéticos, sempre com o objetivo de se estabelecer o maior FUE possível, se aproximando da situação ideal – 100%. Em geral, o valor máximo atingido para o FUE é em média de 85% (MARTENS, 1998).

A Tabela 1 a seguir apresenta os valores de rendimento elétrico para as principais tecnologias de força motriz e o FUE quando aplicadas em sistemas de cogeração.

Tabela 1 - Rendimento Elétrico e FUE das Principais Tecnologias de Cogeração

Tecnologia	η_e (%)	FUE (%)
MCI	40 a 46	62
TV	30 a 45	50
TG	35 a 45	70 a 75
μ TG	25 a 33	85
Ciclo Combinado	57	70 a 75

Fonte: COGEN, 2015

Deve-se considerar que um valor elevado de FUE não é suficiente para se concluir que a configuração do sistema de cogeração está atendendo de maneira satisfatória às demandas de energia elétrica e térmica do empreendimento. Um valor alto para o FUE pode estar relacionado a um pequeno valor de potência elétrica produzida frente à geração de um alto fluxo de calor. Deste modo, torna-se prudente a avaliação conjunta do FUE com outros índices, a fim de se avaliar de maneira satisfatória a eficiência do sistema de cogeração.

De acordo com a EPA (2014), deve-se realizar uma análise da economia de combustível de um sistema de cogeração comparada a um sistema convencional, no qual ocorre geração de energia elétrica e térmica separada e independentes. Esta relação de economia de combustível é representada pelo índice Energia a Economizar (EEC), que pode ser obtido segundo a Equação 2 a seguir:

$$EEC = 1 - \left(\frac{\dot{m}_{comb} \cdot PCI}{\frac{\dot{W}}{\eta_{term}} + \frac{\dot{Q}_u}{\eta_{cald}}} \right) \quad (2)$$

- η_{term} é a eficiência na geração de energia elétrica;
- η_{cald} é a eficiência na geração de energia térmica;

O valor $\dot{m}_{comb} \cdot PCI$ está relacionado à quantidade de combustível necessária em um sistema de cogeração, com o aproveitamento da energia elétrica e calor. Já os valores $\frac{\dot{W}}{\eta_{term}}$ e $\frac{\dot{Q}_u}{\eta_{cald}}$ estão relacionados à energia necessária para produção de eletricidade e calor separadamente, em um sistema convencional, considerando as respectivas eficiências de geração. Quando os valores de energia necessária relacionados à geração convencional são mais elevados em relação aos valores com o uso da cogeração, o valor de EEC se torna positivo, o que representa, portanto, uma economia de combustível com o uso da cogeração. Por outro lado,

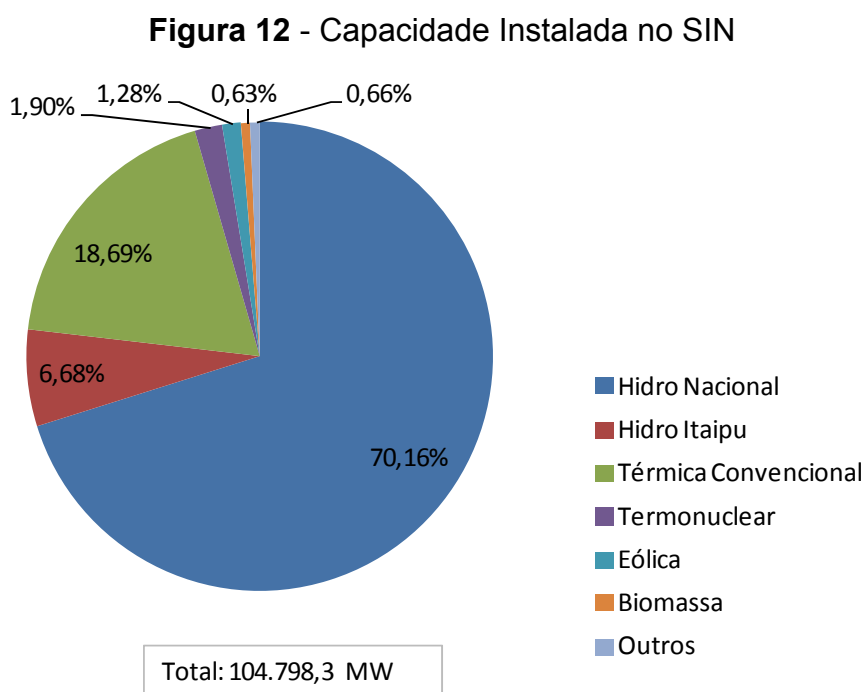
quando o EEC é negativo, significa que a implementação da cogeração está ocasionando maior consumo de combustível, não apresentando vantagem para o sistema.

Este índice permite avaliar de maneira mais direta se a implementação da cogeração em um determinado processo irá contribuir para a economia de combustível.

3. A Cogeração no Brasil

3.1 Cenário Energético Atual

A Figura 12 apresenta a capacidade Instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN), tendo como referência o mês de dezembro de 2013. Do total de 104.798 MW, 80.528,6 MW representam a geração a partir das usinas hidrelétricas, sendo esse valor correspondente à produção nacional somada à energia proveniente de Itaipu. Esses dados confirmam a forte dependência da matriz energética brasileira em relação à hidroeletricidade.



Fonte: ONS, 2015

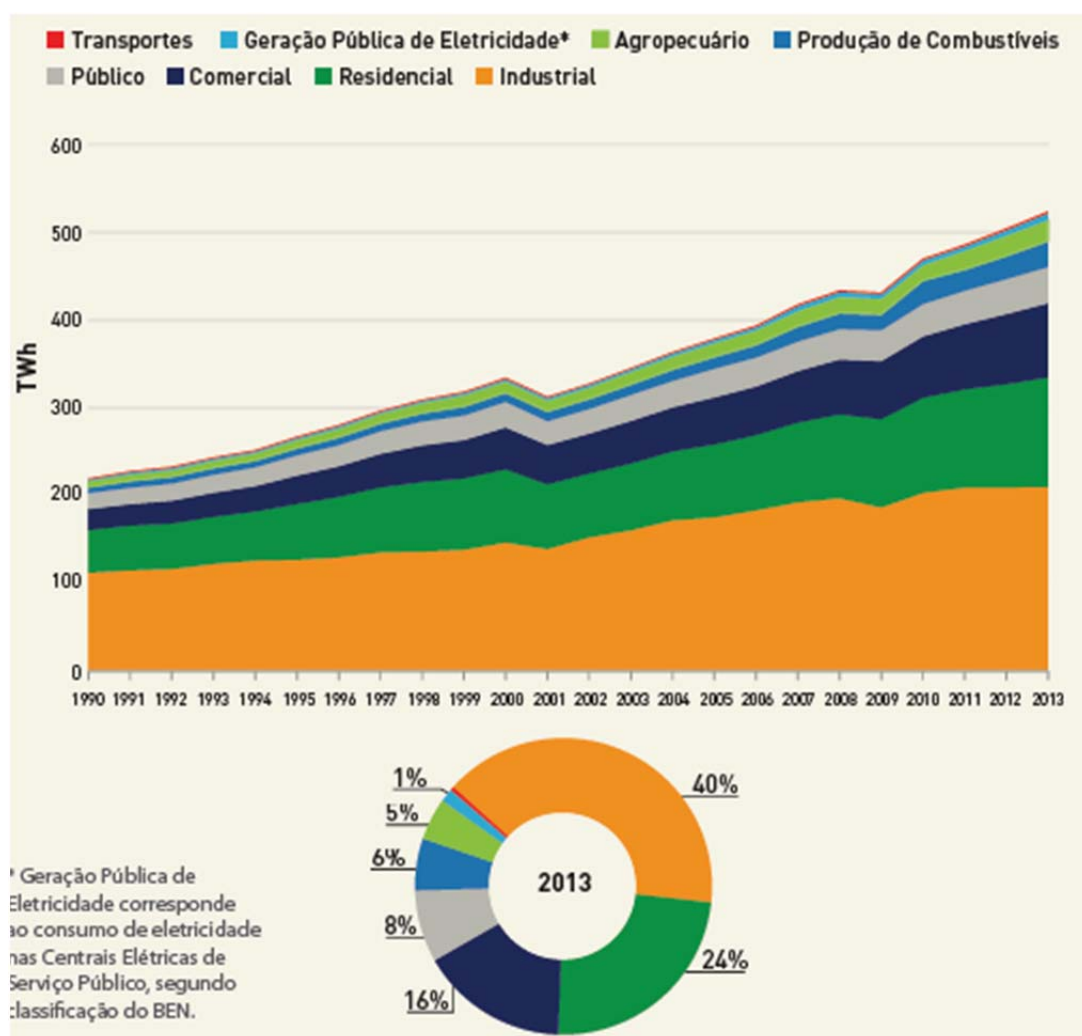
Nota: Dados referentes a 31/12/2013

Em segundo lugar na matriz energética brasileira está a geração de energia a partir das centrais térmicas convencionais, importantes para se complementar a geração hidrelétrica, principalmente em períodos de crise hídrica, onde mais usinas térmicas são despachadas para se compensar a redução na geração hidrelétrica.

De acordo com IEMA (2015) a demanda de energia elétrica no país mais que dobrou entre o período de 1990 e 2013, conforme apresentado na Figura 13.

Entre 2012 e 2013, esse aumento foi de 3,60%, seguindo o mesmo ritmo do ano anterior (3,62%).

Figura 13 - Evolução da Demanda de Energia Elétrica por Setor de Consumo no Brasil



Fonte: IEMA, 2015

De acordo com o PDE2023 (EPE, 2014), espera-se que o consumo final energético brasileiro cresça a uma taxa média de 3,7% ao ano ao longo do horizonte até 2023.

Embora o país apresente forte aptidão para energia hidrelétrica, a capacidade de geração a partir deste tipo de fonte vem se esgotando, e apresentando algumas barreiras para implementação de novas centrais.

As grandes centrais existentes com significativo potencial hidrelétrico estão distantes dos maiores centros de consumo, levando a perdas significativas no sistema, com a diminuição da sua confiabilidade, além do alto custo de manutenção do mesmo. A região sudeste é a maior importadora de energia elétrica do país, produzindo 37% da eletricidade nacional e consumindo 49%, ao mesmo tempo o maior potencial hidráulico concentra-se na região norte, com produção de 40,4% da eletricidade nacional (ANEEL, 2013).

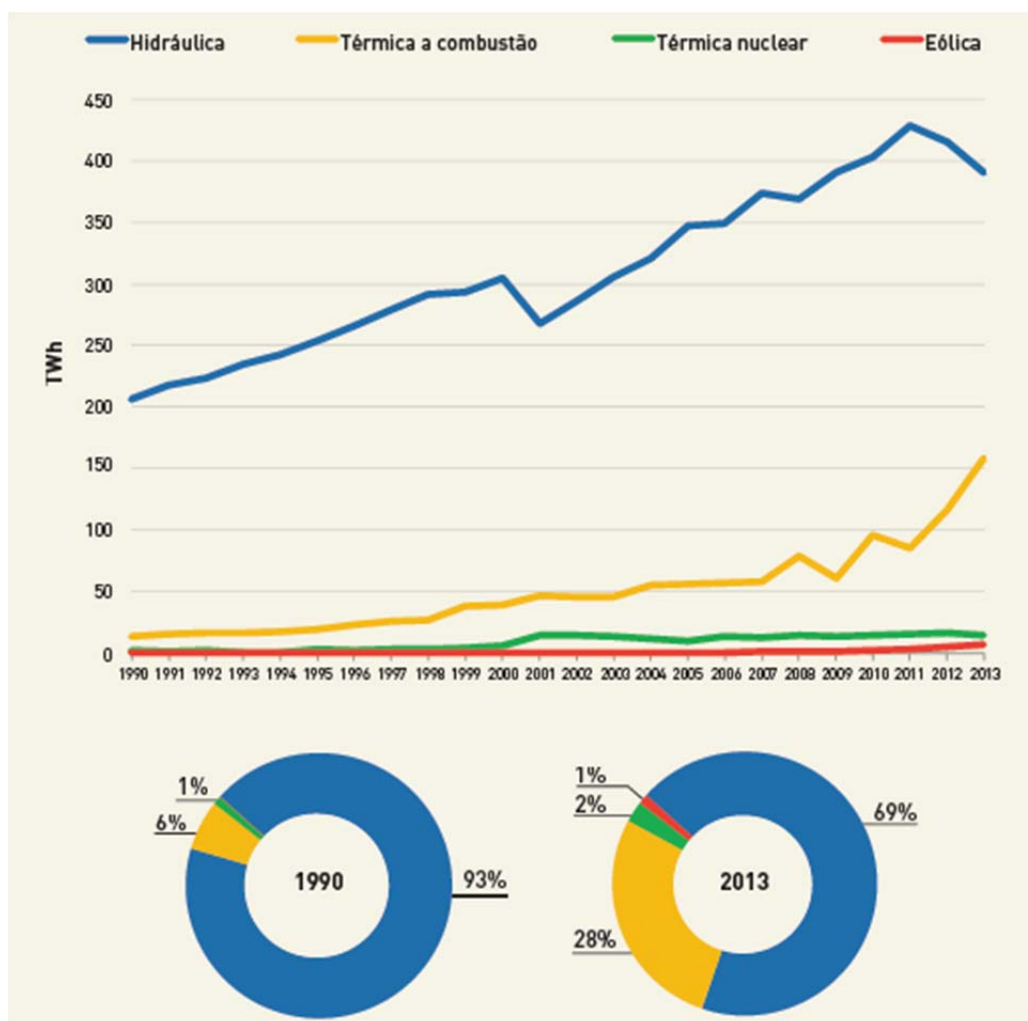
Além disso, o esgotamento dos maiores potenciais do país tem levado a busca por novas usinas de grande porte, esbarrando em problemas ambientais com o represamento de grandes áreas.

