



UNIVERSIDADE SALVADOR - UNIFACS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
MESTRADO EM REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA

JOÃO CARLOS LAGO SELCH

**MODELAGEM DA MATRIZ ENERGÉTICA DE UNIDADES
CONSUMIDORAS CONECTADAS A CONCESSIONÁRIAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA AVALIAÇÃO DA
VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DESSES CONSUMIDORES
ADOTAREM COGERAÇÃO A GÁS NATURAL**

Salvador
2009

JOÃO CARLOS LAGO SELCH

**MODELAGEM DA MATRIZ ENERGÉTICA DE UNIDADES
CONSUMIDORAS CONECTADAS A CONCESSIONÁRIAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA AVALIAÇÃO DA
VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DESSES CONSUMIDORES
ADOTAREM COGERAÇÃO A GÁS NATURAL**

Dissertação apresentada ao curso de Mestrado em Regulação da Indústria de Energia da Universidade Salvador - UNIFACS, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Orientador: Prof. Paulo Sérgio Vieira de Mello Rocha.

Salvador
2009

FICHA CATALOGRÁFICA

(Elaborada pelo Sistema de Bibliotecas da Universidade Salvador - UNIFACS)

Selch, João Carlos Lago

Modelagem da matriz energética de unidades consumidoras conectadas a concessionárias de distribuição de energia elétrica para avaliação da viabilidade técnico-econômica desses consumidores adotarem cogeração a gás natural./ João Carlos Lago Selch. – Salvador, 2009.

177 f. : il.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Sérgio Vieira de Mello Rocha.

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador – UNIFACS, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre.

1. Energia elétrica 2. Gás natural. 3. Cogeração. I. Rocha, Paulo Sérgio Vieira de Mello, orient. II. Universidade Salvador – Unifacs. III. Título.

CDD:

JOÃO CARLOS LAGO SELCH

MODELAGEM DA MATRIZ ENERGÉTICA DE UNIDADES
CONSUMIDORAS CONECTADAS A CONCESSIONÁRIAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA AVALIAÇÃO DA
VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DESSES CONSUMIDORES
ADOTAREM COGERAÇÃO A GÁS NATURAL

Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador - UNIFACS, pela seguinte banca examinadora:

Paulo Sérgio Vieira de Mello Rocha – Orientador _____
Ph.D. em Engenharia de Petróleo pela Universidade do Texas System
Universidade Salvador - UNIFACS

Doneivan Fernandes Ferreira _____
Ph.D. em Economia de Recursos Energéticos pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP)
Universidade Federal da Bahia (UFBA)

Luiz Eraldo Araújo Ferreira _____
Doutor em Engenharia de Petróleo pela The University of Texas at Austin, EUA
Universidade Salvador -UNIFACS

Salvador, 18 de setembro de 2009.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, à minha esposa Cristiane e aos meus filhos Breno e Jacqueline, extremamente penalizados com a minha ausência durante o período de realização deste mestrado, pela paciência, carinho e incentivo recebidos.

À memória de meus pais, Gunter e Marizete, pelos exemplos e lições de vida legados.

Ao meu orientador, o incansável Prof. Dr. Paulo Rocha, cujos conhecimentos, objetividade e segurança nunca nos fez perder o fio da meada.

Ao Prof. Dr. Luiz Eraldo, pelas sugestões e recomendações que em muito contribuíram para o enriquecimento deste trabalho.

À Coelba, pelo suporte financeiro e, especialmente, aos colegas do Departamento de Grandes Clientes que, durante minhas ausências relacionadas ao mestrado, à custa de acúmulo de trabalho, prontamente atenderam aos clientes de minha carteira.

Aos colegas do grupo de pesquisa das “sextas-feiras”, Prof. Wards, Alana, Regina, George e Alberto, pelo apoio e sugestões.

RESUMO

O racionamento de energia elétrica ocorrido em 2001-2002 redirecionou a reestruturação dos serviços públicos de energia elétrica para maior regulação no segmento de distribuição, visando à garantia do fornecimento aos consumidores. Regras mais restritivas obrigam as concessionárias a contratar o seu mercado de energia com uma previsão mínima de cinco anos, penalizando-as por déficits ou contratação acima de 3% da carga. Entre 2004-2006 cresceu o número de consumidores livres e, mais recentemente, percebe-se o aumento da procura por Fontes Alternativas de Energia, para suprimento de cargas com demanda igual ou superior a 500 kW e atendidas em tensão inferior a 69 kV. Inexistem nas regras atuais mecanismos de compensação de sobras neste segmento, cabendo às concessionárias, contrariamente ao que ocorre no ambiente de contratação livre, arcar com a energia dos contratos migrados. Neste sentido, a migração do cliente para um sistema de cogeração com base em gás natural é a pior situação para as concessionárias, pois além da energia não devolvida, elas também perdem a receita do uso do sistema de distribuição. O propósito deste estudo é apresentar uma ferramenta que, mapeando a necessidade energética de uma unidade produtiva através de dois modelos: o primeiro, atendida por concessionária de distribuição; o segundo, através de sistema de cogeração, analise a viabilidade econômico-financeira da migração para a cogeração utilizando-se gás natural como combustível.

Palavras-chave: Cogeração. Gás Natural. Turbinas. Contratação de energia. Energia.

ABSTRACT

Key-words: Cogeneration. Gas. Turbines. Employing energy. Energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.2 - Tipos de Gás Natural segundo a forma de armazenamento	21
Figura 2.1 - Esquema de Leilões previstos no Ambiente de Contratação Regulado – ACR	51
Figura 2.2 - Modelo de conexão de um autoprodutor cujas unidades de geração e de carga estão situadas em locais diferentes	57
Figura 2.3 - Modelo de conexão de um autoprodutor cuja unidade de carga está ligada diretamente às suas instalações de geração	59
Figura 2.4 - Modelo de conexão de um produtor independente composto apenas por unidade de geração	60
Figura 2.5 - Perfil institucional da indústria do gás natural no Brasil	66
Figura 2.6 - Exemplo de cálculo (relativo ao Conceito) do Centro de Carga de uma zona Z	76
Figura 2.7 -Traçado do GASENE	86
Figura 3.1 - Balanço de energia em um sistema energético	88
Figura 3.2 - Suprimento isolado de energia elétrica e energia térmica a uma unidade produtiva, a partir de fontes primárias distintas	90
Figura 3.3 - Suprimento de energia elétrica e energia térmica a uma unidade produtiva através de uma central de cogeração	90
Figura 3.4 - Dimensionamento de uma unidade com cogeração sob paridade elétrica parcial	93
Figura 3.5 - Dimensionamento de uma unidade com cogeração sob paridade térmica parcial	93
Figura 3.6 - Capacidade de produção de energias Térmica e Eletromecânica segundo duas configurações de cogeração com relação EE/ET diferentes	95
Figura 3.7 - Cogeração baseada em Turbina a Vapor	98
Figura 3.8 - Cogeração baseada em Turbina a Gás	99
Figura 3.9 – Cogeração baseada em Ciclo Combinado	100
Figura 3.10 - Cogeração baseada em Motores Alternativos de Combustão Interna	102
Figura 4.1 - Modelo energético de uma Unidade Consumidora SEM Cogeração	122
Figura 4.2 - Modelagem de uma Unidade Consumidora COM Cogeração	126
Figura 4.3 - Modelo de Gráfico VPL X IA de uma avaliação gerado pela aplicação	141
Figura 4.4 - Tela de Processamento da aplicação de avaliação de Migração	143

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1.2 - Reservas provadas de Petróleo e Gás Natural no Brasil	22
Gráfico 2.1 - Distribuição dos custos embutidos nas contas de energia elétrica pagas pelo consumidores (média brasileira em 2006)	39
Gráfico 2.2 - Distribuição porcentual da venda de GN por segmento (11/2008)	82
Gráfico 2.3 - Distribuição porcentual do consumo industrial no ano de 2007	82
Gráfico 2.4 - Distribuição porcentual, por segmento, dos clientes atendidos pela BAHIAGÁS em 2007	83
Gráfico 3.1 - Variação da potência e eficiência nominais de TG com a temperatura	106
Gráfico 3.2 - Variação da eficiência nominal de TG com a carga parcial	106
Gráfico 3.3 - Variação da eficiência nominal de TG com a perda de carga na saída e na entrada	107
Gráfico 3.4 - Variação das potência e eficiência nominais de TG com a altitude	108
Gráfico 3.5 - Relação η/η_N para motores a GN operando sob carga parcial (Q/P_N)	110
Gráfico 3.6 - Variação η/η_N e Q/P_N e para motores a GN com a altitude	111
Gráfico 3.7 - Variação η/η_N e Q/P_N para motores a GN com a temperatura	111
Gráfico 3.8 - Relações η/η_N e Q/P_N para MG com a perda de carga na aspiração	112
Gráfico 3.9 - Custo de O&M Fixo anual para turbinas a gás	113
Gráfico 3.10 - Custo de O&M Variável para turbinas a gás	113
Gráfico 3.11 - Custo de O&M Fixo anual para motores a gás	114
Gráfico 3.12 - Custo de O&M Variável para motores a gás	114
Gráfico 3.13 - Participação porcentual do Turbo Gerador na instalação da turbina	116
Gráfico 3.14 - Participação porcentual da instalação da turbina no custo total da instalação de cogeração	117
Gráfico 3.15 - Custo Total (FOB) de turbinas a GN (em milhões de US\$)	119
Gráfico 3.16 - Custo Total (FOB) de motores a GN (em milhões de US\$)	120
Gráfico 5.1 - Tarifas de Demanda (R\$/kW) para o modelo tarifário Horosazonal Azul (HSA) no posto horário na Ponta	148
Gráfico 5.2 - Tarifas de Demanda (R\$/kW) para o modelo tarifário Horosazonal Azul (HSA) no posto horário Fora de Ponta	149
Gráfico 5.3 - Tarifas de Consumo (R\$/MWh) para o modelo tarifário Horosazonal Azul (HSA) no posto horário na Ponta	149
Gráfico 5.4 - Tarifas de Consumo (R\$/MWh) para o modelo tarifário Horosazonal Azul (HSA) no posto horário Fora de Ponta	150

Gráfico 5.6 - Fator de Carga (FC) de indiferença entre as Tarifas HSA e HSV	151
Gráfico 5.7 - Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD no posto Horário na Ponta	151
Gráfico 5.8 - Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD no Posto Horário Fora de Ponta	152
Gráfico 5.9 - Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD (R\$/kW) no posto Horário na Ponta	152
Gráfico 5.10 - Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD (R\$/kW) no Posto Horário Fora de Ponta	153
Gráfico 5.11 - Tarifas de GN (R\$/m ³) para consumidores Industriais	154
Gráfico 5.12 - Tarifas de GN (R\$/m ³) para consumidores Comerciais	154
Gráfico 5.13 - Relação entre as tarifas Ti/Ti-1 para faixas de consumidores Industriais	155
Gráfico 5.14 - Relação entre as tarifas Ti/Ti-1 para faixas de consumidores Comerciais	155
Gráfico 5.15 - Custo do GN (R\$/m ³) por faixa de consumo Industrial	156
Gráfico 5.16 - Custo do GN (R\$/m ³) por faixa de consumo Comercial	156
Gráfico 5.17 - Modelo energético de uma Unidade Consumidora SEM Cogeração	157
Gráfico 5.18 - Esquema de necessidade Energética da UC segundo os modelos propostos SEM Cogeração	158
Gráfico 5.19 - Esquema de necessidade Energética da UC segundo os modelos propostos COM Cogeração	159
Gráfico 5.20 - Variação anual do Câmbio utilizado nos projetos de análise	161
Gráfico 5.21 - Consumo diário e variação anual do preço do GN por tipo de operação	162
Gráfico 5.22 - Comportamento anual de preço do Gás Natural para os projetos analisados	163
Gráfico 5.23 - Resumo da avaliação do cliente C604 no ano de 2005	164
Gráfico 5.24 - Resumo da avaliação do cliente C604 no ano de 2006	164
Gráfico 5.25 - Resumo da avaliação do cliente C604 no ano de 2007	165
Gráfico 5.26 - Resumo da avaliação do cliente C604 no ano de 2008	165
Gráfico 5.27 - Resumo da avaliação do cliente C604 no ano de 2009	166
Gráfico 6.1 - Exemplo de Cogeração utilizando duas máquinas para atendimento à curva de carga do cliente	171

LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1 - Providência demandada ao órgão regulador para aproveitamento de recursos hidroelétricos e termelétricos	37
Quadro 2.2 - Encargos embutidos nas contas pagas pelos consumidores	40
Quadro 2.3 - Disponibilidade dos modelos tarifários Convencional, Horosazonal Azul e Verde e Tarifas de Uso segundo os subgrupos das unidades consumidoras do Grupo A	47
Quadro 3.1 - Relação EE/ET para tecnologias de cogeração	97
Quadro 6.1 - Nível do prejuízo passível à concessionária	170

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 - Composição típica do Gás Natural	20
Tabela 3.1 - Relação Potência / Calor de processo (EE/ET) de setores industriais brasileiros, para o período entre 1970 e 1986	94
Tabela 3.2 - Relação Potência / Calor de processo (EE/ET) de setores comerciais brasileiros	94
Tabela 3.3 - Dados Técnicos de Turbinas a Gás sob condições ISSO	104
Tabela 3.4 - Dados Técnicos de Motores a Gás sob condições ISO	108
Tabela 3.5 - Porcentual de participação dos itens de custos na formação do custo unitário de capital de instalação de turbinas a gás	115
Tabela 3.6 - Porcentual de participação dos itens de custos na formação do custo unitário de capital de instalação de cogeração com turbinas a gás	116
Tabela 3.7 - Fator de acréscimo ao Preço FOB dos equipamentos de geração a título de impostos e taxas	118
Tabela 3.8 - Preço FOB (R\$/kW) de Turbinas a Gás Natural	118
Tabela 3.9 - Preço FOB (R\$/kW) de Motores a Gás Natural	119
Tabela 4.1 - Fator de Ajuste FA do custo do equipamento devido aos Impostos e Taxas	128
Tabela 4.2 - Relação porcentual R_{EQ} entre Energia Elétrica Útil (E_W) e a Energia Térmica (E_T) para Microturbinas e Motores a Gás Natural	129
Tabela 5.1 - Limite superior de consumo de GN por Faixa (continua)	153
Tabela 5.2 - Valores anuais do câmbio utilizados nas simulações	157
Tabela 5.3 - Valores energéticos apurados para a UC segundo o tipo de operação analisado na condição de pré-cogeração	158
Tabela 5.4 - Valores energéticos utilizados pela UC sob cogeração, por tipo de projeto analisado	159
Tabela 5.5 - Dados utilizados na determinação do Equipamento a ser utilizado na cogeração, por tipo de cogeração analisado	160
Tabela 5.6 - Efeito das condições ambientais e da carga atendida na eficiência nominal do equipamento	160
Tabela 5.7 - Composição dos custos de instalação de cogeração a Gás Natural	161
Tabela 5.8 - Caldeira Convencional: investimento e condições operacionais	161
Tabela 5.9 - Parâmetros do Gasoduto para transporte do GN até o cliente	162
Tabela 5.10 - Custos de O&M	163

Tabela 5.11 - Resumo da avaliação por ano de análise	166
Tabela 5.12 - Resumo da avaliação por subgrupo de fornecimento	167
Tabela 5.13 – Resumo da avaliação por tipo de projeto	167
Tabela 5.14 - Resumo da avaliação anual para o subgrupo A2	168
Tabela 5.15 - Resumo da avaliação anual para o subgrupo A3	168
Tabela 5.16 - Resumo da avaliação anual para o subgrupo A3a	168
Tabela 5.17 - Resumo da avaliação anual para o subgrupo A4	169

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
AGERBA	Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
AP	Autoprodutor de Energia Elétrica
BAHIAGÁS	Companhia de Gás da Bahia
BE	Benefício Econômico
CADE	Conselho Administrativo de Defesa Econômica
CAPM	<i>Capital Assets Pricing Model</i>
CCD	Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCT	Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão
CE	Cliente Especial
CF	Constituição Federal do Brasil
CG _z	Centro de Carga da Zona Z
CL	Clientes Livres
CMO	Custos Marginais de Operação
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CPAC	Concurso Público de Alocação de Capacidade
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
DANEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DNC	Departamento Nacional de Combustíveis

EC	Emenda Constitucional
EE	Energia Elétrica
ET	Energia Térmica
GASENE	Gasoduto Sudeste Nordeste
GD	Geração Distribuída
GN	Gás Natural
GRA	Modelo Tarifário Convencional
HSA	Modelo Tarifário Horosazonal Azul
HSV	Modelo Tarifário Horosazonal Verde
ICMS	Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços
LI	Limite Inferior de Reconstrução
MC	Momento de Capacidade de Transporte
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déicits
MF	Ministério da Fazenda
MME	Ministério de Minas e Energia
MR	Montante de Reposição
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OS	Período Seco
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S.A.
PI	Produtor Independente de Energia Elétrica
PIS	Programas de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PU	Período Úmido
PURPA	<i>Public Utilities Regulatory Policy Act</i>
RC	Reserva de Capacidade
RTA	Reajuste Tarifário Anual
RTE	Revisão Tarifária Extraordinária
RTP	Revisão Tarifária Periódica
SIN	Sistema Interligado Nacional

STF	Serviço de Transporte Firme
STI	Serviço de Transporte Interruptível
TG	Turbina a Gás
TIR	Taxa Interna de retorno
TR	Taxa de Retorno
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de distribuição
TUST	Tarifa de Uso do sistema de Transmissão
TV	Turbina a Vapor
UC	Unidade Consumidora
VPL	Valor Presente Líquido
VR	Valor Anual de Referência
VRE	Valor de Referência da Energia Existente
VPL	Valor Presente Líquido
VR	Valor Anual de Referência
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	19
1.1 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA	23
1.2 OBJETIVO DO TRABALHO	24
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO	25
2 REGULAÇÃO DOS SETORES DE ENERGIA ELÉTRICA E GÁS NATURAL BRASILEIROS	26
2.1 REGULAÇÃO VERSUS MERCADO	26
2.2 ASPECTOS REGULATÓRIOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	32
2.2.1 Tarifas no Setor Elétrico Brasileiro	38
2.2.2 Mecanismos de Correção das Tarifas	41
2.2.3 Estrutura Tarifária	44
2.2.4 Comercialização de Energia Elétrica	47
2.2.4.1 Preço de Liquidação de Diferenças – PLD	48
2.2.4.2 Contratação no ACR	49
2.3 CONFIGURAÇÕES DE AUTOPRODUTORES E PRODUTORES INDEPENDENTES	55
2.4 RESERVA DE CAPACIDADE	61
2.5 REGULAÇÃO DO SETOR DE GÁS NATURAL NO BRASIL	63
2.5.1 Regulação Federal do Setor de Gás Natural no Brasil	66
2.5.2 Atividade de Transporte de Gás Natural	68
2.5.3 Tarifas de Transporte	71
2.5.3.1 Metodologia de Cálculo da Tarifa de Transporte	72
2.5.3.2 Tarifas Postais e Tarifas Por Distância	74
2.5.3.3 Tarifa Incremental e Tarifa Compartilhada	77
2.6 REGULAÇÃO ESTADUAL SETOR DE GÁS NATURAL NA BAHIA	78
2.6.1 Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia (AGERBA)	78
2.6.2 Companhia de Gás da Bahia – BAHIAGÁS	79
3 COGERAÇÃO	87
3.1 CONCEITUAÇÃO	89
3.2 OPERAÇÃO DAS CENTRAIS DE COGERAÇÃO	92
3.3 TECNOLOGIAS UTILIZADAS EM COGERAÇÃO	95

3.3.1 Cogeração com Turbinas a Vapor	97
3.3.2 Cogeração com Turbinas a Gás	98
3.3.3 Cogeração com Ciclo Combinado	100
3.3.4 Cogeração com Motores Alternativos de Combustão Interna	101
3.3.5 Cogeração com Microturbinas	102
3.4 CARACTERÍSTICAS OPERACIONAIS DE TURBINAS E MOTORES A GÁS	103
3.4.1 Característica Técnicas de Turbinas a Gás	103
3.4.1.1 Influência da Temperatura de Admissão do Ar	105
3.4.1.2 Influência da Operação sob Carga Parcial	106
3.4.1.3 Influência da Perda de Carga no Sistema de Admissão	106
3.4.1.4 Influência da Altitude	107
3.4.1.5 Influência da Umidade	108
3.4.2 Características Técnicas de Motores a Gás	108
4.3.2.1 Influência da Operação sob Carga Parcial	110
3.4.2.2 Influência da Altitude	110
3.4.2.3 Influência da Temperatura	111
3.4.2.4 Influência da Perda de Carga na Aspiração	112
3.4.3 Operação e Manutenção (O&M)	112
3.5 ASPECTOS ECONÔMICOS DE TURBINAS E MOTORES A GÁS NATURAL	114
4 MODELAGEM ENERGÉTICA DE UNIDADES CONSUMIDORAS ATENDIDAS PRÉ-COGERAÇÃO E SOB COGERAÇÃO	121
4.1 MODELAGEM DA UNIDADE CONSUMIDORA SEM COGERAÇÃO	122
4.2 MODELAGEM DA UNIDADE CONSUMIDORA COM COGERAÇÃO	125
4.3 AVALIAÇÃO ECONÔMICA-FINANCEIRA PARA A MIGRAÇÃO	133
4.4 FERRAMENTA DE AVALIAÇÃO DO MODELO PROPOSTO	136
4.4.1 Planilhas de Dados	136
4.4.2 Interface para processamento da avaliação	141
5 ESTUDO DE CASO: AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE PELA OPÇÃO DE COGERAÇÃO COM GÁS NATURAL	145
5.1 PREMISSAS	145
5.2 TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA E DO GÁS NATURAL PARA O PERÍODO DE AVALIAÇÃO	148
5.3 AVALIAÇÃO DO CLIENTE C604	157
5.4 RESUMO DA ANÁLISE DO ESTUDO DE CASO	163

6 CONCLUSÕES	
REFERÊNCIAS	

170
173

1 INTRODUÇÃO

A Energia Elétrica (EE) pode ser gerada através das fontes renováveis⁽¹⁾ (água, sol, vento, biomassa⁽²⁾, etc.) ou não renováveis (combustíveis fósseis). No Brasil, as condições continentais e a abundância de rios caudalosos incentivaram o uso de hidrelétricas, que permitem a produção de energia em grande escala (ONS, 2008). A Figura 1.1 exibe o esquema de geração hidráulica.

