

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

PAULO HENRIQUE LINO DA SILVA

Estudo de Viabilidade Econômica de Sistemas de Cogeração para
Consumidores do Mercado Livre e Gás Natural

São Paulo
2020

PAULO HENRIQUE LINO DA SILVA

Estudo de Viabilidade Econômica de Sistemas de Cogeração para
Consumidores do Mercado Livre e Gás Natural

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

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

São Paulo
2020

Ficha Catalográfica

Lino da Silva, Paulo Henrique

Estudo de Viabilidade Econômica de Sistemas de Cogeração para Consumidores do Mercado Livre e Gás Natural / P. H. Lino da Silva -- São Paulo, 2020.

46 fls.: il.

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

1. Cogeração 2. Gás natural 3. Eficiência Energética 4. Mercado de Energia

RESUMO

O que tem se apresentado nos últimos anos no cenário econômico do Brasil é que sistemas de cogeração e geração distribuída tem ganhando espaço importante dentro do setor de energia. Esse crescimento é demandado pelo setor industrial e comercial que necessitam de garantia e estabilidade de fornecimento de energia elétrica para a expansão de suas atividades. Devido a isso com um sistema próprio de cogeração e/ou geração é possível suprir esse risco externo inerente a infraestrutura da rede elétrica além de gerar benefício financeiro e atender outras demandas de utilidades do próprio setor.

A cogeração que é a geração de energia elétrica e pelo menos mais um tipo de energia útil a partir de um único combustível é um dos tipos de soluções usadas tanto para geração distribuída e na redução do custo da energia, já que a energia elétrica gerada tem um custo inferior ao que as concessionárias de energia elétrica praticam no mercado.

A monografia em questão estuda a viabilidade econômica de uma central de cogeração a gás natural em um prédio comercial de São Paulo a partir de duas estratégias diferentes: a primeira considerando que não haverá geração excedente de energia elétrica, ou seja, tudo que for gerado será consumido no empreendimento e a segunda considerando que a energia elétrica complementar será adquirida da rede utilizando o mercado livre de energia ou o mercado cativo.

Esse estudo de cogeração foi feito com dados reais de demanda elétrica e térmica e valores atuais na tarifação do gás natural e mercado livre de energia.

O sistema do empreendimento se mostrou de duas maneiras: viável se a energia complementar consumida for adquirida do mercado cativo e inviável caso a energia complementar seja adquirida do mercado livre de energia, isso acontece devido ao alto preço praticado atualmente pelo gás natural e o baixo preço da energia praticado no mercado livre que não torna o projeto atrativo desse ponto de vista. Porém nos dois casos o empreendimento terá qualidade de energia elétrica e garantirá o frio necessário para o sistema de ar condicionado.

Palavras Chave: Cogeração, Gás natural, Eficiência Energética, Mercado de Energia

ABSTRACT

What has appeared in recent years in Brazil's economic scenario is that cogeneration and distributed generation systems have been gaining important space within the energy sector. This growth is demanded by the industrial and commercial sector, which need a guarantee and stability in the supply of electricity for the expansion of their activities. Because of this, with its own cogeneration and / or generation system, it is possible to supply this external risk inherent to the infrastructure of the electricity grid, in addition to generating financial benefits and other utility demands of the sector itself. Cogeneration, which is the generation of electrical energy and at least one more type of useful energy from a single fuel, is one of the types of solutions used both for distributed generation and in reducing the cost of energy, since the electricity generated has a lower cost than electricity utilities in the market.

The monograph in question studies the economic viability of a natural gas cogeneration plant in a commercial building in São Paulo based on two different strategies: the first considering that there will be no excess electricity generation, that is, everything that will be generated will be consumed in the project and the second considering that the complementary electricity will be purchased from the grid using the free energy market or the captive energy market.

This cogeneration study was done with real data on electrical and thermal demand and current values in the pricing of natural gas and the free energy market.

The project's system was shown in two ways: viable if the complementary energy consumed is acquired from the captive energy market and unviable if the complementary energy is acquired from the free energy market, this is due to the high price currently practiced by natural gas and the low price energy practiced in the free market that does not make the project attractive from this point of view. However, in both cases, the project will have electricity quality and will guarantee the necessary cold for the air conditioning system.

Keywords: Cogeneration, Natural gas, Energy Efficiency, Energy Market

Figura 2.1 – Planta de cogeração	13
Figura 2.2 – Taxa de aproveitamento de energia: sistema convencional x sistema de cogeração	15
Figura 2.3 – Cogeração ciclo <i>topping</i>	15
Figura 2.4 – Cogeração ciclo <i>bottoming</i>	16
Figura 2.5 – Motor de combustão interna (MCI)	17
Figura 2.6 – Motor de combustão interna ciclo diesel	18
Figura 2.7 – Motor de combustão interna ciclo Otto.....	18
Figura 2.8 – Resfriador de líquido elétrico.....	19
Figura 2.9 – Resfriador de líquido por absorção - Tipo água quente	20
Figura 2.10 – Etapas do processo de funcionamento de um <i>Chiller</i> por absorção ...	21
Figura 2.11 – MCI em cogeração <i>topping cycle</i> - Energia elétrica e água gelada.....	22
Figura 2.12 – Unidades de cogeração em operação.....	24
Figura 2.13 – Potência instalada em operação	24
Figura 2.14 – Empreendimentos por tipo de combustível	25
Figura 3.1 – Faixas típicas de desempenho de sistemas de cogeração	26
Figura 4.1 – Condições para que consumidores livres e especiais possam contratar energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre.....	32
Figura 4.2 – Sistema Interligado Nacional.....	34
Figura 5.1 – Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL)	35
Figura 6.1 – Área potencial para construção de usina de cogeração.....	38
Figura 6.2 – Demanda elétrica de energia nos dias de semana	42
Figura 6.3 – Demanda de frio nos dias de semana.....	42
Figura 6.4 – Demanda elétrica total nos dias de semana.	43
Figura 6.5 – Demanda elétrica de energia nos finais de semana.....	43
Figura 6.6 – Demanda de frio nos finais de semana	44
Figura 6.7 – Demanda elétrica total nos finais de semana.....	44
Figura 6.8 – Configuração da cogeração.	48

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Custos de aquisição, instalação e manutenção de MCI a GN.....	23
Tabela 2.2 – Custos de aquisição, instalação e manutenção <i>chiller</i>	23
Tabela 3.1 – Fatores X e Fc de acordo com a capacidade instalada e o tipo de combustível utilizado na central de cogeração.....	27
Tabela 4.1 – Tarifas de energia elétrica (TUSD e TE) para os Subgrupos A2 e postos tarifários Ponta e Fora de Ponta da concessionária Enel SP.....	29
Tabela 6.1 – Perfil de consumo resumido	39
Tabela 6.2 – Demanda média por hora nos dias de semana	40
Tabela 6.3 – Demanda média por hora nos finais de semana	41
Tabela 6.4 – Demanda média de energia	45
Tabela 6.5 – Consumo médio de energia	45
Tabela 6.6 – Consumo elétrico total mensal.	45
Tabela 6.7 – Parâmetros datasheet motogerador	47
Tabela 6.8 – Dados de energia recuperado e capacidade de cogeração	47
Tabela 6.9 – Balanço energético da cogeração	49
Tabela 6.10 – Cálculo de cogeração qualificada.....	50
Tabela 6.11 – Cálculo do FUE	50
Tabela 6.12 – Modalidade tarifária A4 (Azul e Verde).....	51
Tabela 6.13 – Cálculo valor do MWh por modalidade tarifária A4 (Azul e Verde) no Mercado Convencional.....	52
Tabela 6.14 – Custos envolvidos Mercado Livre	52
Tabela 6.15 – Estimativa do MWh no Mercado Livre futuro	52
Tabela 6.16 – Cálculo valor do MWh por modalidade tarifária A4 (Azul e Verde) no Mercado Livre.....	53
Tabela 6.17 – Tarifa gás natural segmento cogeração	54
Tabela 6.18 – Comparativo da Solução Convencional com a Solução de Cogeração Operação Ponta no Mercado Livre.....	55
Tabela 6.19 – Comparativo da Solução Convencional com a Solução de Cogeração Operação 12 horas no Mercado Livre	56
Tabela 6.20 – Comparativo da Solução Convencional com a Solução de Cogeração Operação Ponta no Mercado Cativo	57
Tabela 6.21 – Comparativo da Solução Convencional com a Solução de Cogeração Operação 12 horas no Mercado Cativo	58
Tabela 6.22 – Redução GN pelo Novo Mercado Gás	59
Tabela 6.23 – Comparativo da Solução Convencional com a Solução de Cogeração Operação Ponta no Mercado Livre com Tarifa GN reduzida.....	60
Tabela 6.24 – Comparativo da Solução Convencional com a Solução de Cogeração Operação 12 horas no Mercado Livre com Tarifa GN reduzida	61
Tabela 6.25 – Comparativo da Solução Convencional com a Solução de Cogeração Operação Ponta no Mercado Cativo com Tarifa GN reduzida	62
Tabela 6.26 – Comparativo da Solução Convencional com a Solução de Cogeração Operação 12 horas no Mercado Cativo com Tarifa GN reduzida.....	63

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABS	Resfriador de Líquido por Absorção
ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ABL	Área Bruta Locável
AG	Água Gelada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARSESP	Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
BEN	Balanço Energético Nacional
CAG	Central de Água Gelada
CNI	Confederação Nacional da Indústria
COGEN	Associação da Indústria de Cogeração de Energia
COP	<i>Coefficient of Performance</i>
Ee	Energia da utilidade Eletromecânica
EE	Energia Elétrica
Ef	Energia da Fonte
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Et	Energia da utilidade calor
Fc %	Fator de cogeração
FUE	Fator de Utilização de Energia
GASBOL	Gasoduto Bolívia-Brasil
GN	Gás Natural
PL	Projeto de Lei
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada

GNC	Gás Natural Comprimido
GNL	Gás Natural Liquefeito
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEE	Indústria de Energia Elétrica
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MCI	Motor de Combustão Interna
MM	Milhão
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCI	Poder Calorífico Inferior
PIB	Produto Interno Bruto
r	Taxa de Desconto
REN	Resolução Normativa
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIR	Taxa Interna de Retorno
VPL	Valor Presente Líquido
UHE	Usinas Hidrelétricas
UTE	Usinas Termelétricas
X	Fator de ponderação

LISTA DE SÍMBOLOS

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

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	12
2	ESTADO DA ARTE.....	13
2.1	Cogeração	13
2.1.1	Conceito	13
2.1.2	Dimensionamento da cogeração	15
2.1.2.3	Motores de Combustão Interna (MCI)	17
2.1.2.3	Resfriadores de líquido.....	19
2.1.3	Energia elétrica e água gelada sistemas comerciais (EE + AG)	22
2.2	Custos de aquisição, instalação e manutenção dos principais equipamentos.....	23
3	COGERAÇÃO QUALIFICAÇÃO.....	26
3.1.1	Requisitos para qualificação.....	26
4	MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO	28
5	GÁS NATURAL NO BRASIL	35
5.1.1	Cenário do Gás Natural e Nova Lei do Gás	36
6	ESTUDO DE CASO.....	38
6.1	Identificação de potencial de cogeração em prédio comercial de São Paulo	38
6.2	Premissas para perfil de demanda elétrica e frio	39
6.3	Proposta de cogeração.....	46
6.4	Cálculo do balanço energético.....	49
6.5	Cálculo do requisito de qualificação e fator de utilização de energia.....	50
6.5.1	Cálculo da energia consumida da concessionária.....	51
6.5.2	Cálculo da tarifa de gás natural.....	54
6.6	Análise financeira	55
6.7	Análise financeira com o Novo Mercado de Gás	59
7	CONCLUSÃO	64
	REFERÊNCIAS.....	66

1 INTRODUÇÃO

O objetivo desta monografia é avaliar a aplicação de uma cogeração no atual cenário energético e econômico do país, considerando o impacto atual no desenvolvimento de novos projetos de energia limpa e eficiência energética.

Será apresentando um estudo de caso para implementação de uma usina de cogeração a gás natural em um empreendimento comercial na cidade de São Paulo, utilizando-se de dois cenários para análise da viabilidade do projeto, o primeiro onde a geração de energia acompanha a demanda elétrica do empreendimento e o segundo considera a compra da energia complementar através do mercado livre de energia ou do mercado cativo.

A crescente demanda por energia elétrica e as exigências para redução ao impacto ambiental causados em sua grande parte por gases de efeito estufa, fomentam a busca por energia mais limpa e mais eficiente, e com a geração de energia elétrica descentralizada conceito da geração distribuída, a cogeração ganha um espaço importante dessa busca.

Além desse cenário de crescente demanda por energia elétrica, o marco regulatório do gás através da PL 6407/2013, que está em discussão na câmara dos deputados, tem como grande mudança a consolidação da abertura de mercado, além de impedir novos monopólios, garantir segurança jurídica de longo prazo para novos investimentos, irá acelerar os investimento em cogeração.

2 ESTADO DA ARTE

2.1 Cogeração

2.1.1 Conceito

Sistemas de cogeração são ciclos termodinâmicos projetados e operados de modo a suprir às demandas elétrica e térmica simultaneamente a partir de um único tipo de combustível, obtendo, assim, um maior proveito da energia inserida no sistema termodinâmico (SERRANO, 1998). Sendo assim, busca-se suprir a demanda térmica e elétrica ou mecânica simultaneamente com a redução da quantidade do consumo de combustível, pois por meios convencionais seriam gastos mais combustível para gerar a mesma quantidade de energia. Desta maneira, nos sistemas de cogeração, a taxa de eficiência pode chegar em até 85%, dependendo do arranjo técnico criteriosamente do ciclo adotado para a recuperação de calor, caracterizando a cogeração como sistemas com o custo de geração baixo. Outro nome utilizado para cogeração é *Combined Heat and Power* (CHP).

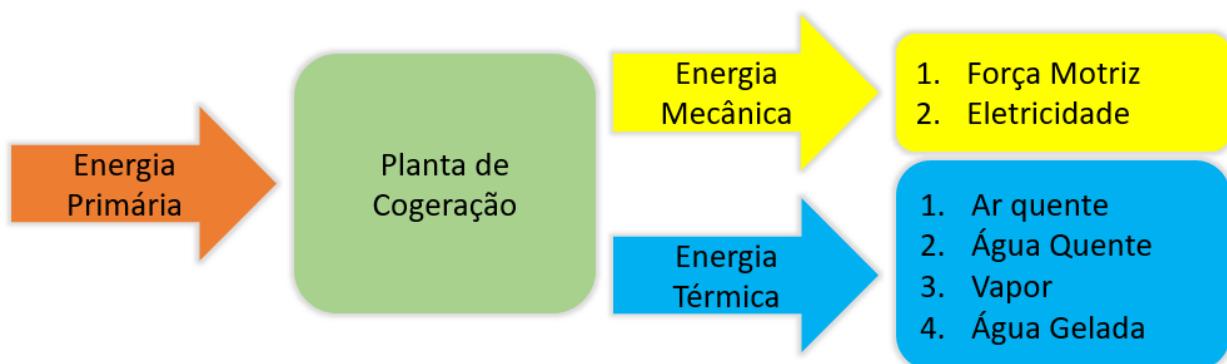


Figura 2.1 – Planta de cogeração.
Fonte: Elaborado pelo autor com informações de Andreos, 2017.

O objetivo da cogeração é extrair o máximo de energia útil por unidade consumida de combustível para que o sistema seja o mais eficiente possível. Desta forma com o melhor aproveitamento energético reduz o custo da energia e preserva os recursos naturais.

A cogeração pode ser aplicada em qualquer empreendimento no qual exista a demanda de energia elétrica e térmica simultaneamente. O resultado final da operação da planta dependerá de um projeto criterioso, levando em consideração o balanço térmico e elétrico ideal, a disponibilidade e as condições econômicas alternativas dos insumos energéticos. Sua aplicação é indicada, em especial, para empreendimentos que buscam competitividade operacional, autossuficiência energética, segurança e qualidade de energia elétrica, além de sustentabilidade. (ANDREOS, R., 2017).

Uma das formas de medir a taxa de aproveitamento de energia nos sistemas é através do Fator de utilização da Energia (FUE). Para o aproveitamento ideal o FUE deveria ser igual a 1, porém em geral sistemas de cogeração podem alcançar um FUE = 0,85, representando 85% de aproveitamento. Enquanto conforme mostrado na **Figura 2.2** sistemas convencionais apresentam em geral um FUE = 0,3 que representa 33% de aproveitamento.

A equação que define o FUE é apresentada abaixo:

$$FUE = \frac{\dot{W} + Qu}{\dot{m} \cdot PCI}$$

em que:

FUE: Fator de Utilização de Energia

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

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

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

\dot{m} : vazão mássica de combustível (kg/s)

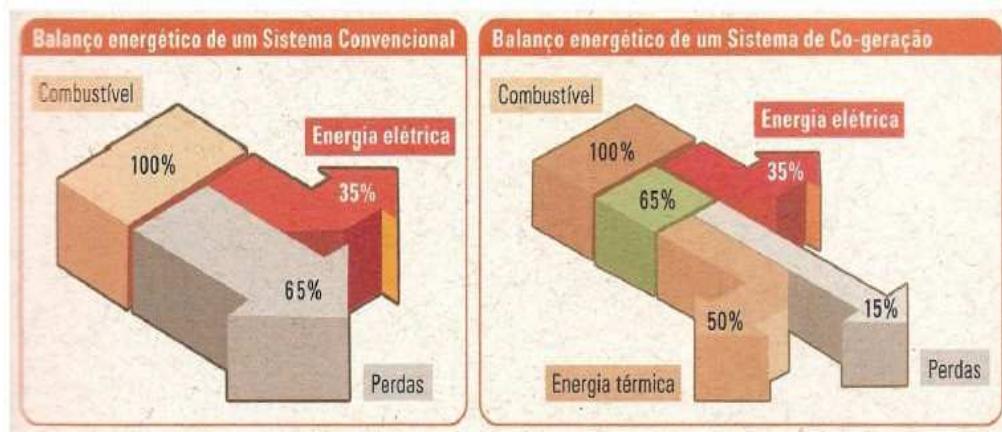


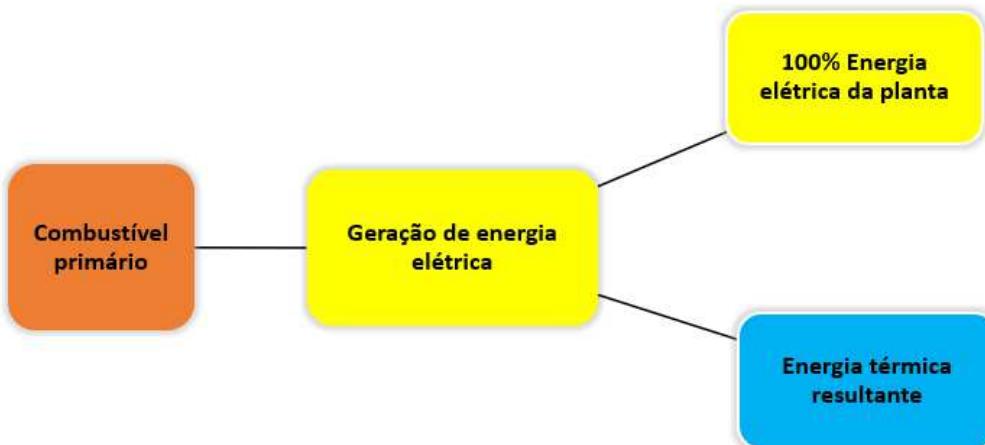
Figura 2.2 – Taxa de aproveitamento de energia: sistema convencional x sistema de cogeração.
Fonte: ANDREOS, R., 2017.

2.1.2 Dimensionamento da cogeração

Segundo (ANDREOS, R., 2017), no dimensionamento de uma planta de cogeração deve-se buscar o melhor balanço na produção energética, de forma a atender à demanda térmica e elétrica com o maior rendimento possível. Dessa forma, podemos utilizar dois tipos de dimensionamento básico:

Dimensionamento *topping cycle*: é aquela que a geração de base ou geração principal é a energia elétrica. Portanto, o combustível primário gera primeiramente a energia elétrica, sendo o calor residual recuperado e utilizado na produção de energia térmica resultante, esse ciclo é muito utilizado no setor terciário, comércio e serviço, nos quais a energia elétrica tem maior relevância e maior intensidade **Figura 2.3**.

Figura 2.3 – Cogeração ciclo *topping*.



Fonte: Elaborado pelo autor com informações de Andreos, 2017.

Dimensionamento *bottoming cycle*: é aquela que a geração de base ou geração principal é a energia térmica. Logo, o combustível primário gera primeiramente a energia térmica, e o calor residual recuperado é utilizado na produção de energia elétrica resultante. Esse ciclo se viabiliza, em particular, em processos cujo combustível possui baixo custo. Encontramos esse exemplo em usinas de cana de açúcar e da indústria de papel e celulose. Também pode ser aplicado em processos com grande fluxo de calor e altas temperaturas, como fornos de craqueamento petroquímica, fornos de vidros e fornos rotativos **Figura 2.4**.