Por fim, o regime de chuva característico do Brasil apresenta extenso período de seca que deve ser complementado por outras fontes.

Além das dificuldades existentes, o cenário energético brasileiro vem se agravando devido à crise hídrica vivenciada pelo país.

De acordo com IEMA (2015), a geração termelétrica fóssil tem, desde 2000, aumentado sua participação na geração elétrica, passando de 8,8% para 20,6%. A hidroeletricidade, por outro lado, tem apresentado queda considerável na sua participação, se 87,2% em 2000 para 68,6% em 2013.

Figura 14 - Evolução da Participação das Fontes Primárias na Geração de Eletricidade



Fonte: IEMA, 2015

Frente às barreiras existentes para a expansão do potencial hidrelétrico associada aos extensos períodos de estiagem vivenciados nos últimos anos, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) projeta um incremento de geração termelétrica entre 2011 e 2016, dos atuais 16,3 para 19% de participação, conforme apresentado na Tabela 2 (ONS 2012). Desta forma, a geração termelétrica tem exercido papel complementar à geração hidrelétrica, de maneira a suprir a demanda de energia do país. Segundo o BEN 2014 (EPE, 2014), 80% do incremento da demanda de energia observado em 2013 está associado à utilização de gás natural, petróleo e seus derivados. Este fato se deve à redução da oferta interna de hidroeletricidade, com consequente aumento da geração térmica (EPE, 2014).

Tabela 2 - Evolução da Potência Instalada no SIN (MW)

TIPO		2011		2012	2013	2014	2015	2016	
		MW	%	MW	MW	MW	MW	MW	%
Hidráulicas	Reservatório	42.390	38,0	42.553	43.167	43.167	43.167	43.302	29,8
	Fio d'água	27.611	24,7	28.750	31.496	32.894	37.409	42.050	28,9
	Total	70.001	62,7	71.303	74.663	76.061	80.576	85.352	58,7
Térmicas	Nuclear	2.007	1,8	1.990	1.990	1.990	1.990	3.395	2,3
	GN	9.059	8,1	9.186	10.550	11.243	11.243	11.243	7,7
	GNL	204	0,2	768	1.443	1.443	1.443	1.443	1,0
	Carvão	1.765	1,6	2.845	3.205	3.205	3.205	3.205	2,2
	Óleo	3.316	3,0	3.148	3.730	6.636	6.636	6.636	4,6
	Diesel	1.135	1,0	905	1.021	1.021	1.021	1.021	0,7
	Outros (*)	749	0,7	749	749	749	749	749	0,5
	Total	18.235	16,3	19.591	22.688	26.287	26.287	27.692	19,0
PCHs		4.515	4,0	4.912	5.163	5.187	5.266	5.266	3,6
Biomassa		4.250	3,8	5.423	5.752	6.062	6.062	6.062	4,2
Eólicas		1.342	1,2	1.993	4.347	6.459	7.492	8.176	5,6
Itaipu 60 Hz (Brasil)		7.000	6,3	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	4,8
Capacidade Instalada		105.343	94,4	110.222	119.613	127.056	132.683	139.548	96,0
Itaipu 50 Hz (Paraguai)		6.275	5,6	6.200	6.120	6.032	5.935	5.829	4,0
Total disponível		111.618	100,0	116.422	125.733	133.088	138.618	145.377	100,0

Fonte: ONS, 2012

Nota: Dados referentes a 31/12/2011

(*) Outros se refere a Cocal, PIE-RP, Cisframa, Sol e Do Atlântico

A maior proporção da geração térmica convencional na matriz elétrica brasileira leva a um aumento no custo da energia, além disso, a geração térmica libera maior quantidade de poluentes e gases de efeito estufa para a atmosfera, tornando a matriz elétrica brasileira mais suja. A geração centralizada a partir de centrais termelétricas também aumenta o custo com investimentos em extensas redes de transmissão, além dos impactos ambientais.

Diante do atual cenário energético do país, fica evidente que, para garantir a segurança no abastecimento de energia do país, são necessários investimentos em energia térmica. É nesse contexto que surge a importância da cogeração de energia visando o aumento da eficiência na geração, com a utilização mais racional dos recursos energéticos. Nesse sentido, as pequenas centrais distribuídas de cogeração a gás natural podem contribuir para essa segurança.

3.2 Cenário Atual da Cogeração no Brasil e Potencial de Mercado

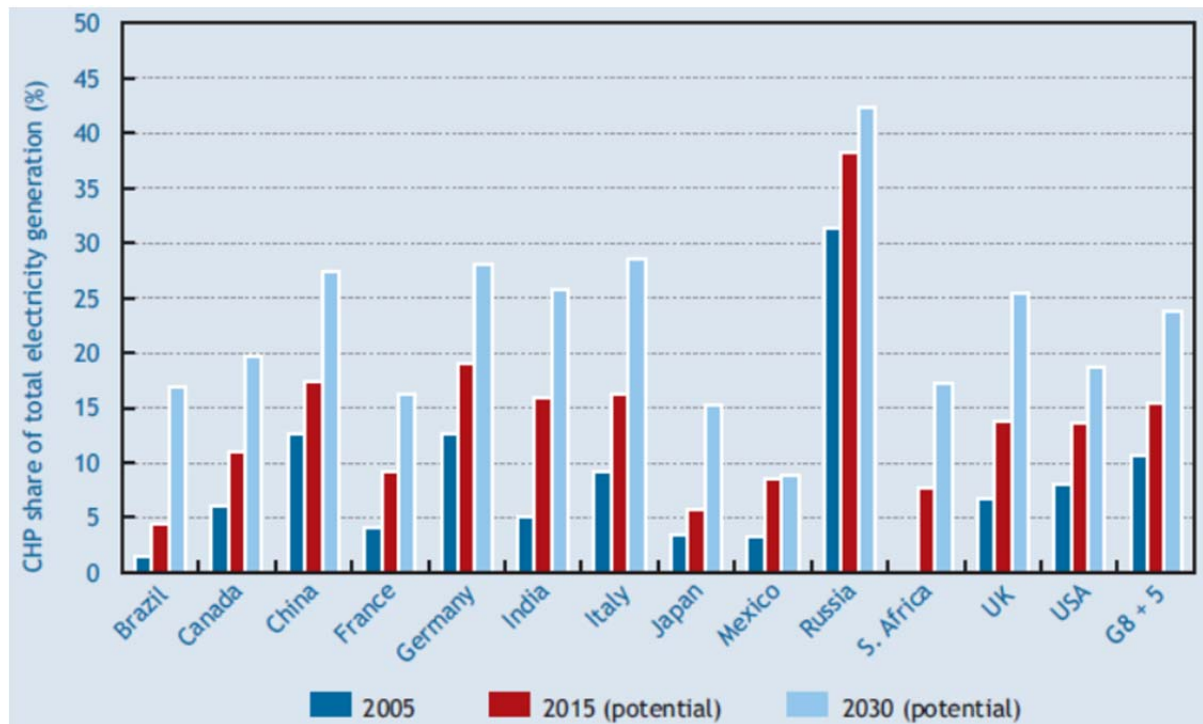
A nível mundial, os primeiros sistemas de cogeração foram instalados no final do século XIX. Em 1940, metade da energia elétrica produzida nos Estados Unidos era proveniente da cogeração, sendo que esse percentual se reduziu a 5% no final dos anos 60, em decorrência da expansão, distribuição e monopólio das redes de transmissão (SILVEIRA, 2009).

No Brasil a busca pelo aproveitamento do grande potencial energético dos recursos hídricos do país a partir de 1950 fez cair o interesse pela cogeração de energia.

Paralelamente a esse fenômeno, 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 legislação que ordenassem a relação entre o autoprodutor/produtor independente e a concessionária de energia elétrica local (BARBELI, 2015).

No Brasil, a porcentagem de utilização de cogeração é ainda relativamente baixa, inferior a 5% do total de energia gerada no país, se comparado a índices observados em outros países, como a Dinamarca, Finlândia e Rússia, onde a cogeração representa mais de 30% da matriz energética (IEA, 2008). Esses países apresentam grandes incentivos e políticas públicas favoráveis à implementação da cogeração, além de possuírem alta demanda em energia térmica, principalmente para climatização de ambientes.

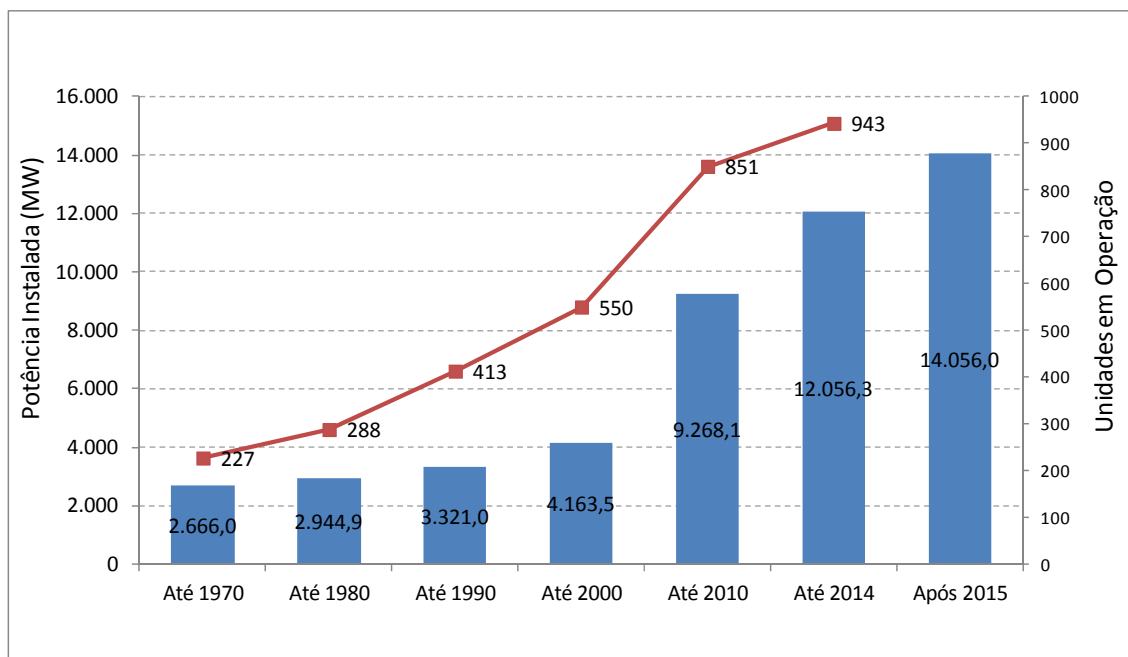
Como já mencionado anteriormente, o baixo índice de representatividade da cogeração na matriz energética brasileira é reflexo da zona de conforto histórica em que o país sempre se encontrou em relação à geração de energia, com o aproveitamento do grande potencial existente dos recursos hídricos. Entretanto, 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. Além disso, o grande avanço do Brasil nos estudos com biocombustíveis implicará em um crescimento significativo do potencial de cogeração (IEA, 2008). Como pode-se observar na Figura 15, espera-se que a participação da cogeração na matriz energética brasileira suba para 17% até 2030.

Figura 15 - Perspectiva de Participação da Cogeração na Matriz Energética

Fonte: IEA, 2008

De acordo com Andreos (2013), o histórico das usinas de cogeração no Brasil está relacionado a aplicações isoladas, em plataformas e principalmente nas indústrias que utilizam os seus resíduos de processo como combustível para geração de energia destinada a seus processos produtivos, destacando-se a agroindústria canavieira, química e petroquímica, papel e celulose, entre outras. Como pode-se observar na Figura 16, a capacidade instalada de cogeração no Brasil alcançou 14.056 MW após o ano de 2015, com a existência de 943 unidades em operação a partir de 2010 (COGEN, 2015).