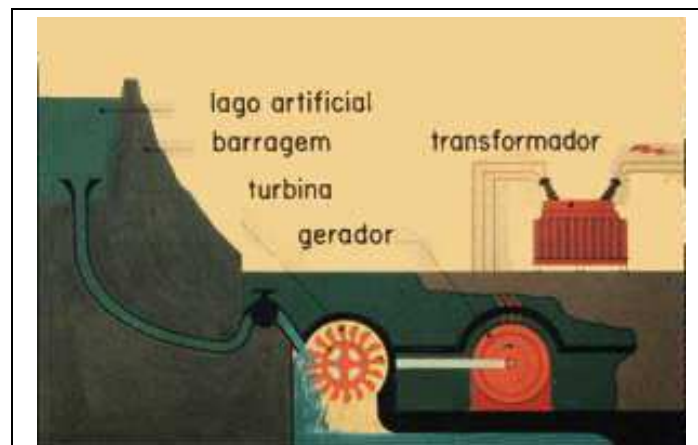


Figura 1.1 - Esquema básico de uma Usina hidrelétrica

Nota: Extraído de: <http://m.albernaz.sites.uol.com.br/geracao_de_energia_eletrica.htm>

O potencial de geração hidrelétrica é função da vazão do rio e da altura da queda da água. Uma vez que a vazão é afetada, entre outras, pela quantidade de chuvas, a capacidade de produção hidrelétrica varia ao longo do ano. O Gráfico 1.1 apresenta o histórico dos recursos hidráulicos no Brasil.

Outra opção atualmente estimulada no Brasil é produção de EE através de usinas termelétricas. Estas fazem uso da fissão nuclear, da queima de carvão mineral, óleo combustível ou gás natural para a produção de vapor, o qual é utilizado no acionamento de uma turbina. Por sua vez, um gerador conectado ao eixo da turbina produz a eletricidade (ONS, 2008).

A EE (de origem hidráulica ou térmica) disponibilizada dos terminais dos geradores é levada até um transformador elevador, cuja função é aumentar a tensão (voltagem) para níveis adequados à sua transferência, por grandes distâncias, através de linhas de transmissão, até os centros consumidores. Nestes centros,

¹ Uma segunda alternativa classifica as fontes em convencionais (a energia hidráulica, o gás natural, o carvão mineral, derivados do petróleo e a energia nuclear) e não convencionais (a energia eólica, a solar e a de biomassa) (ONS, 2008).

² A biomassa engloba a lenha, bagaço de cana, madeira especialmente cultivada para fins de produção de energia, resíduos de serrarias, aglomerados e celulose e o biogás, resultante da decomposição de dejetos.

transformadores abaixadores reduzem a tensão da energia a valores que permitem sua utilização pelos consumidores.

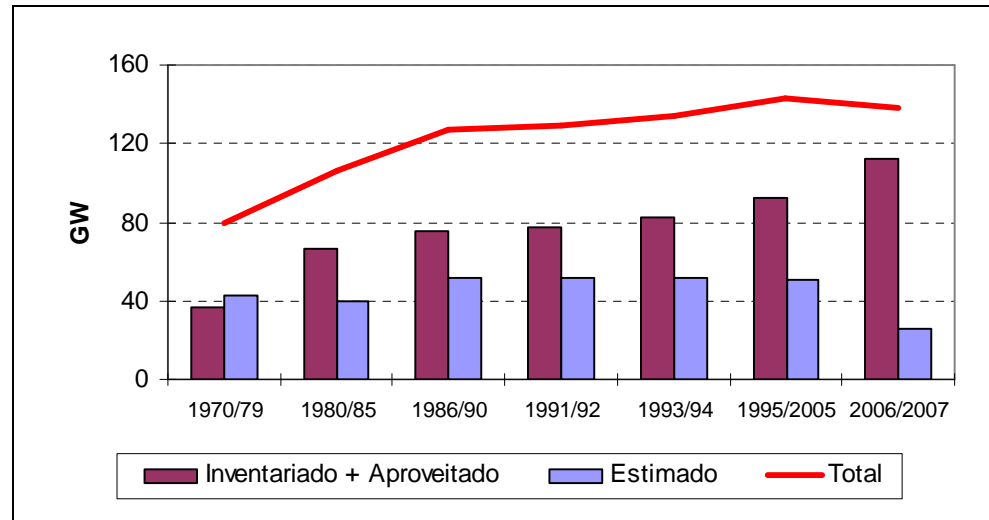


Gráfico 1.1 - Potencial Hidráulico Brasileiro (1970/2007)
Fonte: BEN (2009).

A produção de energia elétrica possui, então, quatro etapas distintas: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Cada uma delas possui características diferentes em seus respectivos mercados. Enquanto as atividades de geração e comercialização são potencialmente competitivas, as atividades de transmissão e distribuição são monopólios naturais típicos.

O Gás Natural (GN), assim como o petróleo, resulta da degradação de matéria orgânica, fósseis de animais e plantas pré-históricas, sendo normalmente encontrado na natureza em reservatórios no subsolo. O GN é inodoro, incolor, composto por hidrocarbonetos gasosos (nas condições normais atmosféricas de pressão e temperatura), principalmente metano e etano, além de apresentar queima mais limpa do que as dos demais combustíveis. A Tabela 1.1 apresenta a composição percentual volumétrica do Gás Natural.

Componente	Volume (%)
Metano	88,82
Etano	8,41
Propano+	0,55
Nitrogênio	1,62
Dióxido de Carbono	0,60

Fonte: BAHAGAS (2008).

O GN encontrado nos reservatórios como uma "capa de gás" ou dissolvido no óleo é chamado gás associado. Neste caso, a produção de gás é determinada basicamente pela produção de óleo. Por sua vez, GN não-associado é aquele que se encontra livre de óleo ou apresenta pequena quantidade deste componente⁽³⁾. A Figura 1.2 exibe esses dois tipos de GN encontrados na natureza.

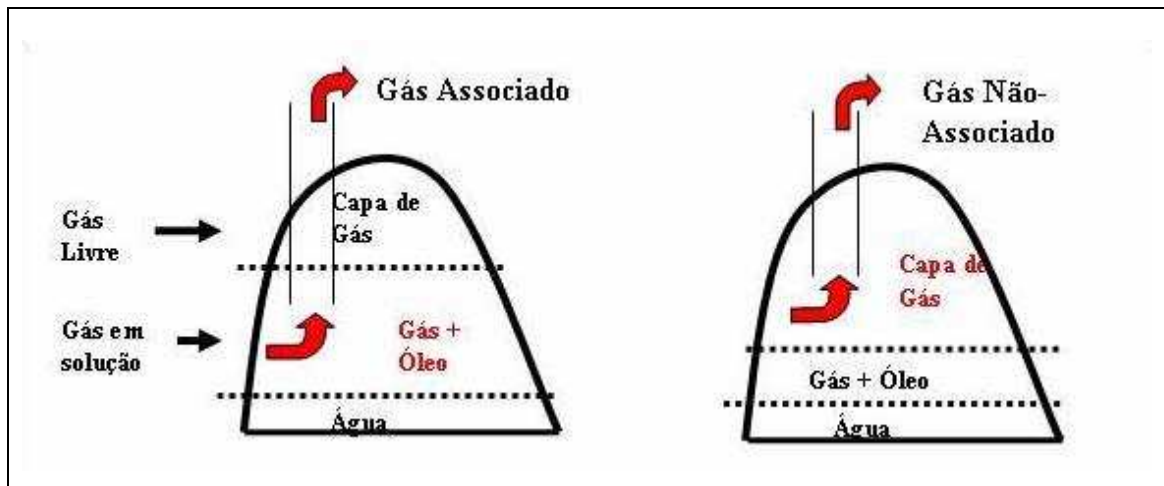


Figura 1.2 - Tipos de Gás Natural segundo a forma de armazenamento
Nota: Adaptado de BAHAGAS (2008a).

Como matéria prima, o GN é utilizado:

- a) **U₁**: como combustível para atendimento térmico direto nos setores residencial, comercial ou industrial; na geração de eletricidade (em usinas termelétricas, em unidades industriais, comerciais e de serviços ou em regime de cogeração) e no setor de transporte⁽⁴⁾ coletivo e de cargas;
- b) **U₂**: como redutor siderúrgico no processamento de minérios;
- c) **U₃**: como matéria prima básica em processos de produção de combustíveis sintéticos, tais como gasolina, nafta, querosene, gasóleo, óleos lubrificantes, óleo diesel, parafina, etc.; e
- d) **U₄**: na indústria petroquímica (plásticos, tintas, fibras sintéticas e borracha) e na indústria de fertilizantes (uréia, amônia e seus derivados).

Outra opção de uso do GN consiste em injetá-lo em poços, propiciando a recuperação (secundária) de petróleo em campos petrolíferos. A utilização na indústria petroquímica (**U₄**) é aquela que agrega maior valor ao insumo Gás Natural, sendo, em

³ Pelo fato de não necessitar de processos de separação dos componentes, o gás não-associado é de mais fácil comercialização.

⁴ A importância do uso GN neste setor advém da redução de agentes poluentes.

contrapartida, a que requer investimentos mais elevados. O Gráfico 1.2 exibe as reservas provadas de petróleo e gás natural no Brasil.

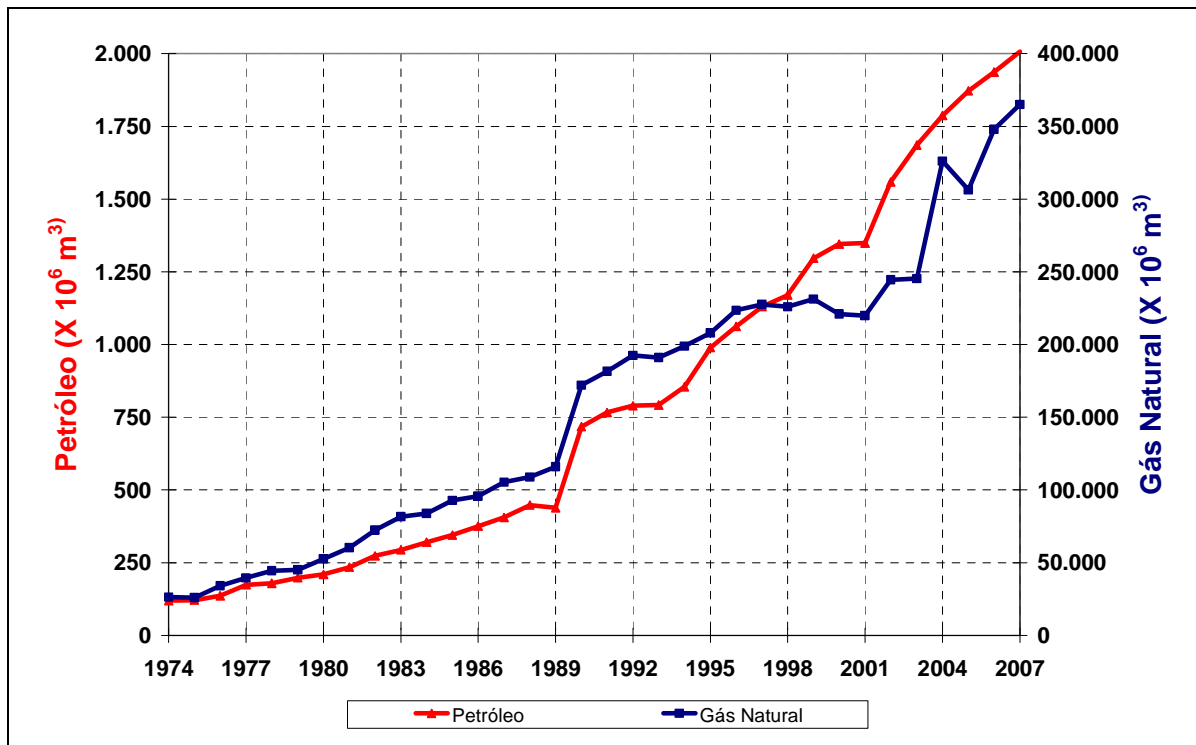


Gráfico 1.2 - Reservas provadas de Petróleo e Gás Natural no Brasil
Fonte: BEN (2009).

A cogeração corresponde à produção concomitante de energias eletromecânica e térmica (calor ou frio) a partir de uma única fonte primária de energia, energias estas destinadas ao suprimento de uma unidade de processo (BALESTIERI, 2002).

Um primeiro estudo realizado por Pierce (apud BALESTIERI, 2002) estabelece que a cogeração origina-se nos *smokejacks*, sistema que utilizava o ar quente que sobe por uma chaminé para executar trabalho mecânico de elevação, que teriam sido introduzidos na Europa no século XIV. Todavia, estudos realizados por Babus'Haq situam em 1870 a origem moderna da cogeração, quando então atinha-se, primordialmente, ao aquecimento de ambientes. Já as décadas de 1920/30 assistiram a difusão de sistemas de calefação na Europa Setentrional e na União Soviética. Somente após a 2^a. Guerra Mundial é que se conseguiu evidenciar um número expressivo de centrais de cogeração, atribuindo-se ao baixo custo e à grande oferta de combustíveis fósseis à época, a responsabilidade pela lenta aplicação desta tecnologia nas demais regiões (BALESTIERI, 2002). Em 1930, com o advento comercial das turbinas a gás,

surgiram os diferentes esquemas para a utilização dos gases de exaustão nas máquinas a vapor (TAKAKI, 2006).

As crises do petróleo em 1973/74 e 1979/80, associadas à resistência de grupos ambientais ao uso de geração nuclear e aos apelos ao uso eficiente do combustível já empregado nas linhas de produção industrial, impulsionaram a utilização de sistemas de cogeração. Nos Estados Unidos, o *Public Utilities Regulatory Policy Act* (PURPA), publicado em 1978, criou a figura do produtor independente de energia elétrica e obrigou às empresas concessionárias a adquirir a energia produzida por estes agentes. Deve-se ainda ao PURPA a noção de competição no mercado de energia elétrica assim como o rompimento da estrutura vertical integralizada (das etapas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica) das concessionárias públicas.

Na década de 1990, diversos setores, principalmente na Europa e nos Estados Unidos, fizeram uso da cogeração em um grande número de aplicações, tanto em sistemas compactos quanto de grande porte.

1.1 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA

Quando da revisão do modelo do setor elétrico brasileiro, instituiu-se o Produtor Independente de Energia Elétrica (PI), figura que, por sua conta e risco, comercializa, integral ou parcialmente, a energia elétrica que ele produz. Além disso, mudanças na legislação viabilizaram ao Autoprodutor de Energia Elétrica (AP) (agente que produz energia elétrica destinada ao uso exclusivo em suas instalações) comercializar excedentes de energia elétrica. Adicionalmente, o racionamento verificado no período 2001/2002 redirecionou a reestruturação dos serviços públicos de energia elétrica, de soluções de mercado, para regras cujo mote é a garantia do fornecimento aos clientes. Desta forma, foram instituídas penalidades às distribuidoras que apresentem contratação superior a 3% (três por cento) do seu mercado.

Entre 2004 e 2006, cresceu o número de Clientes Livres (CL) enquanto, em período mais recente, observou-se a movimentação de Clientes Especiais (clientes com demanda contratada não inferior a 500 kW e atendidos em tensão inferior a 69 kV) na direção do suprimento de eletricidade oriunda de fontes alternativas de energia. Nos próximos anos, a migração de Cliente Cativo (consumidor atendido pelas distribuidoras sob condições reguladas) para a condição de Cliente Livre (e vice-versa) dependerá do

comportamento do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Este, por sua vez, está relacionado ao programa de obras do setor, às incertezas do mercado e do regime hidrológico.

Em contraste com as regras aplicadas ao montante de energia elétrica contratada pelas distribuidoras junto aos seus clientes que optaram por migrar para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), não é permitido àquelas devolver o montante contratado junto aos clientes que optarem pelo suprimento através de energia gerada por fontes alternativas ou que tenham optado pela cogeração. Assim, a perda destes clientes acarreta prejuízos financeiros às distribuidoras, resultantes da redução da receita relativa ao uso do fio e das penalidades decorrentes da sobrecontratação de energia.

Prevista para o início de 2010, a conclusão do Gasoduto Sudeste Nordeste (GASENE) disponibilizará ao NE até 20 milhões de m³/dia de gás das bacias do SE, possibilitando às distribuidoras locais de GN dos estados por onde ele passa (Rio de Janeiro, Espírito Santo e Bahia), aumentar a oferta deste produto para uso em cogeração.

Diante do exposto, conhecer que um cliente tem a possibilidade técnico-econômica de migrar ou para o mercado de fontes renováveis ou para a cogeração através de GN é uma informação valiosa para as concessionárias que, assim avisadas, podem antecipar medidas que visem a mitigar os prejuízos financeiros decorrentes da opção do cliente por uma destas alternativas.

1.2 OBJETIVO DO TRABALHO

O presente trabalho de pesquisa tem por objetivo apresentar uma ferramenta que, analisando a possibilidade de migração de um cliente, auxilie as concessionárias na gestão de contratação de energia elétrica do mercado delas.

A ferramenta proposta segundo três fases:

- 1) na primeira, avalia-se o atendimento da Unidade Consumidora (UC) através de uma distribuidora de energia elétrica, mapeando-se as necessidades de energias eletromecânica e térmica da UC;
- 2) em seguida, configura-se um sistema de cogeração a gás natural que atenda às necessidades estabelecidas; e
- 3) por último, de posse dos dados anteriormente levantados e levando em consideração informações adicionais sobre o câmbio e as condições

tarifárias de EE e de GN no mercado da distribuidora, analisa-se a viabilidade técnico-econômica do cliente optar pela cogeração com GN.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está estruturado em 6 (seis) capítulos, esta Introdução inclusive.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica sobre os conceitos de falhas de mercado, monopólio e regulação. Na regulação do setor elétrico, são analisados os temas afeitos a esta tese, tais como Tarifas e Estrutura Tarifária, a Comercialização da Energia Elétrica e a contratação da Reserva de Capacidade por Autoprodutor. No setor de gás natural, discute-se a regulação Federal da Atividade de Transporte e as Tarifas deste serviço. A atividade de distribuição é discutida no âmbito do Estado da Bahia, analisando-se o contrato de concessão assinado para a disponibilização dos serviços de gás canalizado no estado.

O Capítulo 3 conceitua Cogeração e introduz os tipos de operação dessas centrais. Discorre-se também sobre as tecnologias utilizadas neste processo, assim como as características operacionais e os efeitos das condições ambientais locais sobre as características nominais dos equipamentos envolvidos na cogeração. Por último, os equipamentos são analisados sob o ponto de vista econômico.

O Capítulo 4 apresenta, inicialmente, os modelos energéticos de atendimento da unidade produtiva pela concessionária (modo convencional) e sob a condição de cogeração. Em seguida, abordam-se os critérios da avaliação da viabilidade técnico-econômica pela cogeração, assim como uma descrição sucinta da aplicação desenvolvida para implementar o modelo.