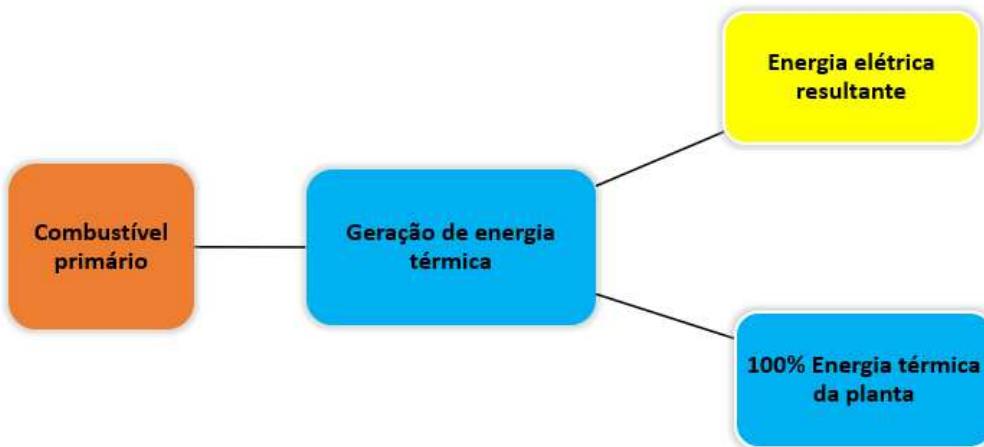


Figura 2.4 – Cogeração ciclo *bottoming*.
 Fonte: Elaborado pelo autor com informações de Andreos, 2017.

2.1.2.3 Motores de Combustão Interna (MCI)

Segundo (Valentino, D V., 2018), motores de combustão interna são aqueles em que o combustível é queimado dentro da câmara de combustão, fazendo com que os gases gerados movimentem os cilindros acoplados a um gerador, transmitindo potência para a geração de energia elétrica **Figura 2.5**. O MCI pode ser alimentado por vários tipos de combustível, sendo os mais comuns o óleo diesel, o biodiesel ou o óleo pesado, operando no ciclo diesel, conforme a **Figura 2.6**, na qual a ignição é efetuada por meio da compressão da mistura ar-combustível.

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

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

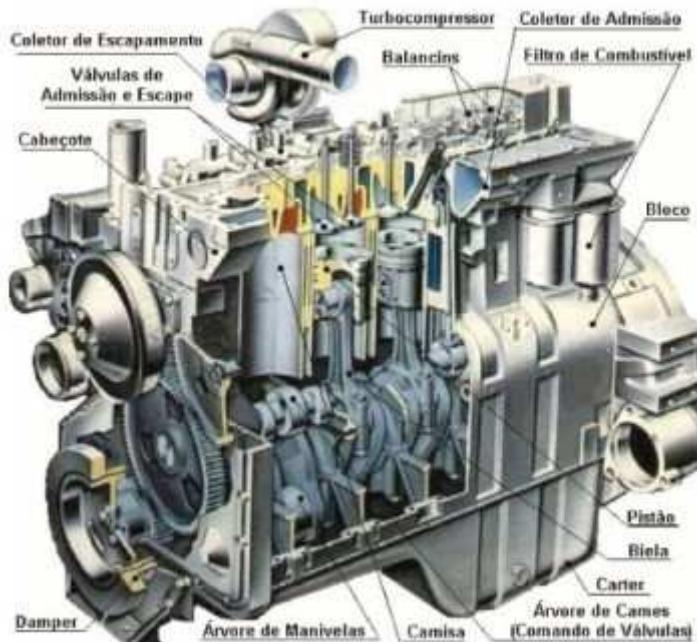


Figura 2.5 – Motor de Combustão Interna (MCI).
Fonte: Valentino, 2018.

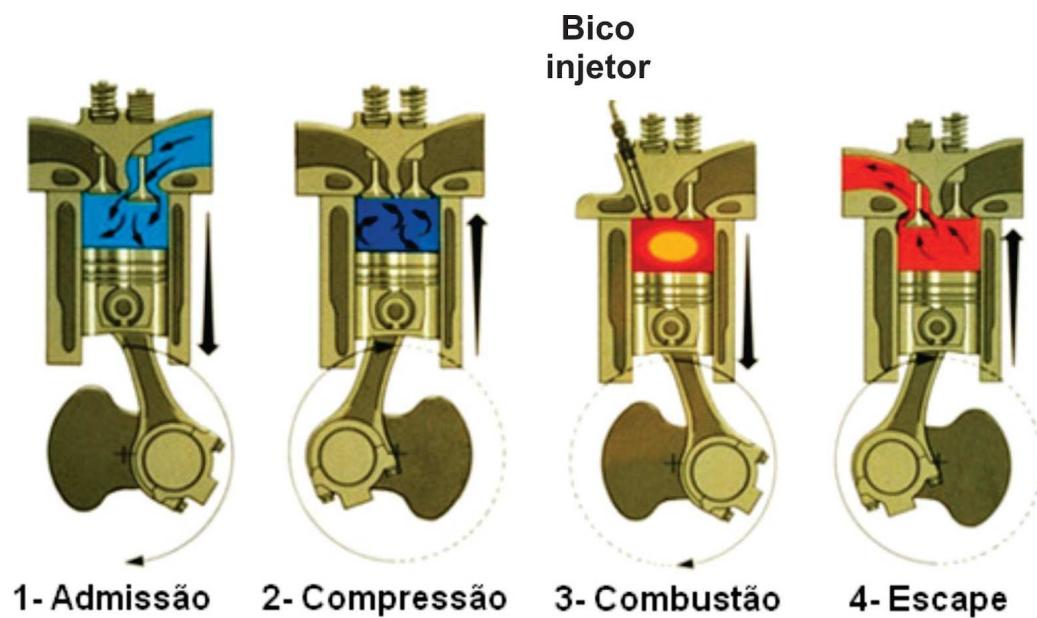


Figura 2.6 – Motor de combustão interna ciclo diesel

Fonte: linkedin.com/pulse/funcionamento-básico-do-motor-diesel-4-tempo-marcos-coutinho

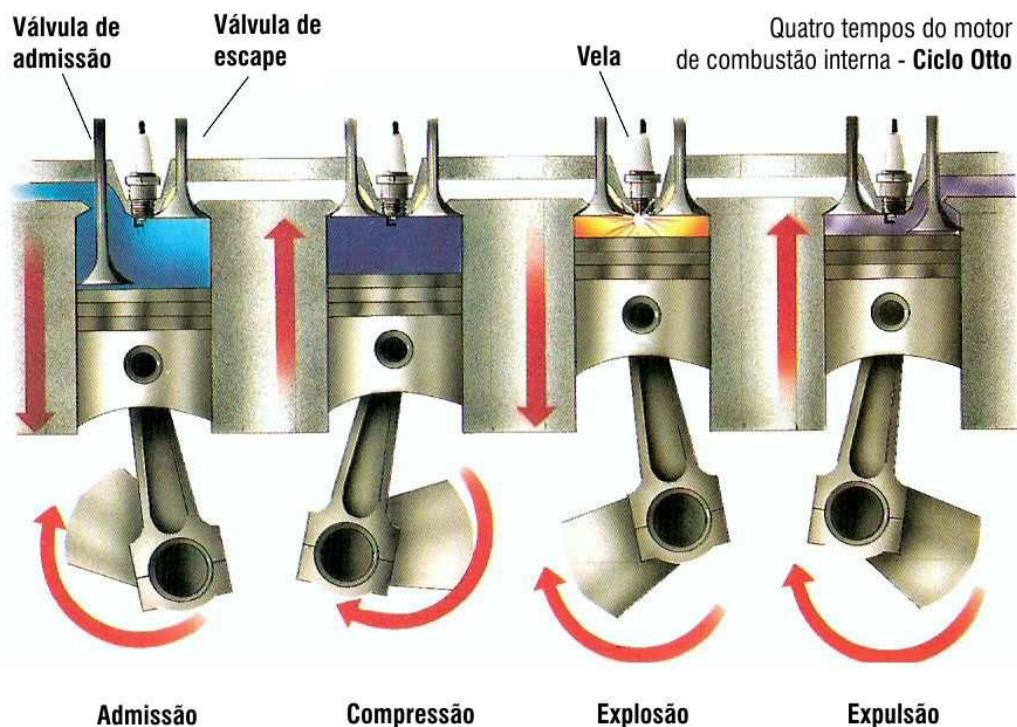


Figura 2.7 – Motor de Combustão interna ciclo Otto

Fonte: multipetro.com.br

2.1.2.3 Resfriadores de líquido

Conforme dito anteriormente, em sistemas de cogeração a energia térmica resultante dos gases de combustão e da camisa do bloco do motor pode ser reaproveitada para diversos fins, dependendo da necessidade do processo ou empreendimento, principalmente para a geração de vapor e a climatização de ambientes por meio dos *chillers*, que é parte do objeto desta monografia **Figura 2.8**.



Figura 2.8 – Resfriador de líquido elétrico

Fonte: cdn.carrierdobrasil.com.br/downloads_docs/778e0-CT-AquaForce-30XW-C-08.13—view.

De acordo com Andreos (2017), no processo de climatização utilizam-se os *chillers*, que operam por meios de ciclo absorção ou adsorção para a produção de água gelada. Contrariamente aos equipamentos convencionais que operam com energia elétrica como fonte primária em um ciclo a compressão, o ABS opera com calor proveniente da energia térmica primária rejeitada pelo sistema, por meio de água quente, vapor e gases quentes, ou ainda por queima direta de combustível. Por isso, o ABS é muito utilizado em sistemas de cogeração para aumentar o FUE do sistema **Figura 2.9**.

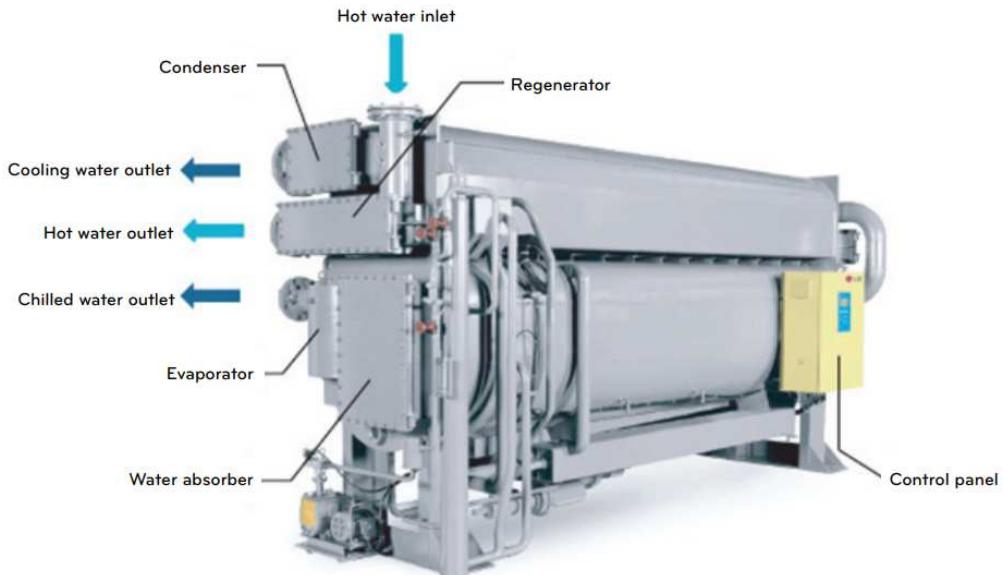


Figura 2.9 – Resfriador de líquido por absorção – Tipo água quente
 Fonte: lg.com/global/business/download/resources/sac/IM_AbsorptionChiller_HotwaterType.

De acordo com a Goldman Energy (2020), na **Figura 2.10** mostra-se o funcionamento interno de um *chiller* de absorção por água quente, a água resfriada é resfriada uma vez por um refrigerante de uma bandeja dupla no evaporador. O refrigerante vaporizado é absorvido em uma solução concentrada (normalmente brometo de potássio).

Esta solução concentrada vem do gerador e a solução concentrada se dilui à medida que absorve o refrigerante evaporado, enquanto o calor é absorvido pela água de resfriamento. A solução diluída no absorvedor então flui para o gerador através de um trocador de calor.

A água quente a 95 °C aquece a solução diluída e o refrigerante é vaporizado. O refrigerante vaporizado é condensado e retornado ao circuito refrigerante, desta forma o absorvente diluído é regenerado e pode ser reciclado.

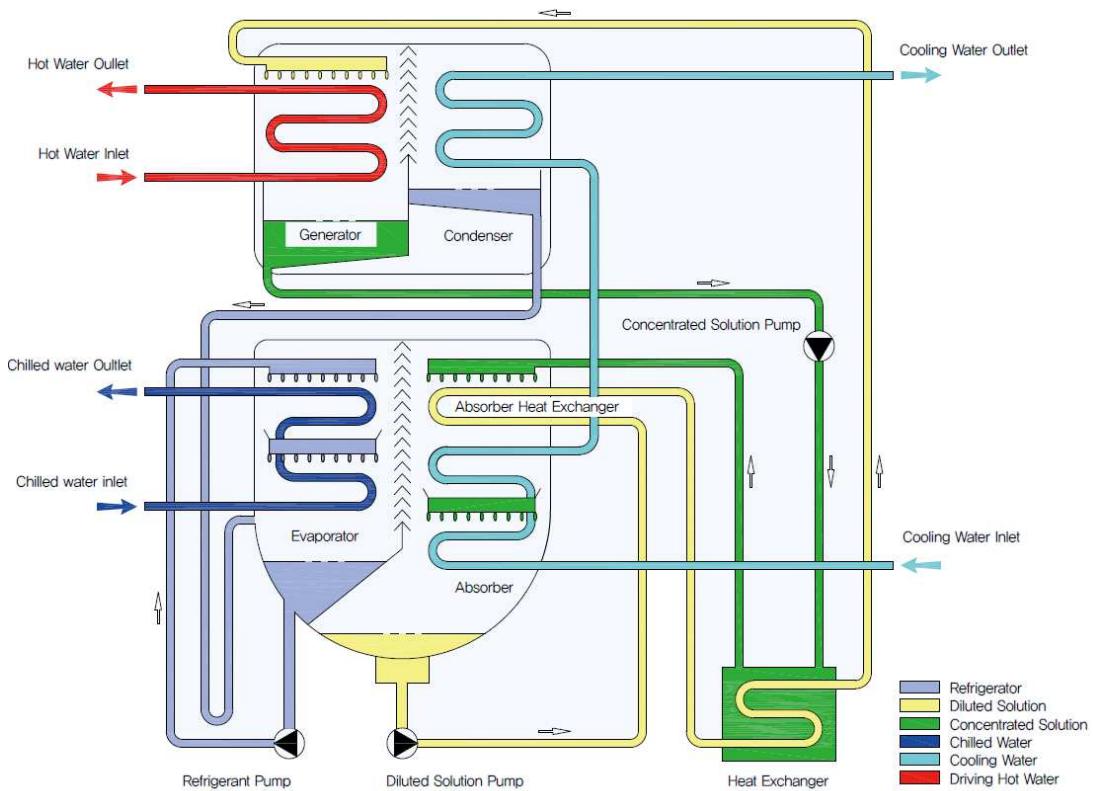


Figura 2.10 – Etapas do processo de funcionamento de um *Chiller* por absorção
Fonte: goldman.com.au/energy

2.1.3 Energia elétrica e água gelada sistemas comerciais (EE + AG)

A **Figura 2.11** mostra uma planta de cogeração utilizando-se do ciclo *topping*, com sua produção principal de energia elétrica para o empreendimento através de um motor de combustão interna, na qual o rejeito térmico do escapamento e da camisa do bloco do motor é recuperado, por meio de um *chiller* por absorção do tipo água quente e a demanda térmica é suprida através de *chillers* elétricos dimensionados para o projeto.

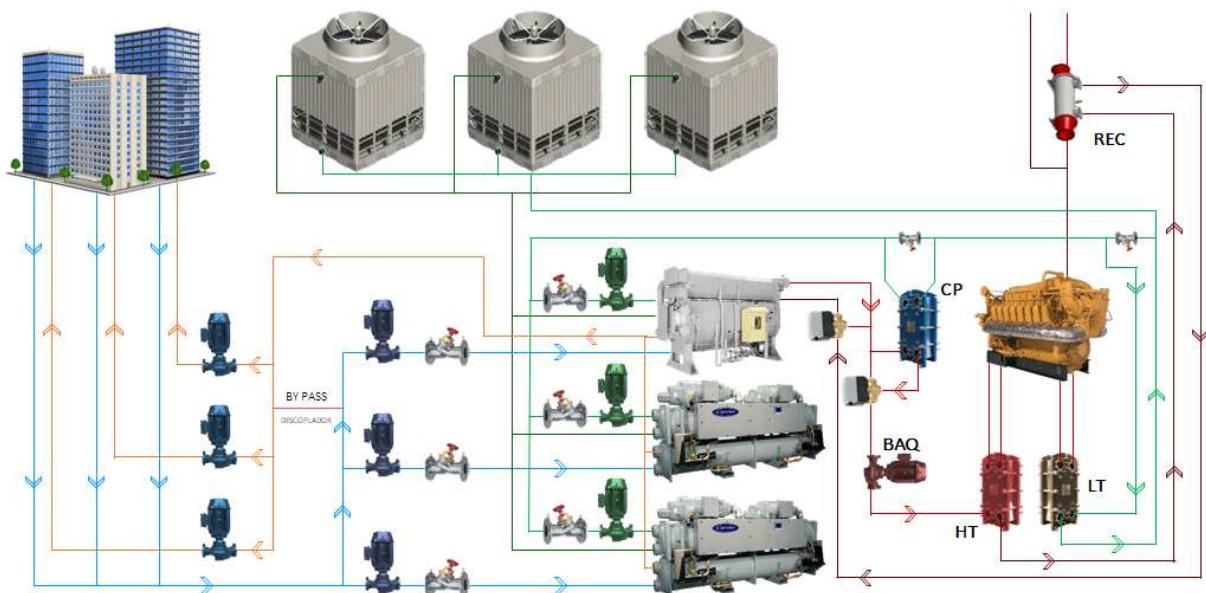


Figura 2.11 – MCI em cogeração *topping cycle* – Energia elétrica e água gelada
Fonte: Elaboração pelo autor.

2.2 Custos de aquisição, instalação e manutenção dos principais equipamentos

Abaixo as tabelas mostram os custos aproximados para aquisição, instalação completa da planta com todos os equipamentos periféricos envolvidos e manutenção dos principais equipamentos utilizados na cogeração, para produção das principais utilidades, que são: energia elétrica e água gelada.

Tabela 2.1 – Custos de aquisição, instalação e manutenção de MCI a GN

Aquisição (US\$/kW)	Instalação (R\$/kW)	Manutenção (R\$/kWh)
\$ 500,00	R\$ 1.600,00	R\$ 85,00

Fonte: Elaboração própria pesquisas de mercado 2020.

Tabela 2.2 – Custos de aquisição, instalação e manutenção *chiller*

Aquisição (US\$/TR)	Instalação (R\$/TR)	Manutenção (R\$/TR/ano)
\$ 700,00	R\$ 2.400,00	R\$ 75,00

Fonte: Elaboração própria pesquisas de mercado 2020.

Segundo a Associação da Indústria de Cogeração de Energia (COGEN), através do um estudo de levantamento das centrais de cogeração atualmente existem mais de 943 centrais de cogeração instaladas no país conforme mostrado na **Figura 2.12**, e as potências das cogerações instaladas já somam mais do que 12 GW de acordo com outro levantamento realizado pela COGEN demonstrado na **Figura 2.13**.

Unidades de Cogeração em Operação

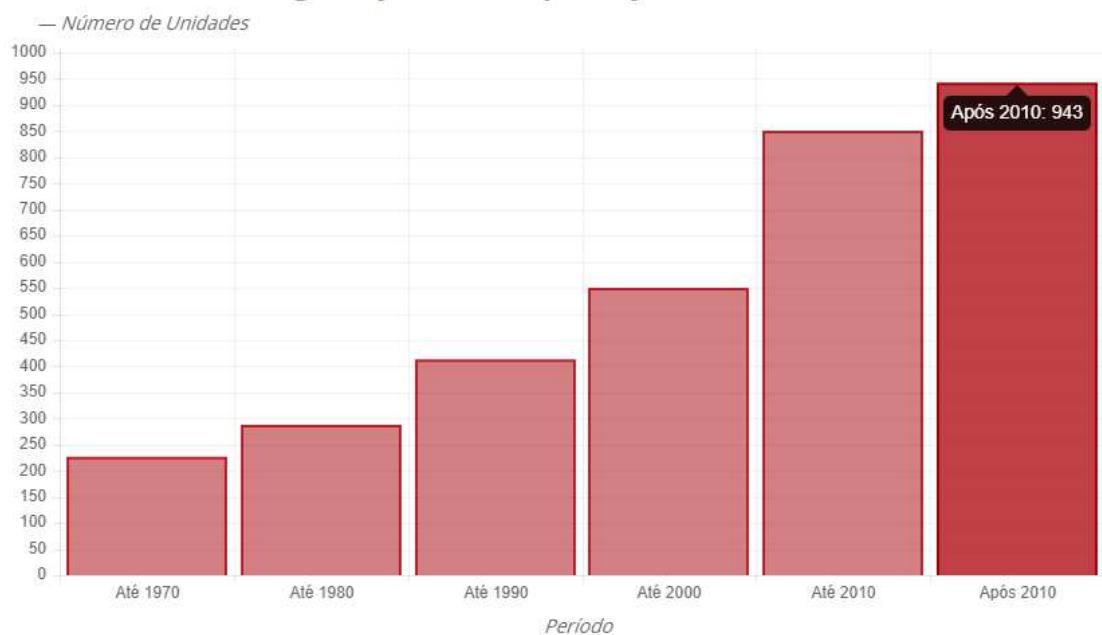


Figura 2.12 – Unidades de cogeração em operação.