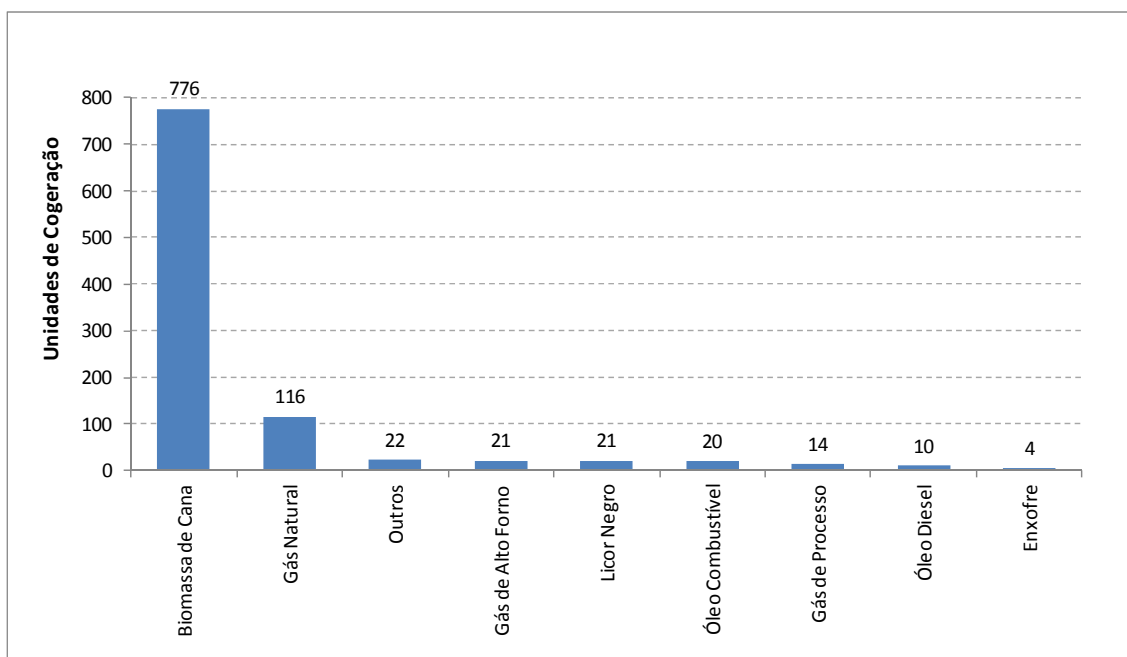
Figura 16 - Evolução da Capacidade Instalada e Unidades de Cogeração em Operação no Brasil



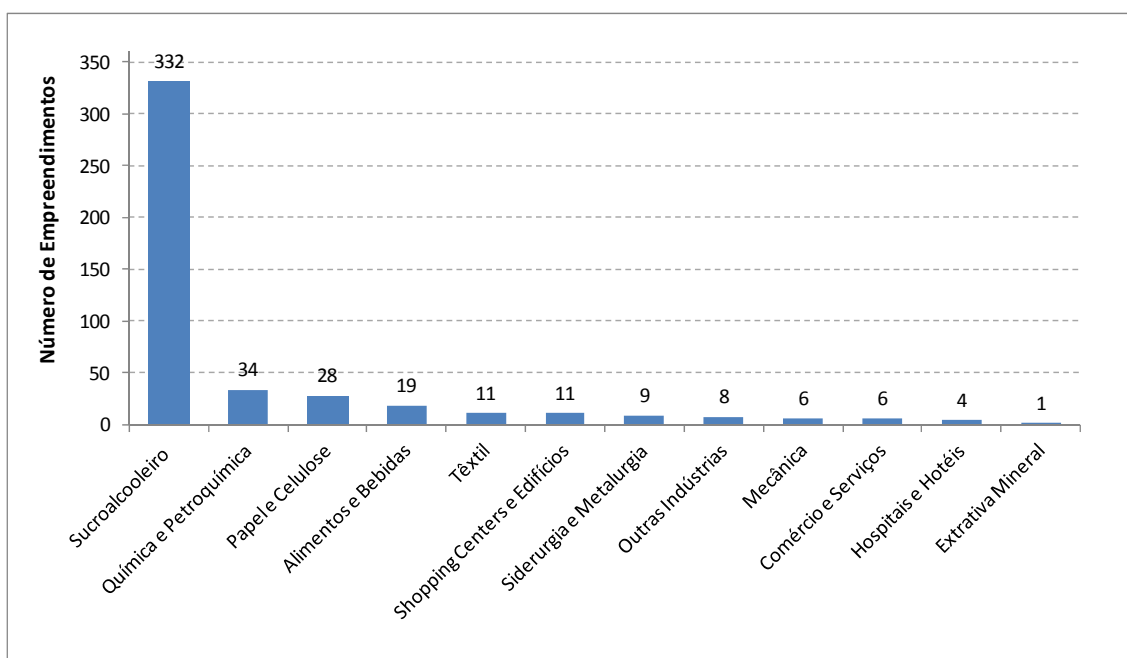
Fonte: COGEN, 2015

De acordo com as Figuras 17 e 18, o mercado para cogeração vem se expandindo principalmente no setor industrial, com um foco particular na cogeração a partir do bagaço nas usinas de cana-de-açúcar. A maior parte da cogeração ainda é operada a partir da biomassa de cana de açúcar, com 77% de participação em 776 unidades (COGEN, 2015).

A partir da década de 80, movido pela oferta de gás natural produzida pela exploração da Bacia de Campos, a cogeração a gás natural começou a ser utilizada principalmente no estado de São Paulo, sendo que atualmente ela representa 12% da capacidade nacional instalada, em 116 unidades (COGEN, 2015).

Figura 17 - Unidades de Cogeração por Tipo de Combustível Utilizado

Fonte: COGEN, 2015

Figura 18 - Empreendimentos que Utilizam Cogeração, por Segmento de Atividade

Fonte: COGEN, 2015

A Figura 19 indica que a cogeração no Brasil é atualmente implantada em poucos setores industriais, destacando-se as indústrias de papel e celulose, petroquímica e sucroalcooleira. Dentre essas a que ocupa hoje um papel de destaque na cogeração

de energia é a sucroalcooleira, que utiliza o bagaço da cana-de-açúcar como fonte de combustível. A cogeração a gás natural, apesar da participação ainda discreta em relação à cogeração com biomassa de cana, tende a uma representatividade crescente, em decorrência da expansão das reservas descobertas.

A seguir serão apresentados o atual cenário de cogeração para os dois principais tipos de combustíveis utilizados no país, e suas perspectivas de crescimento e representatividade na matriz energética brasileira.

3.2.1 Cogeração com bagaço de cana-de-açúcar

O bagaço da cana-de-açúcar é a biomassa de maior representatividade na matriz energética brasileira, sendo responsável pelo suprimento de energia térmica, mecânica e elétrica das unidades de produção de açúcar e álcool, por meio da cogeração (GUARDABASSI, 2006).

A utilização do bagaço da cana-de-açúcar para geração de energia térmica e elétrica ocorre desde a implantação das primeiras usinas sucroalcooleiras.

A princípio sua utilização era destinada ao próprio consumo nos processos industriais. Posteriormente, a maior eficiência na geração possibilitou a produção de excedentes de energia elétrica, que passaram a ser vendidos e introduzidos ao SIN. Entretanto, a venda de excedentes de energia elétrica gerada por meio da cogeração era inicialmente desfavorecida em decorrência das baixas tarifas e ausência de regulamentação para este tipo de geração.

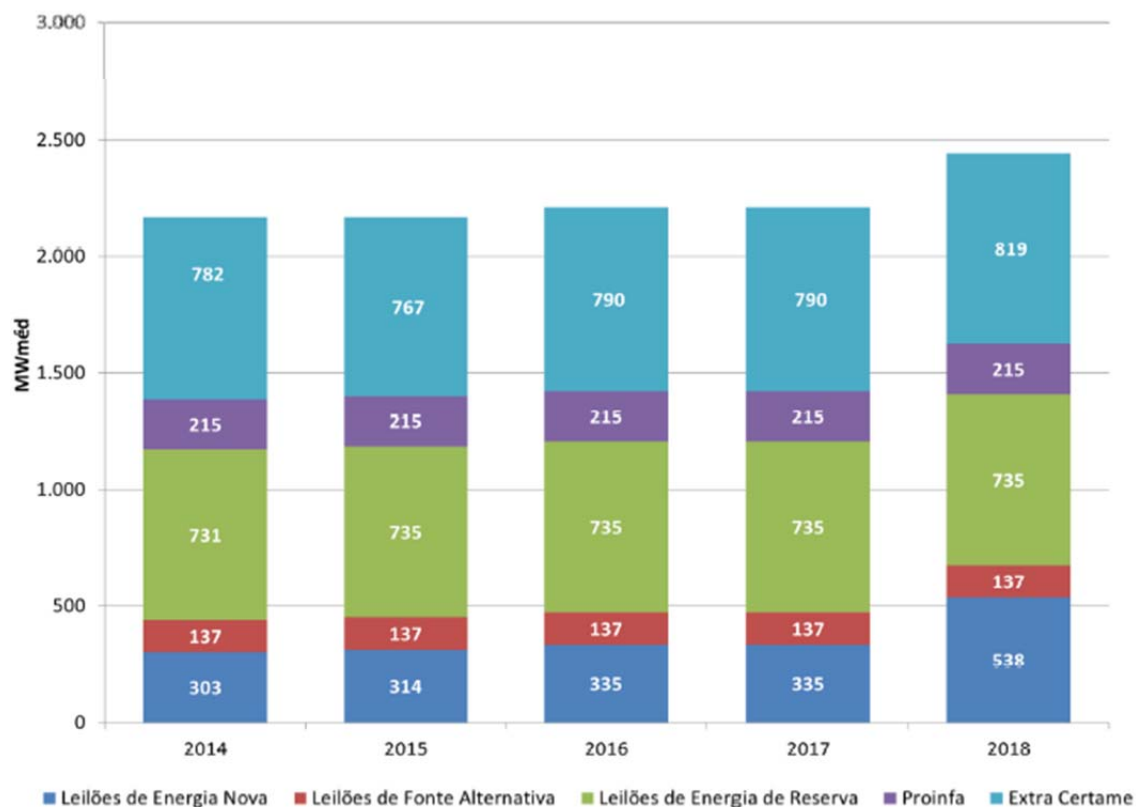
A comercialização de energia elétrica cogerada pelo setor sucroalcooleiro começou a ser viabilizada com as mudanças ocorridas no setor elétrico brasileiro e a elaboração de políticas energéticas e regulamentação do setor, transferindo ao setor privado as responsabilidades sobre a operação do sistema elétrico e novos investimentos. (NAGAOKA 2002 APUD MENEGHELLO; LUIZ AUGUSTO, 2006).

A reforma no setor elétrico brasileiro a partir da década de 90 e a introdução do novo modelo do setor elétrico em 2004, adotando-se um mercado mais competitivo e descentralizado, fez com que as usinas térmicas a biomassa de cana passassem a ter maior participação na matriz energética brasileira. Dentre os incentivos adotados pelo governo com vistas ao aumento da participação da bioeletricidade na matriz energética brasileira, destaca-se a criação dos leilões para fontes alternativas de

energia e o Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), contribuindo para que as usinas térmicas movidas a biomassa de bagaço de cana ganhassem destaque.

A Figura 19 apresenta a energia contratada ao longo dos leilões de energia.

Figura 19 - Biomassa de cana-de-açúcar - Energia contratada e extra certame das usinas vencedoras nos leilões de energia



Fonte: EPE, 2014

Como pode ser observado na Figura 19, já foram contratados 1,4 GW médios nos leilões, com início de suprimento em 2018. Ressalta-se que o potencial desta fonte está localizado principalmente nos estados de SP, GO, MG, MS e PR, próximo dos maiores centros consumidores de energia.

De acordo com o PDE 2023 (EPE, 2014), o potencial técnico de produção de energia elétrica a partir da biomassa da cana-de-açúcar, possível de ser incorporado ao SIN, considerando o aproveitamento ótimo do bagaço, permitiria ofertar 7,7 GW médios até 2023.

As extensas áreas e o clima propício à produção de cana existentes no território brasileiro levaram o país a se tornar o maior produtor mundial de cana-de-açúcar, com a indústria voltada principalmente para a produção de açúcar e álcool.

O estado de São Paulo é o maior estado produtor, seguido de Paraná e Minas Gerais. A safra brasileira referente a 2014/2015 foi de 632.127 mil toneladas, sendo 90% provenientes do centro sul do país e estima-se um crescimento anual de até 9% para os próximos 5 anos (UNICA, 2015). Um dos fatores para esse aumento na produção de cana de açúcar é o consumo crescente do etanol como combustível.