O Capítulo 5 apresenta a validação do modelo, através do estudo de caso de um cliente comercial da Coelba.

No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões e recomendações que se mostraram oportunas ao longo do trabalho.

2 REGULAÇÃO DOS SETORES DE ENERGIA ELÉTRICA E GÁS NATURAL BRASILEIROS

A Constituição Federal (CF) de 1988 impõe às atividades associadas aos serviços de energia elétrica e distribuição de gás canalizado a condição de “prestação de serviços públicos”, enquanto as atividades desenvolvidas pela indústria petrolífera⁽⁵⁾ são designadas como “atividades econômicas” (MELO, 2002).

Os serviços públicos (de energia elétrica ou distribuição de gás canalizado) têm como norma geral a Lei nº. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. As atividades da indústria petrolífera, por sua vez, são regidas pela lei nº. 9.478, de 8 de agosto de 1997, mediante contrato de concessão de uso de bem público (MELO, 2002), que, incorporando o risco do insucesso, não dá ao concessionário qualquer direito indenizatório pelos investimentos realizados durante o período de concessão.⁽⁶⁾

A seguir, a seção 2.1 apresenta uma breve revisão dos conceitos relativos à regulação. Em seguida, são apresentados alguns aspectos regulatórios relativos ao setor elétrico nacional: a seção 2.2 trata dos aspectos tarifários e comerciais; a seção 2.3 versa sobre os modelos de conexão de Autoprodutores e Produtores Independentes de energia aos sistemas de distribuição e de transmissão, enquanto a seção 2.4 trata dos aspectos contratuais da Reserva de Capacidade. A seção 2.5 e a seção 2.6 discutem alguns aspectos sobre a regulação federal e estadual do setor de distribuição de gás canalizado no Brasil, respectivamente.

2.1 REGULAÇÃO *VERSUS* MERCADO

Diz-se que ocorre uma falha de mercado quando este, por si só, é ineficiente, isto é, quando os seus participantes falham em aproveitar cada melhoria de Pareto⁽⁷⁾. Os principais⁽⁸⁾ tipos de falhas de mercado são (HALL; LIEBERMAN, 2003):

a) Bem público: é aquele bem caracterizado por:

- ausência de rivalidade (de forma que uma ou mais pessoas podem consumi-lo concomitantemente); e

⁵ As atividades econômicas relativas à indústria de petróleo são a exploração, produção, transporte, importação e exportação de petróleo, derivados e gás natural (MELO, 2002).

⁶ A CF dispõe que as jazidas e os demais recursos minerais pertencem à União (Inciso IX do Art. 20), sendo garantido ao concessionário apenas a propriedade do produto da lavra (§2º do Art. 176).

⁷ Melhoria de Pareto corresponde à ação que melhora, pelo menos, uma pessoa sem prejudicar ninguém (HALL; LIEBERMAN, 2003).

⁸ A assimetria de informação pode ser considerada como o quarto tipo de falha de mercado, tendo em vista que nesta situação, ambos, comprador e vendedor, possuem informações diferentes sobre a transação, o que os impede de tomar decisões que maximizem a utilidade do produto.

- incentivo ao usufruto gratuito (decorrente da incapacidade de se excluir os consumidores que não pagam para consumi-lo);
- b) Externalidade: é o subproduto de um bem ou atividade que afeta (positiva ou negativamente) alguém que não esteja envolvido na transação; e
- c) Monopólio natural: situação em que, devido a economias de escala, uma firma pode produzir com um custo médio unitário inferior àquele produzido por duas ou mais firmas.

A Regulação consiste em se exercer algum grau de controle, normalmente por parte do Estado, sobre uma determinada atividade considerada de interesse público. De modo geral, a regulação se relaciona à existência de setores nos quais o monopólio seja a solução mais eficiente para a prestação do serviço. Uma vez que o monopólio pode fazer com que apenas os prestadores de serviço auferam toda a renda gerada pela atividade, a regulação surge como uma forma de garantir o interesse público, proporcionando tarifas que remunerem os serviços e considere, ao mesmo tempo, os interesses dos consumidores e a qualidade dos produtos ofertados⁽⁹⁾.

Os serviços de telecomunicações, energia elétrica, gás natural (e, interligado a este, petróleo), transportes e saneamento básico constituem os setores de infraestrutura, os quais exigem (PICCININI; PIRES, 2006):

- a) investimentos intensivos em capital e cujos projetos demandam longos prazos de maturação;
- b) custos irrecuperáveis (*sunk costs*) relevantes, decorrentes da especificidade da atividade; e
- c) obrigatoriedade jurídica de fornecimento, uma vez que constituem serviços públicos.

Além disso, os setores de infra-estrutura suportam às demais atividades econômicas e os meios de integração regional, de forma que a relação custo-benefício do setor privado em investimentos nestes setores é normalmente inferior à relação custo-benefício social, implicando em investimentos abaixo daqueles socialmente necessários.

Por sua vez, o risco de desperdício decorrente (PICCININI; PIRES, 2006) de investimentos em mais de uma rede localizadas em uma mesma área geográfica e da necessidade de coordenação entre as diversas partes desses sistemas contribuiu para

⁹ Através de diversos mecanismos administrativos, a regulação procura reproduzir as condições ideais de concorrência, extraindo a renda do monopólio em prol dos consumidores.

fortalecer a idéia de que uma estrutura monopolista seria a mais eficiente para os setores de infra-estrutura.

Visando a incentivar e garantir os investimentos necessários à atividade regulada, promover o bem-estar dos consumidores e aumentar a eficiência econômica⁽¹⁰⁾, a regulação tem os seguintes objetivos (PICCININI; PIRES, 2006):

- a) garantir o serviço ao menor custo para o usuário;
- b) assegurar a universalização e a qualidade do serviço;
- c) assegurar, de acordo com o nível de qualidade desejada, a menor diferença entre o preço e o custo do serviço;
- d) incentivar a inovação e assegurar a padronização tecnológica e compatibilidade entre equipamentos;
- e) estabelecer canais de comunicação entre os usuários e os prestadores dos serviços; e
- f) garantir a segurança e a proteção do meio ambiente.

Segundo a forma de atuação, a regulação divide-se em Reativa e Ativa (POSSAS; PONDÉ; FAGUNDES, 2006). A Regulação Reativa tem um caráter eventual e visa à prevenção e repressão de condutas anticompetitivas, amparando-se em critérios previstos em Lei. Já a Regulação Ativa, mais intervencionista, atua em atividades econômicas sujeitas a falhas de mercado e tem por base a substituição da concorrência por instrumentos e metas administrados publicamente.

A regulação reativa busca estimular e prevenir possíveis prejuízos à concorrência monitorando as atividades econômicas através de dois mecanismos, que são acionados (POSSAS; PONDÉ; FAGUNDES, 2006) por intermédio de representantes de interesses privados ou difusos⁽¹¹⁾ ameaçados por condutas anticompetitivas previstas em lei; ou quando da ocorrência de fusões ou aquisições capazes de aumentar o poder de mercado das empresas envolvidas nestas operações, acarretando o aumento do risco de futuras condutas prejudiciais á concorrência.

No Brasil, a regulação reativa resume-se aos mecanismos de prevenção de concentração econômica constantes na Lei nº. 8884 de 11 de junho de 1994 (POSSAS; PONDÉ; FAGUNDES, 2006). Nela, o Art. 7º dispõe que, entre outras atribuições, compete ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) decidir sobre a

¹⁰ Embora não sendo a concorrência um objetivo em si da regulação, em muitos casos o simples aumento da concorrência, leva à maior eficiência (POSSAS; PONDÉ; FAGUNDES, 2006).

¹¹ Interesse difuso diz respeito às questões que interessam a todos, de forma indeterminada, tais como habitação e saúde (INTERESSE... 2009).

existência de infração à ordem econômica e aplicar as penalidades previstas em lei (Inciso II); e os processos instaurados pela Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça (Inciso III).

O *caput* do Art. 54 desta lei estipula que:

Os atos, sob qualquer forma manifestados, que possam limitar ou de qualquer forma prejudicar a livre concorrência, ou resultar na dominação de mercados relevantes de bens ou serviços, deverão ser submetidos à apreciação do CADE. (POSSAS; PONDÉ; FAGUNDES, 2006).

Já o § 1º deste artigo disciplina as condições pelas quais o CADE deliberará pela autorização ou não do ato, sendo autorizado aquele ato que atenda integralmente aos seguintes requisitos⁽¹²⁾:

- a) vise a, pelo menos, um dos objetivos abaixo (Inciso I):
 - aumentar a produtividade;
 - melhorar a qualidade de bens ou serviços; ou
 - propiciar a eficiência e o desenvolvimento tecnológico ou econômico;
- b) os participantes e os consumidores finais auferirem eqüitativamente os benefícios decorrentes dele (Inciso II);
- c) não acarrete a eliminação da concorrência de parte substancial de mercado relevante de bens e serviços (Inciso III); e
- d) atenda aos seus objetivos sem ultrapassar os limites do estritamente necessário para tal (Inciso IV).

Por sua vez, são considerados infração da ordem econômica os atos que visem ou venham a produzir, independentemente de culpa ou consecução, os seguintes efeitos (Art. 20):

- a) prejudicar, de qualquer forma, a livre concorrência ou a livre iniciativa (Inciso I);
- b) dominar um mercado relevante de bens ou serviços (Inciso II), desde que esta posição não decorra da maior eficiência do agente econômico em relação aos seus concorrentes (§ 1º);
- c) aumentar arbitrariamente os lucros (Inciso III); e
- d) exercer de forma abusiva posição dominante⁽¹³⁾ (Inciso IV).

¹² O § 2º do mesmo artigo estipula que um ato identificado como necessário pela relevância à economia nacional e ao bem comum e que não implique em prejuízo ao usuário final poderá ser autorizado pelo Cadê, uma vez que atenda a pelo menos 3 das condições previstas no § 1º.

¹³ Uma empresa ou grupo de empresas diz-se em posição dominante quando detém o controle uma parcela substancial de mercado relevante, seja como fornecedor, intermediário, adquirente ou financiador de um produto, serviço ou tecnologia relativa ao mercado em questão (§ 2º).

Os objetivos da regulação ativa podem ser buscados (RIGOLON, 2006) via restrição (ou não) da entrada de novas firmas, pela instituição de padrões mínimos de qualidade dos produtos e ajuste das tarifas. Internacionalmente, o foco preponderante da regulação ativa recai sobre as regras de tarifação (POSSAS; PONDÉ; FAGUNDES, 2006). Assim, um regime tarifário é definido tomando por base as regras relativas à formação dos preços das empresas reguladas e a estrutura do produto/serviço sobre a qual os preços incidem.

No método da Tarifação pela Taxa de Retorno⁽¹⁴⁾ o regulador estipula uma taxa (adequada !!) de retorno sobre os investimentos de capital realizados pela empresa regulada, possibilitando-a a escolher o nível de fornecimento, os insumos produtivos e as tarifas praticadas, desde que o lucro (margem operacional líquida) não ultrapasse o limite (i_A) estabelecido (BENJÓ; CAMPOS, 1999). A Taxa de Retorno i_R da empresa regulada é calculada pela Equação 2.1.

$$i_R = \frac{T \times Q - m \times M}{C} \quad (2.1)$$

onde:

- $T \rightarrow$ tarifa praticada pela empresa (R\$/unidade de venda);
- $Q \rightarrow$ volume de vendas da empresa regulada (uv);
- $M \rightarrow$ insumos relativos a mão de obra e matéria prima utilizada (uM);
- $m \rightarrow$ valor médio unitário do insumo "M" (R\$/uM); e
- $C \rightarrow$ valor do investimento em bens de capital (R\$).

Desta forma, partindo da premissa que $i_A \geq i_R$, e tomando i_C como o custo percentual do capital C investido, obtemos o lucro L ⁽¹⁵⁾ auferido pela empresa, segundo a Inequação 2.2.

$$L \leq (i_A - i_C) \times C \quad (2.2)$$

Além da dificuldade na avaliação dos custos (resultante da assimetria de informações entre o regulador e a empresa regulada) que faz com que o regulador perca tempo e recursos na estimativa de i_A , a crítica a este modelo baseia-se em que a empresa regulada é induzida a (BENJÓ; CAMPOS, 1999):

¹⁴ A tarifação pela Taxa de Retorno é bastante utilizada na regulação das utilidades públicas nos Estados Unidos (RIGOLON, 2006).

¹⁵ O lucro é determinado através da relação $L = T \times Q - m \times M - i_C \times C$.

- a) inflacionar os custos, uma vez que, ao reduzi-los, as empresas não se apropriam da diferença, visto que as tarifas são igualmente reduzidas no sentido de manter a taxa de retorno definida; e
- b) investir excessivamente em tecnologias ineficientes, visando a aumentar o estoque de capital com o qual apresenta taxas de retorno subestimadas, justificando, assim, pedidos de aumento nas tarifas;
- c) fazendo com que este modelo venha perdendo posição entre os reguladores.

Um dos modelos mais utilizados⁽¹⁶⁾ (BENJÓ; CAMPOS, 1999), a Tarifação pelo *Price-Cap* consiste em maximizar o reajuste da tarifa igualando-o à variação de um índice geral de preços adicionado à previsão de uma redução nos custos, esta decorrente do aumento da produtividade verificado na empresa regulada. A fórmula típica para este modelo é exibida na Equação 2.3.

$$R_t = \alpha_{t-1} - X_t \quad (2.3)$$

onde:

- $R_t \rightarrow$ máxima taxa de reajuste permitida no período t (%);
- $\alpha_{t-1} \rightarrow$ taxa de inflação acumulada desde o último reajuste (%); e
- $X_t \rightarrow$ taxa de produtividade prevista até o reajuste seguinte⁽¹⁷⁾ (%).

Os elementos mais importantes associados ao *price-cap* são a forma pela qual é determinado o valor de X e a periodicidade entre os reajustes tarifários (*regulatory lags*) (BENJÓ; CAMPOS, 1999). Em geral, o período entre reajustes deve ser suficientemente longo (de 4 a 5 anos) para incentivar o aumento da produtividade e, conseqüentemente, estimular investimentos de longo prazo.

As principais desvantagens deste método (RIGOLON, 2006) dizem respeito às dificuldades do regulador em:

- a) aplicá-lo a empresas que oferecem vários produtos⁽¹⁸⁾;
- b) avaliar a veracidade das melhorias de qualidade apregoadas pela empresa regulada; e
- c) definir o preço inicial, base para os reajustes periódicos posteriores.

¹⁶ O método "preço-teto" é utilizado na Inglaterra nos setores de telecomunicações, energia elétrica, gás natural e de fornecimento de água e nos Estados Unidos, em substituição ao método da Taxa de Retorno (RIGOLON, 2006).

¹⁷ Visando à remuneração do esforço empreendido pela empresa regulada, uma parcela da produtividade verificada pode ser repassada à empresa regulada, implicando em um valor menor do que X a ser deduzido da variação de preços α_{t-1} .

¹⁸ Uma solução viável é a utilização de um preço-teto (R_t) por produto.

Comparativamente (BENJÓ; CAMPOS, 1999), o método *price-cap* é mais eficaz quanto ao incentivo à redução de custos e ao tamanho do aparato regulado, além de reduzir o problema do *capture-risk*⁽¹⁹⁾.

A regulação pelo desempenho (*yardstick competition*) baseia-se na comparação da eficiência da empresa regulada com a de uma “empresa ideal”, cujos parâmetros de desempenhos têm por base a performance de outras empresas do mesmo setor espalhadas em diversas localidades (BENJÓ; CAMPOS, 1999).

Este modelo tem por objetivo (ANEEL, 2007):

- a) minimizar a assimetria de informações, isto é, evitar que o regulador trabalhe exclusivamente com informações fornecidas pela empresa regulada;
- b) permitir ao regulador identificar os investimentos realizados pela empresa regulada distribuidora voltados para o melhor desempenho de suas atividades; e
- c) incentivar a empresa regulada a buscar melhor eficiência do que aquela apresentada pelo regulador, de forma a se apoderar de lucros mais altos.

2.2 ASPECTOS REGULATÓRIOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A regulamentação do setor elétrico brasileiro teve início em 1906, com o Projeto do Código de Águas, o qual foi convertido em Decreto e promulgado em 10 de julho de 1934 pelo governo de Getúlio Vargas sob o nº. 26.234, intitulado Código das Águas (GANIM, 2003).

O Decreto-Lei nº. 1.284, de 1939, criou o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE) órgão subordinado diretamente à Presidência da República, cujas atribuições consistiam em organizar a interligação dos sistemas elétricos, analisar as questões de ordem tributária envolvendo o setor de energia elétrica e regulamentar do Código das Águas (GANIM, 2003).

Por intermédio da Lei nº. 4.904/1965 e do Decreto nº. 63.951/1968 a Divisão de Águas do Departamento Nacional de Produção Mineral tomou a denominação de Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DANEE) (GANIM, 2003). Cabia ao DANEE, entre outras, a supervisão, a fiscalização e o controle dos serviços de eletricidade.

¹⁹ A situação do “risco de captura” tem efeito quando o regulador usa o seu poder regulatório de modo arbitrário em favor da empresa regulada, favorecendo o poder monopolístico desta (BENJÓ; CAMPOS, 1999).

Em 1957, o Decreto nº. 41.019 regulamentou o Código das Águas, quando foram ratificadas a tarifação pelo custo do serviço e a garantia de uma remuneração mínima para as empresas (GANIM, 2003). Neste período, o governo estabeleceu a unificação das tarifas em todo o território nacional. Todavia, a diferença dos custos de distribuição verificada entre as diversas regiões brasileiras devida, principalmente, às diferenças demográficas e participações relativas das classes de consumo (residencial, comercial, industrial e “outras”), levou o governo à fixação de uma tarifa intermediária (TARIFAS..., 2003). Por conseqüência, as empresas que apresentassem custos mais baixos obteriam lucros enormes, contrastando com aquelas de custos mais elevados, que atendiam às regiões menos desenvolvidas.

Embora buscasse a universalização dos serviços, este modelo se transformou em um forte estímulo à ineficiência operacional, uma vez que quanto maior o déficit de uma concessionária, maior o montante de créditos desta junto à Eletrobrás.

Nos anos 80, a taxa de inflação iniciou um período de forte expansão em decorrência da piora do desequilíbrio fiscal do governo, fazendo com que este utilizasse as tarifas de energia elétrica para reduzir as pressões de elevação dos preços (TARIFAS..., 2003). Assim, as tarifas foram reajustadas abaixo da variação dos índices gerais de inflação, agravando ainda mais a rentabilidade das concessionárias, levando a um quadro de inadimplência intra-setorial impressionante⁽²⁰⁾. Esta situação persistiu até março de 1993 (GANIM, 2003) quando da promulgação da Lei nº. 8.631, a qual manteve a tarifa pelo custo do serviço, extinguindo, todavia, o regime de remuneração garantida das empresas e a equanimidade nacional das tarifas.

As concessões e autorizações já estavam presentes na legislação desde o Código das Águas (1934). Entretanto, a inexistência de contratos assinados entre o poder concedente e o concessionário estabeleceu, juridicamente, concessões com prazos indeterminados (GANIM, 2003). A CF de 1988, no Art. 21, Inciso XII, Letra b, estipula que compete à União a exploração dos serviços de energia elétrica. Por sua vez, o Art. 175 da CF dispõe que cabe ao Poder Público, na forma da lei, a prestação de serviços públicos, diretamente ou mediante licitação, sob a forma de concessão ou permissão⁽²¹⁾. Porém, outorgados sem a devida licitação e, em várias ocasiões, por área

²⁰ O encontro de contas promovido pelo governo para sanear as empresas, em 1994, implicou transferências de débitos ao Tesouro da ordem de US\$ 27 bilhões (TARIFAS..., 2003).

²¹ A diferença entre concessão e permissão reside na natureza jurídica das duas formas de execução: a primeira baseia-se em um contrato administrativo bilateral, enquanto a segunda exterioriza apenas a vontade administrativa do poder concedente, por intermédio de ato administrativo unilateral. Por sua vez, a autorização diferencia-se da permissão quanto ao uso da atividade ou do bem público: na primeira, em interesse próprio; na segunda, no interesse coletivo (GANIM, 2003).

de concessão, esses serviços possibilitaram a uma empresa (a exemplo da Eletronorte, da Chesf e da Cesp) deter todas as concessões de uma determinada área do país (GANIM, 2003), de forma que várias concessões de geração com estudos de viabilidade concluídos foram canceladas por falta de recursos para as obras.