Fonte: <https://www.cogen.com.br/siscogen/indicadores-de-gestao/unidades-de-cogeracao-em-operacao>

Potência Instalada em Operação

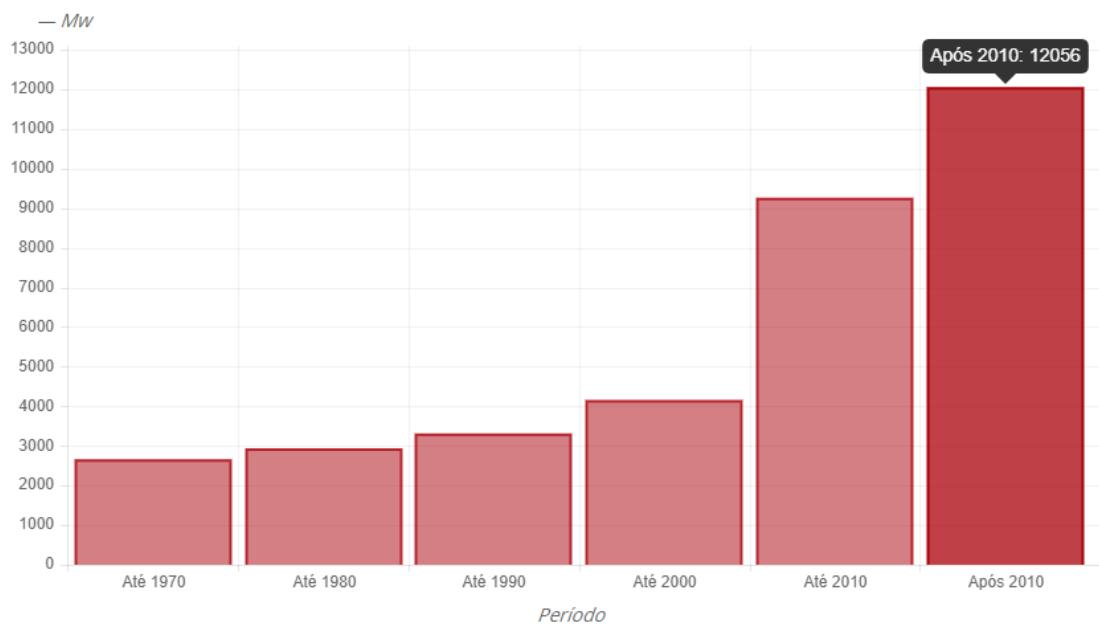


Figura 2.13 – Potência instalada em operação.

Fonte: <https://www.cogen.com.br/siscogen/indicadores-de-gestao/potencia-instalada-em-operacao>

Outro estudo de mercado relevante sobre os empreendimentos de cogeração feito pela COGEN, mostra que as cogerações movidas como combustível primário por gás natural estão em segundo lugar de empreendimentos instalados no Brasil, conforme mostrado na **Figura 2.14**.

Empreendimentos, por Tipo de Combustível

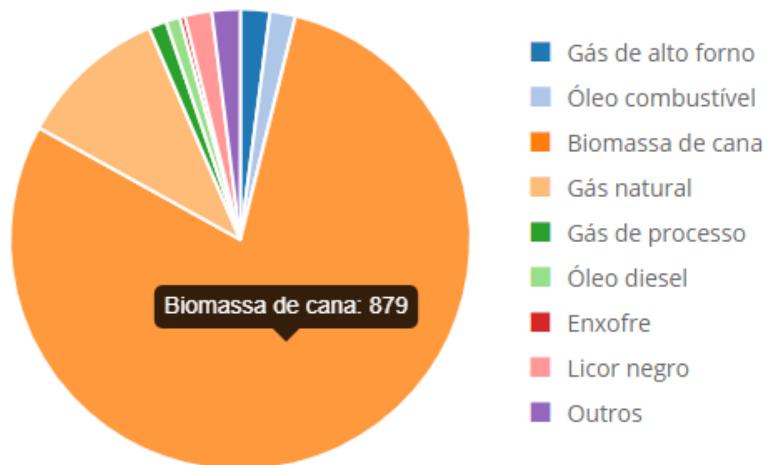


Figura 2.14 – Empreendimentos por tipo de combustível.

Fonte: <https://www.cogen.com.br/siscogen/indicadores-de-gestao/empreendimentos-por-tipo-de-combustivel>

3 COGERAÇÃO QUALIFICAÇÃO

3.1.1 Requisitos para qualificação

Segundo Serrano 1998, alguns parâmetros devem ser levados em consideração ao se definir um sistema de cogeração de modo que a seleção dos equipamentos otimize sua operação dadas as cargas específicas do empreendimento a ser atendido pela central de geração. Os mais relevantes a este estudo de caso são:

- a. Rendimento elétrico: $\eta_e = W/F$
- b. Rendimento térmico: $\eta_t = Q/F$
- c. Rendimento energético: $\eta_{ener.} = (Q+W) / F$
- d. Relação trabalho-calor: $RWQ = w/Q$
- e. Relação calor-trabalho: $RQW = Q/W$

Onde w é o trabalho realizado (e.g. potência elétrica do sistema), Q é o calor útil aproveitado e F é a energia inserida no sistema (proveniente do combustível).

Uma das formas de se selecionar um sistema de cogeração com equipamentos adequados às demandas do consumidor consiste em encontrar o ponto no gráfico abaixo **Figura 3.1** referente aos parâmetros Q e RWQ quando o empreendimento a ser atendido estiver em plena carga, ou seja, em seu pico de demanda.

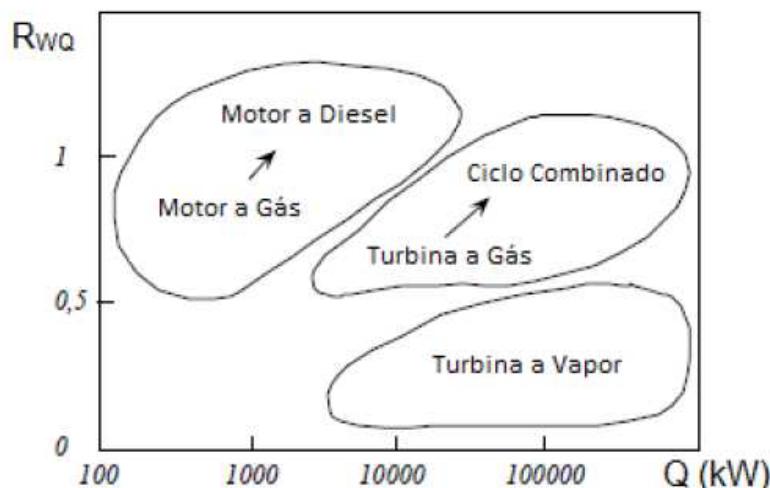


Figura 3.1: Faixas típicas de desempenho de sistemas de cogeração.

Fonte: SERRANO, 1998.

Já no Brasil, para que uma planta seja qualificada legalmente como cogeração ela deve atender aos requisitos impostos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Ao atender, então, a estes requisitos, a planta receberá o registro de Cogeração Qualificada e o agente terá direito a diversos benefícios, como por exemplo, acesso à uma tarifa inferior de gás natural. Estes requisitos são definidos na Resolução Normativa nº 235 de 14 de novembro de 2006 da ANEEL e estabelecem que a central de cogeração deve possuir:

- a. $\eta t \geq 15\%$
- b. $\eta t \div X + \eta e \geq Fc \%$

Onde os fatores X e Fc são dados na tabela abaixo, de acordo com a capacidade instalada da central e com o combustível utilizado:

Tabela 3.1 – Fatores X e Fc de acordo com a capacidade instalada e o tipo de combustível utilizado na central de cogeração.

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

Fonte: Resolução Normativa nº235 de 14 de novembro de 2006, Art. 4º, inciso II.

4 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

O mercado de energia no Brasil se expandiu nos últimos anos principalmente através das comercializadores de energia, e de acordo com a ABRACEEL (2020), o mercado livre de energia elétrica, ou Ambiente de Contratação Livre (ACL), é o ambiente em que os consumidores podem escolher livremente seus fornecedores de energia, o que se costuma dizer que têm direito à portabilidade da conta de luz. Nesse ambiente, consumidores e fornecedores negociam entre si as condições de contratação de energia. Atualmente, 80% da energia consumida pelas indústrias do País é adquirida no mercado livre de energia.

Já o Mercado Cativo ou Ambiente de Contratação Regulada (ACR) é a opção convencional para contratação de energia usada principalmente em contratos por pessoas físicas, uma vez que os contratos são feitos para qualquer faixa de demanda de energia e compulsoriamente pelas concessionárias de distribuição locais. A ANEEL regula esse mercado, com tarifas pré-fixadas e reguladas pelo órgão, sendo que as tarifas são reajustadas através de Resoluções Homologatórias publicadas pela ANEEL e são compostas por duas parcelas Tarifa de Energia (TE) e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

A TE é o custo da energia vendida pelas unidades geradoras as concessionárias locais, geralmente o custo é estabelecido através de leilões de energia regulados da ANEEL para as concessionárias. A TE é dada em R\$/MWh.

A TUSD, no entanto, refere-se aos custos da rede de distribuição de energia e é dividida em duas parcelas, a primeira dada em R\$/kW, ligada ao transporte da energia e a segunda dada em R\$/kWh relacionada à remuneração das distribuidoras. Basicamente essa tarifa cobra do consumidor final o custo do uso do sistema de distribuição de energia elétrica.

Um ponto importante do mercado cativo é que as tarifas são diferenciadas pelo nível de tensão em que o consumidor final está conectado, e a relação tarifa x tensão são inversamente proporcionais, quanto maior a tensão menor a tarifa e quanto menor a tensão maior a tarifa, essa característica está atrelado ao fato de que a transmissão de energia das unidades geradoras são feitas em alta tensão, desta forma os custos envolvidos no rebaixamento da tensão são cada vez maiores.

As tarifas também são diferenciadas de acordo com o posto- horário em que a energia é consumida, conhecidos como Ponta ou Fora Ponta. Essas tarifas podem ser observadas pela **Tabela 4.1**.

Tabela 4.1 - Tarifas de energia elétrica (TUSD e TE) para os Subgrupos A2 e postos tarifários Ponta e Fora de Ponta da concessionária Enel SP.

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO		
				TUSD		TE
				R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A4 (2,3 a 25kV)	AZUL	NA	P	23,13	79,97	382,17
	AZUL APE	NA	FP	15,48	79,97	236,55
	VERDE	NA	P	23,13	12,61	0,00
	VERDE APE	NA	FP	15,48	12,61	0,00
	DISTRIBUIÇÃO	Elektro	NA	15,48	0,00	0,00
			P	0,00	642,12	382,17
	CPFL Piratininga	CPFL Piratininga	FP	0,00	79,97	236,55
			NA	15,48	0,00	0,00
			P	0,00	574,76	0,00
			FP	0,00	12,61	0,00
			P	16,06	3,40	0,00

Fonte: Resolução Homologatória nº 2.719, de 30 de junho de 2020

Ainda no ACR, existe um sistema chamado Bandeiras Tarifárias, e de acordo com a Enel 2020, desde 2015, por regulamentação da Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), foi implementado no Brasil o sistema de Bandeiras Tarifárias. Com ele, o valor da conta de energia pode variar de acordo com as condições de geração do sistema energético do país, que depende da capacidade dos reservatórios.

O sistema de Bandeiras Tarifárias tem como objetivo sincronizar os preços e custos, equilibrando o balanço das despesas das distribuidoras com a aquisição de energia e as tarifas cobradas aos consumidores. Além disso, busca sensibilizar a sociedade sobre a responsabilidade do consumo consciente, sinalizando quando há escassez na oferta de energia.

A partir de 01/11/2019 as bandeiras passarão a ter os seguintes valores:

Bandeira verde: não há alteração no valor.

Bandeira amarela: a fatura terá acréscimo de R\$ 1,35 para cada 100kWh (quilowatt-hora) consumido.

Bandeira vermelha - Patamar 1: terá acréscimo de R\$ 4,17 para cada 100kWh consumido.

Bandeira vermelha - Patamar 2: a tarifa sofre acréscimo de R\$ 6,25 para cada 100kWh consumido.

Segundo Shimizu de Almeida (2017), consumidores com contratos de fornecimento no ACR possuem a opção de aderir ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (*Net Metering*), definido na Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012, e posteriormente atualizado pela Resolução Normativa nº 687, de 24 de Novembro de 2015. Este Sistema consiste na cessão gratuita de energia ativa pela unidade consumidora com central de geração própria à distribuidora local que, posteriormente, entrega este mesmo montante de energia de volta ao consumidor quando sua central geradora não estiver atendendo à toda demanda elétrica do empreendimento. Para aderir ao sistema de compensação, o contratante deve possuir uma central de geração que se enquadre como Microgeração Distribuída ou Minigeração Distribuída, definidas pela Resolução Normativa nº 687 como:

1. Microgeração distribuída: “Central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras”;
2. Minigeração distribuída: “Central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras”.

Ainda de acordo com a atualização feita em novembro de 2015, além da configuração em que a central de geração atende localmente apenas a uma unidade consumidora, há três outras possibilidades:

- Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: utilização de energia elétrica de forma independente por diversas unidades consumidoras distintas pertencentes a uma mesma propriedade ou propriedades contíguas, ou seja, que não possuam separação por vias públicas ou propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento;
- Geração Compartilhada: integração de consumidores localizados na mesma área de concessão, ou seja, atendidos por uma única empresa de distribuição de energia elétrica, através de consórcio ou cooperativa, atendidos por uma central de geração própria em local distinto das unidades consumidoras que farão uso posterior da energia cedida à rede;
- Autoconsumo remoto: definido por unidades consumidoras pertencentes a uma única Pessoa Jurídica ou Pessoa Física que possua uma central de geração em local distinto das unidades consumidoras limitado à mesma área de concessão.

Para consumidores cuja central de micro ou minigeração é conectada ao sistema de distribuição em média ou alta tensão, ou seja, a partir de 2,3 kV, a energia deve ser prioritariamente consumida no mesmo posto-horário (Ponta ou Fora de Ponta) em que foi gerada. Nos casos em que haja sobra de energia e esta seja, então, consumida em um posto-horário diferente ao em que foi gerada, o montante a ser abatido é multiplicado por um fator calculado pela relação entre a Tarifa de Energia (TE) da Ponta e do Fora-Ponta.

Devido a expansão da GD no Brasil desde da primeira resolução normativa que a ANEEL publicou em 2012, em 2019 a agência abriu consulta pública apresentando novas alternativas de tarifação para tentar equilibrar e desonerar os consumidores finais, pois os quem faz uso da GD não está pagando adequadamente o uso da rede e subsídios previstos em lei.

De acordo com a ABRACEEL (2019), existem dois tipos de consumidores livres: os consumidores livres e os consumidores especiais. Consumidores livres – devem possuir, no mínimo, 2.500 kW de demanda contratada para poder contratar energia proveniente de qualquer fonte de geração. Importante notar que, a partir de janeiro de 2020, esse requisito para os consumidores livres irá diminuir para 2.000 kW. Essa mudança advém da Portaria 514/2018 do Ministério de Minas e Energia. Consumidores especiais – devem possuir demanda contratada igual ou maior que 500 kW e menor que 2.500 kW, requisito que também irá reduzir em função da Portaria 514. Esses consumidores podem contratar energia proveniente apenas de usinas eólicas, solares, a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCH's) ou hidráulica de empreendimentos com potência inferior ou igual a 50.000 kW, as chamadas fontes especiais.

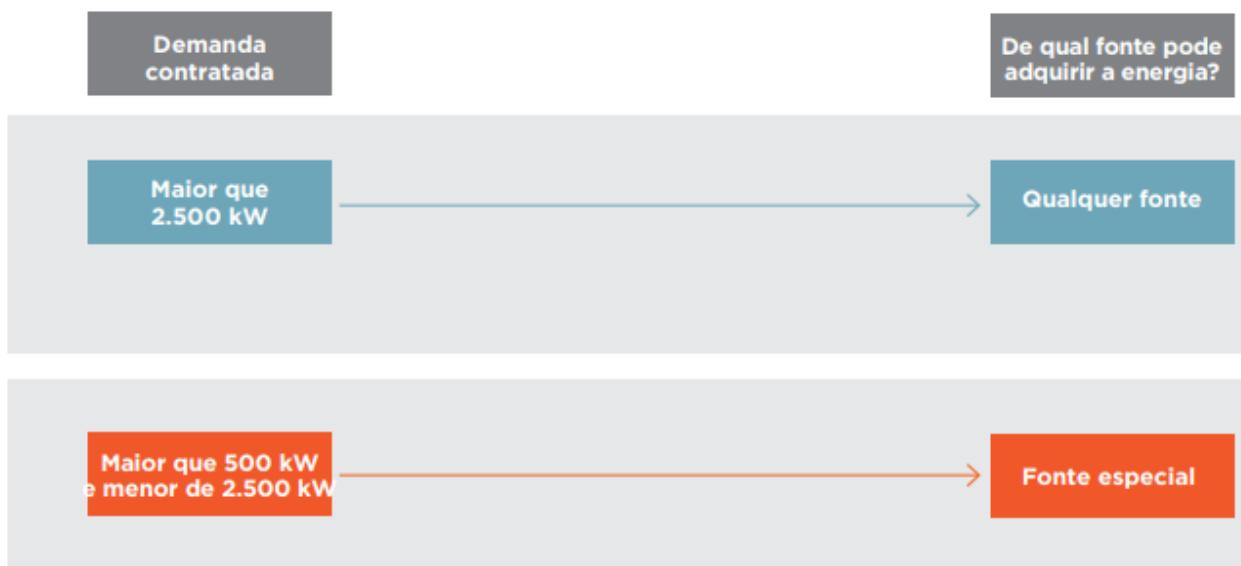


Figura 4.1: Condições para que consumidores livres e especiais possam contratar energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre.

Fonte: Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia – ABRACEEL, 2019.

Conforme Resolução Normativa nº 77/04, os empreendimentos de geração de energia incentivada farão jus a percentual de 50% ou 100% de redução a ser aplicado às tarifas de transporte, TUSD/TUST, incidindo tanto na produção quanto no consumo da energia comercializada, cabendo à Aneel emitir ato autorizativo quanto ao percentual de desconto a que a usina terá direito.

- **Sistema Interligado Nacional**

Todo mercado de energia só é possível devido ao Sistema Interligado Nacional (SIN), e é essa interligação que faz com a energia possa ser comercializada entre várias regiões e de acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotermo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte.

A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. A integração dos recursos de geração e transmissão permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade.

A capacidade instalada de geração do SIN é composta, principalmente, por usinas hidrelétricas distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país. Nos últimos anos, a instalação de usinas eólicas, principalmente nas regiões Nordeste e Sul, apresentou um forte crescimento, aumentando a importância dessa geração para o atendimento do mercado. As usinas térmicas, em geral localizadas nas proximidades dos principais centros de carga, desempenham papel estratégico relevante, pois contribuem para a segurança do SIN. Essas usinas são despachadas em função das condições hidrológicas vigentes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para assegurar o atendimento futuro. Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento do mercado consumidor, conforme **Figura 4.2**.



Figura 4.2: Sistema Interligado Nacional.

Fonte: ONS, 2020.

5 GÁS NATURAL NO BRASIL

Segundo Valentino (2018), o cenário do gás somente se intensificou com a entrada em operação do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) em 1999 **Figura 5.1**, com capacidade de transportar até 30 milhões de m³ de gás por dia, quando foi possível um aumento expressivo na oferta nacional de gás natural. Nos primeiros anos de operação do gasoduto, a elevada oferta do produto e os baixos preços praticados permitiram um rápido aumento no consumo, principalmente no setor industrial.

Segundo Cassemiro (2015), assim como os demais combustíveis fósseis como por exemplo o petróleo, o gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos gasosos oriundos da decomposição de matéria orgânica ao longo de milhões de anos sendo encontrado principalmente em poços de petróleo ou associados, onde em temperatura ambiente e pressão atmosférica permanece em sua forma gasosa sendo inodoro, incolor e mais leve que o ar. Sua composição principal é o Metano CH₄, ainda com variações de Etano C₂H₆, Propano C₃H₈, Butano C₄H₁₀, assim como de hidrocarbonetos mais pesados e Dióxido de Carbono CO₂, Nitrogênio N₂ e outras impurezas. Os maiores teores de carbono são encontrados no gás natural não-associado.