O PDE 2023 (EPE, 2014) com vistas a subsidiar o cálculo do potencial de geração de energia elétrica, estimou a oferta de biomassa de cana de açúcar a ser processada nos próximos anos, para o atendimento da demanda de álcool e açúcar. A Tabela 3 a seguir apresenta a projeção da quantidade de cana-de-açúcar até 2023, assim como o bagaço e as palhas e pontas resultantes.

Tabela 3 - Projeção da oferta de biomassa da cana-de-açúcar

Ano	Cana-de-açúcar	Bagaço	Palha e ponta
	Milhões de toneladas (Mt)		
2013	652,1	176,1	101,1
2014	609,5	164,5	94,5
2015	685,8	185,2	106,3
2016	722,1	195,0	111,9
2017	747,3	201,8	115,8
2018	775,7	209,4	120,2
2019	800,3	216,1	124,0
2020	827,8	223,5	128,3
2021	856,9	231,4	132,8
2022	878,0	237,1	136,1
2023	897,3	242,3	139,1
Acréscimo (Mt)			
2013-2023	245,17	66,19	38,00
Variação (% a.a.)			
2013-2018	3,5		
2018-2023	3,0		
2013-2023	3,2		

Nota: Admitiu-se que uma tonelada de cana-de-açúcar origina 270 kg de bagaço e disponibiliza 155 kg de palha e ponta para uso [140].
Fonte: EPE

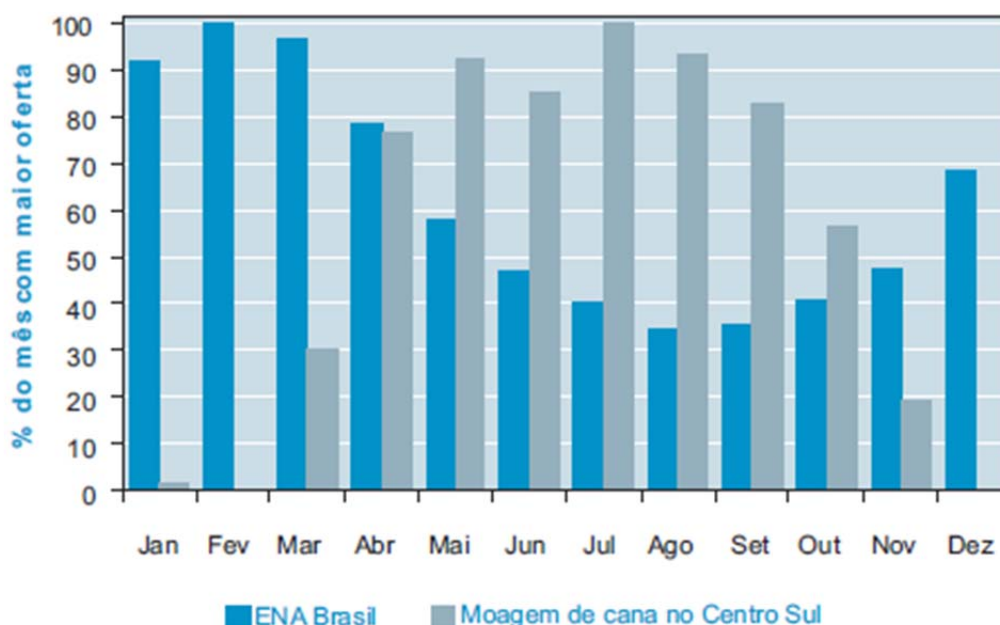
Fonte: EPE, 2014

NOTA: Admitiu-se que 1 ton. de cana-de-açúcar origina 270 kg de bagaço e disponibiliza 155 kg de palhas e pontas para uso

Deste modo, as perspectivas para aplicação da cogeração a esse tipo de combustível são bem favoráveis. Além disso, como a região Centro-Sul é responsável por aproximadamente 90% da produção, a produção de bagaço é significativa nas regiões próximas ao maior centro de consumo de energia no país, intensificando os benefícios da geração distribuída.

A participação da biomassa de cana para geração de energia é importante não só para a diversificação da matriz elétrica, mas também porque a safra coincide com o período de estiagem na região Sudeste/Centro-Oeste, onde está concentrada a maior potência instalada em hidrelétricas do país. A maior reserva potencial da bioeletricidade sucroenergética também encontra-se na região Centro Sul, e, desta forma, a geração a partir da biomassa se torna uma opção eficiente de complementação do parque hidrelétrico brasileiro, auxiliando na preservação dos níveis dos reservatórios das Usinas Hidrelétricas. A Figura 20 evidencia a complementariedade das duas fontes de energia.

Figura 20 - Energia natural afluyente x Moagem de cana no Centro Sul
(Porcentagem do mês com maior oferta)



Fonte: ONS, 2008; UNICA, 2009

NOTA: Dados elaborados a partir do histórico de operação 2008 (Energia natural afluyente) e da moagem de cana da safra 2007/2008

Além do bagaço da cana-de-açúcar, vem merecendo cada vez mais destaque a biomassa residual composta por palhas e pontas. Esses componentes eram antes descartados e não devidamente aproveitados devido às práticas tradicionais de queima antes do corte. Essa situação tem mudado em decorrência da atual legislação ambiental, com o estabelecimento de prazos para a implantação do processo de mecanização da colheita, possibilitando a obtenção desta biomassa residual para o aproveitamento energético, aumentando-se a produtividade da biomassa. Desta forma, justificam-se os investimentos em tecnologias que permitam a inserção deste combustível na matriz energética.

Além das vantagens relacionadas à aplicação da cogeração, a utilização do bagaço de cana traz benefícios ao meio ambiente pelo fato de ser um combustível renovável, contribuindo para a redução das emissões de gases do efeito estufa (GEE). Na utilização sustentável do bagaço para a produção de eletricidade, o balanço de emissões de CO₂ é praticamente nulo, visto que as emissões resultantes do processo de combustão são absorvidas pela planta durante seu crescimento.

Devido à expansão do setor sucroalcooleiro prevista para os próximos anos, o maior aproveitamento das palhas e pontas, aumentando-se a quantidade de combustível para a cogeração de energia e a possibilidade de *retrofit* nas usinas existentes, o potencial de produção de energia do estado de São Paulo poderá superar 10.000 MW até 2015 (ANDRADE e CANELLAS, 2007; GOLDEMBERG et al, 2008).

3.2.2 Cogeração com Gás Natural

A exploração do gás natural como recurso energético no país iniciou-se em 1940, com as descobertas de gás associado ao petróleo na Bahia. Entretanto, até a década de 1990 o gás natural não possuía grande importância para a geração de energia, visto que ainda não se tinha conhecimento sobre as significativas reservas que o país abrigava. Além disso, a exploração desse combustível era desmotivada frente ao grande potencial hidroelétrico explorado do país.

A partir de 1990, as crises de energia e as descobertas de gás na bacia de Campos impulsionaram a utilização do gás natural como fonte de energia, e esse combustível passou a ser considerado como fonte privilegiada e estratégica a ser desenvolvida.

Além disso, o início da operação do gasoduto Bolívia/Brasil , em 1999, aumentou significativamente a oferta de gás natural no país.

Deste modo, apesar de o Brasil não utilizar o gás natural como principal combustível na cogeração, como países como o Japão, Europa e EUA, há uma grande oportunidade de crescimento da sua utilização devido às projeções de aumento da produção de gás natural no país, em decorrência da expansão geográfica das reservas provadas.

Nos últimos anos, o gás natural vem aumentando a sua participação na matriz energética brasileira, tendo alcançado, em 2012, o valor de 11,5% da oferta interna de energia, de acordo com o Balanço Energético Nacional. As perspectivas para os próximos anos indicam que essa participação será ainda maior. A entrada 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.

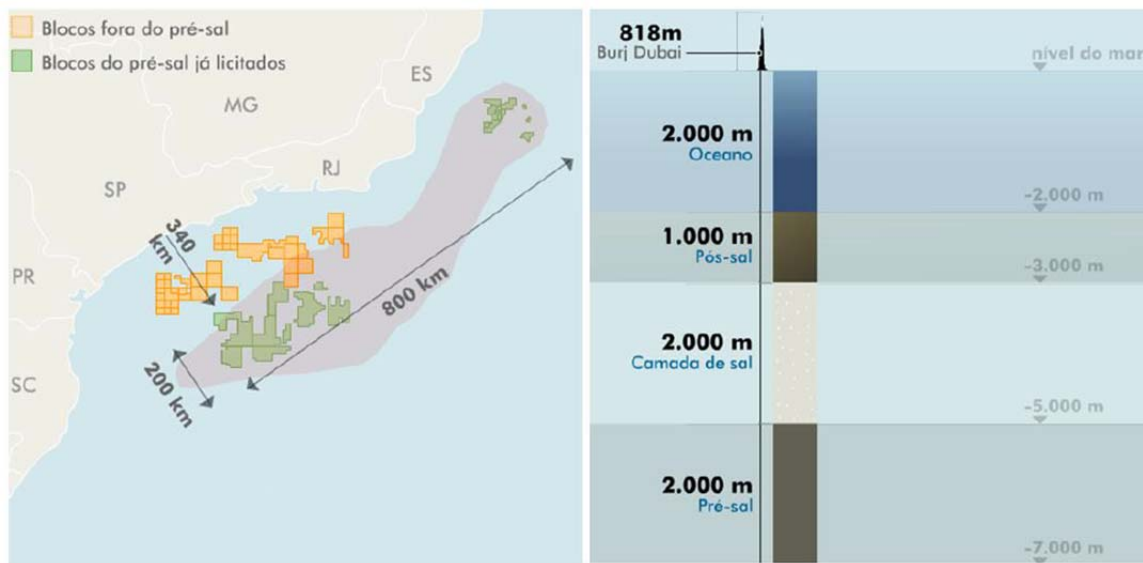
O crescimento significativo da produção de gás natural é decorrente de:

- Crescimento das produções das bacias do Espírito Santo, Campos e 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.

As descobertas do Pré-sal na bacia de Santos produziram um cenário muito favorável ao gás natural e petróleo, aumentando significativamente as reservas comprovadas.

A área de pré-sal compreende 149.000 km², e está localizada próxima à região sudeste, entre Santa Catarina e Espírito Santo, a aproximadamente 340 km da costa, bem próxima ao maior centro de consumo do país.

Figura 21 - Localização do Pré-sal



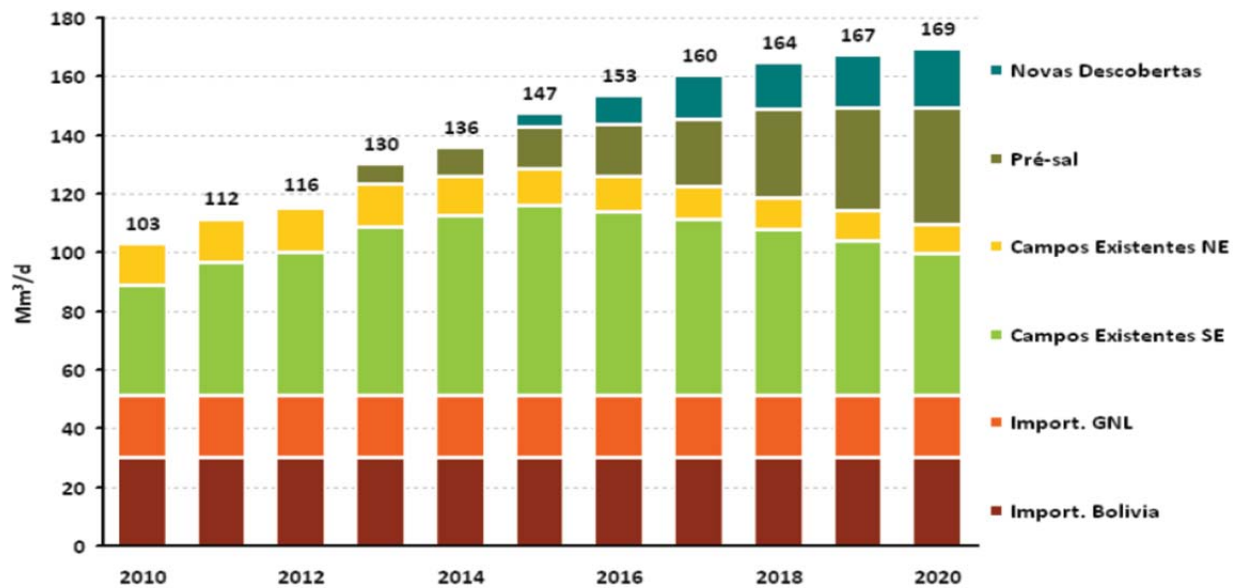
Fonte: INFOGRÁFICO, 2013

Outro fato importante relacionado ao pré-sal é que suas bacias são de gás associado ao petróleo. Segundo Andreos (2013), as agências ambientais tem 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 geração de energia. Logo, a exploração para comercialização do petróleo proveniente do pré-sal está condicionada à produção e comercialização de volumes crescentes de gás natural.