Tendo em vista esse cenário e visando a realçar o papel do setor privado na retomada do processo de crescimento do país, foi sancionada, em 13 de fevereiro de 1995, a Lei nº. 8.987, também conhecida como a Lei de Concessões dos Serviços Públicos (GANIM, 2003). Além de regulamentar o Art. 175 da Constituição Federal, ela disponibilizou ao Governo o instrumento legal que permite ao Estado delegar a terceiros a prestação de serviços públicos. Desta forma, Toda concessão está sujeita a normas de natureza regulamentar e de ordem contratual: as primeiras visam a estabelecer o modo e a forma como se dará a prestação do serviço, enquanto as do segundo tipo fixam as condições econômicas, incluindo a remuneração (GANIM, 2003). O Art. 6º, § 1º da Lei 8.987 estabelece que um serviço adequado é aquele passível de ser classificado como regular, contínuo, eficiente, seguro, atual, geral (*universal*) e com tarifas módicas. Dispõe ainda o Art. 23, Inciso IV, que o contrato de concessão deva conter dispositivos que tratem do preço, dos critérios e procedimentos para os reajustes e revisões das tarifas do serviço.

Já a Lei nº. 9.074, de 7 de julho de 1995, estabelece as normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviço público existentes à época, de forma que concessões de geração e transmissão contratadas após a entrada em vigor dessa lei limitar-se-ão a 35 anos e 30 anos, respectivamente (Art. 4º, §§ 2º e 3º).

Consumidor Livre (CL) é definido em conjunto pelos Art. 15 desta lei e Art. 48 do Decreto nº. 5.163 de 30 de julho de 2004 como sendo aquele:

- a) consumidor ligado antes de 8 de julho de 1995 e em cuja unidade consumidora a demanda contratada totalize, em qualquer segmento horosazonal, no mínimo, 3 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV;
- b) consumidor ligado após 08 de julho de 1995 e em cuja unidade consumidora a demanda contratada totalize, em qualquer segmento horosazonal, no mínimo, 3 MW, atendidos em qualquer nível de tensão; e

- c) Cliente Especial (CE)⁽²²⁾ que opte pela compra de energia elétrica oriunda de geração decorrente de (Art. 26, § 1º da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996):
- **CE₁**: aproveitamentos de potencial hidráulico (P_H) de potência tal que $1 \text{ MW} < P_H \leq 30 \text{ MW}$, destinados à produção independente ou autoprodução;
 - **CE₂**: empreendimentos com potência instalada máxima de 1 MW; e
 - **CE₃**: empreendimentos baseados em fonte solar, eólica e biomassa e cogeração qualificada, com potência instalada máxima de 30 MW.

Adicionalmente, o § 6º do Art. 15 da Lei nº. 9.074 assegura aos CL e seus respectivos fornecedores livre acesso aos sistemas de distribuição ou transmissão, sendo-lhes cobrado o custo do transporte (uso do fio) envolvido. Para os CL enquadrados na condição CE₃ acima, considerar-se-á um redutor mínimo de 50% sobre as tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição incididas sobre o cliente especial e o seu fornecedor (Art. 26, § 1º da Lei 9.427).

A Lei nº. 9.427 de 26 de dezembro de 1996 institui a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) como uma autarquia⁽²³⁾ vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME) (Art. 1º). Promulgado em 6 de outubro de 1997, o Decreto nº. 2.335 aprovou a estrutura regimental da ANEEL, que começou a funcionar em 2 de dezembro de 1997 (GANIM, 2003). O Art. 3º desta Lei estabelece as competências da ANEEL e inclui algumas (definidas nos Arts. 29 e 30 da Lei nº. 8.987/1995) concernentes ao Poder Concedente, caracterizando a descentralização da prestação do serviço público pelo Estado. Como órgão regulador (Art. 2º da Lei nº. 9.427), a ANEEL tem por função regular e fiscalizar as atividades de Geração (Produção), Transmissão, Distribuição e Comercialização, além de mediar interesses entre os agentes distribuidores e consumidores. Sob delegação do Poder Concedente (Art. 3º, Inciso II da Lei nº. 9.427), cabe à ANEEL promover as licitações com vistas à contratação de concessionários e permissionários de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e à outorga de concessão de aproveitamento de potencial hidráulico. Todavia,

²² Cliente Especial é o consumidor responsável por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo A reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (§ 1º do Art. 1º da Resolução ANEEL nº. 247, de 21 de dezembro de 2006) (ANEEL, 2006).

²³ Autarquia: 5. Jur. Entidade autônoma, auxiliar e descentralizada da administração pública, sujeita à fiscalização e tutela do Estado, com patrimônio constituído de recursos próprios, e cujo fim é executar serviços de caráter estatal ou de interesses à coletividade (FERREIRA, 1996).

no exercício da função de Poder Concedente, cabe-lhe apenas autorizar as instalações e serviços de energia elétrica.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) foi instituído pelo Art. 13 da Lei nº. 9.648 de 27 de maio de 1998 como pessoa jurídica de direito privado e sem fins lucrativos, fiscalizado e regulado pela ANEEL. A Resolução ANEEL nº. 307 de 30 de setembro de 1998 aprovou o seu estatuto, assim como lhe autorizou a coordenar e controlar a operação de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados (GANIM, 2003). Entre outras, são atribuições básicas⁽²⁴⁾ do ONS (Parágrafo único do Art. 13 da Lei nº. 9.648):

- a) planejar e programar a operação e o despacho centralizado da geração, visando à otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;
- b) propor ao órgão regulador ampliações e reforços necessários à rede básica a serem inseridos no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão;
- e
- c) definir e submeter à aprovação do órgão regulador as regras para a operação das instalações de transmissão da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN).

O Decreto nº. 2.003, de 10 de setembro de 1996, regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente de Energia Elétrica (PI) e Autoprodutor de Energia Elétrica (AP). Pelo Art. 2º, Inciso I, PI é a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio⁽²⁵⁾ que tenham recebido concessão ou autorização para produzir e comercializar, por sua conta e risco, toda ou parte da energia por ele produzida. Pelo Inciso II do mesmo artigo, AP é a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que tenham recebido concessão ou autorização para produzir energia para seu uso exclusivo⁽²⁶⁾.

Em função do potencial (hidroelétrico ou termoelétrico) de um recurso, o aproveitamento deste por parte de PI ou AP dar-se-á mediante contrato de concessão (precedido de licitação), autorização ou apenas o registro perante o órgão regulador. O Quadro 2.1 resume este relacionamento, considerando o potencial hidroelétrico (PH_E) ou termoelétrico (PT_E) do recurso.

²⁴ O texto original inserido na Lei é: "Sem prejuízo de outras funções que lhe forem atribuídas pelo Poder Concedente, constituirão atribuições do ONS:"

²⁵ De acordo com a Lei nº. 6.404 de 15 de dezembro de 1976, consórcio é uma estrutura organizacional sem personalidade jurídica que consiste na associação de empresas que se relacionam para a execução de um determinado empreendimento, mantendo-se a independência jurídica de cada componente.

²⁶ Pelo Art. 27, o requerente deve comprovar ao órgão regulador, previamente à outorga, que a energia produzida por ele destinar-se-á a consumo próprio atual ou futuro.

Tipo de Solicitação demandada para aproveitamento de recurso	Produtor Independente	Autoprodutor
Concessão (*) de Uso de Bem Público Precedida de Licitação	$PH_E > 1 \text{ MW}$	$PH_E > 10 \text{ MW}$
Autorização	$PT_E > 5 \text{ MW}$	$PT_E > 5 \text{ MW}$ $1 \text{ MW} < PH_E \leq 10 \text{ MW}$
Registro	$PH_E \leq 1 \text{ MW}$ $PT_E \leq 5 \text{ MW}$	$PH_E \leq 1 \text{ MW}$ $PT_E \leq 5 \text{ MW}$

Quadro 2.1 - Providência demandada ao órgão regulador para aproveitamento de recursos hidroelétricos e termelétricos

Fonte: Decreto nº. 2003, de 10 de setembro de 1996 (BRASIL, 1996).

Nota: Constará no edital de licitação que a concessão será outorgada de forma compartilhada entre empresas reunidas em consórcio, proporcionalmente à participação de cada uma delas, cabendo à empresa líder do consórcio responder pelo contrato perante o poder concedente, independentemente da responsabilidade solidária das demais consorciadas. Opcionalmente, o edital poderá permitir que os consorciados constituam uma empresa específica (com participação proporcional de cada um deles) que se responsabilizará pelo cumprimento do contrato.

O PI poderá comercializar a energia produzida por ele com (Art. 23):

- a) concessionário ou permissionário de serviço público de energia elétrica;
- b) consumidores livres ou potencialmente livres⁽²⁷⁾;
- c) consumidores industriais ou comerciais aos quais o PI já forneça vapor ou outro insumo resultante de processo de cogeração;
- d) qualquer consumidor, desde que em condições previamente acordadas com a concessionária local de distribuição; ou
- e) o consumidor que comprove ao Poder Concedente que, 180 dias após a data do pedido de fornecimento, ainda não tenha sido atendido pela concessionária;

Por sua vez, uma vez previamente autorizado, é facultado ao AP (Art. 28):

- a) comercializar a energia excedente por ele produzida com concessionária ou permissionária de distribuição; ou
- b) permutar, com concessionário ou permissionário de distribuição, quantidades economicamente equivalentes⁽²⁸⁾ de energia elétrica, destinadas ao consumo

²⁷ Consumidor Potencialmente Livre (CPL) é aquele que, mesmo atendendo às condições estipuladas pela Lei nº. 9074, não exerça o direito de ser cliente livre (Decreto 5.163/2004) (BRASIL, 2004).

²⁸ Neste caso, deverão ser relacionados todos os custos das transações envolvidas no processo de transmissão da energia (Art. 28, Inciso III do Decreto 2.003/1996) (BRASIL, 2006).

em instalações industriais do AP localizadas em áreas distintas daquela onde ocorre a geração.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi instituída pela Lei nº. 10.848 de 15 de março de 2004, como pessoa jurídica de direito privado e sem fins lucrativos, regulada e fiscalizada pela ANEEL (Art.º4º). Como sucessora do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) (Art.º5º), cabe à CCEE viabilizar a comercialização de energia elétrica no âmbito do SIN. A Resolução ANEEL nº. 109, de 26 de outubro de 2004 instituiu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, e regulamentou a operação e organização da CCEE (Art.º1º). Por esta convenção, cabe ao CCEE:

- a) implantar e divulgar as regras e os procedimentos de comercialização (Art.º32, Inciso I);
- b) administrar o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) (Art.º24, Inciso III);
- c) apurar o preço utilizado na liquidação da energia comercializada no curto prazo (Art.º24, Inciso V).

2.2.1 Tarifas no Setor Elétrico Brasileiro

Até 1993, pagava-se no Brasil o mesmo valor pela energia elétrica em qualquer região do país onde ela era consumida. Além disso, garantia-se a remuneração das empresas, independentemente da eficiência delas, de forma que todo o custo era arcado pelo consumidor (ANEEL, 2007a). Todavia, vários fatores, entre eles a contenção tarifária como política de controle da inflação, contribuíram para que a remuneração mínima não fosse alcançada pelas empresas, levando à inadimplência entre distribuidoras e geradoras e à incapacidade financeira do setor para investir em novos projetos.

A Lei nº. 8.987/1995 estabelece que a tarifa do serviço público seja fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e, visando à sua preservação, dever-se-ão propor regras para a sua revisão, regras essas estabelecidas na própria Lei, no edital de licitação e no contrato de concessão (Art. 9º). Além disso, as tarifas não estão subordinadas à legislação específica anterior (Art. 9º, § 1º) e passaram a considerar as características específicas da área de concessão⁽²⁹⁾ e dos diversos segmentos de

²⁹ Área de concessão é o território geográfico onde a empresa é obrigada, por força do contrato, a fornecer energia elétrica.

usuários atendidos (Art. 13). Por conseguinte, dentro da área de concessão, a tarifa é única para cada grupo de usuários.

Ao quitar uma fatura de energia elétrica, o consumidor efetivamente paga (ANEEL, 2007a):

- a) a remuneração do gerador (decorrente da energia elétrica comprada pelo concessionário);
- b) o custo do transporte da energia até o local de consumo, que consiste na remuneração dos custos:

 - c) da (empresa) transmissora;
 - d) dos serviços prestados pela distribuidora; e
 - e) os encargos e tributos determinados por Lei.

O Gráfico 2.1 resume o Rateio entre os componentes de uma conta de luz.

Encargos são as contribuições para fins específicos, definidas em Leis aprovadas pelo Congresso Nacional. O Quadro 2.2 resume os encargos pagos pelos consumidores de energia elétrica.

Por sua vez, tributos são pagamentos compulsórios devidos aos poderes públicos federal (tais como o Programas de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS); estadual (Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS)) e municipal, tributos estes que asseguram os recursos para que o governo possa desenvolver suas atividades (ANEEL, 2007a).

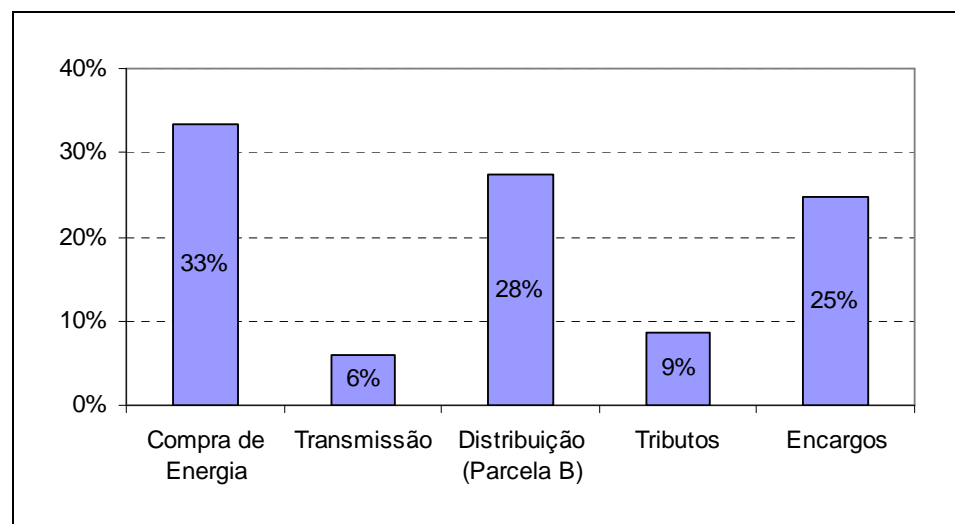


Gráfico 2.1 - Distribuição dos custos embutidos nas contas de energia elétrica pagas pelo consumidores (média brasileira em 2006)

Fonte: ANEEL (2007a).

Sigla	Descrição	Para que serve
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis	Subsídio da geração térmica em sistemas isolados.
RGR	Reserva Global de Reversão	Indenizar ativos vinculados à concessão e fomentar a expansão do setor elétrico.
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	Prover recursos para funcionamento da ANEEL.
ESS	Encargos de Serviços do Sistema	Subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabelecida do SIN.
ONS	Operador Nacional do Sistema	Prover recursos para o funcionamento do ONS.
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético	<ul style="list-style-type: none"> • Propiciar o desenvolvimento energético a partir de fontes alternativas; • Promover a universalização do serviço de energia elétrica; e • Subsidiar as tarifas da subclasse residencial de baixa Renda.
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica	Subsidiar as fontes alternativas de energia.
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	Promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos Nacionais.
CFURH	Compensação financeira pelo uso de recursos hídricos	Compensar financeiramente o uso da água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica.
	<i>Royalties</i> de Itaipu	Pagar a energia gerada de acordo com o tratado Brasil / Paraguai.

Quadro 2.2 - Encargos embutidos nas contas pagas pelos consumidores

Fonte: ANEEL (2007a).

A Lei nº. 8.987 determina que o serviço prestado ao usuário seja adequado (Art. 6º) e estabelece que os contratos poderão prever mecanismos que visem à preservação do equilíbrio econômico-financeiro⁽³⁰⁾ da concessão (Art. 9º, § 2º). Portanto, a tarifa deve ser suficiente para garantir ao prestador do serviço a receita necessária para cobrir os custos operacionais, o seu lucro e a remuneração de novos

³⁰ Equilíbrio econômico-financeiro é a relação estabelecida, inicialmente pelas partes, entre os encargos do contratado e a retribuição do poder concedente para a justa remuneração do objeto do contrato (MEIRELES, 1997).

investimentos (responsáveis pela manutenção da abrangência e da qualidade do fornecimento de energia) (ANEEL, 2007a).

2.2.2 Mecanismos de Correção das Tarifas

Assinando o Contrato de Concessão, a empresa reconhece que a receita anual auferida com a estrutura tarifária vigente é suficiente para cobrir os custos operacionais inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica e remunerar adequadamente o capital investido (ANEEL, 2005).

Segundo o contrato de concessão, a receita da concessionária é dividida em duas parcelas: **A** e **B** (ANEEL, 2007a). A parcela A envolve os **custos não gerenciáveis** pela concessionária, ou seja, os custos relacionados às atividades de distribuição de energia elétrica cujo montante e variação independem de qualquer ação por parte da concessionária, correspondentes a:

- a) os custos de aquisição da energia elétrica necessária ao atendimento de seus clientes;
- b) os custos do transporte da energia no sistema de transmissão; e
- c) os encargos setoriais.

A parcela B compreende, por sua vez, os **custos gerenciáveis** pela empresa:

- a) a remuneração do investimento⁽³¹⁾,
- b) a depreciação dos ativos; e
- c) os custos operacionais relativos à pessoal, material e serviços de terceiros, próprios da atividade de distribuição e da gestão comercial dos clientes da concessionária.

Visando à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro contratual ao longo do período de concessão, estão previstos três mecanismos de correção de tarifas (ANEEL, 2007a): o Reajuste Tarifário Anual, a Revisão Tarifária Periódica e a Revisão Tarifária Extraordinária.

O Reajuste Tarifário Anual (RTA) acontece na data do aniversário do contrato (de concessão) - exceto no ano em que se dá a Revisão Tarifária Periódica (RTP)- tem por objetivo restabelecer o poder de compra da receita obtida pela concessionária (ANEEL, 2005). Nesta modalidade de reajuste, atualizam-se todos os

³¹ Pelo Parágrafo Único do Art. 15 da Lei nº. 10.848/2004, a ANEEL considerará os custos decorrentes da incorporação de redes particulares à concessão quando da revisão tarifária.

custos contabilizados na Parcela A, enquanto os custos relativos à Parcela B são corrigidos pelo índice IGP-M (da Fundação Getúlio Vargas-FGV) e por um índice equivalente a um fator de produtividade (Fator X).

A Revisão Tarifária Periódica se dá a intervalos médios de 4 anos, ocasião em que é feita uma avaliação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão (ANEEL, 2005). Enquanto no RTA a Parcela B é corrigida monetariamente pelo IGPM, na RTP calcula-se a receita necessária para cobrir tanto os custos operacionais eficientes quanto os investimentos prudentes realizados pela empresa, fixando um (novo) patamar para a tarifa, que se adeque à estrutura e ao mercado da empresa: a Revisão Tarifária Periódica visa, pois, à determinação do Reposicionamento Tarifário e do Fator X.

Para o Reposicionamento Tarifário o órgão regulador utiliza-se da “empresa ideal” (de referência) para identificar os investimentos realizados no desempenho de suas atividades (ANEEL, 2007a). Compõem a remuneração desses investimentos:

- a) a quota de depreciação: parcela da receita que será utilizada na recomposição dos investimentos prudentes; e
- b) a remuneração do capital: parcela resultante da aplicação de uma taxa de retorno adequada sobre a base de remuneração.

No cálculo da taxa de retorno, a ANEEL adota a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*), cujo objetivo é proporcionar ao investidor um retorno igual àquele obtido sobre outros investimentos com riscos semelhantes (ANEEL, 2005).

Na remuneração do Capital Próprio, a ANEEL utiliza-se do método *Capital Assets Pricing Model* (CAPM) que, por considerar apenas os riscos naturalmente associados à atividade regulada, consegue manter a atratividade de capital (ANEEL, 2005).

A ANEEL diferencia o tratamento do custo de Capital de Terceiros daquele aplicado ao Capital Próprio adicionando ao primeiro uma taxa de risco compatível àquela exigida pelo mercado internacional no empréstimo de recursos a uma concessionária de distribuição brasileira. A inserção desta taxa visa à manutenção das tarifas imunes às gestões financeiras de captação de recursos de terceiros imprudentes, realizadas pelos investidores (ANEEL, 2005).

Outro item considerado pela ANEEL quando do cálculo da remuneração dos investimentos é a Estrutura Ótima de Capital, que consiste na relação ótima entre os recursos próprios e de terceiros utilizados pela concessionária no financiamento de seus investimentos (ANEEL, 2005). Para defini-la, a ANEEL considera a estrutura de capital das concessionárias nacionais e a estrutura verificada nos países com modelo regulatório similar ao brasileiro e que apresentem empresas reguladas funcionando há mais tempo.