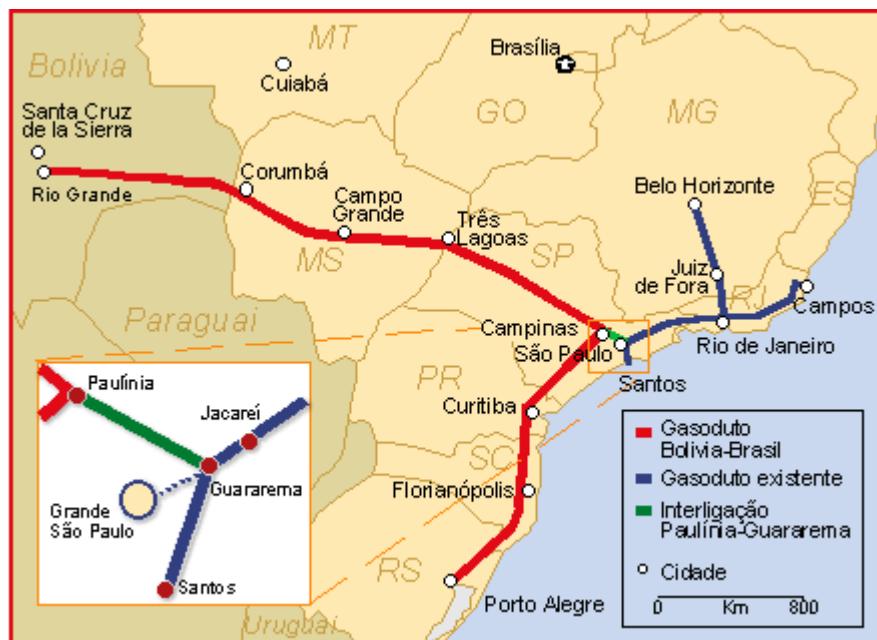


Figura 5.1 – Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL).
Fonte: PASSOS, 1998.

5.1.1 Cenário do Gás Natural e Nova Lei do Gás

Com o considerável aumento do consumo de gás natural no mercado interno e pensando crescimento e desenvolvimento do setor industrial, o governo lançou um projeto de lei em meados de 2019 conhecido como Nova Lei do Gás. De acordo com a PL será criado o Operador do Sistema Nacional de Transporte de Gás Natural (ONGÁS), nos moldes da experiência bem sucedida a muito implementada no setor elétrico pela instituição do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

De acordo com o Regina Rosário (EPBR 2020), a regulação dos serviços locais de gás canalizado tem se deparado com a fundamental necessidade de olhar para frente vislumbrando a ampliação da cadeia do gás natural. E tal necessidade tem nome, definição e conceitos incutidos: Projeto de Lei nº 6407-B de 2013 (Anexo), já aprovado na Câmara dos Deputados e que se encontra no Senado Federal (PL nº 4476/20) aguardando votação. A nova Lei do Gás deverá ter como principal função “desatar nós” no mercado de gás natural do país.

A proposta tem da PL tem como objetivo principal trazer maior eficiência, modernizar o setor, gerar empregos e principalmente reduzir o preço do gás. Com isso o mercado irá abrir a competição para que empresas privadas possam dividir o setor com a PETROBRAS que atualmente domina todo o mercado.

Segundo Marina Zago (EPBR,2020), O destaque do papel da União ocorre na busca de diversificação da oferta propondo medidas para estimular a participação de novos agentes no *upstream*, fomentar a construção de novos gasodutos e facilitar o acesso de agentes aos já existentes. A atuação do governo federal também é imprescindível para a continuidade da atual política de desinvestimentos da Petrobras, em cumprimento, inclusive, aos acordos celebrados no âmbito do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE).

Já os estados têm especial atuação na consolidação da demanda, com ações para efetivar maior liberdade para os usuários escolherem seus fornecedores de gás. Isso inclui dispor sobre regras que assegurem aos usuários o acesso do gás como uma *utility*, um serviço, independentemente da forma como é prestado. O serviço pode ser disponibilizado, por meio da uma infraestrutura construída pela distribuidora ou pelo próprio consumidor ou por qualquer outro meio viabilizado por serviço ofertado no mercado.

É preciso, nesse caso, mediar os interesses de maior flexibilização da demanda e oferta com as concessões de distribuição vigentes e a serem concedidas.

O fim almejado é obter tarifas mais atrativas e, com isso, maior acesso ao serviço de distribuição e maior competitividade do gás como insumo para os processos produtivos.

Assim, um efetivo mercado livre de gás envolve a busca do delicado equilíbrio entre os segmentos do setor e seus atores, com a delimitação, na prática, das competências entre União e Estados especialmente em relação à comercialização de gás. Não há dúvida, por exemplo, da competência de os Estados organizarem a disponibilização dos serviços de gás à coletividade, inclusive mediante concessão de serviço público. Entretanto, se a competência é bastante clara em alguns pontos de regulamentação do setor, em outros ela é bastante sensível como em qual medida os Estados poderiam trazer requisitos de enquadramento para os usuários livres poderem sair do mercado cativo e escolher seus supridores de gás.

Muito ainda precisa ser entendido sobre os desafios citados sobre esse projeto de lei, porém é foco no assunto gás natural, pois nessa monografia o autor irá simular qual a redução necessária nos preços de gás natural necessários para que o novo mercado de gás possa realmente viabilizar novos projetos de energia limpa e fomentar a industrialização e crescimento do país.

6 ESTUDO DE CASO

6.1 Identificação de potencial de cogeração em prédio comercial de São Paulo

O projeto de cogeração proposto por esse estudo, foi desenvolvido para um empreendimento de lajes corporativas com um total de 24.000m² de ABL a ser instalada na cidade de São Paulo, na área conforme mostrada na **Figura 6.1**. Esse empreendimento foi escolhido para a análise, pois se trata de um edifício comercial em uma região da cidade que ainda não tem esse perfil empresarial e que no futuro pode aquecer o mercado da região em busca de novos empreendimentos desse tipo.



Figura 6.1 – Área potencial para construção de usina de cogeração.
Fonte: Elaboração própria a partir de GOOGLE EARTH, 2020.

6.2 Premissas para perfil de demanda elétrica e frio

Devido ao autor desta monografia estar na área de energia e ser funcionário de uma empresa especializada no desenvolvimento de sistemas de cogeração, o perfil de demanda foi traçado com base em outros projetos de cogeração e foram adotadas para esse estudo que as premissas seriam que a demanda média por EE será de 55 W/m² e de frio de 0,95 kW/TR.

Com base nas premissas elétricas o edifício comercial precisará de uma demanda máxima de 1320kW de EE e 800 TR de frio, totalizando 2040kW de demanda para fator de carga (FC) de 100%. Porém conforme dito, o perfil de consumo foi baseado em outros projetos e chegou-se no perfil resumido de operação apresentado pela **Tabela 6.1**:

Tabela 6.1 – Perfil de consumo resumido.

PERFIL RESUMIDO		
	FRIO	EE
Ponta	38%	67%
F.Ponta	23%	51%

Fonte: Elaboração própria do autor.

O perfil de consumo resumido foi extraído da **Tabela 6.2** que mostra a demanda dos dias de semana e da **Tabela 6.3** com a demanda dos finais de semana, onde foram definidos quais eram os perfis de hora em hora considerando o horário de ponta e fora ponta nos dias de semana.

Com os perfis de consumo definidos foram plotadas as curvas de demandas que estão disponíveis nas **Figuras 6.2, 6.3 e 6.4**, essas curvas mostram a demanda elétrica, demanda de frio e demanda total do edifício comercial durante os dias de semana, respectivamente. E as **Figuras 6.5, 6.6 e 6.7** mostram as curvas de demanda elétrica e frio prevista para os finais de semana.

Tabela 6.2 – Demanda média por hora nos dias de semana

Durante Semana					
	Horas	Fator de Carga	Demandas Específicas	Demandas Frio	Demandas TOTAL
FORA DE PONTA	00:00	40%	528 kW	80 TR	604 kW
	00:30	40%	528 kW	80 TR	604 kW
	01:00	40%	528 kW	80 TR	604 kW
	01:30	40%	528 kW	80 TR	604 kW
	02:00	40%	528 kW	80 TR	604 kW
	02:30	40%	528 kW	80 TR	604 kW
	03:00	40%	528 kW	80 TR	604 kW
	03:30	40%	528 kW	80 TR	604 kW
	04:00	40%	528 kW	80 TR	604 kW
	04:30	40%	528 kW	80 TR	604 kW
	05:00	40%	528 kW	80 TR	604 kW
	05:30	40%	528 kW	80 TR	604 kW
	06:00	40%	528 kW	80 TR	604 kW
	06:30	40%	528 kW	80 TR	604 kW
	07:00	40%	528 kW	80 TR	604 kW
	07:30	40%	528 kW	80 TR	604 kW
	08:00	40%	528 kW	80 TR	604 kW
	08:30	80%	1.056 kW	560 TR	1.588 kW
	09:00	80%	1.056 kW	560 TR	1.588 kW
	09:30	80%	1.056 kW	560 TR	1.588 kW
	10:00	80%	1.056 kW	560 TR	1.588 kW
	10:30	80%	1.056 kW	560 TR	1.588 kW
	11:00	80%	1.056 kW	560 TR	1.588 kW
	11:30	80%	1.056 kW	560 TR	1.588 kW
	12:00	80%	1.056 kW	560 TR	1.588 kW
	12:30	80%	1.056 kW	560 TR	1.588 kW
	13:00	80%	1.056 kW	560 TR	1.588 kW
	13:30	80%	1.056 kW	560 TR	1.588 kW
	14:00	80%	1.056 kW	560 TR	1.588 kW
	14:30	80%	1.056 kW	560 TR	1.588 kW
	15:00	80%	1.056 kW	560 TR	1.588 kW
	15:30	80%	1.056 kW	560 TR	1.588 kW
	16:00	80%	1.056 kW	560 TR	1.588 kW
	16:30	80%	1.056 kW	560 TR	1.588 kW
	17:00	80%	1.056 kW	560 TR	1.588 kW
PONTA	17:30	70%	924 kW	480 TR	1.380 kW
	18:00	70%	924 kW	480 TR	1.380 kW
	18:30	70%	924 kW	280 TR	1.190 kW
	19:00	70%	924 kW	280 TR	1.190 kW
	19:30	60%	792 kW	160 TR	944 kW
	20:00	60%	792 kW	160 TR	944 kW
	20:30	50%	660 kW	0 TR	660 kW
	21:00	50%	660 kW	0 TR	660 kW
	21:30	50%	660 kW	0 TR	660 kW
	22:00	40%	528 kW	0 TR	528 kW
	22:30	40%	528 kW	0 TR	528 kW
	23:00	40%	528 kW	0 TR	528 kW
	23:30	40%	528 kW	0 TR	528 kW

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da indústria.

Tabela 6.3 – Demanda média por hora nos finais de semana

Fim de Semana				
Horas	Fator de Carga	Demandas Específica	Demandas Frio	Demandas TOTAL
00:00	35%	462 kW	0 TR	462 kW
00:30	35%	462 kW	0 TR	462 kW
01:00	35%	462 kW	0 TR	462 kW
01:30	35%	462 kW	0 TR	462 kW
02:00	35%	462 kW	0 TR	462 kW
02:30	35%	462 kW	0 TR	462 kW
03:00	35%	462 kW	0 TR	462 kW
03:30	35%	462 kW	0 TR	462 kW
04:00	35%	462 kW	0 TR	462 kW
04:30	35%	462 kW	0 TR	462 kW
05:00	35%	462 kW	0 TR	462 kW
05:30	35%	462 kW	0 TR	462 kW
06:00	35%	462 kW	0 TR	462 kW
06:30	35%	462 kW	0 TR	462 kW
07:00	35%	462 kW	0 TR	462 kW
07:30	35%	462 kW	0 TR	462 kW
08:00	35%	462 kW	0 TR	462 kW
08:30	35%	462 kW	0 TR	462 kW
09:00	35%	462 kW	0 TR	462 kW
09:30	35%	462 kW	0 TR	462 kW
10:00	35%	462 kW	0 TR	462 kW
10:30	35%	462 kW	0 TR	462 kW
11:00	35%	462 kW	0 TR	462 kW
11:30	35%	462 kW	0 TR	462 kW
12:00	35%	462 kW	0 TR	462 kW
12:30	35%	462 kW	0 TR	462 kW
13:00	35%	462 kW	0 TR	462 kW
13:30	35%	462 kW	0 TR	462 kW
14:00	35%	462 kW	0 TR	462 kW
14:30	35%	462 kW	0 TR	462 kW
15:00	35%	462 kW	0 TR	462 kW
15:30	35%	462 kW	0 TR	462 kW
16:00	35%	462 kW	0 TR	462 kW
16:30	35%	462 kW	0 TR	462 kW
17:00	35%	462 kW	0 TR	462 kW
17:30	35%	462 kW	0 TR	462 kW
18:00	35%	462 kW	0 TR	462 kW
18:30	35%	462 kW	0 TR	462 kW
19:00	35%	462 kW	0 TR	462 kW
19:30	35%	462 kW	0 TR	462 kW
20:00	35%	462 kW	0 TR	462 kW
20:30	35%	462 kW	0 TR	462 kW
21:00	35%	462 kW	0 TR	462 kW
21:30	35%	462 kW	0 TR	462 kW
22:00	35%	462 kW	0 TR	462 kW
22:30	35%	462 kW	0 TR	462 kW
23:00	35%	462 kW	0 TR	462 kW
23:30	35%	462 kW	0 TR	462 kW

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da indústria.

A **Figura 6.2** abaixo ilustra o estudo feito do perfil de consumo de demanda de energia elétrica do empreendimento para os dias de semana.

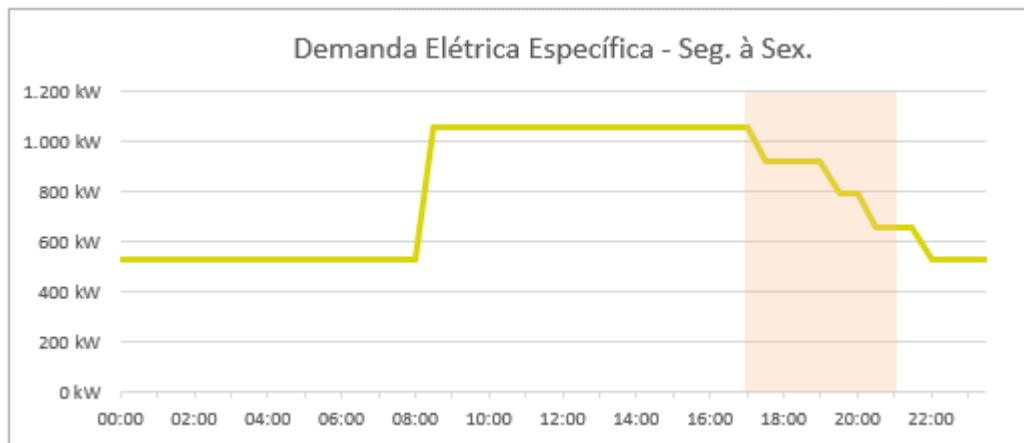


Figura 6.2 – Demanda elétrica de energia nos dias de semana.
Fonte: Elaboração própria do autor.

A **Figura 6.3** abaixo ilustra o estudo feito do perfil de consumo de demanda de energia térmica de frio do empreendimento para os dias de semana.



Figura 6.3 – Demanda de frio nos dias de semana.
Fonte: Elaboração própria do autor.

A **Figura 6.4** abaixo ilustra o estudo feito do perfil de consumo de demanda de energia elétrica total do empreendimento para os dias de semana.

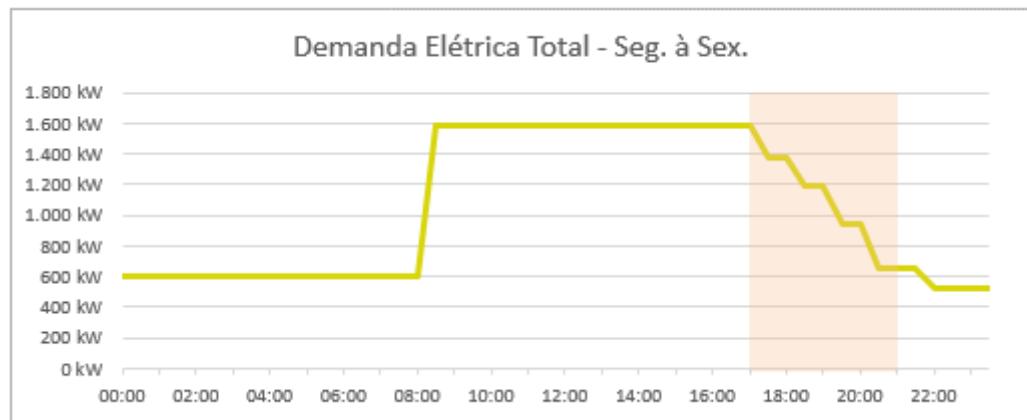


Figura 6.4 – Demanda elétrica total nos dias de semana.

Fonte: Elaboração própria do autor.

A **Figura 6.5** abaixo ilustra o estudo feito do perfil de consumo de demanda de energia elétrica do empreendimento para os finais de semana.

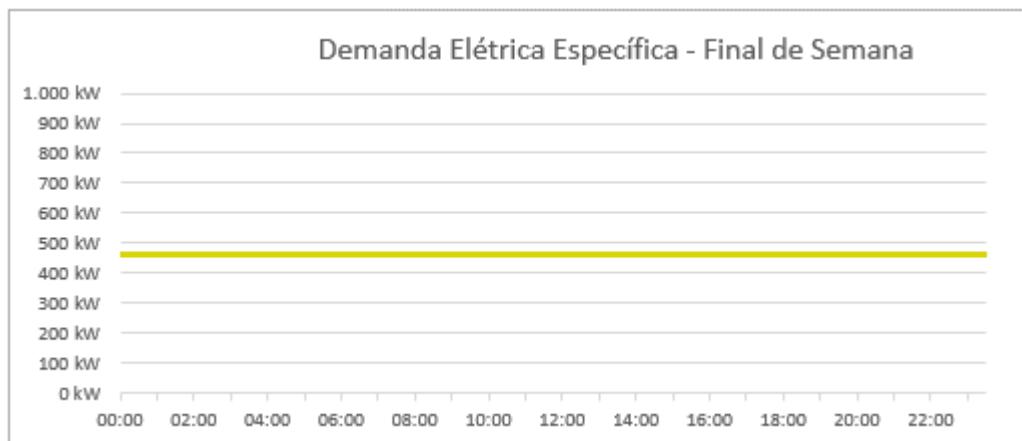


Figura 6.5 – Demanda elétrica de energia nos finais de semana.

Fonte: Elaboração própria do autor.

A **Figura 6.6** abaixo ilustra o estudo feito do perfil de consumo de demanda de energia térmica de frio do empreendimento para os finais de semana, observa-se que para o final de semana a demanda de frio é 0 TR.



Figura 6.6 – Demanda de frio nos finais de semana.
Fonte: Elaboração própria do autor.

A **Figura 6.7** abaixo ilustra o estudo feito do perfil de consumo de demanda de energia elétrica total do empreendimento para os finais de semana.

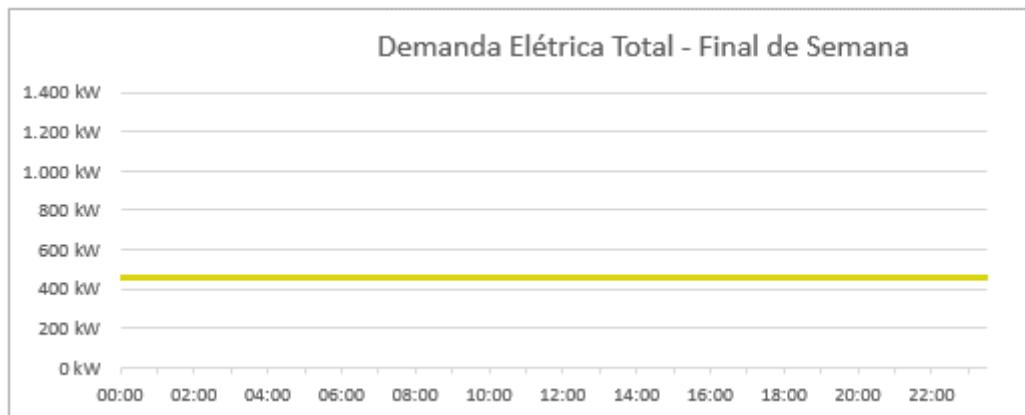


Figura 6.7 – Demanda elétrica total nos finais de semana.
Fonte: Elaboração própria do autor.

Com todos os dados de demanda elétrica definidos e consolidados, conforme **tabela 6.4**, o consumo médio de energia mensal foi calculado e seus resultados mostrados na **tabela 6.5**.

Tabela 6.4 – Demanda média de energia.

Período	Operação	Demanda Média				EE (com frio)
		EE (sem frio)	FRIO		EE (com frio)	
FC Médio Ponta	65 h/mês	880 kW	67%	307 TR	38%	1.171 kW
FC Médio F Ponta	457 h/mês	764 kW	58%	272 TR	34%	1.022 kW
FC Médio FDS	209 h/mês	462 kW	35%	0 TR	0%	462 kW

Fonte: Elaboração própria do autor

Tabela 6.5 – Consumo médio de energia.