As reservas provadas de gás natural têm aumentado significativamente a partir de 2000, quando seu volume era de 216.574 milhões de m³. Em 2010 as reservas provadas alcançaram um volume de 423.012 milhões de m³ (ANDREOS, 2013).

A composição das fontes de gás natural para oferta ao mercado brasileiro até 2020 é formada pela importação de gás boliviano, importação de GNL, produção nacional de campos existentes nas regiões sudeste e nordeste, produção do pré-sal a partir de 2013 e novas descobertas a partir de 2015, compondo uma oferta total de 169 milhões m³/dia em 2020 (GAS ENERGY, 2011).

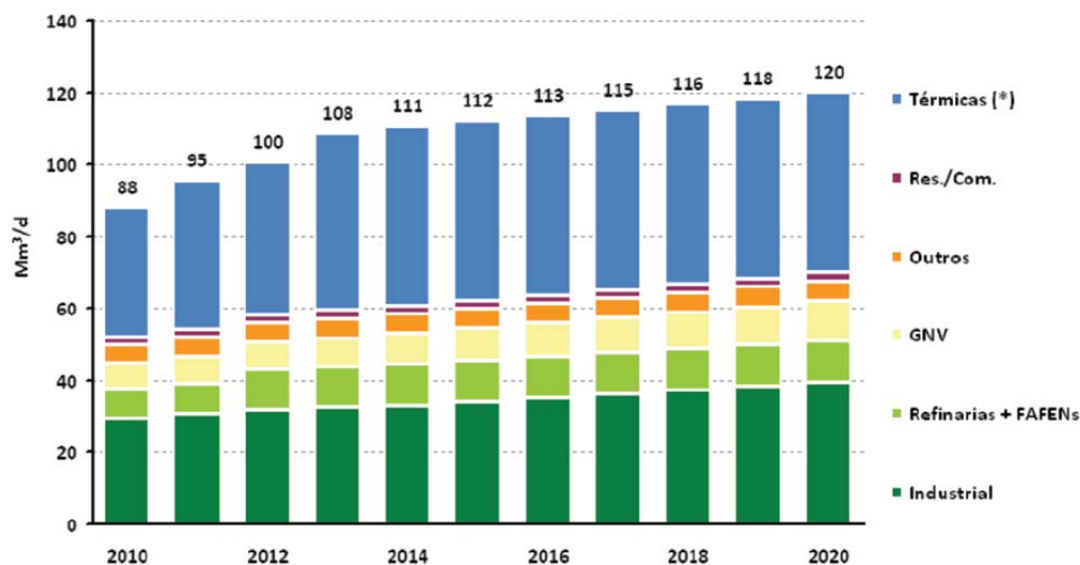
Figura 22 - Projeção da oferta de gás natural no Brasil até 2020



Fonte: GAS ENERGY, 2011

A demanda de gás natural projetada nesse mesmo período é composta pelo consumo de gás industrial, refinarias, gás natural veicular, residencial, comercial e termelétrica, totalizando uma demanda de 120 milhões de m³/dia. (GAS ENERGY, 2011).

Em relação ao consumo de gás natural no Brasil, esse tem crescido a uma taxa de 10,3% ao ano. De acordo com a Figura 23, nota-se que os maiores responsáveis por esse crescimento são os setores energético e industrial.

Figura 23 - Projeção da demanda de gás natural no Brasil até 2020

Fonte: GAS ENERGY, 2011

Percebe-se que há um saldo potencial de gás significativo ao longo dos anos. Esse excedente poderá ser, entre outras finalidades, utilizado em larga escala em plantas de cogeração de energia.

As maiores reservas comprovadas de gás natural encontram-se na Região Sudeste (76%), favorecendo o escoamento do combustível e a posterior utilização para geração de energia de maneira mais eficiente, devido à proximidade em relação aos grandes centros de consumo. As grandes distâncias são consideradas como importante entrave à disseminação do gás natural, em virtude dos elevados investimentos associados à construção de dutos especiais, além das perdas significativas na transmissão (ANEEL, 2008).

Diante da expectativa de aumento de consumo de energia no Brasil, e do aumento de produção de gás natural para os próximos anos, a cogeração a gás natural é uma importante saída para o suprimento da demanda de energia. Há uma grande oportunidade de crescimento para indústrias químicas, uma vez que o consumo energético é alto e há pouco aproveitamento da energia útil no sistema. Indústrias Petroquímicas ou Refinarias podem ainda utilizar o gás que é descartado no processo para suprimento da demanda térmica dos processos.

Em relação à utilização da cogeração a gás natural no setor terciário, o Brasil possui grande potencial de mercado para cogeração na climatização de ambientes internos.

Na região Sul, onde o inverno pode chegar a temperaturas inferiores a 0°C, a utilização da cogeração como forma de aquecimento e geração de energia apresenta-se como alternativa eficiente. Por outro lado, no Norte e Nordeste do país, existem grandes oportunidades para a climatização a frio de ambientes. Neste último caso, a cogeração pode ser utilizada em conjunto com *chillers* de absorção para climatização de prédios corporativos, supermercados, hotéis, hospitais, etc. (OKAZAKI, 2014).

Além da climatização no setor comercial, institucional e de residências, é possível utilizar da cogeração a gás natural para indústrias em que há necessidade de refrigeração (baixas temperaturas), como por exemplo, indústrias de bebidas e alimentos. Nestas indústrias é necessária a utilização de energia térmica quente e fria, assim a cogeração seria uma grande oportunidade de redução de custos e melhoria da eficiência energética.

De acordo com ANEEL, 2008 encontra-se em operação no Brasil 11.000 MW de plantas de geração de energia elétrica a gás natural.

Deste modo, apesar de o Brasil não utilizar o gás natural como principal combustível na cogeração, existe grande oportunidade de crescimento em virtude da projeção de aumento da produção e demanda de gás natural no país, sendo um importante auxílio para o suprimento da demanda de energia.

3.3 Aspectos Ambientais

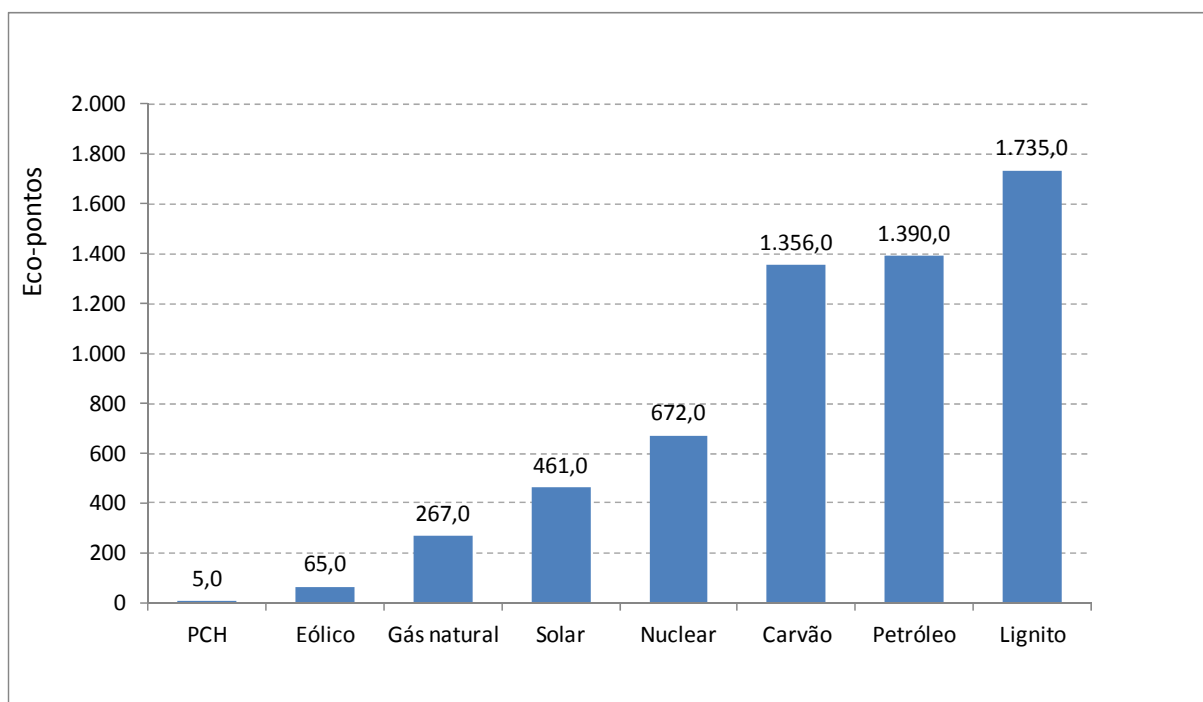
O principal dano ocasionado ao meio ambiente em decorrência dos sistemas de produção de energia está relacionado às emissões de gás carbônico para a atmosfera, além de outros poluentes.

Nesse sentido a implementação dos sistemas de cogeração de energia podem contribuir para reduzir a emissão de gases de efeito estufa, visto que torna o processo de conversão em energia mais eficiente, principalmente se tratando do gás natural, combustível fóssil menos poluente.

O estudo sobre a análise do ciclo de vida, realizado pelo IDAE (1999), comparou diferentes tecnologias e fontes de geração de energia, avaliando os fatores ambientais associados à geração de 1 kWh, a partir da classificação e comparação dos impactos, com a elaboração de valores denominados “eco pontos”. Desta forma,

quanto menor o número de eco pontos relacionados a um processo de geração de energia, melhor a fonte e o processo de geração do ponto de vista ambiental.

Figura 24 - Impactos Ambientais em “Eco-pontos” na Geração de 1kWh



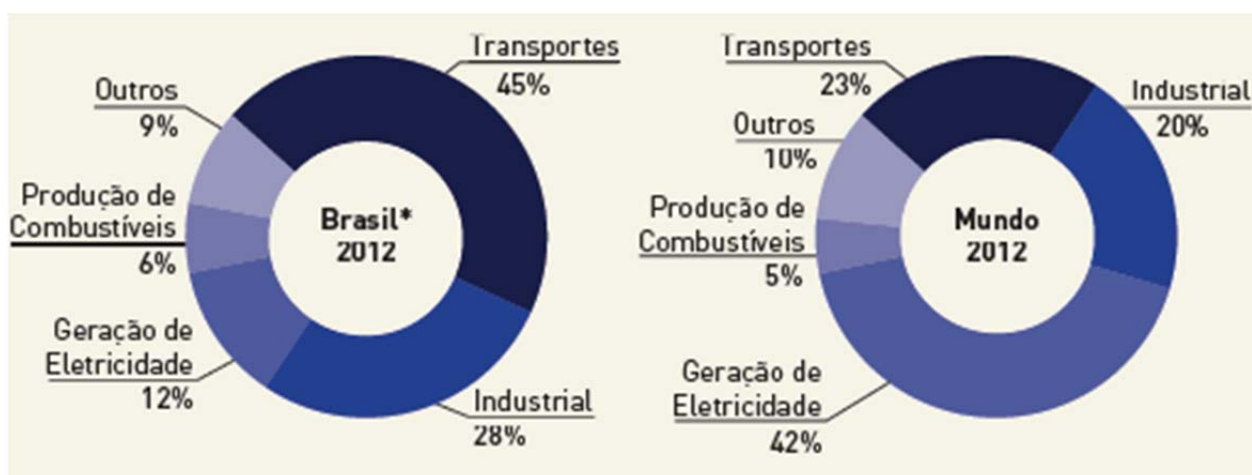
Fonte: IDAE, 1999

Como se observa na Figura 24, as tecnologias baseadas no gás natural apresentam baixo número de eco-pontos, perdendo apenas para PCHs e energia eólica. Do ponto de vista ambiental, as PCHs são a melhor solução existente, entretanto, como já discutido anteriormente, o potencial brasileiro para a construção de PCHs é insuficiente para atender à demanda energética crescente no país. A segunda solução mais benéfica do ponto de vista ambiental – As usinas de geração eólica, está se tornando cada vez mais interessante e competitiva do ponto de vista econômico, entretanto apresenta como agravante as grandes distâncias entre a região potencial para a implantação de plantas eólicas e os centros consumidores. Como exemplo, pode-se citar as plantas localizadas no Ceará e Rio Grande do Norte, que necessitam de extensas linhas de transmissão para chegar ao mercado consumidor. Desta forma, a cogeração torna-se uma solução que concilia baixo impacto ambiental com baixos custos de implantação.

Segundo estudo denominado Sistema de Estimativa de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SEEG), elaborado pelo Observatório do Clima e pelo Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA, 2015), a predominância da geração hidrelétrica na matriz energética brasileira contribui para que as emissões de gases de efeito estufa provenientes da geração de energia, sejam menores em detrimento de outros setores, em comparação a outros países.