O Fator X estabelece as metas de eficiência válidas para o período tarifário seguinte, sendo composto pelos seguintes índices (ANEEL, 2005):

- a) X_e → reflete os ganhos de produtividade relacionados ao aumento do consumo de energia elétrica, decorrentes da entrada de novos consumidores e do incremento do consumo daqueles já existentes;
- b) X_c → reflete a avaliação da empresa feita pelos consumidores supridos pela concessionária, ao utilizar o índice resultante da pesquisa Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC); e
- c) X_a → reflete o valor da remuneração da mão-de-obra do setor formal da economia brasileira, a ser empregado no reajuste da parcela relativa ao subitem pessoal da Parcela B, quando das Revisões Tarifárias Anuais.

A Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), como o próprio nome indica, ocorre a qualquer tempo, sempre em resposta a casos especiais de desequilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão.

Promulgada em 18 de agosto de 2004, a resolução ANEEL nº. 077 tem por objetivo estabelecer os procedimentos pertinentes à operacionalização da redução nas Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Uso do sistema de Transmissão (TUST) de clientes especiais, segundo o § 1º do Art. 26 da Lei 9.427. Pelo Art. 7º desta resolução, a redução verificada em função da aplicação deste dispositivo é um direito da concessionária. Desta forma, a concessionária será compensada no primeiro reajuste ou revisão tarifária verificado após a correspondente apuração por parte da ANEEL.

2.2.3 Estrutura Tarifária

De acordo com o Art. 20 da resolução ANEEL nº. 456, de 29 de novembro de 2000, a aplicação efetiva das tarifas necessita que o consumidor seja classificado em uma das seguintes classes:

- a) Residencial → integrada por unidades consumidoras com finalidade residencial⁽³²⁾;
- b) Industrial → composta pelas unidades consumidoras que desempenham atividades industriais, inclusive o transporte de matéria-prima, insumo ou produto resultante do seu processamento, caracterizado como atividade de suporte e sem fim econômico próprio, desde que fisicamente integrada à unidade consumidora industrial;
- c) Comercial, Serviços e Outras Atividades → conjunto de unidades consumidoras que exerçam atividades comercial ou de prestação de serviços;
- d) Rural → constituída por unidades consumidoras localizadas em área rural onde sejam desenvolvidas atividades relativas à agropecuária;
- e) Poder Público → seus integrantes são as unidades consumidoras decorrentes da solicitação e assunção por pessoa jurídica de direito público (federal, estadual ou distrital e municipal), independentemente da atividade a ser desenvolvida;
- f) Iluminação Pública → integrada por unidades consumidoras destinadas à iluminação de ruas, praças, jardins, túneis, passarelas, abrigos de usuários de transportes coletivos, e outros logradouros de domínio público, de uso comum e livre acesso, sob responsabilidade de pessoa jurídica de direito público;
- g) Serviço Público → seus elementos são unidades consumidoras compostas por motores, máquinas e cargas essenciais à operação de serviços públicos de água, esgoto, saneamento e tração elétrica urbana e/ou ferroviária explorados pelo Poder Público; e
- h) Consumo Próprio → integrada por unidades consumidoras associadas diretamente à concessionária.

As tarifas são definidas tendo por base a demanda de potência (unidade kW) e o consumo de energia (unidade kWh): a primeira é fixada em R\$/kW, enquanto a segunda, em R\$/MWh. A demanda corresponde à média da potência solicitada pelo

³² A caracterização de consumidor "residencial baixa renda" é feita segundo critérios estabelecidos em regulamentos específicos emitidos pela ANEEL.

consumidor à fornecedora durante um intervalo de 15 minutos. Cobrar-se-á do consumidor a maior demanda verificada em um período de fornecimento – ciclo⁽³³⁾– (ANEEL, 2005). Portanto, o total faturado corresponde à soma dos custos relativos ao fornecimento da demanda contratada e da energia consumida pelo consumidor em determinado período de tempo.

As Equações 2.4, 2.5 e 2.6 resumem o custo mensal pelo fornecimento de energia ao consumidor⁽³⁴⁾.

$$C_{EE} = C_D + C_C \quad (2.4)$$

$$C_D = T_D \times D_F \quad (2.5)$$

$$C_C = T_C \times C_F \quad (2.6)$$

onde:

- C_{EE} → custo mensal total pelo fornecimento de energia ao consumidor pela concessionária (R\$);
- C_D → custo mensal do atendimento da demanda contratada pelo consumidor (R\$);
- C_C → custo mensal pelo fornecimento da energia ao consumidor (R\$);
- T_D e T_C → tarifas de demanda e consumo, respectivamente, em R\$/kW e R\$/MWh; e
- D_F e C_F → valores da demanda e do consumo de energia faturados ao cliente, respectivamente, em kW e MWh.

Os consumidores são distribuídos entre os grupos: A e B. Integram o Grupo B as unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV (ANEEL, 2005). Aplica-se a este grupo apenas o faturamento relativo ao consumo de energia, dado pela Equação 2.6, uma vez que o custo da demanda⁽³⁵⁾ já foi incorporado ao custo do fornecimento de energia. Integram o Grupo A as unidades consumidoras atendidas em nível de tensão maior ou igual a 2,3 kV. Para os consumidores deste último grupo, as tarifas estão disponíveis em 2 (duas) modalidades: Convencional e Horosazonal (ANEEL, 2007a).

³³ O cliente deverá ser faturado em intervalos de aproximadamente 30 (trinta) dias, observados o mínimo de 27 (vinte e sete) e o máximo de 33 (trinta e três) dias (Art. 40 da resolução 456/2000).

³⁴ Não estão considerados neste cálculo os custos devido à ultrapassagem das demandas contratadas, nem aqueles decorrentes do fator de potência da unidade consumidora ser inferior a 92%.

³⁵ A consideração do custo da demanda é modelada fazendo-se $T_D = 0$ na Equação (2.5).

No Modelo Tarifário Convencional (GRA) não são considerados nem o período do dia nem o período do ano quando se dá o consumo, de forma que são utilizadas apenas duas tarifas: a primeira relativa à demanda – sintetizada pela Equação 2.5 – e uma segunda associada ao consumo de energia – resumida pela Equação 2.6.

Já o Modelo Tarifário Horosazonal as tarifas consideram os períodos do dia e do ano quando se dá o consumo (ANEEL, 2005). Assim, o dia é dividido em dois segmentos ou postos horários: o Período de Ponta está associado ao intervalo diário constituído por 3 (três) horas contínuas, determinado pela concessionária; e o Período Fora de Ponta, correspondente ao período diário complementar ao período de ponta. O horário de Ponta relaciona-se ao período de maior consumo durante o dia (ANEEL, 2005) e, assim, as tarifas neste posto horário são maiores do que aquelas verificadas no posto horário Fora de Ponta. Não é considerado horário de ponta aos sábados, domingos e feriados definidos por Lei Federal.

Por sua vez, o ano é dividido em dois períodos: o Período Úmido (PU) corresponde período de maior volume de chuvas, compreendendo os meses de dezembro do ano a maio do ano seguinte; já o Período Seco (PS) compreende os meses de maio a novembro do ano. O PS corresponde àquele de menor volume de água disponível nos reservatórios das usinas hidrelétricas, de forma que eventuais intervenções complementares de geração termelétrica, mais cara, fazem com que as tarifas deste período sejam maiores do que aquelas verificadas para o PU (ANEEL, 2005).

Além disso, o Modelo Tarifário Horosazonal subdivide-se em dois: Azul e Verde. O modelo tarifário Horosazonal Azul (HSA) caracteriza-se pela aplicação de tarifas de consumo diferenciadas segundo o posto horário e o período do ano, e tarifas de demanda diferentes para os períodos de Ponta e Fora de Ponta⁽³⁶⁾. A Equação 2.7 e a Equação 2.8 traduzem, respectivamente, o custo C_D de fornecimento da demanda e o custo C_C de fornecimento de energia segundo o modelo Horosazonal Azul.

$$C_D = TD_P \times D_P + TD_{FP} \times D_{FP} \quad (2.7)$$

$$C_C = TC_P \times C_P + TC_{FP} \times C_{FP} \quad (2.8)$$

onde:

³⁶ A tarifa que considera valores distintos para os horários de ponta e fora de ponta ou para os períodos úmido e seco é dita binômia. De outra forma, refere-se à tarifa monômia.

- TD_P e TD_{FP} → Tarifas de Demanda, em R\$/kW, nos horários de Ponta e Fora de Ponta, respectivamente;
- D_P e D_{FP} → Demanda faturada, em kW, nos horários de Ponta e Fora de Ponta, respectivamente;
- TC_P e TC_{FP} → Tarifas de Consumo, em R\$/MWh, nos horários de Ponta e Fora de Ponta, nos períodos Seco e Úmido, respectivamente;
- C_P e C_{FP} → Consumo faturado, em MWh, nos horários de Ponta e Fora de Ponta, respectivamente.

O modelo tarifário Horosazonal Verde (HSV) caracteriza-se pelo faturamento em que se considera uma única tarifa de demanda⁽³⁷⁾, representada pela Equação 2.5, e pela tarifação binômia do consumo, segundo a Equação 2.8.

Com relação aos Clientes Livres, são aplicadas tarifas binômias tanto para a parcela fio – representada pela Equação 2.7, quanto para a parcela de encargos, sintetizada pela Equação 2.8.

O Quadro 2.3 resume a disponibilidade dos modelos Tarifários para consumidores do Grupo A. Observa-se que os consumidores dos Subgrupos A1, A2 e A3 só podem ser atendidos segundo o modelo Horosazonal Azul.

Nível de Tensão de Fornecimento (NT)	Subgrupo	Modelo Tarifário			
		GRA	HSA	HSV	TUSD
$NT \geq 230 \text{ kV}$	A1	---	SIM	---	SIM
$88 \text{ kV} \leq NT \leq 138 \text{ kV}$	A2	---	SIM	---	SIM
$NT = 69 \text{ kV}$	A3	---	SIM	---	SIM
$30 \text{ kV} \leq NT \leq 44 \text{ kV}$	A3a	SIM	SIM	SIM	SIM
$2,3 \text{ kV} \leq NT \leq 25 \text{ kV}$	A4	SIM	SIM	SIM	SIM

Quadro 2.3 - Disponibilidade dos modelos tarifários Convencional, Horosazonal Azul e Verde e Tarifas de Uso segundo os subgrupos das unidades consumidoras do Grupo A

Nota: Elaboração própria, baseado na resolução ANEEL 456/2000.

2.2.4 Comercialização de Energia Elétrica

O Decreto nº. 5.163, de 30 de julho de 2004, entre outras, regulamenta a comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL). O ACR corresponde ao segmento do mercado

³⁷ Na realidade, os equipamentos de medição registram as demandas em ambos os horários, mas, para efeito de faturamento, considera-se uma única demanda, correspondente à maior entre as duas demandas lidas.

onde a compra e venda de energia envolva agentes vendedores e agentes de distribuição⁽³⁸⁾. Por sua vez, o ACL é a parte do mercado onde a compra e venda de energia envolve contratos bilaterais, livremente negociados.

Em qualquer um dos dois ambientes de contratação, ACR ou ACL, verifica-se que (Decreto nº. 5.163, Art. 2º, Incisos I, II e III):

- a) os agentes vendedores deverão apresentar lastro⁽³⁹⁾ para a venda que garanta o atendimento de 100% (cem por cento) de seus contratos;
- b) os agentes de distribuição deverão garantir o atendimento de 100% (cem por cento) do seu mercado através de contratos registrados na CCEE; e
- c) os consumidores livres ou parcialmente livres deverão garantir 100% (cem por cento) de suas cargas, seja através de geração própria ou por intermédio de contratos registrados na CCEE.

A seguir, a seção 2.2.4.1 versará sobre Preço de Liquidação de Diferenças, enquanto a seção 2.2.4.2 tratará da Contratação no ACR.

2.2.4.1 Preço de Liquidação de Diferenças – PLD

O Mercado de Curto Prazo é o segmento da CCEE onde são comercializadas as diferenças entre as quantidades de energia elétrica contratadas com relação àquelas efetivamente geradas e consumidas por cada um dos Agentes da CCEE. O Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) é o valor pelo qual a energia é comercializada no Mercado de Curto Prazo (Art. 1º da Resolução ANEEL nº. 109/2004). Assim, por exemplo, para um Agente Distribuidor, apura-se a diferença entre os montantes contratado e consumido, enquanto que para um Agente Gerador, verifica-se a diferença entre os montantes contratado e gerado. Desta forma, essas diferenças, valoradas pelo PLD, comporão as parcelas a serem pagas ou a receber pelo Agente no âmbito da CCEE.

A geração no SIN é eminentemente hidráulica, de forma que a utilização da máxima capacidade disponível de energia hidrelétrica minimiza o uso (e, conseqüentemente, os custos) de outros combustíveis, características da opção pela

³⁸ Agente Vendedor é o titular de concessão, permissão ou autorização para gerar, importar ou comercializar energia elétrica. Por sua vez, Agente de Distribuição é o titular de concessão, permissão ou autorização de serviços e instalações de distribuição para fornecer energia elétrica a consumidor final exclusivamente de forma regulada (Art. 1º, § 2º, Inciso III e IV).

³⁹ Lastro de venda corresponde à garantia física de empreendimento decorrente de geração própria ou aos contratos de compra de energia junto a terceiros (Art. 2, § 1º).

economicidade do fornecimento. Por outro lado, a opção pela confiabilidade do fornecimento privilegia o racionamento do uso da água (e a manutenção dos reservatórios em níveis elevados), implicando no uso de mais geração térmica e, conseqüentemente, no aumento do custo operacional. O PLD é calculado por intermédio de modelos matemáticos que buscam o ponto de equilíbrio entre esses dois aspectos operacionais no SIN (CEEE, 2008).

Tendo por base, entre outras, as condições hidrológicas; a demanda de energia; os preços de combustíveis; os custos associados ao déficit decorrente da entrada de novos projetos e à disponibilização de equipamentos de geração e transmissão, o modelo precifica o despacho (geração) ótimo para o período estudado, especificando as parcelas de geração hidráulica e necessárias para cada submercado⁽⁴⁰⁾. Adicionalmente a esse processo, obtêm-se os Custos Marginais de Operação (CMO)⁽⁴¹⁾ para o período estudado, por patamar de carga e submercado (CEEE, 2008).

O PLD é um valor semanal baseado no CMO, limitado pelos preços máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado.

Segundo o Art. 1º da Resolução ANEEL nº. 109/2004, (ANEEL, 2004) o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSD) corresponde ao processo de realocação, entre os Agentes de Distribuição participantes da CCEE, das sobras e dos défitos de quantidade de energia contratados no ACR.

2.2.4.2 Contratação no ACR

A contratação no ACR dar-se-á através de leilões de energia elétrica provenientes de empreendimentos relativos à ampliação de geração existente ou de novos empreendimentos de geração⁽⁴²⁾ (Art. 11 do Decreto nº. 5.163/2004) (BRASIL, 2004). Todos os agentes de distribuição, vendedores, autoprodutores e consumidores livres têm que apresentar ao Ministério de Minas e Energia (MME), a previsão de seus mercados e cargas para os 5 (cinco) anos subseqüentes (Art. 17). Além disso, os agentes de distribuição especificarão, com antecedência máxima de 60 (sessenta) dias para cada leilão, o montante de energia a ser contrato, que deverá incluir o montante

⁴⁰ Submercado é cada uma das partes em que o SIN é dividido, cuja fronteira é definida em função de relevantes restrições verificadas na transmissão quanto ao fluxo de energia elétrica no SIN e para o qual é estabelecido um PLD específico (ver Art. 1º da Resolução ANEEL nº. 109/2004) (ANEEL, 2004).

⁴¹ Custo Marginal de Operação é o custo verificado por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de carga no sistema (ver Art. 1º da Resolução ANEEL nº. 109/2004) (ANEEL, 2004).

⁴² São considerados novos empreendimentos de geração aqueles que: 1) até a data de publicação do edital para o leilão não detenham concessão, permissão ou autorização; 2) digam respeito à ampliação de geração existente, caso em que o montante restringir-se-á ao acréscimo instalado (Art. 11, § 1º). (BRASIL, 2004).

necessário ao suprimento de seus clientes potencialmente livres (Art. 18). Caberá ao MME definir o montante total de energia a ser contratado, assim como relacionar os empreendimentos que poderão participar do leilão (Art. 12) (BRASIL, 2004).

Sendo “A” o ano de previsão para início do suprimento da energia adquirida pelo agente distribuidor, define-se “A – 5”, “A – 3” e “A – 1”, respectivamente, como sendo o quinto, o terceiro e o ano anterior ao ano base “A” em que se realizam os leilões de compra de energia elétrica. Os leilões nos anos “A – 5” e “A – 3” contemplarão a energia nova⁽⁴³⁾, enquanto o leilão do ano “A – 1” contemplará a energia existente⁽⁴⁴⁾ (Art. 19). Para estes leilões, cabe ao MME:

- a) estabelecer o percentual mínimo de energia elétrica destinado ao mercado regulado, valor que será incluído no edital do leilão (Art. 20, Inciso III); e
- b) determinar o preço máximo para a compra de energia existente (Art. 12, § 2º) (BRASIL, 2004).

Prevê-se ainda nos Arts. 26 e 32 que a ANEEL promoverá leilões específicos de ajustes, onde os agentes de distribuição poderão contratar, pelo prazo máximo de 2 (dois) anos, o suprimento de até 1% (um por cento) de sua carga total, sendo os contratos bilaterais resultantes obrigatoriamente registrados na ANEEL e CCEE (BRASIL, 2004). Nestes leilões (de ajustes), somente concessionários, permissionários e autorizados de geração – aí incluídos aqueles sob controle federal, estadual ou municipal – , comercializadores e importadores autorizados poderão participar como agentes vendedores. A Figura 2.1 apresenta um esquema dos leilões previstos para o ACR.

⁴³ Visando à simplificação, referir-nos-emos a energia (elétrica) nova como aquela proveniente de novos empreendimentos de geração.

⁴⁴ Visando à simplificação, referir-nos-emos a energia (elétrica) existente como aquela oriunda de empreendimentos de geração existente.

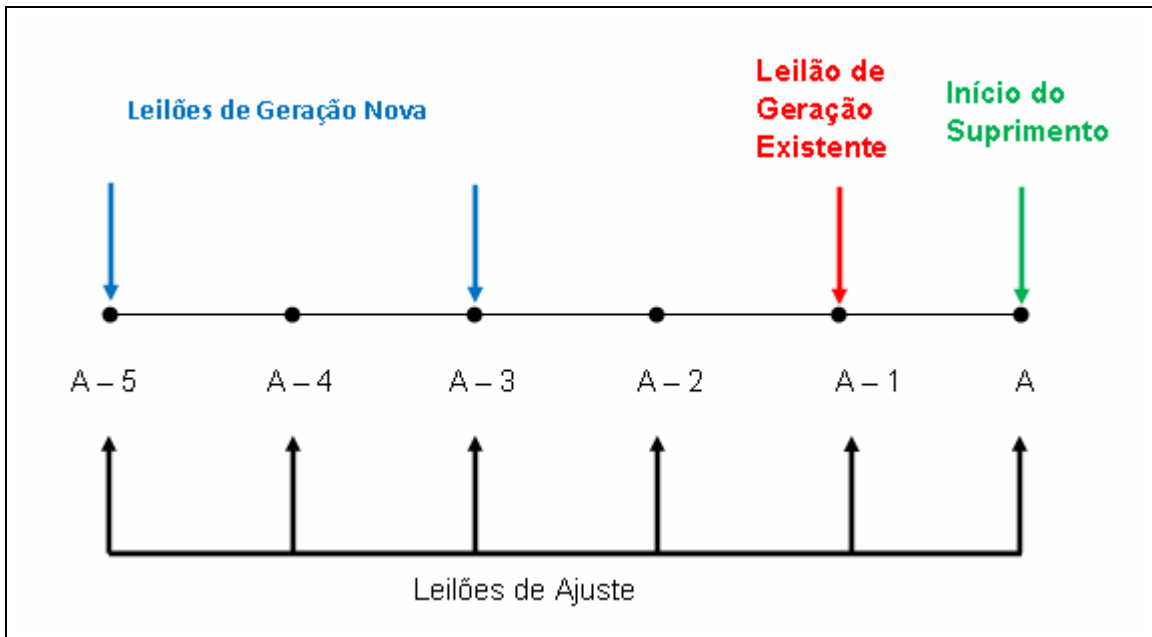


Figura 2.1 - Esquema de Leilões previstos no Ambiente de Contratação Regulado – ACR
 Fonte: Decreto nº. 5.163/2004 (BRASIL, 2004).