Consumo Médio		
Durante Semana	Energia Elétrica	Frio
Ponta	76.429,50 kWh/mês	20.010,00 TRh/mês
Fora de Ponta	467.016,00 kWh/mês	124.410,00 TRh/mês
Finais de Semana		
Fora de Ponta	96.465,60 kWh/mês	- TRh/mês
Ponta	76.429,50 kWh/mês	20.010,00 TRh/mês
Fora de Ponta	563.481,60 kWh/mês	124.410,00 TRh/mês

Fonte: Elaboração própria do autor

Toda demanda térmica foi convertida em energia elétrica com o fator de 0,95kW/TR pré-definido na premissa do projeto somados ao consumo dos periféricos dos resfriadores. E a **tabela 6.6** mostra os valores calculados de consumo elétrico ponta e fora ponta totalizando 639.911kWh/mês.

Tabela 6.6 – Consumo elétrico total mensal.

Consumo de energia elétrica Ponta para Frio	19.010 kWh/mês
Consumo de energia elétrica F.Ponta para Frio	118.190 kWh/mês
Consumo Total de Energia Elétrica para Frio	137.199 kWh/mês
Consumo de energia elétrica sem frio Ponta	57.420 kWh/mês
Consumo de energia elétrica sem frio F.Ponta	445.292 kWh/mês
Consumo Total de Energia Elétrica SEM Frio	502.712 kWh/mês
Demandas Cliente Ponta	2.040 kW
Demandas Cliente Fora de Ponta	2.040 kW
Consumo de Energia elétrica Ponta	76.430 kWh/mês
Consumo de Energia elétrica Fora de Ponta	563.482 kWh/mês
Consumo Total	639.911 kWh/mês

Fonte: Elaboração própria do autor.

6.3 Proposta de cogeração

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

Após análise da demanda e consumo médio do edifício comercial de energia elétrica e frio, buscou-se uma seleção de equipamentos que suprissem as necessidades dessas demanda e de acordo com serrano 1998, se faz necessário calcular a relação Trabalho-Calor (RWQ), sabendo-se que 1 TR é equivalente a 3,517 kW a relação do edifício comercial em seu pico de demanda que acontece durante o horário de ponta a relação Trabalho-Calor fica em 880 kWelétrico /1080 kWtérmico, resultando em 0,82. Sendo assim, a melhor configuração para o sistema de cogeração de acordo com a **Figura 3.1** são através de motogeradores a gás natural ou a diesel. O diesel possui um custo elevado, além de demandar mais investimento para o armazenamento de combustível na planta, fora sua emissão de poluentes ser bem alta, ou seja, esses fatores fazem com que os motogeradores a gás natural sejam o combustível primário da maioria das cogerações de energia no brasil, por serem uma energia mais limpa e mais barata.

Para a seleção do *chiller* de absorção o cálculo é feito em cima da quantidade de calor rejeitada pelo motogerador a gás natural, sendo que para esse empreendimento a solução da central de cogeração será através de dois motogeradores a gás natural de alto rendimento, com isso aproveita-se o combustível para gerar mais energia elétrica em consequência a carga térmica útil dissipada será menor.

Essa carga térmica útil dissipada é encontrada no datasheet do motogerador (anexo) e de acordo com a **Tabela 6.7** abaixo, onde os parâmetros que representam os valores dessa energia são: *Engine jacket water heat, Intercooler LT heat, Lube oil heat, Exhaust heat with temp. after heat exchanger*.

Tabela 6.7 – Parâmetros *datasheet* motogerador.

Energy balance: CG132-12 600 kWel; 480 V, 60 Hz;					
Load:	[%]	100	75	50	
Electrical power COP acc. ISO 8528-1:	[kW]	600	450	300	
Engine jacket water heat:	[kW ±8%]	299	241	190	
Intercooler LT heat:	[kW ±8%]	42	26	16	
Lube oil heat:	[kW ±8%]	-			
Exhaust heat with temp. after heat exchanger:	[kW ±8%]	377	308	228	
Exhaust temperature:	[°C ±25°C]	484	502	520	
Exhaust mass flow, wet:	[kg/h]	3370	2611	1843	
Combustion mass air flow:	[kg/h]	3258	2524	1781	
Radiation heat engine / generator:	[kW ±8%]	23 / 20	18 / 18	13 / 16	
Fuel consumption:	[kW+5%]	1455	1134	814	
Electrical / thermal efficiency:	[%]	41,2 / 46,5	39,7 / 48,4	36,9 / 51,4	
Total efficiency:	[%]	87,7	81,1	88,3	

Fonte: Elaboração própria do autor.

Com os dados da energia térmica disponível útil para a geração de água gelada, pode-se selecionar o *chiller* de absorção ideal para o sistema, será assumido no estudo um *chiller* de absorção com COP (*coefficient of performance*), que é o coeficiente de rendimento dado pela razão da energia retirada do fluido pela energia cogerada útil, de 0,72 valor obtido no *datasheet* no *chiller* de absorção da marca (Anexo), para calcular a capacidade máxima de acordo conforme fórmula abaixo:

$$\text{Capacidade do Chiller por absorção (TR)} = \frac{\text{COP energia térmica inserida (kW)}}{3,517 \left(\frac{\text{kW}}{\text{TR}} \right)}$$

Desta forma, utilizando a **Tabela 6.8** com os valores de energia total útil e assumindo o COP de 0,72 para o *chiller* de absorção foi calculado que a capacidade máxima de cogeração será de 147 TR por motogerador a gás natural, já que a energia útil é de 718 kW.

Tabela 6.8 – Dados de energia recuperado e capacidade de cogeração.

Recoverable Thermal output Total	[kW]	718	575	434
RT conversion	[kW/TR]	3,517	3,517	3,517
COP Absorption Chiller	-	0,72	0,72	0,72
Max. RT (per engine)	[TR]	147	118	89
Max. RT Total	[TR]	294	235	178

Fonte: Elaboração própria do autor.

Sendo assim, optou-se por um sistema de cogeração com dois motogeradores a gás natural de alto rendimento, um *chiller* de absorção que irá cogerar o rejeito térmico útil dos dois motogeradores e um *chiller* elétrico de 800 TR de *backup* para toda carga do edifício comercial, caso os motogeradores entrem em manutenção ou estejam indisponíveis. Na **Figura 6.8** está a desenho esquemático com a configuração proposta para o sistema proposto em função das demandas de energia elétrica e água gelada.

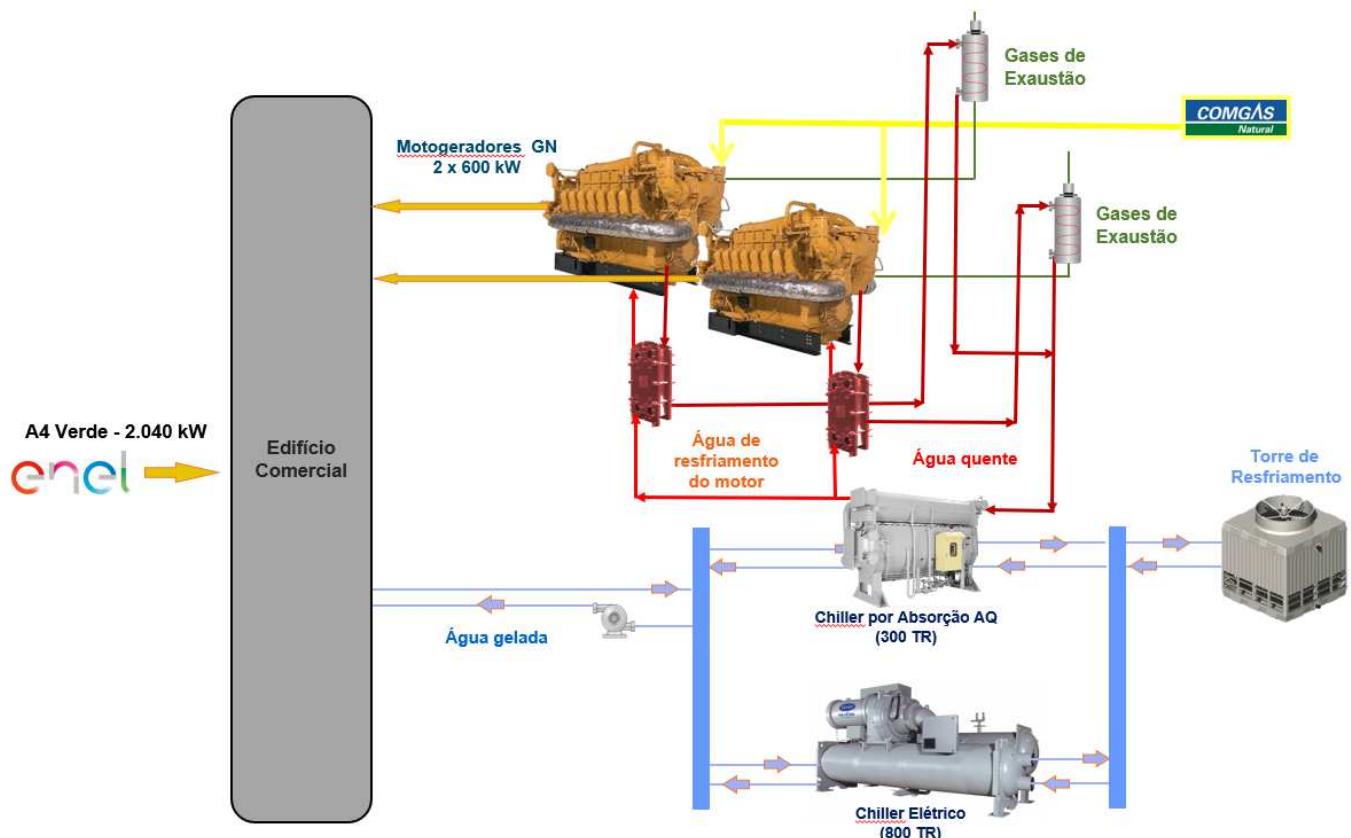


Figura 6.8 – Configuração da cogeração.
Fonte: Elaboração própria.

6.4 Cálculo do balanço energético

Todo cálculo de demanda elétrica foi feito baseado na contratação de uma demanda total da concessionária de 2040 kW.

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

Tabela 6.9 – Balanço energético da cogeração

Balanço Energético

Consumo Gerador:	0,2450 m3/kWh
Capacidade:	1.200 kW
Vazão horária GN:	294 m3/h
PCI GN	8.560 kcal/m3
Energia Entra Gerador	2.517.073 kcal/h
Energia Térmica Bloco	24%
Eficiência do Trocador	0,95
Energia Térmica Bloco Útil	573.893 kcal/h
Energia Térmica Exaustão	24%
Eficiência do Trocador	0,85
Energia Térmica Exaustão Útil	513.483 kcal/h
Energia Térmica Útil total	1.087.376 kcal/h
COP Chiller ABS AQ	0,72
Cap. Geração Térmica AG	782.910 kcal/h
Cap. Geração Térmica AG	259 TRh
 Demanda Térmica Total	 800 TRh
Cap. Gerador acoplado QD	541 TRh

Consumo	PCI	Rend.	Consumo Específico
Consumo Gás Natural (m3/kWh)	8560 kcal/m3	0,41	0,2450 m3/kWh

Fonte: Adaptado de Andreos, 2017 com dados do próprio autor.

6.5 Cálculo do requisito de qualificação e fator de utilização de energia

Abaixo na **Tabela 6.10**, mostra-se o cálculo de cogeração qualificada conforme REN 235, a base desse cálculo vem do balanço energético da planta mostrado na **Tabela 6.9**, o cálculo tem como objetivo de verificar se a cogeração cumpre os requisitos e pode ser considerada como cogeração qualificada pela ANEEL.

Tabela 6.10– Cálculo de cogeração qualificada.

Cálculo requisito de qualificação da Cogeração - ANEEL Resol. n° 235 14/11/06

E_f	1.727 kWh/h				
E_e	7.047 kWh/h	$31\% = \frac{E_t}{E_f} \geq 15\%$		Cumpre	requisito (a)
E_t	537 kWh/h				
X	2,14				
F_c	41%	$423\% = \left(\frac{E_t}{E_f} \right) \div X + \frac{E_e}{E_f} \geq F_c\%$		Cumpre	requisito (b)

Cogeração Qualificada ANEEL

Fonte: Adaptado de Andreos, 2017 com dados do próprio autor.

O cálculo da **Tabela 6.11** do FUE mostra a capacidade de aproveitamento do combustível primário em energia útil para a verificação da eficiência da usina. E foi alcançado de acordo com o com os dados do balanço energético o índice de 72% de aproveitamento do combustível primário.

Tabela 6.11 – Cálculo do FUE

Fator de Utilização de Energia - FUE

W	1.200 kW			
Q_u	910 kW	$FUE = \frac{W + Q_u}{Q_{comb}} = 72\%$		
Q_{comb}	2.927 kW			

Fonte: Adaptado de Andreos, 2017 com dados do próprio autor.

6.5.1 Cálculo da energia consumida da concessionária

Para os cálculos da tarifa de energia elétrica, foram utilizados os valores vigentes da (Resolução Homologatória nº 2.719, de 30 de junho de 2020).

A modalidade tarifária escolhida foi do subgrupo A4, devido a região de implementação ter essa disponibilidade de nível de tensão, lembrando que no subgrupo A4 estão enquadrados níveis de tensões entre 2,3kV e 25kV.

A **Tabela 6.12**, mostra os custos das tarifas A4 na modalidade Azul e Verde sem impostos e com impostos, além disso as modalidades se diferenciam no consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia, sendo assim a escolha da modalidade deve-se adequar ao perfil de consumo do cliente.

Tabela 6.12 – Modalidade tarifária A4 (Azul e Verde).

Concessionária	ENEL SP (R.2719 - Jul/20)				
Projeto	Prédio Comercial				
ICMS	18,0%				
Pis/Cofins	5,5%				
Classe Tarifária	A4				
Bandeira Tarifária	Amarela	TE + R\$ 13,46/MWh			
Sem Impostos (Bandeira Verde)					
TUSD					
	Demanda [R\$/kW]	Transmissão [R\$/MWh]	TE		
A4 AZUL	Ponta	23,13	382,17		
	Fora Ponta	15,48	236,55		
A4 VERDE	Ponta	-	382,17		
	Fora Ponta	15,48	236,55		
Com Impostos (Bandeira Verde)					
TUSD					
	Demanda [R\$/kW]	Transmissão [R\$/MWh]	TE		
A4 AZUL	Ponta	30,24	499,57		
	Fora Ponta	20,24	309,22		
A4 VERDE	Ponta	0,00	499,57		
	Fora Ponta	20,24	309,22		

Fonte: Elaboração própria do autor.

Dadas as tarifas, foi calculado o custo por MWh de cada modalidade tarifária A4(Azul e Verde) de acordo com o consumo elétrico do empreendimento, demonstrado anteriormente nesse trabalho, com isso observa-se que para esse estudo a modalidade A4 Verde ficou mais atrativa devido ao custo do MWh ficar R\$ 8,48 reais a menos do que a A4 Azul, conforme **Tabela 6.13**.

Tabela 6.13 – Cálculo valor do MWh por modalidade tarifária A4 (Azul e Verde) no Mercado Convencional.

Custo de Aquisição de Energia Elétrica em Azul

Demandas Ponta	61.680,00	R\$/mês
Consumo Ponta	47.516,17	R\$/mês
Demandas F. Ponta	41.280,00	R\$/mês
Consumo F. Ponta	243.055,76	R\$/mês
TOTAL	393.531,93	R\$/mês c/ impostos
Custo Médio	614,98	R\$/MWh

Custo de Aquisição de Energia Elétrica em Verde

Consumo Ponta	103.679,36	R\$/mês
Demandas F. Ponta	41.280,00	R\$/mês
Consumo F. Ponta	243.055,76	R\$/mês
TOTAL	388.015,13	R\$/mês c/ impostos
Custo Médio	606,36	R\$/MWh

Fonte: Elaboração própria do autor.

Para esse estudo também será calculado e estudado o consumo de energia através do Mercado Livre, pois esse mercado tem se tornado fator determinante para a atratividade ou não de uma cogeração.

Aplicou-se os custos envolvidos no mercado livre para contratação de energia conforme **Tabela 6.14** e feito uma projeção no tempo de quanto custaria o MWh no mercado livre nas modalidades 0% incentivada, 50% incentivada e 100% incentivada conforme **Tabela 6.15**.

Tabela 6.14 – Custos envolvidos Mercado Livre.

MERCADO LIVRE	
Perdas	3%
Encargos Mercado Livre	R\$ 3,00 /MWh
PIS/COFINS	9,25%
Adm ML	2.000,00

Fonte: Elaboração própria do autor.

Tabela 6.15 – Estimativa do MWh no Mercado Livre futuro.

Período	Commodity c/ PIS/COFINS s/ ICMS		
	0% Incentivada	50% Incentivada	100% Incentivada
2020	180,00	220,00	270,00
2021	180,00	220,00	270,00
2022	180,00	220,00	270,00
2023	180,00	220,00	270,00
2024	180,00	220,00	270,00
Commodity Utilizada	180,00	220,00	270,00
TE c/ Impostos	234,27	285,67	349,91

Fonte: Elaboração própria do autor

Com a modelagem dos custos do mercado livre, a **Tabela 6.16** mostra a posição final das tarifas energia no mercado livre para as mesmas modalidades tarifárias A4 (Azul e Verde) e mais uma vez a tarifa A4 Verde ficou mais atrativa no valor de custando 380,16 R\$/MWh, ficando 59,5% mais barata em relação ao mercado cativo de energia.

O custo do MWh foi calculado com as tarifas para energia 50% incentivada, pois consumidores no ML com demanda em até 2,5 MW obrigatoriamente devem contratar energia incentivada, por se tratar de consumidor especial.

Tabela 6.16 – Cálculo valor do MWh por modalidade tarifária A4 (Azul e Verde) no Mercado Livre.

MERCADO LIVRE	
Incentivo	50%
Custo de Aquisição de Energia Elétrica em Azul	
Demandas Ponta	30.840,00 R\$/mês
Consumo Ponta	390,20 R\$/mês
Demandas F. Ponta	20.640,00 R\$/mês
Consumo F. Ponta	219.871,61 R\$/mês
TOTAL (c/ ADM)	273.741,81 R\$/mês c/ impostos
Custo Médio	427,78 R\$/MWh
Custo de Aquisição de Energia Elétrica em Verde	
Consumo Ponta	757,62 R\$/mês
Demandas F. Ponta	20.640,00 R\$/mês
Consumo F. Ponta	219.871,61 R\$/mês
TOTAL (c/ ADM)	243.269,23 R\$/mês c/ impostos
Custo Médio	380,16 R\$/MWh

Fonte: Elaboração própria do autor

6.5.2 Cálculo da tarifa de gás natural

A tarifa de gás natural utilizada nos cálculos da geração de energia da usina de cogeração, foi baseada na Deliberação ARSESP nº 995, de 27/05/2020, com vigência a partir de 31/05/2020 no segmento de cogeração, e demonstrada na **Tabela 6.17**.

Tabela 6.17 – Tarifa gás natural segmento cogeração.

Concessionary	Comgás-SP
Resolution	31/May/20
ICMS	15,00%
PIS/COFINS	9,25%
> Gas consumption	14.020,10 m ³ /month
	168.241 Sm ³ /year

Consumption Rate (m ³ /month)	Price (R\$/m ³) w/out ICMS		Total monthly volume	Total price
	Fix	Variable		
0,00 to 5.000	-	0,5396	5.000	2.698,22
5.001,00 to 50.000	-	0,4230	9.020	3.815,49
50.001,00 to 100.000	-	0,3636	0	0,00
100.001,00 to 500.000	-	0,2753	0	0,00
500.001,00 to 2.000.000	-	0,2848	0	0,00
2.000.001,00 to 4.000.000	-	0,2574	0	0,00
4.000.001,00 to 7.000.000	-	0,2248	0	0,00
7.000.001,00 to 10.000.000	-	0,1921	0	0,00
10.000.001,00 to 999.999.999	-	0,1587	0	0,00
			0	0,00
			0	0,00
			0	0,00
			0	0,00
			0	0,00
			0	0,00
			0	0,00
TOTAL				6.513,71 R\$/month

ARSESP Price = **1,2494** R\$/m³ with PIS/Cofins

Price without TAXES	-----	1,527505	R\$/m ³
ICMS	-----	0,302476	R\$/m ³
Pis/Cofins	-----	0,186527	R\$/m ³
TOTAL Price with Taxes	-----	2,016508	R\$/m³
TOTAL Price without ICMS	-----	1,714032	R\$/m³

Fonte: Elaboração própria do autor.

6.6 Análise financeira

Para a análise financeira foram modelados dois cenários para cada tipo de mercado de energia olhando do ponto de vista do investidor:

Sendo assim, a **Tabela 6.18** e a **Tabela 6.19** demonstram respectivamente um comparativo no mercado livre para operação na ponta 3 horas e operação 12 horas, resumindo todos os custos mensais envolvidos e o investimento necessário que o atual empreendimento teria na solução convencional, aonde toda energia elétrica é consumida da rede e no sistema de cogeração de energia elétrica e água gelada composto basicamente por dois motogeradores Caterpillar CG132-12 de 600kW e um *chiller* de absorção de 300TR LG.

Tabela 6.18 – Comparativo da Solução Convencional com a Solução de Cogeração Operação Ponta no Mercado Livre.