Na Figura 25 observa-se que a contribuição das emissões de carbono relacionadas à geração de energia no Brasil são menores se comparada a outros setores, como o industrial, diferente do que ocorre nos demais países no mundo, onde predominam as termelétricas a carvão, fonte de emissão de grande quantidade de CO₂.

Figura 25 - Perfil de emissões de CO₂ pela queima de combustíveis no Brasil e no mundo por segmento em 2012

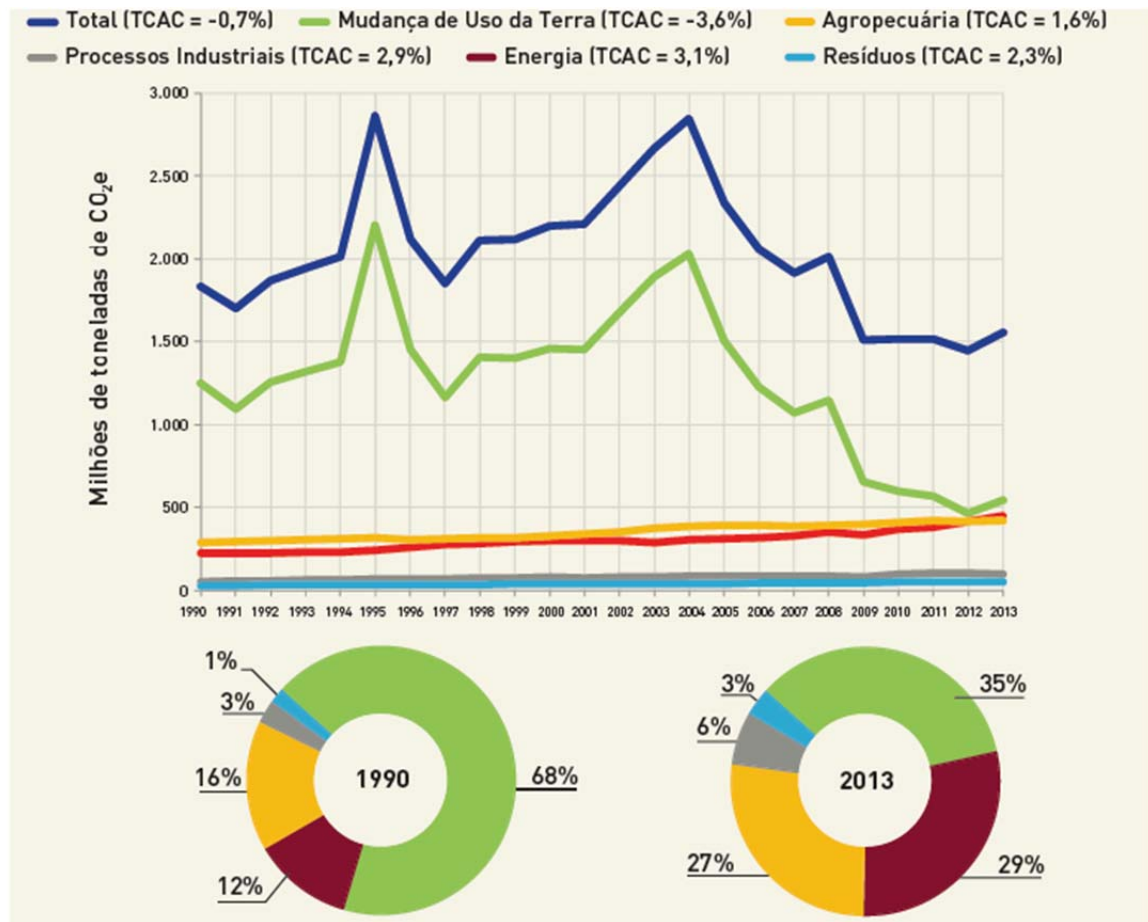


Fonte: IEMA, 2015

A predominância da participação do setor de transporte nas emissões CO₂ é nítida no país. Entretanto, de acordo com estimativas do SEEG, o setor de energia apresentou a maior taxa média de aumento das emissões entre os anos de 1990 e 2013, partindo-se de um patamar de 220,8 para 449,3 milhões de toneladas de CO_{2eq}, conforme pode ser observado na Figura 26. As emissões do setor de energia cresceram 33,4 Mt CO_{2eq} entre 2012 e 2013 – aproximadamente, 8,0%.

Ressalta-se a contribuição crescente da geração de eletricidade, que, em 2013, foi responsável por 63% das emissões adicionadas.

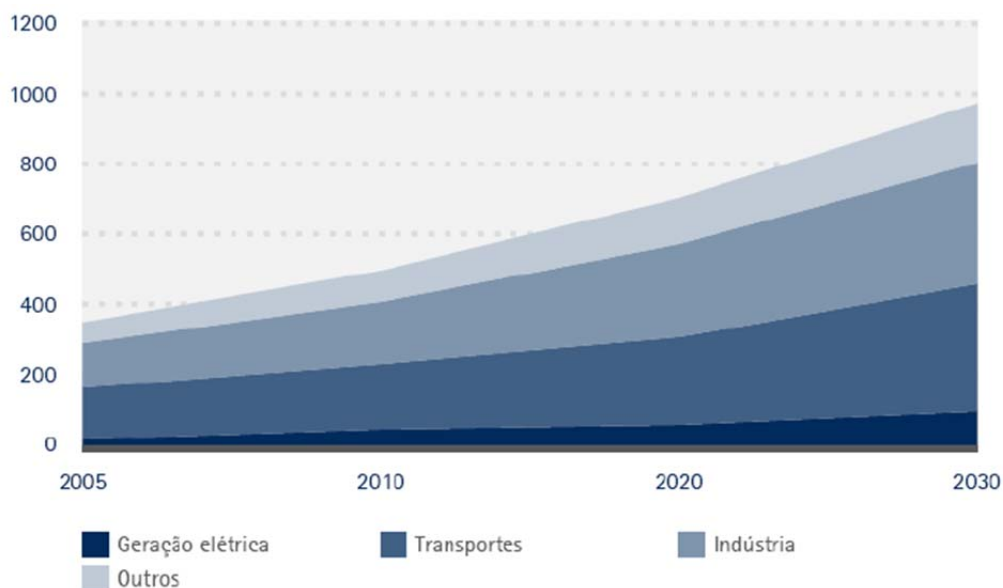
Figura 26 - Emissões Brasileiras de CO₂ por setor – Evolução 1990 - 2013



Fonte: IEMA, 2015

O PNE 2030 (EPE, 2007) estima que as emissões de CO₂ alcançarão aproximadamente 970 milhões de toneladas em 2030, conforme indicado na Figura 27, acompanhando o crescimento do consumo total de energia primária, sob impulso principalmente dos setores de transporte e industrial.

Figura 27 - Evolução das Emissões de CO₂ por setor (em milhões de toneladas) entre 2005 e 2030



Fonte: EPE, 2007

O aumento significativo das emissões de CO₂ relacionado à geração de energia está inteiramente ligado à crescente participação das fontes fósseis na matriz energética brasileira, de 51% em 1990 para 58% em 2013.

Em comparação a outros países, as emissões brasileiras de CO₂ associadas à produção de energia elétrica são baixas, entretanto, como foi observado nos gráficos anteriores, estão se elevando progressivamente, com o aumento da participação de fontes fósseis de energia na matriz elétrica brasileira.

Dessa forma, faz-se necessário entender como diferentes opções de combustíveis e configurações de geração impactam as emissões de GEE no Brasil.

Nesse trabalho, serão analisadas as emissões de gás carbônico provenientes da cogeração a gás natural em substituição às termelétricas convencionais

3.3.1 Cálculo de Emissões

Foram realizados cálculos de modo a se avaliar a redução das emissões de CO₂ em decorrência da implementação da cogeração a gás natural no país.

Para efeito de cálculo considerou-se a capacidade instalada atual das termelétricas brasileiras, com exceção daquelas movidas a biomassa ou biocombustíveis, visto que, para estas, o balanço de emissões de CO₂ é nulo.

Em relação à capacidade instalada para os demais combustíveis, pode-se observar que o gás natural, carvão mineral e óleo diesel são os combustíveis fósseis predominantes na geração termelétrica. Conforme apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 - Participação dos Combustíveis Fósseis na Geração Termelétrica do Brasil – Usinas em Operação

Combustível	Potência Outorgada (kW)	%
Gás Natural	13.172.966	58,0
Óleo Diesel	4.581.908	20,2
Carvão Mineral	3.389.465	14,9
Outros energéticos do petróleo	966.428	4,3
Gás de Refinaria	344.370	1,5
Gás de Alto Forno – CM	200.290	0,9
Carvão Vegetal	51.397	0,2
Total	22.706.824	100

Fonte: Banco de Informações de Geração – BIG (ANEEL, 2015)

Para se avaliar a redução das emissões de CO₂ foram considerados dois tipos de cogeração a serem implementadas:

- Sistemas de cogeração a gás natural no setor comercial, para produção de energia elétrica e água gelada para refrigeração;
- Implementação de sistemas de cogeração a gás natural no setor industrial, tendo em vista a geração de energia elétrica e vapor a ser utilizado nos processos industriais.

Para se obter uma estimativa de redução em termos mais abrangentes, expressos em ton. CO₂/ano, considerou-se a hipótese de que a geração termelétrica a gás natural totalmente direcionada ao setor comercial, assim como a geração termelétrica proveniente do carvão mineral e óleo diesel visa o abastecimento do setor industrial.

3.3.1.1 Cogeração no Setor Comercial – Produção de Energia Elétrica e Água Gelada

Para a aplicação da cogeração no setor comercial e produção de energia elétrica e água gelada para refrigeração considerou-se a utilização de um MCI a gás de eficiência elétrica de 35% associado a *chillers* de absorção.

Considerou-se o rendimento médio da termelétrica a gás natural de 40%.

Outros parâmetros adotados foram:

- PCI gás natural: 8.560 kcal/m³;
- Perdas Técnicas por efeito joule nos sistemas de transmissão e distribuição: 18%;
- Emissões de CO₂ proveniente da queima do gás natural: 1,99 kg/m³ de gás natural;
- Emissões de CO₂ proveniente da queima do gás natural: 0,499825 kgCO₂/kW_{hora};
- Geração de TR na cogeração com MCI a gás: 0,27 TR/kWe_{gerado}.

Considerando-se que toda a potência instalada da geração termelétrica a gás natural, destinada ao setor comercial, será substituída pela implementação da cogeração a gás natural nos estabelecimentos, obtém-se os seguintes resultados (Tabela 5).

Tabela 5 - Comparação das Emissões de CO₂ – Cogeração no Setor Comercial com MCI a gás

		Energia (kW)			Emissão CO ₂ (kg/hora)	Redução na Emissão de CO ₂ (%)
		Energia Elétrica	Produção Água Gelada	Consumo Total		
Geração	Termelétrica	10.881.353	-	13.172.966	6.584.178	22,6
	CAG	-	2.291.613			
Cogeração	MCI	2.561.258	-	2.561.258	5.096.904	
	ABS AQ COP 0,8	-	-			

Com base nos cálculos realizados, conclui-se que, com a utilização de gás natural aplicado à cogeração para fins de produção de energia elétrica e água gelada para refrigeração, reduz-se aproximadamente 23% das emissões de gás carbônico.

Levando-se em consideração a capacidade instalada das termelétricas a gás natural no Brasil, de aproximadamente 13 GW, e supondo que esta energia é inteiramente destinada ao setor comercial, aplicando-se este tipo de cogeração para produção de água gelada, tem-se uma redução de 1.487.274 kg CO₂/hora. Ou seja, em um ano, 13,06 milhões de toneladas deixarão de ser emitidas.

3.3.1.2 Cogeração no Setor Industrial – Produção de Energia Elétrica e Vapor de Processo

Para a aplicação da cogeração a gás natural no setor industrial e produção de energia elétrica e vapor de processo considerou-se a utilização de uma TG com eficiência elétrica de 30%.

Para os cálculos considerou-se o rendimento médio da termelétrica a carvão mineral de 35% e da termelétrica a óleo diesel de 34%.

Outros parâmetros adotados foram:

- PCI carvão mineral: 4.340 kcal/kg;
- PCI óleo diesel: 8.220 kcal/l;
- Perdas Técnicas por efeito joule nos sistemas de transmissão e distribuição: 18%;

- Emissões de CO₂ proveniente da queima do gás carvão mineral: 1,00484 kg CO₂/kW_{hora};
- Emissões de CO₂ proveniente da queima do óleo diesel: 0,85665 kg CO₂/kW_{hora};
- Geração de vapor na cogeração com TG: 2,5 kg vapor/kWe_{gerado};
- Geração de Vapor na Caldeira 4,0 kg vapor/kg_{carvão mineral};
- Geração de Vapor na Caldeira 12,0 kg vapor/l_{óleo diesel}.