Está previsto, ainda, um quarto tipo de leilão, associado à Geração Distribuída (GD). Segundo o Art. 14 do Decreto nº. 5.163, GD é a produção de energia elétrica oriunda de empreendimentos hidrelétricos com capacidade inferior a 30 MW ou empreendimentos termelétricos com eficiência superior a 75% (setenta e cinco por cento)⁽⁴⁵⁾, desde que estejam conectados diretamente à rede do agente de distribuição comprador (BRASIL, 2004). O agente distribuidor é responsável pela chamada pública aos interessados na venda de energia distribuída (Art. 15), quando então ele poderá contratar até o limite de 10% (dez por cento) de sua carga, já descontados os montantes relativos a empreendimentos próprios de geração distribuída. Constará no contrato de compra e venda que a energia não disponibilizada ao comprador, seja pelo atraso da entrada em operação comercial ou pela indisponibilidade da geração, será adquirida pelo agente distribuidor diretamente no mercado de curto prazo (BRASIL, 2004).

Nos leilões “A-1”, “A-3” e “A-5” serão observados o critério de menor tarifa (Art. 20, Inciso VII), quando os agentes vendedores vencedores formalizarão contratos bilaterais denominados Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), um para cada agente distribuidor comprador. Nestes contratos, a vigência para energia nova varia de 15 (quinze) a 30 (trinta) anos, enquanto para energia existente, de 5 (cinco) a 15 (quinze) anos (Art. 27, § 1º), cabendo aos agentes

⁴⁵ Estão isentos desta restrição a geração que utilizem como combustível biomassa ou resíduos de processo (Parágrafo único do Art. 14) (BRASIL, 2004).

vendedores arcar com os custos inerentes aos riscos hidrológicos (Art. 28, Inciso II) (BRASIL, 2004).

O Art. 24 prevê que, a partir de 2009 os agentes de distribuição poderão contratar energia existente correspondente ao seu Montante de Reposição (MR), que é definido no § 1º como sendo a quantidade de energia elétrica relativa aos contratos que se extinguem nos anos de leilões de energia existente. Por sua vez, desde que haja disponibilidade no SIN, o agente distribuidor poderá contratar até 5% (cinco por cento) acima de MR (§ 2º) (BRASIL, 2004).

Pelo Art. 29, os contratos CCEAR deverão prever a possibilidade de redução dos montantes contratados nos leilões de energia existente (que, uma vez efetivada, estender-se-á ao período restante do respectivo contrato), a critério exclusivo do comprador, devido:

- a) **RMC₁**: ao exercício do direito de consumidores potencialmente livres de se tornarem consumidores livres (Inciso I); e
- b) **RMC₂**: a outras variações no mercado do agente distribuidor, redução limitada a 4% (quatro por cento) do montante inicialmente contratado (Inciso II), que entrarão em vigor a partir do 2º (segundo) ano contratado da declaração que originou a compra pelo agente de distribuição. Todos os CCEAR afetados sofrerão o mesmo percentual de redução (§ 3º) (BRASIL, 2004).

O Valor Anual de Referência – VR⁽⁴⁶⁾ calculado pela ANEEL segundo a Equação 2.9, constitui a referência pela qual o agente distribuidor repassará o custo de aquisição de energia elétrica à tarifa cobrado do consumidor cativo.

$$VR = \frac{VL_5 \times Q_5 + VL_3 \times Q_3}{Q_5 + Q_3} \quad (2.9)$$

onde:

- VR → Valor Anual de Referência (R\$/MWh);
- VL₅ → valor médio de aquisição nos leilões do ano “A – 5” (R\$/MWh);
- Q₅ → quantidade anual adquirida nos leilões do ano “A – 5” (MWh);
- VL₃ → valor médio de aquisição nos leilões do ano “A – 3” (R\$/MWh);
- Q₃ → quantidade anual adquirida nos leilões do ano “A – 3” (MWh).

⁴⁶ Pelo Art. 46 do Decreto 5.163, aplicar-se-á o valor de VR vigente no ano de início de entrega da energia contratada.

Tomando-se por base o ano “A”, o Art. 36 estabelece que os critérios de repasse dos custos de aquisição de energia elétrica são:

- 1) para a energia adquirida nos leilões no ano “A – 5” autoriza-se repassar:
 - a) o valor de VR nos 3 (três) primeiros anos⁽⁴⁷⁾; e
 - b) o valor integral de aquisição, a partir do 4º (quarto) ano;
- 2) para a energia adquirida nos leilões no ano “A – 3” são autorizados os repasses:
 - a) do valor de VR nos 3 (três) primeiros anos, limitado a 2% (dois por cento) da carga do agente de distribuição verificada no ano “A – 5”;
 - b) do valor integral de aquisição a partir do 4º (quarto) ano, limitado a 2% (dois por cento) da carga do agente de distribuição verificada no ano “A – 5”;
 - c) do menor valor entre VL5 e VL3, para a parcela adquirida que exceder a 2% (dois por cento) da carga do agente de distribuição verificada no ano “A – 5”;
- 3) para a energia adquirida nos leilões de geração existente fica autorizado o repasse integral do valor de aquisição;
- 4) para a energia adquirida nos leilões de ajuste autoriza-se o repasse integral do valor de aquisição limitado ao valor de VR; e
- 5) para a energia adquirida nos leilões de geração distribuída o repasse é integral, limitado ao valor de VR.

A Equação 2.10 estabelece o cálculo do Valor de Referência da Energia Existente – VRE, definido no § 2º do Art. 40:

$$VRE = \frac{VR \times VLE}{VL_5} \quad (2.10)$$

onde:

- VRE → Valor de Referência da Energia Existente (R\$/MWh);
- VR → Valor Anual de Referência (R\$/MWh);
- VLE → valor médio ponderado (em R\$/MWh) relativo à aquisição de energia existente nos leilões realizados no ano no ano “A – 1”; e
- VL₅ → valor médio de aquisição nos leilões do ano “A – 5” (R\$/MWh).

⁴⁷ Esta regra constitui um incentivo para o agente distribuidor adquirir mais energia nos leilões “A – 5”, uma vez que compras maiores nestes leilões podem proporcionar lucro no repasse para a tarifa, quando VL₃ for maior do que VL₅.

Os agentes de distribuição podem repassar aos clientes cativos (Art. 40) os custos de aquisição da energia nova limitado ao VRE, desde que a energia existente contratada seja menor do que o Limite Inferior de Reconstratação (LI), definido como o valor positivo da Equação 2.11 (§ 1º).

$$LI = MR - 0,04 \times MI \quad (2.11)$$

onde:

- LI → Limite Inferior de Reconstratação (MWh);
- MR → Montante de Reposição (MWh); e
- MI → Soma do montante de energia elétrica contratada dos CCEAR considerados na quantificação do MR (MWh).

A Equação 2.12 determina (§§ 3º e 4º do Art. 40) a quantidade de energia que o agente de distribuição poderá repassar aos seus clientes, nos 3 (três) primeiros anos:

$$Q_R = LI - Q_C \quad (2.12)$$

onde:

- Q_R → Quantidade passível de repasse (MWh);
- LI → Limite Inferior de Reconstratação (MWh), segundo a Equação 2.11; e
- Q_C → Energia nova contratada em leilões realizados no ano “A – 3” ou, caso este valor seja insuficiente à aplicação deste mecanismo, a energia nova contratada em leilões realizados no ano “A – 5”.

Caso a energia disponibilizada ao preço fixado pelo MME no ano “A – 1” seja insuficiente para cobrir a necessidade do Limite Inferior de Reconstratação, não se aplicará este mecanismo de repasse (§ 5º).

Para o repasse dos custos de aquisição de energia elétrica aos consumidores cativos, a ANEEL considerará até 103% (cento e três por cento) do montante total de energia elétrica contratada, tendo por base a carga anual de fornecimento do agente de distribuição (Art. 38). Todavia, uma vez que o agente distribuidor não tenha atendido à obrigação de ter contratado 100% (cem por cento) de sua carga, além das penalidades previstas aplicáveis (Art. 3º), o Art. 42 estipula que a energia adquirida no mercado de curto prazo da CCEE será repassada às tarifas dos consumidores cativos segundo o menor valor dentre o PLD e o valor de VR definido na Equação 2.9.

2.3 CONFIGURAÇÕES DE AUTOPRODUTORES E PRODUTORES INDEPENDENTES

A legislação vigente extinguiu a exclusividade no fornecimento de energia elétrica e inseriu a competitividade do mercado de energia quando assegurou aos clientes livres e aos seus fornecedores, aos autoprodutores (AP) e produtores independentes (PI) o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de concessionários ou permissionários. Todavia, o Decreto nº. 5.163/2004 dispõe, no Art. 71, que as concessionárias de serviços públicos de distribuição incorporarão a seus patrimônios, as redes particulares de energia elétrica que não dispuserem de ato autorizativo do poder concedente⁽⁴⁸⁾, de acordo com disciplina emitida pela ANEEL.

Já o § 1º do Art. 71 caracteriza uma rede particular como sendo

a instalação elétrica, em qualquer tensão, utilizada para o fim exclusivo de prover energia elétrica para unidades de consumo de seus proprietários e conectada em sistema de transmissão ou de distribuição de energia elétrica. (BRASIL, 2004).

Adicionalmente, o decreto isenta de autorização ou de incorporação aquelas redes particulares instaladas exclusivamente em imóveis de seus proprietários⁽⁴⁹⁾ (§ 8). Além disso, pelo § 7º, não serão objeto de incorporação pelas concessionárias as redes em qualquer nível de tensão, de interesse exclusivo de *agentes geradores* que conectem suas instalações de geração à rede básica, à rede de distribuição ou às suas instalações de consumo, desde que (*as instalações sejam*⁽⁵⁰⁾) integrantes das respectivas concessões, permissões ou autorizações.

Em 2006, ainda de acordo com o Art. 71 do Decreto nº. 5.163, a Resolução Normativa ANEEL nº 229 estabeleceu o dia 31 de outubro de 2006 como a data limite para o registro, junto àquela entidade, dos requerimentos de proprietários interessados em permanecer com redes particulares. Em complemento, o § 1º prevê que pedidos posteriores àquela data não serão aceitos, enquanto o § 2 dispõe que, conforme o caso, a ANEEL emitirá o ato autorizativo definitivo até agosto de 2008.

Portanto, após 31 de outubro de 2006, exceto aquelas redes devidamente autorizadas pela ANEEL ou de interesse exclusivo de agentes geradores, todas as

⁴⁸ O texto prevê que aquelas redes particulares autorizadas poderão ser incorporadas, mediante anuência das partes.

⁴⁹ Mais uma vez, a legislação prevê que a incorporação pode acontecer em decorrência de acordo expresso entre as partes.

⁵⁰ Grifo do autor.

demais redes particulares restringir-se-ão ao polígono limitado pelo perímetro do imóvel de seu proprietário.

Visto que Autoprodutor de Energia Elétrica é:

a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo [...] (BRASIL, 2004).

Observa-se que a energia elétrica é um insumo para a atividade do AP, tendo em vista que o que ele produz é utilizado, prioritariamente, para consumo próprio⁽⁵¹⁾ e, apenas na eventualidade de haver um excedente na quantidade de energia elétrica produzida, o AP pode ser autorizado a comercializá-lo. Portanto, um AP não se identifica como um agente gerador.

Desta maneira, tendo em vista que:

- a) o Inciso III do Art. 28 do Decreto nº. 2.003/1996 prevê que as instalações de geração e consumo de um AP podem estar localizadas em locais diferentes;
- b) a Convenção de Comercialização de Energia (Resolução ANEEL nº. 109/2004) dispõe que, entre outras previsões, os AP deverão registrar na CCEE, de forma segregada, os ativos de medição de carga e de geração envolvidos (Art. 44, Inciso III) (BRASIL, 2004);
- c) a legislação não dispõe sobre transações comerciais entre distribuidoras envolvendo a transferência da produção excedente de energia elétrica da unidade de geração para a unidade de carga do AP, se estas estiverem conectadas a distribuidoras diferentes;
- d) a legislação prevê a necessidade do AP apresentar um base de geração própria mas, não impõe que a geração abranja ambos os postos horários⁽⁵²⁾. É possível modelar um autoprodutor como sendo a composição de:
 - a) uma unidade de geração equivalente a gerador comum; e
 - b) uma unidade de consumo equivalente a um cliente livre;

Situadas em locais diferentes, desde que pertencentes à mesma área de concessão de uma distribuidora.

⁵¹ Pelo Art. 27 do Decreto nº. 2.003/1996, previamente à outorga da concessão, o AP deve ter comprovado ao órgão regulador que a energia produzida por ele destinar-se-á a consumo próprio atual ou futuro.

⁵² Uma unidade consumidora que não gere energia alguma tanto na ponta quanto fora de ponta não pode ser caracterizada como um autoprodutor.

Assim sendo, um AP pode optar em gerar energia elétrica nos horários de ponta e fora de ponta ou em apenas um deles. Ao optar pela geração, o montante E_G (MWh) produzido pelo AP pode ser:

- a) $G_D \rightarrow$ insuficiente para atender à energia E_S (MWh) demandada pela carga do AP.

Nesta situação, o déficit de energia elétrica $E_D = E_S - E_G$ deve ser adquirido de forma complementar para suprir a totalidade da carga;

- b) $G_I \rightarrow$ é igual à energia E_S demandada.

Neste caso, não há necessidade de compra ou venda de energia pelo AP; e

- c) $G_E \rightarrow$ supera a energia E_S demandada.

Nesta hipótese, o excesso de energia elétrica $E_E = E_G - E_S$ pode ser comercializado pelo AP.

Por sua vez, no posto horário em que o AP opte por não gerar ou, gerando, o faça segundo a situação descrita na situação G_D acima, os montantes de energia E_S e E_D podem ser adquiridos:

- a) $C_L \rightarrow$ através da energia E_L (MWh) adquirida no mercado livre;

- b) $C_C \rightarrow$ de forma regulada, por intermédio da energia E_C (MWh) adquirida diretamente à distribuidora local; ou

- c) $C_M \rightarrow$ de forma mista, parte da energia adquirida no mercado livre e parte de forma regulada.

Levando em consideração a posição relativa da geração e da carga de um AP, ele pode se conectar ao sistema de uma distribuidora de duas maneiras: na primeira, considera-se que as unidades de geração e de consumo estão em locais diferentes (Figura 2.2); na segunda, as unidades de geração e de consumo estão situadas na mesma propriedade.

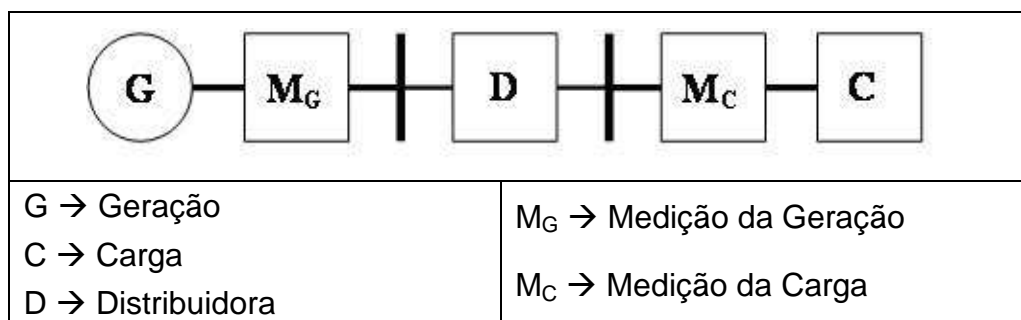


Figura 2.2 - Modelo de conexão de um autoprodutor cujas unidades de geração e de carga estão situadas em locais diferentes

Nota: Elaboração própria.

Sob o ponto de vista contratual, o modelo da Figura 2.2 implica na assinatura dos seguintes contratos, de acordo com a parcela do AP relativa à:

- a) geração → Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição (CCD) e Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), em cujo cronograma de demandas contratadas constarão as demandas na ponta e fora de ponta ou em apenas um dos postos horários;
- b) carga → serão assinados os contratos de acordo com as situações caracterizadas acima:
 - G_D → Neste caso, conforme o AP opte pela contratação segundo:
 - C_L → CCD e CUSD como cliente livre ($D_{CUSD} = D_D$);
 - C_C → contrato de fornecimento regulado ($D_F = D_D$);
 - C_M → CCD, CUSD e contrato de fornecimento ($D_{CUSD} + D_F = D_D$);
 - G_I → CCD e CUSD como cliente livre ($D_{CUSD} = D_D$); e
 - G_E → CCD e CUSD como cliente livre ($D_{CUSD} = D_D$).

onde:

- DD → parte da carga própria não coberta pela geração do AP ou a totalidade da carga caso o AP opte por não gerar (kW);
- c) D_{CUSD} → demanda acordada no CUSD (kW);
 - DF → demanda contratada sob modo regulado (kW).

Uma vez que a geração e a carga encontram-se em locais diferentes, a perda de E_G não é condição suficiente para que a carga E_S sofra descontinuidade de fornecimento, o que torna desnecessária a contratação adicional entre a distribuidora e o AP visando à garantia no suprimento de E_S .

A Figura 2.3 exibe o esquema onde as unidades de geração e de consumo de um AP estão situadas na mesma propriedade.

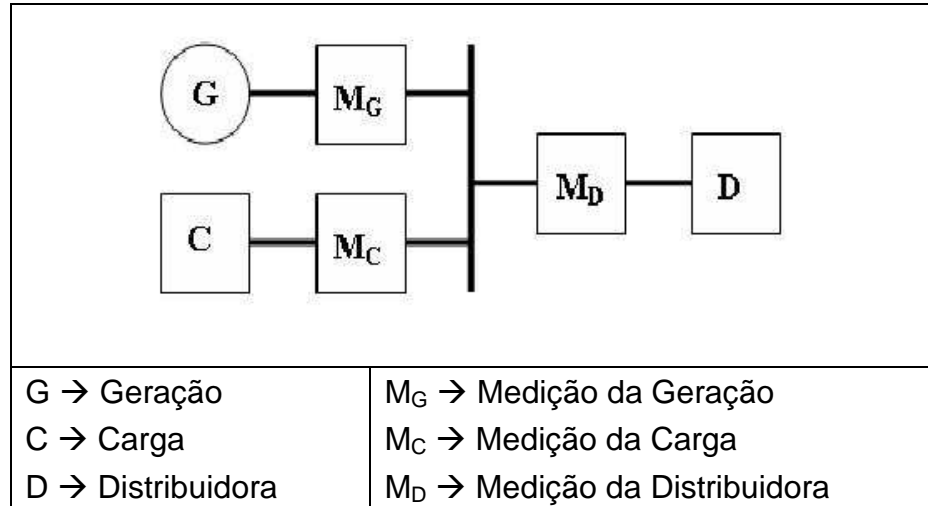


Figura 2.3 - Modelo de conexão de um autoproductor cuja unidade de carga está ligada diretamente às suas instalações de geração

Nota: Elaboração própria.

Por sua vez, Produtor Independente de Energia Elétrica é

a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco [...]. (BRASIL, 2004).

Donde a energia elétrica é o produto principal a ser comercializado pelo PI, identificando-o plenamente como sendo um agente gerador. Por outro lado, não sendo obrigado a comercializar toda a energia produzida, ele pode atender a uma carga que utilize a quantidade não ofertada.

Entretanto, se a rede que interliga as instalações de geração às instalações de carga atendida pelo PI é particular, a carga necessariamente deve fazer parte da concessão, permissão ou autorização do PI⁽⁵³⁾ (§ 7º, Art. 71 do Decreto nº. 5.163) (BRASIL, 2004). Portanto, o PI não pode atender à carga própria através da rede de distribuição ou transmissão, o que leva ao PI ser modelado como um simples gerador (Figura 2.4) ou um gerador com uma carga associada, sendo a modelagem desta última também dada pela Figura 2.3.

⁵³ Uma vez que é possível ao PI ser um consórcio, nestas condições a geração pode ser responsabilidade de uma empresa e a carga corresponder a uma segunda firma.

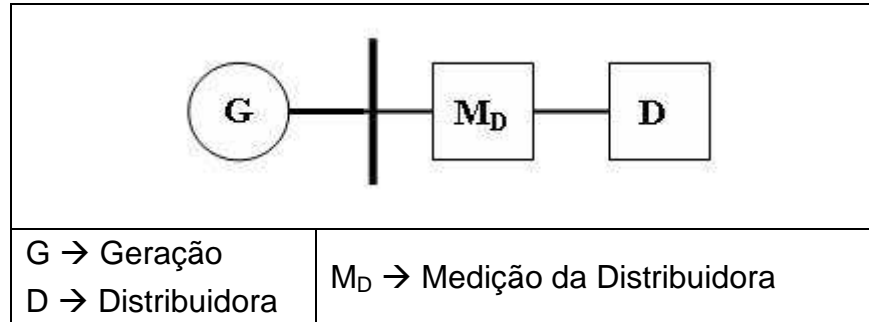


Figura 2.4 - Modelo de conexão de um produtor independente composto apenas por unidade de geração

Nota: Elaboração própria.