Descrição	CONVENCIONAL MERCADO LIVRE	SOLUÇÃO COGERAÇÃO + MERCADO LIVRE (Operação Ponta)
Descrição de Equipamentos	0 kW de Geração a Gás	1200 kW de Geração a Gás
	0 kW de Geração a Diesel	0 kW de Geração a Diesel
	800 TR de Chiller Elétrico a água	800 TR de Chiller Elétrico a água
	0 TR de Chiller Elétrico a ar	0 TR de Chiller Elétrico a ar
	0 TR de Chiller de Absorção	300 TR de Chiller de Absorção
	Tanque de 0 m³	Tanque de 0 m³
	Subestação de 0 MVA	Subestação de 0 MVA
Energia Elétrica Ponta	R\$ 59.905/mês	R\$ 6.958/mês
Energia Elétrica F.Ponta	R\$ 240.512/mês	R\$ 238.472/mês
Combustível	R\$ 0/mês	R\$ 28.272/mês
Água de reposição	R\$ 31.420/mês	R\$ 19.730/mês
O&M CAG	R\$ 28.470/mês	R\$ 32.210/mês
O&M Geração	R\$ 0/mês	R\$ 8.063/mês
TOTAL	R\$ 360.306/mês	R\$ 333.704/mês
Economia	Ref.	R\$ 26.602/mês
	-	8,0%
Investimento Cogeração	-	R\$ 7.135.214
Payback simples	-	22,4 anos

Fonte: Elaboração própria do autor.

Tabela 6.19 – Comparativo da Solução Convencional com a Solução de Cogeração Operação 12 horas no Mercado Livre.

Descrição	CONVENCIONAL MERCADO LIVRE	SOLUÇÃO COGERAÇÃO + MERCADO LIVRE (Operação 12h/dia)
Descrição de Equipamentos	0 kW de Geração a Gás	1200 kW de Geração a Gás
	0 kW de Geração a Diesel	0 kW de Geração a Diesel
	800 TR de Chiller Elétrico a água	800 TR de Chiller Elétrico a água
	0 TR de Chiller Elétrico a ar	0 TR de Chiller Elétrico a ar
	0 TR de Chiller de Absorção	300 TR de Chiller de Absorção
	Tanque de 0 m³	Tanque de m³
	Subestação de 0 MVA	Subestação de MVA
Energia Elétrica Ponta	R\$ 59.905/mês	R\$ 19.240/mês
Energia Elétrica F.Ponta	R\$ 240.512/mês	R\$ 125.915/mês
Combustível	R\$ 0/mês	R\$ 137.819/mês
Água de reposição	R\$ 31.420/mês	R\$ 29.218/mês
O&M CAG	R\$ 28.470/mês	R\$ 32.210/mês
O&M Geração	R\$ 0/mês	R\$ 8.063/mês
TOTAL	R\$ 360.306/mês	R\$ 352.466/mês
Economia	Ref.	R\$ 7.840/mês
		2,2%
Investimento Cogeração	-	R\$ 7.135.214
Payback simples	-	75,8 anos

Fonte: Elaboração própria do autor.

E as **Tabela 6.20** e a **Tabela 6.21** demonstram respectivamente um comparativo no mercado cativo para operação na ponta 3 horas e operação 12 horas, resumindo todos os custos mensais envolvidos e o investimento necessário que o atual empreendimento teria na solução convencional, aonde toda energia elétrica é consumida da rede e no sistema de cogeração de energia elétrica e água gelada composto basicamente por dois motogeradores Caterpillar CG132-12 de 600kW e um *chiller* de absorção de 300TR LG.

Tabela 6.20 – Comparativo da Solução Convencional com a Solução de Cogeração Operação Ponta no Mercado Cativo.

Descrição	CONVENCIONAL MERCADO CATIVO	SOLUÇÃO COGERAÇÃO+ MERCADO CATIVO (Operação Ponta)
Descrição de Equipamentos	0 kW de Geração a Gás	1200 kW de Geração a Gás
	0 kW de Geração a Diesel	0 kW de Geração a Diesel
	800 TR de Chiller Elétrico a água	800 TR de Chiller Elétrico a água
	0 TR de Chiller Elétrico a ar	0 TR de Chiller Elétrico a ar
	0 TR de Chiller de Absorção	300 TR de Chiller de Absorção
	Tanque de 0 m³	Tanque de m³
	Subestação de 0 MVA	Subestação de MVA
Energia Elétrica Ponta	R\$ 103.679/mês	R\$ 8.877/mês
Energia Elétrica F.Ponta	R\$ 284.336/mês	R\$ 280.256/mês
Combustível	R\$ 0/mês	R\$ 28.272/mês
Água de reposição	R\$ 31.420/mês	R\$ 19.730/mês
O&M CAG	R\$ 28.470/mês	R\$ 32.210/mês
O&M Geração	R\$ 0/mês	R\$ 8.063/mês
TOTAL	R\$ 447.905/mês	R\$ 377.407/mês
Economia	Ref.	R\$ 70.497/mês
		18,7%
Investimento Cogeração	-	R\$ 7.135.214
Payback simples	-	8,4 anos

Fonte: Elaboração própria do autor.

Tabela 6.21 – Comparativo da Solução Convencional com a Solução de Cogeração Operação 12 horas no Mercado Cativo.

Descrição	CONVENCIONAL MERCADO CATIVO	SOLUÇÃO COGERAÇÃO + MERCADO CATIVO (Operação 12h/dia)
Descrição de Equipamentos	0 kW de Geração a Gás	1200 kW de Geração a Gás
	0 kW de Geração a Diesel	0 kW de Geração a Diesel
	800 TR de Chiller Elétrico a água	800 TR de Chiller Elétrico a água
	0 TR de Chiller Elétrico a ar	0 TR de Chiller Elétrico a ar
	0 TR de Chiller de Absorção	300 TR de Chiller de Absorção
	Tanque de 0 m³	Tanque de m³
	Subestação de 0 MVA	Subestação de MVA
Energia Elétrica Ponta	R\$ 103.679/mês	R\$ 30.869/mês
Energia Elétrica F.Ponta	R\$ 284.336/mês	R\$ 155.831/mês
Combustível	R\$ 0/mês	R\$ 137.819/mês
Água de reposição	R\$ 31.420/mês	R\$ 29.218/mês
O&M CAG	R\$ 28.470/mês	R\$ 32.210/mês
O&M Geração	R\$ 0/mês	R\$ 8.063/mês
TOTAL	R\$ 447.905/mês	R\$ 394.011/mês
Economia	Ref.	R\$ 53.894/mês
		13,7%
Investimento Cogeração	-	R\$ 7.135.214
Payback simples	-	11,0 anos

Fonte: Elaboração própria do autor.

No cenário energético atual com as análises financeiras simuladas, o projeto de cogeração do ponto de vista somente financeiro nenhum dos modelos de simulação se viabiliza dado o *payback* simples estar muito acima da taxa de atratividade para esse tipo de investimento, que por experiência de mercado deve ficar em aproximadamente 5 anos.

6.7 Análise financeira com o Novo Mercado de Gás

Para a simulação da análise financeira com o novo mercado de gás, foi considerado que esse novo mercado traria uma redução de 50% na tarifa do gás com impostos em relação aos valores atuais usados nesse estudo onde a tarifa considerada do GN foi de R\$ 2,016508 R\$/m³. Desta forma, a **Tabela 6.22** demonstra qual o valor da tarifa com a redução proposta para a simulação dos novos custos do projeto.

Tabela 6.22 – Redução GN pelo Novo Mercado de Gás.

Redução GN (Novo Mercado Gás)	50%
Tarifa	1,0083 R\$/m ³

Fonte: Elaboração própria do autor.

Refazendo os cálculos com a nova tarifa praticada pelo novo mercado de gás que reduz o preço da energia elétrica de 494,13 R\$/MWh para 247,06 R\$/MWh as **Tabelas 6.23, 6.24, 6.25 e 6.26** mostram os valores dos custos totais com a solução de cogeração e as diferenças entre o valor economizado e *payback* simples.

Considerado que o um *payback* simples atrativo para o investidor nesse tipo de projeto de cogeração de energia elétrica seja aproximadamente de 5 anos, observa-se os seguintes cenários:

No modelo mercado Livre operação ponta a economia mensal passou de 8% para 12,7%, mesmo assim o *payback* simples ficou em 14,6 anos muito acima da faixa de atratividade.

No modelo mercado livre operação 12 horas a economia mensal passou de 2,2% para 27,1%, mesmo assim o *payback* simples ficou em 7,7 anos acima da faixa de atratividade.

No modelo mercado cativo operação ponta a economia mensal passou de 18,7% para 23,3%, mesmo assim o *payback* simples ficou em 7 anos acima da faixa de atratividade.

No modelo mercado cativo operação 12 horas a economia mensal passou de 13,7% para 37,8%, deixando o *payback* simples em 4,8 anos, viabilizando o projeto.

O quadrante vermelho abaixo na tabela **Tabelas 6.23**, mostra o estudo refazendo os cálculos com a nova tarifa praticada pelo novo mercado de gás que reduz o preço da energia elétrica de 494,13 R\$/MWh para 247,06 R\$/MWh e essa redução é refletida diretamente no resultado do projeto em comparação a **Tabela 6.18**.

Tabela 6.23 – Comparativo da Solução Convencional com a Solução de Cogeração Operação Ponta no Mercado Livre com Tarifa GN reduzida.

Descrição	CONVENCIONAL MERCADO LIVRE	SOLUÇÃO COGERAÇÃO + MERCADO LIVRE (Operação Ponta)
Descrição de Equipamentos	0 kW de Geração a Gás	1200 kW de Geração a Gás
	0 kW de Geração a Diesel	0 kW de Geração a Diesel
	800 TR de Chiller Elétrico a água	800 TR de Chiller Elétrico a água
	0 TR de Chiller Elétrico a ar	0 TR de Chiller Elétrico a ar
	0 TR de Chiller de Absorção	300 TR de Chiller de Absorção
	Tanque de 0 m ³	Tanque de 0 m ³
	Subestação de 0 MVA	Subestação de 0 MVA
Energia Elétrica Ponta	R\$ 59.905/mês	R\$ 6.958/mês
Energia Elétrica F.Ponta	R\$ 240.512/mês	R\$ 238.472/mês
Combustível	R\$ 0/mês	R\$ 14.136/mês
Água de reposição	R\$ 31.420/mês	R\$ 19.730/mês
O&M CAG	R\$ 28.470/mês	R\$ 32.210/mês
O&M Geração	R\$ 0/mês	R\$ 8.063/mês
TOTAL	R\$ 360.306/mês	R\$ 319.568/mês
Economia	Ref.	R\$ 40.738/mês
	-	12,7%
Investimento Cogeração	-	R\$ 7.135.214
Payback simples	-	14,6 anos

Fonte: Elaboração própria do autor.

O quadrante vermelho abaixo na tabela **Tabelas 6.24**, mostra o estudo refazendo os cálculos com a nova tarifa praticada pelo novo mercado de gás que reduz o preço da energia elétrica de 494,13 R\$/MWh para 247,06 R\$/MWh e essa redução é refletida diretamente no resultado do projeto em comparação a **Tabela 6.19**.

Tabela 6.24 – Comparativo da Solução Convencional com a Solução de Cogeração Operação 12 horas no Mercado Livre com Tarifa GN reduzida.

Descrição	CONVENCIONAL MERCADO LIVRE	SOLUÇÃO COGERAÇÃO + MERCADO LIVRE (Operação 12h/dia)
Descrição de Equipamentos	0 kW de Geração a Gás	1200 kW de Geração a Gás
	0 kW de Geração a Diesel	0 kW de Geração a Diesel
	800 TR de Chiller Elétrico a água	800 TR de Chiller Elétrico a água
	0 TR de Chiller Elétrico a ar	0 TR de Chiller Elétrico a ar
	0 TR de Chiller de Absorção	300 TR de Chiller de Absorção
	Tanque de 0 m³	Tanque de m³
	Subestação de 0 MVA	Subestação de MVA
Energia Elétrica Ponta	R\$ 59.905/mês	R\$ 19.240/mês
Energia Elétrica F.Ponta	R\$ 240.512/mês	R\$ 125.915/mês
Combustível	R\$ 0/mês	R\$ 68.910/mês
Água de reposição	R\$ 31.420/mês	R\$ 29.218/mês
O&M CAG	R\$ 28.470/mês	R\$ 32.210/mês
O&M Geração	R\$ 0/mês	R\$ 8.063/mês
TOTAL	R\$ 360.306/mês	R\$ 283.557/mês
Economia	Ref.	R\$ 76.749/mês
		27,1%
Investimento Cogeração	-	R\$ 7.135.214
Payback simples	-	7,7 anos

Fonte: Elaboração própria do autor.

O quadrante vermelho abaixo na tabela **Tabelas 6.25**, mostra o estudo refazendo os cálculos com a nova tarifa praticada pelo novo mercado de gás que reduz o preço da energia elétrica de 494,13 R\$/MWh para 247,06 R\$/MWh e essa redução é refletida diretamente no resultado do projeto em comparação a **Tabela 6.20**.

Tabela 6.25 – Comparativo da Solução Convencional com a Solução de Cogeração Operação Ponta no Mercado Cativo com Tarifa GN reduzida.

Descrição	CONVENCIONAL MERCADO CATIVO	SOLUÇÃO COGERAÇÃO+ MERCADO CATIVO (Operação Ponta)
Descrição de Equipamentos	0 kW de Geração a Gás	1200 kW de Geração a Gás
	0 kW de Geração a Diesel	0 kW de Geração a Diesel
	800 TR de Chiller Elétrico a água	800 TR de Chiller Elétrico a água
	0 TR de Chiller Elétrico a ar	0 TR de Chiller Elétrico a ar
	0 TR de Chiller de Absorção	300 TR de Chiller de Absorção
	Tanque de 0 m³	Tanque de m³
	Subestação de 0 MVA	Subestação de MVA
Energia Elétrica Ponta	R\$ 103.679/mês	R\$ 8.877/mês
Energia Elétrica F.Ponta	R\$ 284.336/mês	R\$ 280.256/mês
Combustível	R\$ 0/mês	R\$ 14.136/mês
Água de reposição	R\$ 31.420/mês	R\$ 19.730/mês
O&M CAG	R\$ 28.470/mês	R\$ 32.210/mês
O&M Geração	R\$ 0/mês	R\$ 8.063/mês
TOTAL	R\$ 447.905/mês	R\$ 363.272/mês
Economia	Ref.	R\$ 84.633/mês
		23,3%
Investimento Cogeração	-	R\$ 7.135.214
Payback simples	-	7,0 anos

Fonte: Elaboração própria do autor.

O quadrante vermelho abaixo na tabela **Tabelas 6.26**, mostra o estudo refazendo os cálculos com a nova tarifa praticada pelo novo mercado de gás que reduz o preço da energia elétrica de 494,13 R\$/MWh para 247,06 R\$/MWh e essa redução é refletida diretamente no resultado do projeto em comparação a **Tabela 6.21**.

Tabela 6.26 – Comparativo da Solução Convencional com a Solução de Cogeração Operação 12 horas no Mercado Cativo com Tarifa GN reduzida.

Descrição	CONVENCIONAL MERCADO CATIVO	SOLUÇÃO COGERAÇÃO + MERCADO CATIVO (Operação 12h/dia)
Descrição de Equipamentos	0 kW de Geração a Gás 0 kW de Geração a Diesel 800 TR de Chiller Elétrico a água 0 TR de Chiller Elétrico a ar 0 TR de Chiller de Absorção Tanque de 0 m ³ Subestação de 0 MVA	1200 kW de Geração a Gás 0 kW de Geração a Diesel 800 TR de Chiller Elétrico a água 0 TR de Chiller Elétrico a ar 300 TR de Chiller de Absorção Tanque de m ³ Subestação de MVA
Energia Elétrica Ponta	R\$ 103.679/mês	R\$ 30.869/mês
Energia Elétrica F.Ponta	R\$ 284.336/mês	R\$ 155.831/mês
Combustível	R\$ 0/mês	R\$ 68.910/mês
Água de reposição	R\$ 31.420/mês	R\$ 29.218/mês
O&M CAG	R\$ 28.470/mês	R\$ 32.210/mês
O&M Geração	R\$ 0/mês	R\$ 8.063/mês
TOTAL	R\$ 447.905/mês	R\$ 325.102/mês
Economia	Ref.	R\$ 122.803/mês 37,8%
Investimento Cogeração	-	R\$ 7.135.214
Payback simples	-	4,8 anos

Fonte: Elaboração própria do autor.

7 CONCLUSÃO

O trabalho proposto mostra uma visão geral sobre os desafios do cenário energético atual para a cogeração no Brasil, seu papel dentro da indústria e sua importância para desenvolvimento de novas tecnologias para utilização melhor e muito mais eficiente de uma fonte primária de energia.

De forma direta foram apresentadas as principais tecnologias e equipamentos utilizados em sistemas de cogeração, e mostrado toda a complexidade envolvida desde a classificação do perfil de demanda de consumo do empreendimento, passando pela seleção correta dos equipamentos para o projeto e chegando ao estudo de viabilidade econômica necessário para atingir as eficiências e retornos financeiros previstas. Isso mostra que não existe uma solução pronta de cogeração para um empreendimento, cada caso tem que ser analisado de forma individual.

Através do estudo de caso foi possível concluir que para novos projetos de cogeração à partir do combustível primário gás natural atualmente não estão se viabilizando, devido à falta de competitividade do preço da energia elétrica gerada a partir do gás natural em relação ao preço da energia elétrica praticados em ambos mercados de energia livre e cativos. Sabendo que para um projeto de cogeração ser atrativo o *payback* simples deve estar em aproximadamente em 5 anos, não mais que isso. Os modelos financeiros, sem considerar a redução da tarifa do gás natural pelo novo mercado de gás, mostraram que o melhor retorno para o investimento seria caso o empreendimento estivesse em mercado cativo e operação ponta com um *payback* simples de 8,4 anos. Considerando a redução da tarifa de gás em 50% pela atuação do novo mercado de gás o modelo que se viabilizou foi com o empreendimento no mercado cativo e operação de 12 horas que traria um *payback* simples de 4,8 anos.

Desta forma fica claro que para um projeto de cogeração à partir do gás natural a estabilidade de preço é essencial, pois o preço da tarifa interfere diretamente no resultado esperado do projeto, outra forma de melhorar o resultado do projeto seria se a energia elétrica aumentasse o preço, por exemplo, com a aplicação da bandeira tarifária vermelha.

Existem outras formas para que um sistema de cogeração seja viabilizado sem que o retorno financeiro seja fator determinante para a viabilidade do projeto, entre eles estão cenários como: projetos que necessitam de total confiabilidade e estabilidade de energia, pois uma queda de energia impactam diretamente nos lucros do negócio e projetos em que a concessionária não tem a energia necessária para a demanda do empreendimento e nesse caso a demanda complementar suprida através de um sistema de cogeração.

O novo mercado de gás é um marco regulatório essencial para o futuro da cogeração no Brasil, muito ainda necessita ser discutido e pensando a respeito, porém somente através dele será possível garantir uma melhor eficiência e preços mais justos para o setor.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRACEEL). **Cartilha mercado livre de energia elétrica** <<http://www.abraceel.com.br/>>. Acesso em: 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução homologatória nº 2.719, de 30 de junho de 2020** <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 2020.

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

ASSOCIAÇÃO DA INDÚSTRIA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA (COGEN). **Dados atuais de cogeração no Brasil.** Disponível em: <<http://www.cogen.com.br>>. Acesso em: 2020.

REGINA ROSÁRIO (AGÊNCIA EPBR). **Desafios das agências reguladoras estaduais na abertura do Novo Mercado de Gás Natural.**

MARINAZAGO (AGÊNCIA EPBR). **Mercado livre de gás: a nova lei e as regulamentações estaduais.**

Projeto de Lei; **PL 6407/2013** <<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=593065>> Acesso em 2020

GOOGLE EARTH. Disponível em: <<https://www.google.com.br/intl/pt-PT/earth/>>. Acesso em 2020.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Sistema Interligado Nacional.** Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em 2020.

PASSOS, M. F. S. A. Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL). **Economia & Energia.** Disponível em: <<http://www.ecen.com/eee10/gasp.htm>>. Acesso em 2020.

Cassemiro, Danilo Ferreira; Aplicação de cogeração a gás natural; vantagens; barreiras e desafios no cenário brasileiro; São Paulo, 2015.

SERRANO, M. A. L.; **Cogeneración**; Universidad de Zaragoza; 1998.

Absorption-chiller

<<http://goldman.com.au/energy/wp-content/uploads/2016/08/40.-Absorption-chiller-single-stage-hot-water-driven-trigeneration-australia-world-energy.png>> Acesso em 2020.

SHIMIZU DE ALMEIDA, Lucas; **Estudo de viabilidade econômica e financeira de sistema de cogeração para a universidade federal do abc, campus Santo André** - Santo André: Universidade Federal do ABC, 2017.

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

Goldman Energy

<<http://www.goldman.com.au/energy/company-news/how-does-an-absorption-chiller-work>> Acesso em 2020.

Datasheet Caterpillar CG132-12

<https://www.cat.com/pt_BR/products/new/power-systems/electric-power/gas-generator-sets/2841734473579219.html> Acesso em 2020.