Considerando-se que toda a potência instalada da geração termelétrica a carvão mineral e óleo diesel atende o setor industrial e será substituída pela cogeração a gás natural, obtém-se os seguintes resultados (Tabelas 6 e 7).

Tabela 6 - Comparação das Emissões de CO₂ – Cogeração no Setor Industrial com TG – Substituição Termelétricas Carvão Mineral

		Energia Elétrica (kW)	Produção Vapor (kg carvão/hora)	Emissão CO ₂ (kg/hora)		Redução na Emissão de CO ₂ (%)
Geração	Termelétrica	3.389.465	-	6.015.717	12.685.994	49,1
	Caldeira	-	3.068.205	6.670.277		
Cogeração	TG	3.242.588	-	6.452.750	6.452.750	
	Caldeira Rec.	-	-			

Tabela 7 - Comparação das Emissões de CO₂ – Cogeração no Setor Industrial com TG – Substituição Termelétricas Óleo Diesel

		Energia Elétrica (kW)	Produção Vapor (l óleo diesel/hora)	Emissão CO ₂ (kg/hora)		Redução na Emissão de CO ₂ (%)
Geração	Termelétrica	4.581.908	-	12.755.635	20.019.260	39,3
	Caldeira	-	2.543.731	7.263.625		
Cogeração	TG	4.258.120	-	12.159.061	12.159.061	
	Caldeira Rec.	-	-			

Com base nos cálculos realizados, conclui-se que, com a utilização de gás natural aplicado à cogeração para fins de produção de energia elétrica e vapor de processo, reduz-se aproximadamente 49% das emissões de gás carbônico, no caso da substituição das termelétricas a carvão, e 39% no caso das termelétricas a óleo diesel.

Levando-se em consideração a capacidade instalada das termelétricas a carvão mineral e óleo diesel no Brasil, de 3.389 MW e 4.582 MW, respectivamente, e supondo que a energia proveniente destas termelétricas é inteiramente destinada ao setor industrial, aplicando-se este tipo de cogeração, chega-se a uma redução total de 14.093.443 kg CO₂/hora, ou seja, 123,46 milhões de toneladas de CO₂ deixarão de ser emitidas anualmente.

Somando-se as reduções evitadas de CO₂ por meio da substituição das termelétricas a combustíveis fósseis pela cogeração a gás natural, tem-se o valor de 136,52 milhões de toneladas/ano.

Este valor pode ser comparado, por exemplo, à redução das emissões na Alemanha, um dos maiores emissores de GEE da União Europeia, entre os anos de 1990 e 2005, resultantes do início das discussões sobre mudanças climáticas e posterior estabelecimento do Protocolo de Quioto. Nesse período, a Alemanha reduziu as emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE) em 18%, passando de 980,4 em 1990 a 808,3 milhões de toneladas de CO₂/ano em 2004, resultando em uma redução de 172,1 milhões de toneladas de CO₂/ano. A redução das emissões foi ocasionada principalmente pela substituição do carvão pelo gás na geração de eletricidade.

Outros países da União Europeia que contribuíram significativamente com a redução das emissões de GEE na União Europeia foram a Finlândia e a Holanda.

Entre 2004 e 2005 a Finlândia reduziu as emissões em torno de 14,6% ou 11,9 milhões de toneladas de CO₂ eq. No caso da Holanda, a redução foi em torno de 2,9% ou 6,3 milhões de toneladas de CO₂ eq. Para esses dois países, essa redução foi consequência principalmente da redução substancial da utilização de combustíveis fósseis na produção de eletricidade e calor. É importante ressaltar que estes dois países apresentam altas taxas de cogeração direcionada à produção de calor (aquecimento de ambientes).

Os países destacados nos parágrafos anteriores apresentam eficazes políticas de promoção da cogeração, sendo essa em grande parte responsável pelas reduções significativas de emissões de GEE.

Ressalta-se que os números estudados referem-se à capacidade instalada total das termelétricas, ou seja, os valores calculados podem ser considerados uma referência de valor máximo de redução de emissão de CO₂.

Também é importante lembrar que os valores de emissão de gás carbônico aqui comparados levam em consideração a contribuição associada apenas à geração de energia propriamente dita. Para uma tomada de decisão quanto à utilização de diferentes combustíveis e se ter um valor mais exato é necessário se ter uma visão do ciclo de vida, envolvendo toda a cadeia relacionada ao combustível, desde sua obtenção, transporte, etc. até a sua destinação como resíduo, apesar da geração de energia ser a atividade onde mais se libera gás carbônico.

4. Perspectivas da Cogeração no Brasil

4.1 Entraves e Barreiras da Cogeração

De uma maneira geral, a principal barreira à inserção da cogeração no país está ligada à questão dos altos custos de investimento e operação.

Andreos (2013) ressalta que, por se tratar de uma planta complexa, exigindo a instalação de equipamentos muitas vezes importados, a cogeração resulta em investimento inicial alto, comparando-se a outras soluções convencionais mais simples e baratas e muitas vezes menos eficientes.

O alto custo de investimento inicial acarreta em certa resistência do empreendedor para se investir neste processo, mesmo que seja possível o retorno com a posterior economia nos custos operacionais. Essa resistência provém das questões culturais típicas dos brasileiros, que se atentam aos custos iniciais, sem dar a devida importância às economias significativas que este investimento pode trazer no futuro. Além disso, mesmo com a economia dos custos operacionais, este retorno se dá a médio e longo prazo, interessando a um mercado mais limitado que engloba empreendimentos com continuidade de negócio consolidada.

Em função do grau de complexidade da planta, os processos de manutenção, monitoramento e controle também são elevados. O monitoramento e automação exigem alta tecnologia.

Na cogeração a gás natural, a necessidade de equipamentos importados, em decorrência da indisponibilidade de equipamentos de fabricação nacional, eleva os custos de implantação, devido às altas taxas de importação e fretes internacionais incidentes sobre os produtos. Além disso, outras dificuldades estão relacionadas aos

longos prazos de entrega dos equipamentos, influenciando em uma tomada de decisão com antecedência em se tratando da escolha pela cogeração, para não atrapalhar o cronograma de implantação do empreendimento. Outro problema é a dificuldade de reposição das peças importadas.

Para empreendimentos no setor de serviços (hospitais, shopping centers, centros empresariais, etc.) em que necessitam de climatização e se opte em utilizar *chillers* de absorção, as dificuldades em realizar investimentos é ainda maior, pois no Brasil existem poucos fornecedores deste tipo de tecnologia (OKASAKI, 2014).

Os sistemas de cogeração têm como característica o investimento relativamente alto e os equipamentos possuem vida útil longa de aproximadamente 20 anos. Desta forma, variações como preço da energia e do combustível, crescimento/diminuição do mercado, regulamentação do mercado de energia, políticas ambientais, etc. podem dificultar o dimensionamento do projeto ou até mesmo inviabilizá-lo.

Em relação à cogeração a gás natural, existe grande dependência da tarifa de gás. De acordo com Andreos (2013), em torno de 50 a 65% do custo operacional de uma planta de cogeração está relacionada ao preço do gás natural. Desta forma a variação do preço do gás influencia em grandes proporções na viabilidade financeira do projeto. De acordo com Paro (2005) o alto preço do gás natural é em decorrência da formação de um “mix” de gás natural nacional e importado, principalmente nos estados cortados pelo Gasbol. Ressalta-se que entraves relacionados ao preço do gás natural tendem a ser minimizados, visto que, com o aumento da produção nacional, espera-se um declínio no preço deste combustível. Além disso, a maior participação das termelétricas tendem a elevar ainda mais o preço da eletricidade, favorecendo a escolha pelo gás natural.

Os projetos de cogeração utilizando-se bagaço da cana-de-açúcar produzem energia elétrica basicamente para ser utilizada nos próprios processos internos, e, desta forma, a influência das variações na tarifação de energia é bem menor, visto que o combustível principal é proveniente do próprio processo das usinas sucroalcooleiras. Entretanto, há de se considerar as usinas que realizam a venda de energia excedente, onde variações nos preços de leilões de energia ou no mercado livre são fatores que possuem ampla influência na viabilidade do sistema.

Na cogeração utilizando bagaço de cana, os altos custos de investimento estão relacionados à inserção de equipamentos mais eficientes. Atualmente, as caldeiras

utilizadas nas usinas sucroalcooleiras são de baixa eficiência, com a produção de vapor a baixa pressão e temperatura (22 bar e 300°C). Caldeiras de maior capacidade e eficiência estão associadas a investimentos maiores, apresentando baixa rentabilidade em curto prazo. Outras tecnologias como a gaseificação ou a queima em leito fluidizado tornariam um projeto de cogeração a biomassa mais eficiente, porém os custos ainda são muito elevados para serem implementados no país.

Outro entrave existente para a inserção de projetos de cogeração é a ausência de estrutura de interconexão à rede de distribuição de energia elétrica, e a falta de padrões e procedimentos para a geração distribuída. No caso de usinas de cogeração que pretendem produzir energia excedente para venda, a conexão na rede é fundamental para se viabilizar o projeto.

Esse problema também é observado nas usinas de geração de energia eólica, onde foram construídos diversos parques eólicos no Nordeste, sem a infraestrutura necessária para vender a energia. Dessa forma, existe a geração de energia impossibilitada de ser vendida e gerar renda para o empreendimento.

A falta de incentivos ainda é uma realidade no país e grande barreira para a implementação dos sistemas de cogeração. A venda de excedente da energia elétrica proveniente da cogeração de bagaço de cana-de-açúcar ainda possui poucos incentivos fiscais e o valor da compra de gás natural a ser destinado para cogeração qualificada, apesar de já ser diferenciado, ainda é elevado.

Pelo fato do Brasil ser um país com abundância de recursos para geração de energia, a cultura existente sempre esteve incentivada a prática de um alto consumo de energia elétrica, sem se preocupar com economias ou usos mais racionais. Em função desta característica histórica existe a falta de conhecimento técnico sobre os sistemas de cogeração, desde a área da engenharia até a operação e manutenção. A falta de informação sobre os detalhes e seus benefícios por parte dos tomadores de decisão a nível empresarial e governamental, assim como os próprios empreendedores também se constitui num entrave para disseminação da cogeração.

4.2 Benefícios de sua inserção na matriz energética brasileira

Frente à crescente demanda de energia elétrica do país e a dificuldade em se suprir este crescimento por meio de métodos convencionais e não poluentes, é de fundamental importância a implementação de soluções mais eficientes e econômicas nos processos de geração de energia.

Neste contexto, os sistemas de cogeração tem papel importante para uma utilização mais eficiente da energia disponível.

A cogeração distribuída apresenta inúmeros benefícios em relação à utilização mais eficiente de energia, dentre elas a redução das perdas de transmissão. Este aspecto é de extrema importância visto que no país as perdas relacionadas à transmissão e distribuição são consideráveis, em torno de 18%. Este valor é, em grande parte, decorrente das grandes distâncias entre a região com produção de energia hidrelétrica no Brasil (região Norte) e os grandes centros consumidores, localizados na região Sudeste. A cogeração de energia apresenta como vantagem a geração de energia excedente a ser utilizada no próprio local, dispensando a utilização de linhas de transmissão e reduzindo as perdas. Outros benefícios são a postergação de investimentos nas linhas de transmissão e distribuição de energia e da implementação de novas usinas térmicas para complementar a geração de eletricidade.

Com a implementação de sistemas de cogeração a gás natural e a biomassa de cana há uma maior diversificação da matriz energética, tornando-a mais limpa, reduzindo-se a participação das usinas termelétricas utilizadas para suprir a crescente demanda de energia.

A cogeração a gás natural, apesar de utilizar combustível de origem fóssil, reduz significativamente as emissões de gás carbônico para a atmosfera em comparação às termelétricas convencionais. Visto que o país possui grandes reservas potenciais para utilização deste combustível, a cogeração a gás natural se apresenta como uma transição até que a tecnologia permita uma plena utilização de energias mais limpas e renováveis. Segundo VIEIRA (2005), o gás natural surge como melhor alternativa para realizar, de forma ordenada e segura, a transição da sociedade industrial atual para uma nova sociedade tecnológica e ecológica.

Para empreendimentos do setor comercial, Andreos (2013) ressalta que os sistemas de cogeração aumentam a confiabilidade do sistema e reduzem os horários de pico.

Em alguns empreendimentos, o ar condicionado equivale a 50% do consumo energético, sendo o responsável por grande parcela da energia utilizada no horário de ponta. A aplicação da cogeração neste setor reduz a dependência da rede elétrica, visto que a energia para a refrigeração é gerada na cogeração, eliminando os picos de consumo e a sobrecarga no sistema. Além disso, melhora-se a qualidade e estabilidade de energia, já que a energia excedente é controlada pelo próprio produtor, estando menos sujeitos a riscos de apagões ocasionados nas redes de energia, que muitas vezes ocasionam transtornos e prejuízos para os empreendimentos.