Como gerador simples, cabe ao PI assinar os contratos de conexão (CCD ou CCT) e os contratos de uso (CUSD ou CUST). Na segunda hipótese, além dos contratos de conexão e de uso, o PI pode assinar contrato adicional de Reserva de Capacidade que garanta o fornecimento da carga em caso de perda da unidade de geração.

A diferença contratual entre os modelos das Figuras 2.2 e 2.3 reside no fato de que a perda da geração própria neste último interrompe (parcial ou totalmente) o fornecimento de energia à carga, tornando necessária a contratação adicional da Reserva de Capacidade (RC), contrato que disciplina o atendimento à carga do acessante (PI ou AP) no caso da perda da geração.

Uma vez assinado os contratos de uso do sistema ou de fornecimento junto à distribuidora, os acessantes têm garantidos, durante a vigência do contrato, os montantes de demanda de RC contratados, não lhes sendo imposto ônus algum decorrente de qualquer ampliação que se faça necessária no sistema, desde que originárias de terceiros.

AP/PI conectados a sistemas de distribuição sob tarifa horosazonal azul, optantes por geração própria na ponta (na totalidade ou não de sua carga) e que possuem processos não interruptíveis neste posto horário, tendem a contratar RC, cujo custo⁽⁵⁴⁾ é reduzido, se adequadamente contratada de modo a não incorrer em penalidades.

Entretanto, a viabilidade da RC baseia-se na disponibilidade do sistema, de forma que a solicitação simultânea de dois pedidos a uma distribuidora, ambos pleiteando com a mesma vigência e demandas contratadas, o primeiro, de RC, e o segundo, de um contrato de fornecimento, a impossibilidade de atender a ambos implica na prioridade ao atendimento do cliente regulado. Uma segunda característica do RC é a vigência por tempo limitado, sem possibilidade de renovação automática. Desta forma, ao final do

⁵⁴ Conforme poder ser observado pelo exame da Equação 2.13 exibida na próxima seção.

ciclo (anual) de contratação, o acessante poderá perder a garantia da disponibilidade da demanda de RC no segmento horário de ponta, caso novas cargas (reguladas ou livres) estejam previstas para entrar em operação nesse sistema.

Segundo a Art. 14, §3º da resolução nº. 281/1999, o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratado pelas distribuidoras junto às transmissoras deverá considerar, também, as demandas de contratos de RC (ANEEL, 2009a). Por sua vez, um acessante que enfrente problemas na sua unidade de geração propiciará uma receita razoável à distribuidora. Todavia, em condições normais, esta receita é muito pequena⁽⁵⁵⁾, de forma que a diferença negativa verificada em um contrato de RC onerará a tarifa dos demais consumidores atendidos pela distribuidora.

2.4 RESERVA DE CAPACIDADE

As condições de contratação da Reserva de Capacidade estão estabelecidas na resolução ANEEL nº. 371 de dezembro de 1999⁽⁵⁶⁾.

A resolução define RC (Art.º1º, § 1º) como sendo a demanda de uso a ser contratada aos sistemas de transmissão ou distribuição, ocasionada por interrupções ou reduções temporárias na geração de energia elétrica das usinas de AP ou PI (ANEEL, 1999b). A contratação da RC é opcional e o seu uso restringe-se a situações de emergência ou àquelas decorrentes de manutenções programadas nos equipamentos que restrinjam, parcial ou totalmente, a capacidade de geração dos acessantes (Art.º1, § 2º) (ANEEL, 1999b).

Uma vez que está baseada na capacidade ociosa do sistema elétrico, tanto a contratação quanto a renovação da RC requer a avaliação prévia desta sobre e emissão de parecer correspondente por parte do acessado, ONS ou distribuidora, conforme o acesso seja a sistemas de transmissão ou de distribuição, respectivamente (Art.º1, § 3º) (ANEEL, 1999b).

A solicitação de RC deverá ser requerida com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias e não superior a 180 (cento e oitenta) dias. O acessado terá um prazo de até 30 (trinta) dias contados da data de recebimento do pedido para emitir o parecer com a resposta à solicitação. Havendo necessidade de obras, o prazo para emissão do parecer poderá ser estendido a 120 (cento e vinte) dias (Art. 4º, § 3º). Neste

⁵⁵ Considerando que o AP ou PI fique com a sua unidade geradora parada em manutenção por 30 (trinta) dias/ano, a receita da distribuidora será de 8,3% da receita anual de um cliente regulado com a mesma demanda contratada.

⁵⁶ Conforme modificações na redação dada pela resolução ANEEL nº. 304, de 4 de março de 2008.

caso, o parecer deverá incluir a justificativa e a especificação das obras (Art. 5-A, § 1º) (ANEEL, 1999b).

Dar-se-á a contratação da Reserva de Capacidade por ponto de conexão, mediante celebração do CUST ou CUSD⁽⁵⁷⁾, em até 90 (noventa) dias após emitido o parecer relativo à solicitação (Inciso III, § 3º, Art. 4º). A vigência dos contratos terá duração de um ano⁽⁵⁸⁾, estando o montante de uso contrato limitado à potência nominal (em MW) instalada da geração do requerente (Art. 4º, §§ 1º e 2º) (ANEEL, 1999b).

O reforço no sistema de distribuição decorrente da inexistência de sobra suficiente para a contratação da RC é de responsabilidade do requerente (Art. 5-A), que, no prazo máximo de 90 (noventa) dias contados a partir da emissão do parecer, deverá comunicar ao acessado que as obras serão executadas diretamente⁽⁵⁹⁾ por ele através de terceiros legalmente habilitados ou por intermédio da acessada (Art. 5-A, § 2º). Por sua vez, a distribuidora é responsável tanto pela verificação da conformidade do projeto e das especificações apresentados pelo solicitante quanto pelo comissionamento das instalações (Art. 5-A, § 5º). Uma vez concluídas, as instalações deverão ser transferidas ao patrimônio⁽⁶⁰⁾ da concessão ou permissão integrante do contrato de RC (Art. 5-A, § 4º) (ANEEL, 1999b).

A qualquer tempo, reforços realizados no sistema voltados exclusivamente à contratação de RC asseguram ao cliente a disponibilidade do montante (em MW), ora contratado, em contratações posteriores de RC por um prazo mínimo de 10 anos (Art. 5-A, § 6º) (ANEEL, 1999b).

Durante a vigência do contrato de RC, o AP ou PI que não participe do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) poderá contratar a energia necessária em substituição da geração perdida:

- a) no Ambiente de Contratação Livre (ACL);
 - b) no mercado de curto prazo, ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD);
- ou

⁵⁷ Conforme o acesso seja a sistemas de transmissão ou de distribuição, respectivamente (Art. 4º).

⁵⁸ O contrato deve indicar o período passível da utilização da reserva de capacidade, que deve coincidir com o período de geração do contratante, pleno ou sazonal.

⁵⁹ Neste caso, cabe ao solicitante elaborar os projetos básico e executivo assim como especificar os equipamentos, observando os padrões da acessada e os Procedimentos de Distribuição (§ 3º).

⁶⁰ Não cabe ao autoprodutor ou produtor independente indenização alguma pelas instalações transferidas.

c) diretamente à concessionária ou permissionária local de distribuição, sob condições reguladas⁽⁶¹⁾ (Art. 3º) (ANEEL, 1999b).

O custo da reserva de capacidade para um dado mês durante a vigência do contrato é dado pela Equação 2.13 a seguir (Art. 5º) (ANEEL, 1999b).

$$C_{RC} = \frac{d_u}{d_c} \times (T_P \times D_P + T_{FP} \times D_{FP}) \quad (2.13)$$

onde:

- a) C_{RC} → custo da Reserva de Capacidade (R\$);
- b) d_u → número de dias em que a reserva de capacidade foi utilizada;
- c) d_c → número de dias do mês;
- d) T_P e T_{FP} → tarifas de uso do sistema⁽⁶²⁾, em R\$/kW, nos horários de Ponta e Fora de Ponta, respectivamente;
- e) D_P e D_{FP} → montantes de uso da reserva de capacidade faturada, em kW, nos horários de Ponta e Fora de Ponta, respectivamente.

Na vigência do contrato de RC, o acessante estará sujeito à multa correspondente à tarifa de ultrapassagem sobre as tarifas de uso do sistema de transmissão ou distribuição, conforme o disposto no Art. 15 da Resolução nº. 281/1999 (Art. 5º, § 2º) (ANEEL, 1999a).

Além disso, se em um determinado mês o número acumulado de dias de utilização da reserva de capacidade ultrapassar 60 (sessenta) dias, aplicar-se-á na Equação 2.13, aos dias excedentes, tarifas T_P e T_{FP} cujos valores serão iguais a 4 (quatro) vezes os valores das tarifas de uso do sistema transmissão ou distribuição nos horários de ponta e fora de ponta, respectivamente (Art. 5º, § 1º).

2.5 REGULAÇÃO DO SETOR DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Desde a proclamação da República até 1934 vigorou no regime institucional brasileiro que as riquezas do subsolo pertenciam aos proprietários da terra (MIRANDA, 2004). Instituído pelo Decreto nº. 24.642, de 10 de julho de 1934, o Código de Minas incorporou ao patrimônio da União a propriedade dos recursos naturais

⁶¹ Exceto se optar pela compra junto à concessionária, o acessante deverá aderir à CCEE ou ser representado por um agente já integrante desta Câmara (Parágrafo Único do Art. 3º).

⁶² Pelo Inciso III do Art. 5º da resolução ANEEL nº. 77/2004, o percentual de redução estabelecido pela Lei 9.427/1996 não será estendido às tarifas T_P e T_{FP} utilizados nos contratos de RC.

do subsolo brasileiro, legislação confirmada pela Constituição de 16 de julho de 1934, quando esta estabeleceu que o aproveitamento de minas e jazidas dependeria de autorização ou concessão do Governo Federal.

O golpe de estado de novembro de 1937 estabelece o Estado Novo, sob a presidência de Getúlio Vargas. Com a promulgação da nova Carta Constitucional em 10 de novembro de 1937, as jazidas foram declaradas propriedade inalienável e imprescritível da União (MIRANDA, 2004), cujo aproveitamento seria concedido ou autorizado a brasileiros natos ou a empresas cujos sócios, também, fossem todos brasileiros natos. Pelo Decreto-Lei nº. 395, de 29 de abril de 1938, as atividades de importação, exportação, transporte, refino e comércio de petróleo bruto e seus derivados passaram a ser de utilidade pública, estendendo à indústria de refino as restrições quanto à naturalidade brasileira de seus acionistas, além de estipular que caberia ao Governo Federal estabelecer os preços mínimos e máximos de venda dos produtos. Ainda por este decreto, foi criado o Conselho Nacional do Petróleo, responsável, entre outras atribuições, da regulação desta atividade.

Em 3 de outubro de 1953 é promulgada a Lei nº. 2.004 que instituiu a PETROBRAS, lei esta que serviu de base para que o decreto nº. 53.337/1963 atribua àquela empresa o monopólio de importação de petróleo e seus derivados.

Com a crise resultante do conflito árabe-israelense em outubro de 1973, caiu, de forma impressionante, o ritmo de crescimento do produto interno bruto brasileiro, verificando-se, ainda, o aumento singular da dívida externa brasileira. Por isso, em 9 de outubro de 1975, o governo Geisel autorizou, entre outras medidas para corrigir o desequilíbrio do balanço de pagamentos do país, a realização de contratos de serviços com cláusula de risco na pesquisa do petróleo. Estes contratos apresentavam, entre outras, as seguintes características (MIRANDA, 2004):

- a) ao final do período exploratório, se a empresa contratante não obtivesse êxito na descoberta de óleo bruto comercialmente viável, extinguir-se-ia o contrato, cabendo à empresa arcar com todas as despesas efetuadas;
- b) todavia, frente à descoberta de um campo comercialmente viável, as despesas realizadas com a exploração e o desenvolvimento do campo seriam reembolsadas em um período estabelecido no contrato;
- c) além do reembolso, a empresa teria direito a uma remuneração, também por um período limitado de tempo, calculada sobre a produção do campo. Ser-lhe-ia ainda facultada a aquisição de parte da produção por ela descoberta, a preços

obtidos no mercado internacional, opção que poderia ser suspensa pela PETROBRAS, a qualquer tempo, na eventualidade de uma crise no abastecimento nacional do petróleo;

d) a empresa deveria contratar, preferencialmente, de mão-de-obra e equipamentos nacionais; e

e) todos os dados técnicos, os ativos, o petróleo, o gás e os bens utilizados pertenceriam à União.

A Constituição Federal (CF) promulgada em 5 de outubro de 1988 extinguiu os contratos de risco, incorporando, todavia, o monopólio estatal do petróleo ao texto constitucional, até então sustentado pela Lei nº. 2004, de 1953 (MIRANDA, 2004).

Em 1995, a Emenda Constitucional (EC) nº. 9 deu nova redação ao § 1º do Art. 177 da CF, estabelecendo o fim do monopólio da PETROBRAS e devolvendo à União a prerrogativa de contratar empresas estatais ou privadas para exercer atividades relacionadas aos seguintes monopólios federais:

- a) **M1**: pesquisa e lavra de jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluídos;
- b) **M2**: refino do petróleo nacional ou importado;
- c) **M3**: transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem; e
- d) **M4**: importação ou exportação de produtos e derivados básicos⁽⁶³⁾ resultantes das atividades M1 e M2 acima.

Por sua vez, a EC nº. 5, de 16 de agosto de 1995, reescreveu o § 2º do Art. 25 da CF, determinando a competência dos Estados para a exploração direta ou mediante concessão⁽⁶⁴⁾ dos serviços locais de gás canalizado. Todavia, o texto da CF não dá aos Estados o poder de regular a exploração destes serviços, cabendo-lhes apenas a responsabilidade sobre o serviço de distribuição de gás natural canalizado (CECCHI, 2006 informação verbal)⁽⁶⁵⁾. Assim, sob o ponto de vista do gás natural, a União é responsável pela regulação dos setores de *upstream* (integrado

⁶³ Segundo a Portaria ANP nº. 84, de 24 de maio de 2001, são derivados básicos de petróleo e gás natural o Gás Liquefeito de Petróleo e o Óleo Diesel.

⁶⁴ O texto inclui ainda a ressalva que veda o uso de medidas provisórias para a sua regulamentação.

⁶⁵ Informações obtidas na palestra Indústria de Gás no Brasil: enfoque nos aspectos regulatórios, ministrada por José Cesário Cecchi no Curso de Mestrado em Regulação da Indústria de Energia (MRIE), da Universidade Salvador (UNIFACS), em 10 de nov. 2006.

pelas atividades de exploração, desenvolvimento e produção⁽⁶⁶⁾ e *middlestream*, que abrange as atividades de importação e exportação, processamento e transporte do gás natural (CECCHI, 2006 informação verbal). Já a fase de *downstream* engloba as atividades de distribuição e comercialização de gás natural e está sob a responsabilidade dos Estados. A Figura 2.5 sintetiza a estrutura regulatória da Indústria de gás natural no Brasil.

2.5.1 Regulação Federal do Setor de Gás Natural no Brasil

A Lei nº. 9.478 de 6 de agosto de 1997, dispõe, no seu Art. 1º, que, entre outros, são objetivos das políticas nacionais de aproveitamento racional das fontes de energia:

- proteger os interesses do consumidor quanto ao preço, à qualidade e à oferta dos produtos (Inciso III);
- promover a conservação de energia (Inciso IV);
- incrementar a utilização do gás natural (Inciso VI);
- promover a livre concorrência (Inciso IX); e
- atrair investimentos na produção de energia (Inciso X).

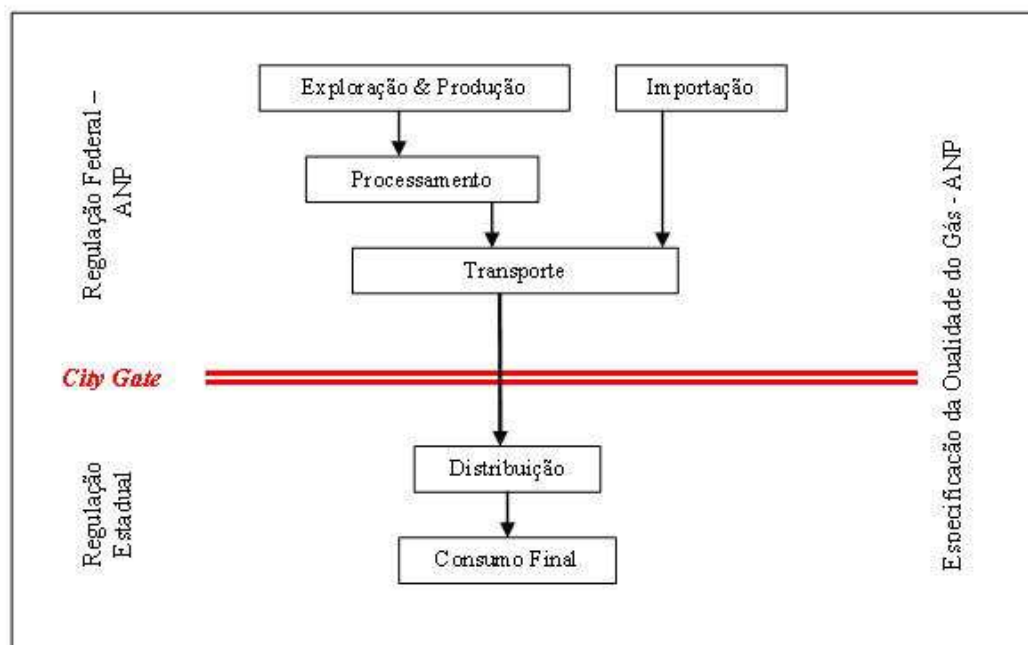


Figura 2.5 - Perfil institucional da indústria do gás natural no Brasil
Fonte: Cecchi (2006).

⁶⁶ Exploração é o conjunto de operações ou atividades de avaliação de áreas, visando à descoberta e identificação de jazidas de petróleo ou gás natural. Desenvolvimento é o conjunto de operações e investimentos com vistas à viabilização da produção de um campo de petróleo ou gás. Produção é o conjunto coordenado de operações visando à extração de petróleo ou gás natural de uma jazida (Lei nº. 9.478, Art. 6, Incisos XV, XVI e XVII).

O Art. 5º da Lei 9.478 estipula que os monopólios M1 a M4 serão regulados e fiscalizados pela União, podendo ser exercidos por intermédio de concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, sediadas e administradas no Brasil.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) foi instituída pela Lei nº. 9.478 como uma autarquia federal (Art. 7º) vinculada ao MME e implantada pelo Decreto nº. 2.455, de 14 de janeiro de 1998, assumindo as atribuições exercidas pelo extinto Departamento Nacional de Combustíveis (DNC) (Art. 9º).

Consoante o Art. 8º da Lei 9.478, a ANP é responsável pela regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas inerentes à indústria de petróleo, cabendo-lhe, entre outras, as seguintes atribuições:

- a) fazer cumprir as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo⁽⁶⁷⁾, estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias (Inciso IX e X);
- b) consolidar e divulgar os dados sobre as reservas nacionais repassados pelas empresas (Inciso XII);
- c) fiscalizar diretamente ou sob convênios as atividades da indústria do petróleo (Inciso VII);
- d) fornecer apoio técnico ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)⁽⁶⁸⁾, isoladamente ou de modo articulado com os demais órgãos reguladores do setor energético nacional (Inciso XIV);
- e) especificar a qualidade dos derivados de petróleo, do gás natural e seus derivados e dos biocombustíveis (Inciso XVIII);
- f) autorizar o exercício das atividades de refino, processamento, transporte, importação e exportação de petróleo (Inciso V);
- g) promover os estudos visando à definição dos blocos⁽⁶⁹⁾ a serem alvos de contratos de concessão (Inciso II);
- h) elaborar os editais, promover as licitações, celebrar e fiscalizar a execução dos contratos de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção (Inciso IV); e

⁶⁷ “Melhores Práticas da Indústria do Petróleo” refere-se às práticas e procedimentos mundiais que visam à: (a) conservação de recursos, resultante da maximização da recuperação técnica e economicamente sustentável de hidrocarbonetos, (b) segurança operacional, advinda do emprego de métodos e processos que assegurem a segurança ocupacional e a prevenção de acidentes; e (c) preservação do meio ambiente, determinada pela adoção de tecnologias e procedimentos associados à prevenção e à mitigação de danos ambientais.