Datasheet Chiller LG

<https://www.lg.com/global/business/download/resources/sac/IM_AbsorptionChiller_HotwaterType.pdf> Acesso em 2020.>

ANEXOS

LG Electronics Absorption Chiller Data Sheet				
Project / Location	033/14 - MERCEDES / Brazil			
Model	WCMW031			
	Hot Water-Fired Single-Effect Absorption Chiller			
Cooling Capacity	300	RT		
	1,055	kW		
	907,200	kcal/h		
Chilled Water System	Fluid	Water		
	Flow Rate	151.2	m3/h	
	Entering Water Temperature	12.0	°C	
	Leaving Water Temperature	6.0	°C	
	Pressure Drop	6.0	m H2O	
	Max. Operating Pressure	8.0	kg/Cm2·G	
	Fouling Factor	0.00002	m2·°C·h/kcal	
	Pass Number	3	PASS	
	Connection Pipe Diameter	6	B	
	Specification of Nozzle	ANSI 150 lb		
Cooling Water System	Fluid	Water		
	Flow Rate	363.2	m3/h	
	Entering Water Temperature	30.0	°C	
	Leaving Water Temperature	36.0	°C	
	Pressure Drop	6.5	m H2O	
	Max. Operating Pressure	8.0	kg/Cm2·G	
	Fouling Factor	0.00005	m2·°C·h/kcal	
	Pass Number	2 (Abso.) + 1 (Cond.)	PASS	
	Connection Pipe Diameter	10	B	
	Specification of Nozzle	ANSI 150 lb		
Fuel System	Fuel Specification	Hot Water		
	Entering Water Temperature	95.0	°C	
	Leaving Water Temperature	80.0	°C	
	Flow Rate	84.8	m3/h	
	Pressure Drop	4.6	m H2O	
	Max. Operating System	8.0	kg/Cm2·G	
	Fouling Factor	0.00002	m2·°C·h/kcal	
	Pass Number	4	PASS	
	Connection Pipe Diameter	5	B	
	Specification of Nozzle	ANSI 150 lb		
Electric Power (Approx.)	Control Valve Diameter	5	B	
	Power Supply	380 / 60 / 3	V / Hz / Ph	
	Absorbent Pump No1	2.20 kW		5.50 A
	Absorbent Pump No2	- kW		- A
	Refrigerant Pump	0.40 kW		1.40 A
	Purge Pump	0.40 kW		1.45 A
	Control Circuit	0.30 kVA		0.50 A
Dimension (Approx.)	Total Electric Current	8.85 A		
	Length	4,789	mm	
	Width	1,702	mm	
Weight (Approx.)	Height	2,886	mm	
	Operating Weight	13.4	Ton	
	Total. Shipping Weight	11.2	Ton	
Color	Max. Shipping Weight	9.1	Ton	
	Body / Control Panel	Morning Gray / Warm Gray		
Unspecified specification are as per Maker's Standard				

Technical data

600 kWel; 480 V, 60 Hz; Acc. to gas analysis

Design conditions		Fuel gas data: ²⁾		
Comb. air temperature / rel. Humidity:	[°C] / [%]	25 / 50	Methane number: [-]	73
Altitude:	[m]	760	Lower calorific value: [kWh/Nm ³]	10,80
Exhaust temp. after heat exchanger:	[°C]	120	Gas density: [kg/Nm ³]	0,83
NO _x Emission (tolerance - 8%):	[mg/Nm ³ @5%O ₂]	500	Acc. to gas analysis	
Genset:				
Engine:	CG132-12			
Speed:	[1/min]	1800	Analysis: CO ₂ [Vol%]	1,61
Configuration / number of cylinders:	[-]	V / 12	N ₂ [Vol%]	0,59
Bore / Stroke / Displacement:	[mm]/[mm]/[dm ³]	132 / 160 / 26	O ₂ [Vol%]	0,00
Compression ratio:	[-]	12,0	H ₂ [Vol%]	0,00
Mean piston speed:	[m/s]	9,6	CO [Vol%]	0,00
Mean lube oil consumption at full load:	[g/kWh]	0,2	CH ₄ [Vol%]	88,68
Engine-management-system:	[-]	TEM EVO	C ₂ H ₄ [Vol%]	0,00
Generator:	Marelli MJB 400 LA4		C ₂ H ₆ [Vol%]	5,84
Voltage / voltage range / cos Phi:	[V] / [%] / [-]	480 / ±10 / 1	C ₃ H ₆ [Vol%]	0,00
Speed / frequency:	[1/min] / [Hz]	1800 / 60	C ₃ H ₈ [Vol%]	2,33
			C ₄ H ₈ [Vol%]	0,00
			C ₄ H ₁₀ [Vol%]	0,77
			C ₅ H ₁₂ [Vol%]	0,12
			C _x H _y [Vol%]	0,02
			H ₂ S [Vol%]	0,00

Energy balance

Load:	[%]	100	75	50
Electrical power COP acc. ISO 8528-1:	[kW]	600	450	300
Engine jacket water heat:	[kW ±8%]	299	241	190
Intercooler LT heat:	[kW ±8%]	42	26	16
Lube oil heat:	[kW ±8%]			
Exhaust heat with temp. after heat exchanger:	[kW ±8%]	377	308	228
Exhaust temperature:	[°C ±25°C]	484	502	520
Exhaust mass flow, wet:	[kg/h]	3370	2611	1843
Combustion mass air flow:	[kg/h]	3258	2524	1781
Radiation heat engine / generator:	[kW ±8%]	23 / 20	18 / 18	13 / 16
Fuel consumption:	[kW+5%]	1455	1134	814
Electrical / thermal efficiency:	[%]	41,2 / 46,5	39,7 / 48,4	36,9 / 51,4
Total efficiency:	[%]	87,7	88,1	88,3

System parameters ¹⁾

Ventilation air flow (comb. air incl.) with ΔT = 10K	[kg/h]	23900
Combustion air temperature minimum / design:	[°C]	20 / 25
Exhaust back pressure from / to:	[mbar]	30 / 50
Maximum pressure loss in front of air cleaner:	[mbar]	5
Zero-pressure gas control unit selectable from / to: ²⁾	[mbar]	20 / 200
Pre-pressure gas control unit selectable from / to: ²⁾	[bar]	0,5 / 10
Starter battery 24V, capacity required:	[Ah]	143
Starter motor:	[kWel.] / [VDC]	5,4 / 24
Lube oil volume engine / external oil tank:	[dm ³]	100 / 260
Dry weight engine / genset:	[kg]	2650 / 6250

Cooling system

Glycol content engine jacket water / intercooler:	[% Vol.]	35 / 35
Water volume engine jacket / intercooler:	[dm ³]	43 / 5
KVS / Cv value engine jacket water / intercooler:	[m ³ /h]	37 / 10
Jacket water coolant temperature in / out:	[°C]	84 / 92
Intercooler coolant temperature in / out:	[°C]	40 / 44
Engine jacket water flow rate from / to:	[m ³ /h]	32 / 47
Water flow rate engine jacket water / intercooler:	[m ³ /h]	34 / 10
Water pressure loss engine jacket water / intercooler:	[bar]	0,9 / 1,0

1) See also "Layout of power plants":

2) See also Techn. Circular 0199-99-3017

Frequency band f [Hz]	25	31,5	40	50	63	80	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1k	1.25k	1.6k	2k	2.5k	3.15k	4k	5k	6.3k	8k	10k	12.5k	16k	L _{WA} [dB(A)]	S [m ²]
Air-borne noise ³⁾ L _{W,Terz} [dB(lin)]	84,8	91,1	101	105,9	99,4	106,4	110,4	107,2	112,3	116,5	111,2	111,8	112,5	107,5	107,3	108,1	104,8	106,4	105,5	105,3	105,6	103,3	102,8	103,9	109,5	101,8	97,7	95,4	92,2	118,3	81
Exhaust noise ⁴⁾ L _{W,Octave} [dB(lin)]																													133	15,2	

3) DIN EN ISO 3746 (σ_{R0}=±4 dB)

4) DIN 45635-11 Appendix A (±3 dB)

L_W: Sound power level

S: Area of measurement surface (S₀=1m²)

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.719, DE 30 DE JUNHO DE 2020

Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2020, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Enel Distribuição São Paulo, e dá outras providências.

Texto Original

Voto

Nota Técnica nº 102/2020-SGT/ANEEL

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica nº 162/1998, e com base nos autos do Processo nº 48500.007052/2019-11, resolve:

Art. 1º Homologar o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2020 da Enel Distribuição São Paulo - Enel SP a ser aplicado de acordo com as condições estabelecidas nesta Resolução.

Art. 2º As tarifas de aplicação da Enel SP, constantes da Resolução Homologatória nº [2.568](#), de 02 de julho de 2019, ficam, em média, reajustadas em 4,23% (quatro vírgula vinte e três por cento), correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores/usuários/agentes supridos da distribuidora.

Art. 3º As tarifas de aplicação constantes da Tabela 1, Grupo A, e da Tabela 2, Grupo B, do Anexo, estarão em vigor no período de 4 de julho de 2020 a 3 de julho de 2021, observadas as especificações a seguir:

I - as tarifas de aplicação para as centrais geradoras em regime anual de cotas, listadas a seguir, estarão em vigor no período de 1º de julho de 2021 a 30 de junho de 2022:

a) PCH Rasgão.

Parágrafo único. No período de vigência da Bandeira Tarifária Amarela ou Vermelha, de que trata o Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, deverá ser adicionado à Tarifa de Energia –TE de aplicação o correspondente valor fixado pela ANEEL em ato específico.

Art. 4º Homologar o Índice de Reajuste Tarifário Anual - IRT de 15,60% (quinze vírgula sessenta por cento), sendo 15,27% (quinze vírgula vinte e sete por cento) referentes ao reajuste tarifário anual econômico e 0,33% (zero vírgula trinta e três por cento) relativos aos componentes financeiros.

Art. 5º As tarifas da base econômica constantes da Tabela 1, Grupo A, e da Tabela 2, Grupo B, do Anexo, contemplam somente o reajuste tarifário anual econômico e deverão constituir a base de cálculos tarifários subsequentes.

Art. 6º Definir, na Tabela 3 do Anexo, os percentuais de descontos relativos aos benefícios tarifários incidentes sobre as tarifas de aplicação.

§ 1º Incide sobre o valor adicional da Bandeira Tarifária Amarela ou Vermelha o desconto previsto no inciso II, art. 1º do Decreto nº 7.891 de 23 de janeiro de 2013.

§ 2º Os demais descontos previstos no Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013 não incidem sobre o valor do adicional da Bandeira Tarifária Amarela ou Vermelha.

Art. 7º Aprovar, nas Tabelas 4, 5 e 6 do Anexo, os valores relativos aos Serviços Cobráveis e aos parâmetros de cálculo do Encargo de Responsabilidade da Distribuidora (ERD) e do Ressarcimento à distribuidora pela migração de unidades consumidoras para o sistema de transmissão, que estarão em vigor no período de 4 de julho de 2020 a 3 de julho de 2021.

Art. 8º Estabelecer, na Tabela 7 do Anexo, as receitas anuais referentes às instalações de conexão da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP, Interligação Elétrica Pinheiros S.A. – IE Pinheiros, e Inteligação Elétrica Serra do Japi S.A. – IE Japi, relativas às Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso exclusivo pela Enel SP, que estarão em vigor no período de 4 de julho de 2020 a 3 de julho de 2021.

Parágrafo único. Fica autorizada, quando cabível, a inclusão dos valores referentes às alíquotas do PIS/Pasep e da Cofins, necessários à cobertura dos dispêndios destes tributos nas faturas relativas às receitas anuais de que trata o **caput**.

Art. 9º Homologar, na Tabela 8 do Anexo, o valor mensal a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Enel SP, no período de competência de julho de 2020 a junho de 2021, até o 10º dia útil do mês subsequente, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme previsto no art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

Parágrafo único. O valor mensal, de que trata o **caput** contempla o ajuste entre os valores homologados no processo tarifário anterior e os realizados, bem como a previsão para o período de vigência das tarifas de que trata esta Resolução.

Art. 10 Estabelecer, na Tabela 9 do Anexo, as tarifas de referência para fins de apuração dos descontos tarifários aplicados às concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano.

Art. 11. Autorizar a inclusão, no valor total a ser pago pelos consumidores/usuários/agentes supridos, das despesas relativas ao PIS/Pasep e à Cofins efetivamente incorridas pela Enel SP no exercício da atividade de distribuição de energia elétrica.

Parágrafo único. Em função de eventual variação mensal da alíquota efetiva do PIS/Pasep e da Cofins, bem como da defasagem entre o valor pago e o correspondente valor repassado para os consumidores/usuários/agentes supridos, a distribuidora poderá compensar essas eventuais diferenças nos meses subsequentes.

Art. 12. A íntegra desta Resolução e seus Anexos encontram-se juntados aos autos, bem como estão disponíveis no endereço eletrônico <http://www.aneel.gov.br/biblioteca>.

Art. 13. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

TABELA 1 – TARIFAS DE APLICAÇÃO E BASE ECONÔMICA PARA O GRUPO A (Enel SP).

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			BASE ECONÔMICA		
				TUSD		TE	TUSD		TE
				R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A2 (88 a 138kV)	AZUL	NA	P	12,98	63,02	382,17	12,97	59,06	389,42
	AZUL	NA	FP	9,48	63,02	236,55	9,47	59,06	240,84
	AZUL APE	NA	P	12,98	6,30	0,00	12,97	6,42	0,00
	AZUL APE	NA	FP	9,48	6,30	0,00	9,47	6,42	0,00
	GERAÇÃO	PCH RASGÃO	NA	1,82	0,00	0,00	1,82	0,00	0,00
		UTE FERNANDO GASPARIAN (N.PIRAT)	NA	0,63	0,00	0,00	0,63	0,00	0,00
		UTE SAO JOAO BIOGAS	NA	1,21	0,00	0,00	1,21	0,00	0,00
		PCH PIRAPORA	NA	1,81	0,00	0,00	1,80	0,00	0,00
		NOVAS CENTRAIS GERADORAS NÃO CONSIDERADAS NOMINALMENTE	NA	1,35	0,00	0,00	1,35	0,00	0,00
A3a (30 a 44kV)	AZUL	NA	P	23,13	79,97	382,17	23,12	75,26	389,42
	AZUL	NA	FP	15,48	79,97	236,55	15,47	75,26	240,84
	AZUL APE	NA	P	23,13	12,61	0,00	23,12	12,84	0,00
	AZUL APE	NA	FP	15,48	12,61	0,00	15,47	12,84	0,00
	VERDE	NA	NA	15,48	0,00	0,00	15,47	0,00	0,00
		NA	P	0,00	642,12	382,17	0,00	637,20	389,42
		NA	FP	0,00	79,97	236,55	0,00	75,26	240,84
	VERDE APE	NA	NA	15,48	0,00	0,00	15,47	0,00	0,00
		NA	P	0,00	574,76	0,00	0,00	574,78	0,00
		NA	FP	0,00	12,61	0,00	0,00	12,84	0,00
A4 (2,3 a 25kV)	GERAÇÃO	NA	NA	3,69	0,00	0,00	3,69	0,00	0,00
		NA	P	23,13	79,97	382,17	23,12	75,26	389,42
	AZUL	NA	FP	15,48	79,97	236,55	15,47	75,26	240,84
		NA	P	23,13	12,61	0,00	23,12	12,84	0,00
	AZUL APE	NA	FP	15,48	12,61	0,00	15,47	12,84	0,00
		NA	NA	15,48	0,00	0,00	15,47	0,00	0,00
	VERDE	NA	P	0,00	642,12	382,17	0,00	637,20	389,42
		NA	FP	0,00	79,97	236,55	0,00	75,26	240,84
		NA	NA	15,48	0,00	0,00	15,47	0,00	0,00
	VERDE APE	NA	P	0,00	574,76	0,00	0,00	574,78	0,00
		NA	FP	0,00	12,61	0,00	0,00	12,84	0,00
		NA	P	16,06	3,40	0,00	16,05	3,47	0,00
	DISTRIBUIÇÃO	Elektro	FP	12,22	3,40	0,00	12,21	3,47	0,00
		NA	NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		CPFL Piratininga	P	16,06	3,40	0,00	16,05	3,47	0,00
		CPFL Piratininga	FP	12,22	3,40	0,00	12,21	3,47	0,00
		CPFL Piratininga	NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			BASE ECONÔMICA		
				TUSD		TE	TUSD		TE
				R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
	GERAÇÃO	NA	NA	3,69	0,00	0,00	3,69	0,00	0,00
AS	AZUL	NA	P	53,64	109,13	382,17	53,63	104,25	389,42
	AZUL APE	NA	FP	12,19	109,13	236,55	12,18	104,25	240,84
	VERDE	NA	P	53,64	34,46	0,00	53,63	35,11	0,00
			FP	12,19	34,46	0,00	12,18	35,11	0,00
			NA	12,19	0,00	0,00	12,18	0,00	0,00
	VERDE APE	NA	P	0,00	1.413,15	382,17	0,00	1.408,03	389,42
			FP	0,00	109,13	236,55	0,00	104,25	240,84
			NA	12,19	0,00	0,00	12,18	0,00	0,00
			P	0,00	1.338,47	0,00	0,00	1.338,89	0,00
			FP	0,00	34,46	0,00	0,00	35,11	0,00

TABELA 2 – TARIFAS DE APLICAÇÃO E BASE ECONÔMICA PARA O GRUPO B (Enel SP).

SUBGRUPO	MODALIDADE	CLASSE	SUBCLASSE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO		TARIFAS BASE ECONÔMICA			
					TUSD		TE	TUSD		
					R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	
B1	BRANCA	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	P	0,00	622,26	382,17	0,00	617,23	389,42
					0,00	416,66	236,55	0,00	411,69	240,84
					0,00	211,06	236,55	0,00	206,14	240,84
	PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	285,51	248,68	0,00	280,56	253,22
	CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	285,51	248,68	0,00	280,56	253,22
	PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA ⁽¹⁾	NA	0,00	210,83	248,68	0,00	211,42	253,22
B2	BRANCA	RURAL	NA	P	0,00	582,92	313,38	0,00	578,78	319,32
					0,00	385,27	193,97	0,00	381,17	197,49
					0,00	187,61	193,97	0,00	183,57	197,49
	PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	NA	NA	0,00	234,11	203,92	0,00	230,06	207,64
	CONVENCIONAL	RURAL	NA	NA	0,00	234,11	203,92	0,00	230,06	207,64
	BRANCA	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	P	0,00	582,92	313,38	0,00	578,78	319,32
					0,00	385,27	193,97	0,00	381,17	197,49
					0,00	187,61	193,97	0,00	183,57	197,49
	PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	NA	0,00	234,11	203,92	0,00	230,06	207,64
	CONVENCIONAL	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	NA	0,00	234,11	203,92	0,00	230,06	207,64
B3	BRANCA	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	P	0,00	540,27	290,45	0,00	536,43	295,96
					0,00	357,08	179,77	0,00	353,28	183,04
					0,00	173,88	179,77	0,00	170,13	183,04
	PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	NA	0,00	216,98	189,00	0,00	213,23	192,45
	CONVENCIONAL	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	NA	0,00	216,98	189,00	0,00	213,23	192,45
B4	CONVENCIONAL	ILUMINAÇÃO PÚBLICA	B4a – REDE DE DISTRIBUIÇÃO	NA	0,00	157,03	136,77	0,00	154,31	139,27
			B4b – BULBO DE LÂMPADA	NA	0,00	171,30	149,21	0,00	168,34	151,93
	B	GERAÇÃO	TIPO 1	NA	NA	1,46	0,00	0,00	1,46	0,00
			TIPO 2	NA	NA	6,47	0,00	0,00	6,47	0,00

OBS.: (1) Tarifa de referência para aplicação dos descontos definidos na TABELA às diferentes subclasses residencial baixa renda.

DEFINIÇÕES DAS SIGLAS:

NA = não se aplica (não há distinção dentro da classe, subclasse, acessante ou posto tarifário);

P = posto tarifário ponta;

INT = posto tarifário intermediário;
 FP = posto tarifário fora de ponta;
 APE = autoprodução.

TABELA 3 – BENEFÍCIOS TARIFÁRIOS - PERCENTUAIS DE DESCONTO (Enel SP).