5. Conclusões

Com o presente trabalho foi possível avaliar a importância dos sistemas de cogeração no país diante da avaliação do panorama energético atual brasileiro.

A alta dependência em hidreletricidade ainda existente na matriz energética brasileira e as restrições no aumento de capacidade para este tipo de geração apontam para a maior utilização das usinas termelétricas, de maneira a complementar a demanda energética. Desta forma, medidas relacionadas ao aumento da eficiência na geração são cada vez mais necessárias para que a energia ofertada seja suficiente e confiável na sua utilização.

Foram descritas as principais tecnologias utilizadas atualmente para este tipo de geração, bem como os combustíveis com maiores perspectivas a serem utilizados nos processos de cogeração no Brasil, o bagaço da cana de açúcar e o gás natural. Verificou-se que o gás natural apresenta participação ainda discreta na geração de eletricidade, prevalecendo a biomassa da cana de açúcar em sistemas de cogeração, tendo este último combustível a vantagem de ser o resíduo obtido do próprio processo industrial, o que reduz de maneira significativa seus custos com obtenção e transporte.

Apesar dos entraves existentes, existe uma perspectiva de crescimento na utilização do gás natural, em decorrência do horizonte de expansão das reservas comprovadas no país. Esse fato levará a redução dos preços do gás natural, que, associado à elevação do preço da eletricidade em decorrência da maior participação das termelétricas de maneira a suprir o crescimento da demanda, tende a favorecer ainda mais a escolha pela utilização de gás natural e cogeração.

Dentre os diversos benefícios ocasionados pelos sistemas de cogeração, enfatizou-se a redução das emissões de gás carbônico. A cogeração de energia com bagaço de cana tem a característica de utilizar um combustível renovável, ou seja, o balanço de emissões de CO₂ é zero considerando que a liberação deste poluente com a queima do bagaço é novamente absorvida durante o desenvolvimento das novas safras. Em relação ao gás natural, apesar de ser um combustível fóssil, apresenta emissões reduzidas em relação aos demais combustíveis de origem fóssil, o que contribui para uma redução mais significativa das emissões com a implementação de sistemas de cogeração movidos a esse combustível.

Realizou-se portanto uma estimativa da redução das emissões de gás carbônico considerando-se a adoção da cogeração a gás natural em substituição às termelétricas convencionais utilizadas no país. Visto que a maior representatividade da geração termelétrica a combustíveis fósseis no Brasil provém dos combustíveis gás natural, carvão mineral e óleo diesel, utilizou-se como base a potência instalada da geração termelétrica de cada um destes combustíveis de maneira a se obter um valor significativo de redução.

A Tabela 8 a seguir apresenta os valores comparativos de emissão com as termelétricas convencionais e após a implementação da cogeração a gás natural.

Tabela 8 - Comparação das Emissões de CO₂ com a Cogeração em Substituição às Termelétricas Convencionais

	Termelétrica GN		Termelétrica Carvão Mineral		Termelétrica Óleo Diesel	
	Geração GN	Cogeração GN	Geração Carvão	Cogeração GN	Geração Óleo Diesel	Cogeração GN
Emissão CO₂ (kg/hora)	6.584.178	5.096.904	12.685.994	6.452.750	20.019.260	12.159.061
Redução (%)	22,6		49,1		39,3	

De acordo com a Tabela 8, há uma redução de 22,6% na substituição das termelétricas movidas a gás natural, ou seja, 13,06 milhões de toneladas de CO₂/ano deixarão de ser emitidas. Já em relação à substituição das termelétricas movidas a carvão mineral e óleo diesel, os valores de redução das emissões chegam a 49,1% (54,60 milhões de toneladas de CO₂/ano) e 39,3% (68,86 milhões de toneladas de CO₂/ano), respectivamente. Ao todo, as reduções evitadas de CO₂ por meio da substituição das termelétricas a combustíveis fósseis pela cogeração a gás natural chegam a 136,52 milhões de toneladas/ano.

Países como a Alemanha, Holanda e Finlândia vem reduzindo significativamente a taxa de emissões de GEE com a implantação de diversas medidas, em decorrência do acordo estabelecido pelo Protocolo de Quioto, que definiu metas de redução para os países desenvolvidos. A Alemanha, considerado um dos maiores emissores de GEE da União Europeia, apresentou redução em torno de 18% no período entre 1990 a 2004, o que equivale a 172,1 milhões de toneladas de CO₂/ano que deixaram de ser emitidas. Entre 2004 e 2005 a Finlândia reduziu as emissões em torno de

11,9 milhões de toneladas de CO_{2 eq}. No caso da Holanda, a redução foi em torno de 6,3 milhões de toneladas de CO_{2 eq}, para esse mesmo período.

Estes países apresentam políticas eficientes de incentivo à cogeração e substituição do carvão na matriz energética pelo gás natural, tendo estes um papel representativo na redução de GEE nestes países.

Levando-se em consideração os valores de redução destes países, percebe-se que os valores estimados no presente trabalho são significativos. Ressalta-se que estes representam um valor máximo de referência para a redução das emissões, visto que estão relacionados à substituição de toda a capacidade instalada das termelétricas a combustíveis fósseis no país.

Estudos como os realizados no presente trabalho tenderão a se tornar cada vez mais relevantes, visto que o inevitável aumento na participação das termelétricas na matriz energética irá acarretar no crescimento das contribuições de GEE provenientes da geração de energia.

Dessa forma, à medida que essas contribuições se elevam, a busca por soluções que contenham o aumento das emissões, aliado a alternativas que elevem a confiabilidade dos sistemas e a qualidade da energia, tendem a ganhar cada vez mais destaque.

Referências Bibliográficas

AES ELETROPAULO. **Apresentação: PIB versus consumo de energia elétrica.** São Paulo: AES, 2007.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Banco de Informações de Geração. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 03 nov. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil.** 3ª ed. Brasília: 2008. 236 p. 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução nº 235 de 14/11/06. Brasília: ANEEL, 2006. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: ago. 2015.

ANDRADE & CANELLAS CONSULTORIA E ENERGENHARIA. **Geração de eletricidade a partir de biomassa e biogás.** São Paulo, 2007, 58 p. Documento preparado para Comissão Especial de Bioenergia do Governo do Estado de São Paulo. Relatório no. A&C-R-0030/07. São Paulo, 2007.

ANDREOS, R. **Estudo de viabilidade técnico-econômica de pequenas centrais de cogeração a gás natural no setor terciário do Estado de São Paulo.** 2013. 151 p. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO. Curso de Climatização e Cogeração a Gás Natural, 2011. Módulo III.

BAJAY, S. V. Reportagem: **Crise Energética Amplia Vantagens Competitivas da Cogeração e Abre Caminhos para a Biomassa.** Revista O Papel. 2015.

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, mar. 2015, p. 238-246.

CARBONTRUST. Disponível em <<http://www.carbontrust.com>> .Acessado em 17 de novembro de 2012.

ÇENGEL, Y. A., B, M. A. **Termodinâmica**. 5ª. ed. Mc Graw Hills. ISBN 85-86804-66-5. 2006.

CHIERICATO, T. **Sistemas de Cogeração**. 2010. 61 p. Trabalho de Conclusão de Curso de Gestão do Setor Sucroalcooleiro – Universidade Federal de São Carlos, Ribeirão Preto, 2014.

CLEMENTINO, L. D. **A conservação de energia por meio da cogeração de energia elétrica**. São Paulo, 2001.

COGEN. Cogeração: Conceito e Tecnologias. Disponível em: <<http://www.cogen.com.br>>. Acesso em 15 out. 2015.

COGEN. DATACOGEN. Disponível em: <<http://www.datacogen.com.br>>. Acesso em 15 out. 2015.

COMPAGAS. Sobre o gás natural. Disponível em <<http://www.compagas.com.br>>. Acesso em 15 out. 2015.

EBAH. Disponível em < <http://www.ebah.com.br>>. Acessado em 20 de novembro de 2015.

ELETROBRÁS. **Eficiência energética no uso de vapor**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2005. 196 p. 2005.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Projeções de Demanda de Energia Elétrica para o Plano Decenal de Energia 2008-2017**. Rio de Janeiro. Abril de 2008. 11p. 2008.

FERRÃO, P. D. M.; WEBER, F. A. **Cogeração: Uma Abordagem Socioeconômica**. 2001. p. 8 – 14. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2001.

GAS ENERGY. **Seminário técnico sobre oferta de gás**. Rio de Janeiro: GAS ENERGY, 2011.

GOLDEMBERG, J.; COELHO, S.T. & GUARDABASSI, P. M. **The sustainability of ethanol production from sugarcane**. Energy Policy, v. 36, p. 2086-2097. ELSEVIER, 2008.

GUARDABASSI, P. M. **Sustentabilidade da biomassa como fonte de energia perspectivas para países em desenvolvimento**. São Paulo, 2006. 126 p. Dissertação (Mestrado) – Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2006.

INFOGRÁFICO: entenda a camada pré-sal e seu potencial. Notícias economia UOL, 2013. Disponível em <<http://economia.uol.com.br>>. Acesso em: 29 jan. 2013.

Instituto de Energia e Meio Ambiente. **Evolução das emissões de gases de efeito estufa no Brasil (1970-2013): setor de energia e processos industriais**. 64 p. São Paulo: Observatório do Clima, 2015.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. **Impactos ambientales de La producción eléctrica: análisis de ciclo de vida de ocho tecnologías de generación eléctrica**. Madrid, 1999.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Evaluating the benefits of greater global investment**. França: IEA, 2008.

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

LEME, R. M. Estimativa **das emissões de poluentes atmosféricos e uso de água na produção de eletricidade com biomassa de cana-de-açúcar**. Dissertação (Mestrado). Departamento de Energia – Faculdade de Engenharia Mecânica – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005.

MARÇAL, A.G.G. et al. **Cogeração: uma abordagem introdutória**. 2010. 33p. Dissertação (Graduação) – Universidade de São Paulo Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz”, 2010.

MARTENS, A. **The Energetic Feasibility of CHP Compared to the Separate Production of Heat and Power**, Applied Thermal Engineering, 18 (1998).

MARTENS, A. **The energetic feasibility of CHP compared to the separate production of heat and power**, Applied Thermal Engineering, v. 18, n. 11, p. 935-946, nov. 1998.

MENEGHELLO, Luiz Augusto (2006). **O setor sucroalcooleiro e a utilização da biomassa da cana-de-açúcar como fonte alternativa de energia**. Araraquara, 2006. 116 p. Dissertação (mestrado), Centro Universitário de Araraquara (UNIARA), Araraquara, 2006.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2014**. Brasília: 2014. 288 p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia 2030**. Rio de Janeiro: 2007. 412 p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2023**. Brasília: 2014. 434 p.

MONTEIRO, J.V.F; SILVA, J.R.N.M. **Gás natural aplicado à indústria e ao grande comércio**. São Paulo: Editora Blucher, Comgas 2010.

MSPC. Disponível em < <http://www.mspc.eng.br> >. Acessado em 20 de novembro de 2015.

OKAZAKI, I. **Vantagens e Aplicações da Cogeração a Gás Natural Versus Biomassa Bagaço de Cana**. 2014. 88 p. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Estrutura da Capacidade Instalada no SIN. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 20 out. 2015.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Plano Anual da Operação Energética** – PEN 2009. Sumário Executivo. 2008.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Plano da Operação Energética 2012/2016**. Brasília: PEN, 2012. Relatório Executivo. V. 1. Disponível em: <[HTTP://www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)>. Acesso em: 01 out. 2015.

PANTANAL ENERGIA. Disponível em: < <http://www.pantanalenergia.com.br> >. Acessado em 20 de novembro de 2015.

PARO, A. C. **Estudo da contribuição do gás natural no setor elétrico – uma análise de cenários de sua expansão nos setores de geração termelétrica,**

cogeração e residencial. 2005. 101 p. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

ROCHA, M. S.; PRETER, F. C.; ANDREOS, R.; SIMÕES-MOREIRA, J.R. **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.

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

Thermal Energy Equipment – **Cogeneration. Energy Efficiency Guide for industry in Asia.** Disponível em <www.energyefficiencyasia.org>. © UNEP. Pag. 1-19. Acesso em: 20 out. 2014.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. **Catalog of CHP Technologies.** EPA, 2014.

UNIÃO DAS INDÚSTRIAS DA CANA DE AÇÚCAR – UNICA. Disponível em: <http://ri.biosev.com/biosev/web/conteudo_pt.asp?idioma=0&conta=28&tipo=30884>. Última atualização em 18 set. 2013. Acesso em set. 2015.

UNICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2008-2017 – Contribuições do Setor Sucroenergético em relação à Oferta de Bioeletricidade.** São Paulo, 2009.

VIEIRA, P. L.; et al. **Gás natural: benefícios ambientais no estado da Bahia.** 1 ed. Salvador, BA: Solisluna Design Editora, 2005. 132 p.