	TUSD R\$/kW	TUSD R\$/MWh	TE R\$/MWh	TARIFA PARA APLICAÇÃO DOS DESCONTOS	NORMA LEGAL
B1 – RESIDENCIAL BAIXA RENDA				TUSD E TE DO SUBGRUPO B1 RESIDENCIAL BAIXA RENDA	Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010. Resolução Normativa nº 414 , de 9 de setembro de 2010.
Parcela do consumo mensal de energia elétrica inferior ou igual a 30 (trinta) kWh		65%	65%		
Parcela do consumo mensal superior a 30 (trinta) kWh e inferior ou igual a 100 (cem) kWh		40%	40%		
Parcela do consumo mensal superior a 100 (cem) kWh e inferior ou igual a 220 (duzentos e vinte) kWh		10%	10%		
Parcela do consumo mensal superior a 220 (duzentos e vinte) kWh		0%	0%	TUSD E TE DAS MODALIDADES AZUL E VERDE	Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Resolução Normativa nº 414 , de 9 de setembro de 2010. Art. 9º Lei nº 13.203 de 08 de dezembro de 2015
RURAL - GRUPO A	6%	6%	6%		
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO A	9%	9%	9%		
IRRIGAÇÃO E AQUICULTURA EM HORÁRIO ESPECIAL – GRUPO A	0%	70% A 90%	70% A 90%	TUSD E TE DO SUBGRUPO B3 TUSD E TE DO SUBGRUPO B2	Decreto 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Resolução Normativa nº 414 , de 9 de setembro de 2010.
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO B		9%	9%		
IRRIGAÇÃO E AQUICULTURA EM HORÁRIO ESPECIAL – GRUPO B		60% A 73%	60% A 73%		
GERAÇÃO - FONTE INCENTIVADA	50% a 100%			TUSD GERAÇÃO	Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; Resolução Normativa nº 77 , de 18 de agosto de 2004; Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.
CONSUMIDOR LIVRE - FONTE INCENTIVADA	0% a 100%	0%	0%	MODALIDADE AZUL: TUSD DEMANDA (R\$/kW)	
	0% a 100%	0% a 100%	0%	MODALIDADE VERDE: TUSD DEMANDA (R\$/kW) E TUSD ENERGIA PONTA (R\$/MWh) DEDUZINDO-SE A TUSD ENERGIA FORA PONTA (R\$/MWh)	

TABELA 1 – SERVIÇOS COBRÁVEIS (art. 102, 103 e 131 da REN nº [414/2010](#)) (Enel SP).

SERVIÇOS COBRÁVEIS	Grupo B (R\$)			Grupo A (R\$)
	Monofásico	Bifásico	Trifásico	
I - Vistoria de unidade consumidora	7,18	10,27		20,54
II - Aferição de medidor	9,25	15,41		20,54
III - Verificação de nível de tensão	9,25	15,41		18,50
IV - Religação normal	8,20	11,29		33,91
V - Religação de urgência	41,11	61,69		102,84
VI - Segunda via de fatura	3,06	3,06		3,06
VII - Segunda via declaração de quitação anual de débitos	3,06	3,06		3,06
VIII - Disponibilização dados de medição (memória de massa)	7,18	10,27		20,54
IX - Desligamento programado	41,11	61,69		102,84
X - Religação programada	41,11	61,69		102,84
XI - Fornecimento pulsos potência e sincronismo	7,18	10,27		20,54
XII - Comissionamento de obra	21,53	30,81		61,62
XIII - Deslocamento ou Remoção de poste	(*)	(*)		(*)
XIV - Deslocamento ou Remoção de rede	(*)	(*)		(*)
XV - Visita técnica	7,18	10,27		20,54
XVI - Custo administrativo de inspeção	123,67	185,52		309,29
				4.123,55

(*) Objeto de orçamento específico (art. 103 da REN nº [414/2010](#))

TABELA 5 – PARÂMETROS PARA CÁLCULO DO ERD (REN nº [414/2010](#)) (Enel SP).

SUBGRUPO TARIFÁRIO	B1	B2-RURAL	B2-IRRIGANTE	B3	AS	A4	A3a	A2
K	206,74	169,74	157,25	206,74	206,74	324,68	324,68	50,41
TUSD FIO B - FORA PONTA (R\$/kW)	4,47	3,67	3,40	4,47	4,47	7,02	7,02	1,09
WACC ANTES DOS TRIBUTOS (%)				12,26%				
CARGA TRIBUTÁRIA (%)				34,00%				
PARCELA B REVISÃO (R\$)				3.935.755.657,72				
TAXA DE DEPRECIAÇÃO - D (%)				3,84%				
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO - O&M (R\$)				1.979.715.184,85				

TABELA 6 – PARÂMETROS PARA CÁLCULO RESSARCIMENTO DECRETO nº 5.597/2005 (REN nº [473/2012](#)) (Enel SP).

SUBGRUPO TARIFÁRIO	AS	A4	A3a	A2
TUSD FIO B - PONTA (R\$/kW)	44,74	15,25	15,25	4,71
TUSD FIO B - FORA PONTA (R\$/kW)	4,47	7,02	7,02	1,09
WACC ANTES DOS TRIBUTOS (%)		12,26%		
PARCELA B TARIFA (R\$)		3.977.322.959,44		
PD Médio		1,53		
β		28,59%		

TABELA 7 – RECEITA ANUAL REFERENTE ÀS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO (DIT) DE USO EXCLUSIVO (Enel SP).

EMPRESA TRANSMISSORA	INSTALAÇÕES DEDICADAS À	Vigente no período de 4 de julho de 2020 a 3 de julho de 2021.	VALOR ANUAL (R\$)
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP	ENEL SP		97.463.762,19
Interligação Elétrica Pinheiros S.A. – IE Pinheiros	ENEL SP		2.372.673,72
Interligação Elétrica Serra do Japi S.A. – IE Japi	ENEL SP		4.243.766,01

Obs: Caso tenha sido utilizado índice estimado para a atualização dos valores, deve prevalecer, para fins de faturamento/pagamento, o valor apurado com base nos índices definitivos.

TABELA 8 – VALOR MENSAL DA SUBVENÇÃO DA CDE PARA CUSTEAR DESCONTOS TARIFÁRIOS (Enel SP).

DESCRÍÇÃO	AJUSTE (R\$)	PREVISÃO (R\$)	VALOR MENSAL (R\$)
SUBSIDIO CARGA FONTE INCENTIVADA	(290.204,79)	20.707.717,84	20.417.513,05
SUBSIDIO GERAÇÃO FONTE INCENTIVADA	(22.242,08)	76.209,30	53.967,22
SUBSIDIO DISTRIBUIÇÃO	(4.460,16)	236.637,36	232.177,21
SUBSIDIO ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO	(117.508,06)	1.599.453,06	1.481.945,00
SUBSIDIO RURAL	1.282,73	94.329,80	95.612,53
SUBSIDIO IRRIGANTE/AQUICULTOR	(34,96)	288,23	253,27
TOTAL	(433.167,31)	22.714.635,59	22.281.468,27

TABELA 9 – TARIFAS DE REFERÊNCIA PARA CÁLCULO DE DESCONTOS TARIFÁRIOS (Enel SP).

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TUSD		TE
				R\$/kW	R\$/MWh	
A4	DISTRIBUIÇÃO	Ceris	P	16,06	3,40	0,00
			FP	12,22	3,40	0,00
			NA	0,00	0,00	251,33



PROJETO DE LEI N^º

, DE 2013

(Dos Srs. Antonio Carlos Mendes Thame e Eduardo Sciarra)

Dispõe sobre medidas para fomentar a Indústria de Gás Natural e altera a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009.

O Congresso Nacional decreta:

Art. 1º. Os preços, os critérios de reajustes e revisões do gás natural, praticados pelas unidades produtoras de processamento ou de regaseificação instaladas no País serão estabelecidos em conformidade com as diretrizes, parâmetros e metodologia específicos a serem fixados, em ato conjunto, pelos Ministros de Estado da Fazenda, de Minas e Energia e de Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior.

§ 1º. A metodologia de precificação do gás natural de que cuida o “caput” deste artigo deverá ser estabelecida de forma transparente, inclusive com a promoção de audiência pública a cargo do Ministério de Minas e Energia, para contar com a participação e contribuição dos agentes da Indústria do Gás Natural, dos consumidores e representantes da Administração Pública Federal e Estadual com vistas a assegurar a utilização do gás natural em benefício do desenvolvimento econômico e social.

§ 2º. A metodologia de precificação deverá priorizar a modicidade das tarifas e preços do gás natural em benefício dos consumidores regulados e livres, observada a competência dos Estados, nos termos do Parágrafo Segundo do art. 25 da Constituição Federal de 1988.

Art. 2º. A metodologia de precificação do gás natural, a ser promovida na forma desta Lei, se dará até que ocorra uma efetiva competição na oferta e



comercialização do gás natural, cabendo à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP a sua regulação e fiscalização.

Art. 3º. Respeitada a preferência do mercado primário contratado na forma da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, fica instituído o Mercado Secundário de Gás Natural para o atendimento da demanda de gás natural requerida por usuários finais e/ou conjunto de potenciais usuários finais que se dispõem a adquirir e utilizar gás natural que:

I - já tenha sido objeto de contrato firme no mercado primário, mediante prévio compromisso de pagamento da efetiva retirada;

II - temporariamente não esteja sendo utilizado pelo consumidor primário; e

III - possa ter o seu fornecimento interrompido sempre que houver a demanda pelo consumidor primário.

§ 1º. Os contratos de comercialização de gás natural para atendimento ao mercado secundário identificarão o consumidor ou conjunto de consumidores do mercado primário, cuja interrupção no consumo permitirá a disponibilização desse gás.

§ 2º. Os contratos referidos neste artigo deverão prever que o fornecimento de gás natural ao mercado secundário somente poderá ser interrompido para atendimento ao consumidor primário previamente identificado.

§ 3º. O mercado secundário deverá ser regulamentado pelo Poder Executivo, com vistas, inclusive, a ampliar a oferta do gás natural e promover a competitividade da indústria nacional.

§ 4º. Observado o disposto no § 2º do art. 25 da Constituição Federal e nesta lei, os Estados poderão atribuir às distribuidoras, nas respectivas áreas de concessão, prazos de exclusividade na distribuição e comercialização de gás natural aos diversos segmentos usuários, aproveitando, inclusive, as oportunidades do mercado secundário.

Art. 4º. Ficam reduzidas a 0 (zero) as alíquotas da contribuição para o PIS/PASEP e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS incidentes na importação e sobre a receita bruta de venda no mercado interno de gás natural, liquefeito ou no estado gasoso, classificados nos códigos 2711.11.00 e 2711.21.00 da Tabela de Incidência de Imposto sobre Produtos industrializados - TIPI.

Art. 5º. A Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, fica acrescida do Capítulo IX, com a redação que segue, renumerando-se o art. 60 para art. 61.



“Capítulo IX

Do Operador do Sistema Nacional de Transporte de Gás Natural – ONGÁS

Art. 60. As atividades de coordenação e controle da operação da movimentação de gás natural em gasodutos de escoamento da produção, de transporte, de transferência e em unidades de estocagem de gás natural serão executadas pelo Operador do Sistema Nacional de Transporte de Gás Natural - ONGÁS, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, mediante autorização, a ser organizado na forma de associação civil.

§ 1º. Sem prejuízo de outras funções que lhe sejam atribuídas pela regulamentação específica, constituirão atribuições do ONGÁS:

I - promover o uso eficiente das instalações referidas no “caput”, com vistas a aumentar a confiabilidade do sistema e a eliminar condutas discriminatórias;

II - estabelecer procedimentos operacionais para a correta e eficiente operação do Sistema de Transporte e Estocagem de Gás Natural, assegurando a continuidade e a qualidade do fornecimento;

III - planejar, de acordo com a política energética nacional, o uso do Sistema de Transporte e Estocagem de Gás Natural, adequando-o às previsões setoriais de demanda;

IV - propor critérios e regras ao Poder Executivo para o atendimento à demanda de gás natural;

V - supervisionar e coordenar as operações de movimentação de gás natural realizadas no Sistema de Transporte e Estocagem de Gás Natural;

VI - coordenar e adequar os planos de manutenção dos gasodutos de produção, de transporte, de transferência e unidades de estocagem de gás natural;

VII - propor e adotar as ações necessárias para restaurar a movimentação de gás natural em caso de falhas no seu suprimento;

VIII - interagir com o Poder Executivo na formulação de planos de expansão do sistema;

IX - elaborar e divulgar indicadores de desempenho do sistema de transporte e estocagem de gás natural;



X - interagir com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e monitorar a disponibilidade de gás natural, de forma a viabilizar o atendimento do despacho das instalações de geração termelétrica para o atendimento energético;

XI - consolidar e disponibilizar aos agentes as informações relevantes à movimentação de gás natural através Sistema de Transporte e Estocagem de Gás Natural.

§2º. A regulamentação deverá dispor sobre a estrutura, funcionamento e demais competências do ONGÁS, abrangendo, inclusive, a metodologia e forma de concessão de incentivos econômicos aos seus membros para estimular a eficiência da estrutura dutoviária de transporte e estocagem de gás natural.”

Art. 6º. O artigo 1º da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, fica acrescido do § 4º com a seguinte redação:

“Art. 1º

.....

§ 4º. Incumbe ao Poder Executivo Federal:

I - estabelecer e implementar a Política Nacional para o gás natural, nos termos da Lei;

II - formular, planejar e implementar ações destinadas ao desenvolvimento da indústria do gás natural;

III - acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento de gás natural em todo o território nacional;

IV - formular planos de expansão do sistema de transporte;

V - organizar audiências públicas sempre que iniciativas de projetos de lei ou de alteração de normas administrativas impliquem afetação de direito dos agentes econômicos ou de consumidores e usuários de bens e serviços da indústria do gás natural, ressalvada a competência dos Estados no caso dos serviços locais de gás canalizado, na forma do § 2º do artigo 25 da Constituição Federal;

VI - interagir com os órgãos encarregados da administração e regulação das atividades de gás natural dos estados e, quando for o caso, de outros



países, objetivando promover o intercâmbio de informações e harmonizar o ambiente legal e regulamentar.”

Art. 7º. O § 3º do artigo 3º e o art. 45 da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, passam a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 3º

§ 3º As empresas ou o consórcio de empresas concessionárias ou autorizadas para o exercício da atividade de transporte de gás natural poderão construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte de gás natural, seja para suprimento interno ou para importação e exportação, bem como exercer as atividades de estocagem, transporte de biocombustíveis e construção e operação de terminais, sendo-lhes, no entanto, vedado o exercício da atividade de carregamento, atingindo essa vedação às sociedades controladoras, controladas e coligadas, nos termos da Lei nº 6.404, de 16 de dezembro de 1976 e os consórcios em que participem as suas sociedades controladoras, controladas ou coligadas.” (NR)

.....

“Art. 45. Os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de liquefação e regaseificação estão sujeitos ao acesso de terceiros interessados nos termos da regulação a ser editada pela ANP.” (NR)

Art.8º. Esta Lei entrará em vigor na data de sua publicação.

JUSTIFICAÇÃO

O art. 69 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, com a redação atribuída pela Lei nº 9.990, de 21 de julho de 2000, previu que os preços do gás natural seriam objeto de controle, a cargo do Poder Executivo, até 31 de dezembro de 2001, quando, então, se aguardava a concretização de uma competição setorial que não se concretizou.



Em dezembro de 2001, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, sensibilizado com a proximidade do término do prazo legal fixado para a precificação do gás natural sem que pudesse ser verificada a almejada concorrência setorial, decidiu promover a manutenção do controle dos preços mediante a edição de ato legal específico para esse fim.

Uma vez que o mercado de gás natural permanece objeto de concentração, a exigir efetivo controle, e considerando a necessidade do estabelecimento de uma política de precificação transparente e competitiva, é de se propor o estabelecimento de uma metodologia unificada que viabilize o consumo e o crescimento setorial de forma equilibrada e estável.

Ademais, também com perspectiva de ampliação do mercado, a separação societária e a desverticalização entre transportadores e carregadores nos gasodutos que serão concedidos é fundamental para o desenvolvimento do mercado de gás natural, uma vez que tem o condão de mitigar possíveis práticas anticompetitivas que dificultam o crescimento do setor.

O pleno desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil enfrenta importantes barreiras. A principal delas refere-se à dificuldade de formação de um ambiente de concorrência, especialmente no transporte e suprimento do produto. O que se observa é que uma só empresa controla praticamente toda a rede de gasodutos, por meio de suas subsidiárias e controladas.

A literatura internacional atesta que uma companhia detentora do monopólio do transporte de gás natural e que atua nas pontas de produção e de consumo possui extraordinário incentivo para abusar de sua posição dominante e discriminar os agentes que utilizam sua infraestrutura de gasodutos, impedindo ou dificultando o surgimento de competidores. Em razão da ausência de concorrência, aos consumidores finais são impostos preços elevados para aquisição do energético, o que inibe, acentuadamente, o desenvolvimento do mercado consumidor. Indubitavelmente essa é a situação encontrada no Brasil, onde inúmeros segmentos industriais são prejudicados, enquanto a única beneficiada é a monopolista.



Na tentativa de alterar esse quadro indesejável, o Congresso Nacional aprovou a Lei nº 11.909, de 2009, que ficou conhecida como a “Lei do Gás”, que, ao instituir o regime de concessão para a construção e operação de novos gasodutos de transporte, procurou instituir um ambiente concorrencial no setor de transporte de gás natural. No entanto, o Plano de Expansão da Malha de Transporte (PEMAT) e as licitações pertinentes ainda não foram promovidas pelo Ministério das Minas e Energia, permanecendo sem aplicação vários dispositivos da Lei, como aqueles que procuram implantar o livre acesso aos gasodutos.

Assim, entendemos que providências adicionais são imprescindíveis e urgentes, o que nos motivou a apresentar este projeto de lei.

Inicialmente propomos a criação de um mercado secundário de gás natural de âmbito nacional, de modo a incentivar a concorrência no segmento de consumo e a ampliar o mercado para as novas empresas supridoras.

Uma vez que a rede de gasodutos apresenta as características de monopólio natural, inserimos dispositivo para que seja realizada imprescindível desverticalização no segmento de transporte de gás natural, como, aliás, já foi feito no setor elétrico brasileiro, por intermédio da Lei nº 10.848, de 2004 e proposto na minuta de resolução da ANP apresentada na CP nº 18/2013, que trata da autorização para a atividade de carregamento de gás natural.

Com a desverticalização, o interesse da empresa transportadora, antes vinculado ao da controladora verticalizada, passa ser o de incrementar, sem discriminação, o número de usuários de sua rede, bem como o volume transportado, aumentando, assim, a eficiência econômica e estimulando a livre concorrência, um dos princípios norteadores da ordem econômica nacional, conforme disposto no artigo 170 da Constituição Federal.

O gás natural é um energético que pode contribuir para o equilíbrio da matriz energética brasileira, colaborar para a redução da emissão dos gases que causam o efeito estufa e promover o desenvolvimento econômico e social do país.



A falta de competitividade do gás natural frente aos energéticos concorrentes tem impacto direto nas indústrias que o utilizam como insumo ou matéria prima em seus processos produtivos. O volume consumido pelas indústrias, sobretudo por aquelas que fazem uso intensivo do energético, como as químicas, petroquímicas e as ceramistas, corresponde a 66,5% do mercado não térmico de gás natural.

De acordo com o IBGE, no primeiro trimestre de 2013, a produção industrial do Brasil apresentou retração de 0,5% e, para este quadro, contribuíram a elevada carga tributária e o alto custo da matéria prima no país, considerados dois dos principais problemas hoje enfrentados pela indústria nacional, segundo a pesquisa de Sondagem Industrial realizada pela Confederação Nacional das Indústrias.

Além disso, a manutenção de alíquotas elevadas de PIS/COFINS sobre o gás natural é um claro desincentivo às novas rodadas de licitação a serem promovidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, pois o alto custo e a falta de competitividade do insumo não permite a recuperação dos maciços investimentos necessários à sua exploração, produção e transporte.

O desequilíbrio da balança comercial do Brasil, em virtude da necessidade de importar combustíveis para abastecer o mercado interno, é, também, um alerta evidente de que é preciso desonerar o gás natural e fazer uso de sua versatilidade, incentivando o consumo do energético como combustível veicular.

Desta forma, propõe-se a redução, a zero, das alíquotas de PIS/COFINS incidentes sobre toda a cadeia produtiva e de comercialização do gás natural, liquefeito ou no estado gasoso, incluindo as atividades de importação, produção, transporte e distribuição, o que deverá incentivar e incrementar o seu uso pelas indústrias, desonerando custos e alavancando a competitividade do parque industrial nacional, sobretudo no mercado externo e contribuir, de forma efetiva, para a redução das emissões poluentes e para a sustentabilidade ambiental.

Por fim, em face da desverticalização proposta e com medidas para incentivar a entrada de novos agentes no mercado transporte de gás natural, torna-se imprescindível a criação de uma entidade que coordene e controle a operação da rede



CÂMARA DOS DEPUTADOS

de gasodutos, de modo a maximizar a eficiência do sistema, bem como garantir a continuidade de seu funcionamento e, por conseguinte, a segurança do abastecimento. Assim, sugerimos a criação do Operador do Sistema Nacional de Transporte de Gás Natural (ONGÁS), nos moldes da experiência bem sucedida a muito implementada no setor elétrico pela instituição do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Em razão dos inequívocos benefícios da proposição, solicitamos o apoio dos insignes colegas parlamentares para que, com a máxima brevidade, possamos transformá-la em lei. Dessa forma, estaremos aumentando a concorrência e permitindo a redução dos preços e o aumento da oferta desse importante energético. Assim, poderemos contribuir decisivamente para o despertar da indústria nacional, que virá associado a relevantes ganhos sociais, como redução do desemprego e aumento da renda do trabalhador. No plano macroeconômico, além do impacto favorável no crescimento do Produto Interno Bruto, certamente também observaremos reflexos positivos nos índices inflacionários e nos resultados de nossas contas externas.

Sala das Sessões, em 24 de Setembro de 2013.

Deputado Antonio Carlos Mendes Thame

Deputado Eduardo Sciarra