⁶⁸ Órgão vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, cuja atribuição é propor ao Presidente da República políticas nacionais visando, entre outras, ao aproveitamento racional dos recursos energéticos do País.

⁶⁹ Bloco é um prisma vertical de profundidade indeterminada, limitado superiormente por uma superfície poligonal contida sobre uma bacia sedimentar (Art. 6º, Inciso XIII).

- i) estabelecer os critérios a serem utilizados no cálculo das tarifas de transporte dutoviário, arbitrando seus valores nos casos previstos na Lei (Inciso VI).

O exercício das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural realizar-se-á somente pelas empresas que atendam aos requisitos técnicos, jurídicos e econômicos estabelecidos pela ANP (Art. 25), mediante a assinatura⁽⁷⁰⁾ de contratos de concessão decorrente de uma licitação (Art. 23). Desta forma, o concessionário é obrigado a explorar, por sua conta e risco, o bloco alvo da concessão, cabendo-lhe, em caso de sucesso, a propriedade do petróleo ou gás natural extraídos⁽⁷¹⁾, ressalvados os encargos relativos ao pagamento dos tributos e participações legais contidas no contrato de concessão (Art. 26).

Com a extinção da concessão (Art. 28), não cabe ao concessionário direito algum a indenização sobre poços, serviços, imóveis ou bens reversíveis⁽⁷²⁾ que passem à propriedade da União. Ademais, cabe ainda ao concessionário a responsabilidade pela reparação ou indenização dos danos decorrentes de sua atividade, assim como a recuperação ambiental indicadas pelos órgãos competentes.

2.5.2 Atividade de Transporte de Gás Natural

A ANP é responsável pela normatização do processo de habilitação assim como em estabelecer as condições pelas quais os Interessados⁽⁷³⁾ poderão receber a autorização para construir Instalações de Transporte⁽⁷⁴⁾ e efetuar qualquer modalidade de transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, seja para abastecimento interno, importação ou exportação (Art. 56 da Lei nº. 9.478) (BRASIL, 1997).

Visando à eliminação de barreiras institucionais à entrada de novos agentes, o Art. 58 determina que qualquer interessado terá acesso livre a dutos de transporte, mediante pagamento de um valor acordado entre as partes, cabendo à ANP fiscalizar a compatibilidade da remuneração com o mercado e, em caso de inexistência de acordo entre eles, fixar o valor e a forma de pagamento da remuneração.

⁷⁰ O Art. 29 prevê a transferência do titular da concessão, desde que o novo concessionário atenda aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP.

⁷¹ De acordo com o Art. 30, o contrato de concessão abrange exclusivamente o petróleo e o gás natural extraídos, ficando o concessionário obrigado a informar à ANP a ocorrência de qualquer outro recurso natural.

⁷² Bens reversíveis são todos os bens móveis e imóveis, principais e acessórios, integrante da Área da Concessão, cujos custos de aquisição são dedutíveis, os quais a ANP julgue necessários à continuidade das Operações ou sejam passíveis de utilização de interesse público.

⁷³ Interessado: empresa ou consórcio de empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil (Art. 5º da Lei 9.478), que solicita formalmente o serviço de transporte dutoviário de gás natural (Art. 2º, Inciso XI da portaria ANP nº. 27, de 14 de outubro de 2005).

⁷⁴ Instalações de Transporte: Conjunto de instalações necessárias à prestação do serviço de transporte dutoviário de gás natural, incluindo dutos, estações de compressão, de medição, de redução de pressão e entrega (Art. 2º, Inciso IX da portaria ANP nº. 27).

Neste sentido, a portaria ANP nº. 170/1998 trata da construção e operação de instalações de transporte ou transferência. Segundo os Arts. 1º e 6º desta portaria, as atividades de construção, ampliação e operação de instalações de transporte ou transferência (de petróleo e de seus derivados, gás natural, gás natural liquefeito – GNL e biodiesel puro ou misturado a óleo diesel) serão autorizadas a empresas de exclusiva dedicação a estas atividades. São consideradas instalações pertinentes ao objetivo da portaria:

- a) dutos⁽⁷⁵⁾;
- b) terminais terrestres, marítimos, fluviais e lacustres; e
- c) unidades de liquefação de GN e regaseificação de GNL.

Por sua vez, o livre acesso à infraestrutura de transporte foi, inicialmente, alvo da portaria ANP nº. 169/1998. Todavia, visando ao seu aperfeiçoamento, a ANP optou por segmentá-la em vários regulamentos distintos (CECCHI, 2006):

- 1) portaria ANP nº. 27/2005: regulamenta o uso das instalações de transporte dutoviário de gás natural, em contrapartida a uma remuneração adequada ao Transportador⁽⁷⁶⁾;
- 2) portaria ANP nº. 28/2005: regulamenta a cessão da Capacidade Contratada de Transporte Dutoviário⁽⁷⁷⁾ de gás natural;
- 3) portaria ANP nº. 254/2001: regulamenta o processo de resolução de conflito referido pelo Art. 58 da Lei nº. 9.478; e
- 4) portaria ANP nº. 1/2003: estabelece os procedimentos para a disponibilização das informações relativas às atividades de transporte.

De acordo com o Art. 4º da Portaria ANP nº. 27, todo interessado ou transportador terá livre acesso a qualquer instalação de transporte que opere comercialmente há mais de 6 anos⁽⁷⁸⁾. A portaria diferencia o Serviço de Transporte Interruptível (STI) do Serviço de Transporte Firme (STF) pela prioridade deste último com relação ao primeiro, uma vez que, por se basear na capacidade ociosa do gasoduto, o STI pode ser interrompido. O Art. 7º estabelece que toda a Capacidade de Transporte disponibilizada ao STF será realizada via Concurso Público de Alocação de

⁷⁵ Não estão sujeitos a esta portaria os dutos de transferências internos a uma planta industrial (Art. 1º, §4º).

⁷⁶ Transportador: Empresa ou consórcio de empresas autorizadas pela ANP a operar as instalações de Transporte (Art. 2º, Inciso XIX da portaria ANP nº. 27).

⁷⁷ Capacidade Contratada de Transporte Dutoviário: Corresponde à capacidade diária de transporte que o Transportador se obriga a disponibilizar para o Serviço de Transporte Firme (não interruptível), conforme o respectivo contrato (Art. 2º, Inciso II da portaria ANP nº. 27).

⁷⁸ Nova Instalação de Transporte: Instalação de Transporte com menos de 6 (seis) anos desde o início de sua operação comercial (Inciso XII, Art. 2º da portaria ANP nº. 27/2005).

Capacidade (CPAC), cujos procedimentos de oferta e alocação deverão ser previamente aprovados pela ANP. Além de observar os princípios de transparência, isonomia e publicidade, o regulamento do CPAC disporá, entre outros (Art. 9º), sobre:

- a) os critérios e procedimentos para o dimensionamento do projeto de expansão de capacidade;
- b) a metodologia de cálculo da tarifa de transporte; e
- c) as condições para o redimensionamento do projeto.

O Transportador é obrigado a realizar novo CPAC sempre que um STF for solicitado ou quando houver transcorrido, no mínimo, 1 ano desde o último CPAC relativo às instalações de transporte em tela (Art. 8º). Caso a capacidade de transporte disponibilizada no CPAC seja inferior à soma das demandas por capacidade dos interessados, o Transportador redimensionará o projeto e recalculará a nova tarifa correspondente (Art. 10). Nos casos em que o Transportador não disponha de recursos financeiros para assumir sozinho o custo total do projeto (§1º), os Carregadores⁽⁷⁹⁾ poderão arcar, na razão direta dos volumes requeridos por cada um deles, com o investimento adicional necessário para atender ao redimensionamento. Se, em decorrência do redimensionamento da capacidade de transporte, algum carregador vier a desistir da demanda inicial por ele solicitada, o transportador recalculará a tarifa, levando em conta a capacidade reduzida (§2º).

De acordo com o Art. 6º da Lei nº. 9.478, a distinção entre os serviços de Transporte e Transferência atêm-se à abrangência da atividade: enquanto a primeira corresponde à movimentação de petróleo, derivados de gás natural em meios ou percurso de interesse geral, a segunda considera apenas o interesse exclusivo do explorador da atividade. Pelo Art. 59 da Lei nº. 9.478, a ANP reclassificará com o *status* de transporte os dutos de transferência em que haja, comprovadamente, interessados em sua utilização. Adicionalmente, pelo Art. 11 da portaria ANP nº. 27/2005, o proprietário da instalação de transferência reclassificada transferirá a um transportador tanto a operação quanto a manutenção dessas instalações, assim como a titularidade e todas as licenças utilizadas na obtenção das autorizações de operação até então emitidas pela ANP. Ainda pelo §1º do Art. 11, o proprietário passará à condição de carregador da instalação de transporte, gozando da preferência pela contratação de

⁷⁹Carregador: empresa ou consórcio de empresas contratante do serviço de transporte de gás natural junto ao transportador (Inciso VII, Art. 2º da portaria ANP 027/2005).

capacidade diretamente ao transportador sem a necessidade de CPAC, ressalvado a capacidade máxima das instalações quando da solicitação da reclassificação.

O Art. 3º da Portaria ANP nº. 28 permite a qualquer carregador transferir a um terceiro, que não seja transportador, parte ou a totalidade da capacidade de transporte STF. Todavia, esta cessão não libera o carregador cedente de suas obrigações contratuais com o transportador, exceto no caso em que haja um acordo entre as partes, expressado com a assinatura de um novo contrato de transporte entre o transportador e o carregador cessionário⁽⁸⁰⁾.

2.5.3 Tarifas de Transporte

A Portaria Interministerial nº. 3, de 17 de fevereiro de 2000, promulgada pelo Ministério de Minas e Energia e pelo Ministério da Fazenda (MF) estabeleceu o sistema de preço de **commodity** para o gás produzido no Brasil, separado da tarifa de transporte. O preço da *commodity* GN é função de uma cotação da cesta de óleo combustível no mercado externo e da correção cambial. A tarifa de transporte é corrigida anualmente pelo IGPM e por portarias e/ou resoluções da ANP.

A portaria ANP nº. 29 de 14 outubro de 2005 estabeleceu os critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário de GN. Os Arts. 3º e 11 ratificam a natureza de serviço público do transporte de GN, dispondo, respectivamente, sobre o tratamento isonômico aos interessados e à necessidade de publicidade da informação (em que toda tarifa de transporte deverá ser comunicada à ANP e divulgada ao mercado). A estrutura de encargos das tarifas de transporte contemplará a natureza dos custos decorrentes da prestação do serviço, a qual deverá refletir (Art. 4):

- a) os custos necessários à prestação eficiente do serviço; e
- b) os aspectos determinantes desses custos, entre eles a distância entre pontos de recepção e entrega, o volume demandado e o prazo contratual.

Por sua vez, os encargos mínimos contemplados na estrutura tarifária de transporte são (Art. 5º):

- a) encargo de capacidade de entrada: parcela destinada à cobertura dos custos fixos relativos à capacidade de recepção e dos custos fixos associados à capacidade de transporte independentes da distância;

⁸⁰ Todas as operações de cessão de capacidade deverão ser notificadas ao transportador e à ANP, cabendo à ANP fiscalizá-la e, caso a operação infrinja à ordem econômica, tomar as providências legais cabíveis (Art. 4º, Portaria ANP nº. 28).

- b) encargo de capacidade de transporte: parcela que objetiva cobrir os custos fixos associados à capacidade de transporte dependentes da distância;
- c) encargo de capacidade de saída: parcela destinada à cobertura dos custos referentes à capacidade de entrega; e
- d) encargo de movimentação: parcela para a cobertura dos custos variáveis inerentes à movimentação de gás.

Em situações envolvendo a expansão de capacidades em instalações já existentes, o Art. 8º dispõe que os carregadores com contratos STF para estas instalações poderão optar pela Tarifa Compartilhada, desde que as condições operacionais dos carregadores optantes sejam igualadas àquelas previstas nos novos contratos de capacidade. No caso em que nenhum carregador opte pela Tarifa Compartilhada, adotar-se-á a Tarifa Incremental para os novos carregadores (§ 3º).

A portaria prevê (Art. 9º) ainda que o transportador repasse aos carregadores contratantes de STF, 90% (noventa por cento) do resultado da venda (já abatido dos encargos devidos) de contratos STI, por trecho utilizado, proporcionalmente à capacidade ociosa de cada contrato.

2.5.3.1 Metodologia de Cálculo da Tarifa de Transporte

Para que as tarifas contemplem a natureza e permitam identificar a origem e a responsabilidade pelos custos, urge identificar os fatores relevantes para a determinação destes custos, de forma a incorporá-los adequadamente à metodologia de cálculo das tarifas (ANP, 2002a). As principais variáveis consideradas no cálculo da tarifa de transporte são:

- a) V_1 : custos de investimento, operação e manutenção;
- b) V_2 : carga tributária; e
- c) V_3 : capacidade e prazos de contratação.

Os principais determinantes dos custos de investimentos (prudentes) e dos custos fixos de Operação e Manutenção (O&M) de instalações de transporte são (ANP, 2002a):

- a) a extensão do gasoduto;
- b) o volume máximo a ser movimentado (correspondente à demanda de pico da capacidade a ser transportada);
- c) a relação entre o diâmetro do gasoduto e as estações de compressão; e

d) a distância entre os pontos de recepção e entrega.

Já os custos variáveis de O&M estão relacionados à compressão e às perdas de gás, de forma que os principais determinantes desses custos são (ANP, 2002a):

- a) a distância percorrida pelo gás (entre os pontos de recepção e entrega); e
- b) o volume de gás efetivamente transportado.

Na atividade de transporte, o investimento realizado consiste no valor dos ativos. Para uma instalação já existente, o valor da base corresponde ao valor dos ativos no início de sua operação menos as depreciações acumuladas verificadas na instalação (ANP, 2002a). Por sua vez, a taxa de retorno deverá proporcionar a recuperação adequada do capital investido e refletir os riscos envolvidos na prestação deste serviço. Adicionalmente, ela deverá ser definida com base na média ponderada da taxa de retorno aplicada a cada uma das fontes de recursos utilizadas (ANP, 2002a).

Uma vez levantadas as variáveis V_1 , V_2 e V_3 , o cálculo da tarifa de transporte de GN pode ser feito através da construção de um fluxo de caixa de VPL igual a zero (ANP, 2002a). Neste fluxo, considera-se que:

- a) as despesas equivalem à soma dos valores base de ativos existentes e de novos investimentos, das despesas com O&M e dos valores pagos a título de impostos;
- b) as receitas advêm do produto da tarifa pela demanda do serviço; e
- c) o investimento total, remunerado segundo a taxa estabelecida, é recuperado ao final da vida útil da infra-estrutura das instalações de transporte.

De maneira que a tarifa de transporte é calculada segundo a Equação 2.14.

$$\sum_{j=1}^n \frac{D_j \times T_U}{(1+r)^j} = \sum_{j=1}^n \frac{I_j + C_j + IMP_j}{(1+r)^j} \quad (2.14)$$

onde:

- $T_U \rightarrow$ tarifa de transporte (em R\$/m³);
- $D_j \rightarrow$ demanda (de capacidade) no ano j (em m³);
- $I_j \rightarrow$ investimento no gasoduto realizado no ano j (em R\$);
- $C_j \rightarrow$ custos de O&M e impostos referentes ao ano j (em R\$);
- $IMP_j \rightarrow$ valor dos impostos pagos no ano j (em R\$);
- $r \rightarrow$ taxa de retorno anual (em %); e
- $n \rightarrow$ prazo de avaliação (em anos).

2.5.3.2 Tarifas Postais e Tarifas Por Distância

Tarifa Postal é aquela expressa em unidade de moeda por volume, uma vez que a distância percorrida pelo gás é desconsiderada quando de sua determinação (ANP, 2002a). Para tanto, substitui-se a demanda D_j na Equação 2.14 por um indicador de capacidade (por exemplo, m^3), o qual pode estar associada à capacidade máxima do gasoduto ou à capacidade total contratada, etc. Tarifas postais (ANP, 2002a) são aplicadas quando os investimentos visam à interesses sociais (como aqueles verificados em regimes de monopólio em que prevalece a orientação para a universalização do serviço); ou em mercados maduros, nos quais verifica-se apenas crescimento vegetativo do consumo do gás (de forma que os investimentos visando à expansão da malha tem importância marginal), aliado à alta complexidade da rede resultante da interligação dos sistemas, o que dificulta a aplicação de sistemas tarifários com base na distância.

Já a Tarifa Por Distância considera a distância percorrida pelo gás. Aplicam-se estas tarifas (ANP, 2002a) na eliminação de distorções de mercado induzidas por subsídios cruzados entre os usuários do serviço; e para a sinalização local adequada, que, ao respeitar as vantagens comparativas de regiões mais próximas às áreas produtoras, estimula os investimentos em expansão da infra-estrutura e reduz o uso inadequado da capacidade existente⁽⁸¹⁾. Para calculá-la, expressa-se a demanda por um indicador de capacidade por distância (ANP, 2002a), denominado Momento de Capacidade de Transporte (MC), que é definido pela Equação 2.15.

$$MC = \sum_{i=1}^e \sum_{j=1}^r C_{ij} \times D_{ij} \quad (2.15)$$

onde:

- MC → momento de capacidade ($m^3 \times km$);
- C_{ij} → capacidade contratada (m^3) entre os pontos i (entrega) e j (recepção);
- D_{ij} → distância (km) entre os pontos i (entrega) e j (recepção);
- e → número de pontos de entrega; e
- r → número de pontos de recepção.

⁸¹ A sinalização local inadequada favorecer a tomada de decisões de investimentos não prudentes – tais como duplicação da infra-estrutura – , fonte de ineficiência e custos extras para a sociedade (ANP, 2002a).

Substituindo-se D_j na Equação 2.14 por MC_j entre os pontos de entrega X e de recepção Y, calculados segundo a Equação 2.15, obtém-se a tarifa T_U expressa em unidade de moeda (R\$) por unidade de volume (m^3) por unidade de distância (km).

As Tarifas Por Distâncias podem ser classificadas como sendo tarifa Ponto a Ponto ou tarifa Zonal. Na tarifa ponto a ponto aplica-se a tarifa unitária T_U em R\$ / ($m^3 \times km$), ao transporte entre pontos de recepção (A) e entrega (B), sintetizada na Equação 2.16:

$$T_{AB} = T_U \times D_{AB} \quad (2.16)$$

onde:

- $T_{AB} \rightarrow$ tarifa postal de transporte entre os pontos A e B (R\$/ m^3);
- $T_U \rightarrow$ tarifa unitária calculada substituindo-se, na Equação 2.14, D_j pelos momentos de capacidade de transporte MC_j (R\$ / ($m^3 \times km$)); e
- $D_{AB} \rightarrow$ distância entre os pontos de recepção (A) e de entrega (B) (km).

Na Tarifa Zonal (ou por Zona), a região atendida pelo gasoduto é dividida em áreas (zonas), nas quais se deseja que a tarifa postal T_Z tenha o mesmo valor (ANP, 2002a). A obtenção das tarifas relativas às zonas passa pela determinação do centro de carga (ou distância média equivalente) da zona, aplicando-se em seguida a Equação 2.14, relativa à metodologia de tarifas ponto a ponto. Portanto, a cada centro de carga (de uma zona), associa-se uma distância e uma capacidade.

A determinação da Tarifa Zonal passa pelo cálculo do Centro de Carga da Zona Z – (CG_Z), de acordo com a Equação 2.17.

$$CG_Z = \frac{MC_Z}{C_Z} \quad (2.17)$$

$$C_Z = \sum_{j=1}^r C_j \quad (2.18)$$

onde:

- $CG_Z \rightarrow$ centro de carga da zona Z (km);
- $MC_Z \rightarrow$ momento de capacidade da zona Z ($m^3 \times km$);
- $C_Z \rightarrow$ capacidade disponibilizada na zona Z (m^3);
- $C_j \rightarrow$ capacidade contratada no ponto de recepção j (m^3); e

- $r \rightarrow$ número de pontos de retirada da zona Z.

A Figura 2.5 ilustra o conceito do centro de carga e a aplicação das Equações 2.17 e 2.18.

Uma vez obtido o CG_Z , a tarifa postal T_Z para qualquer ponto de retirada na zona Z é determinada segundo a Equação 2.19:

$$T_Z = T_U \times CG_Z \quad (2.19)$$

onde:

- $T_Z \rightarrow$ tarifa postal da zona Z (R\$/m³);
- $T_U \rightarrow$ tarifa unitária calculada segundo a Equação 2.14 (R\$ / (m³ × km)); e
- $CG_Z \rightarrow$ centro de carga da zona Z (km).

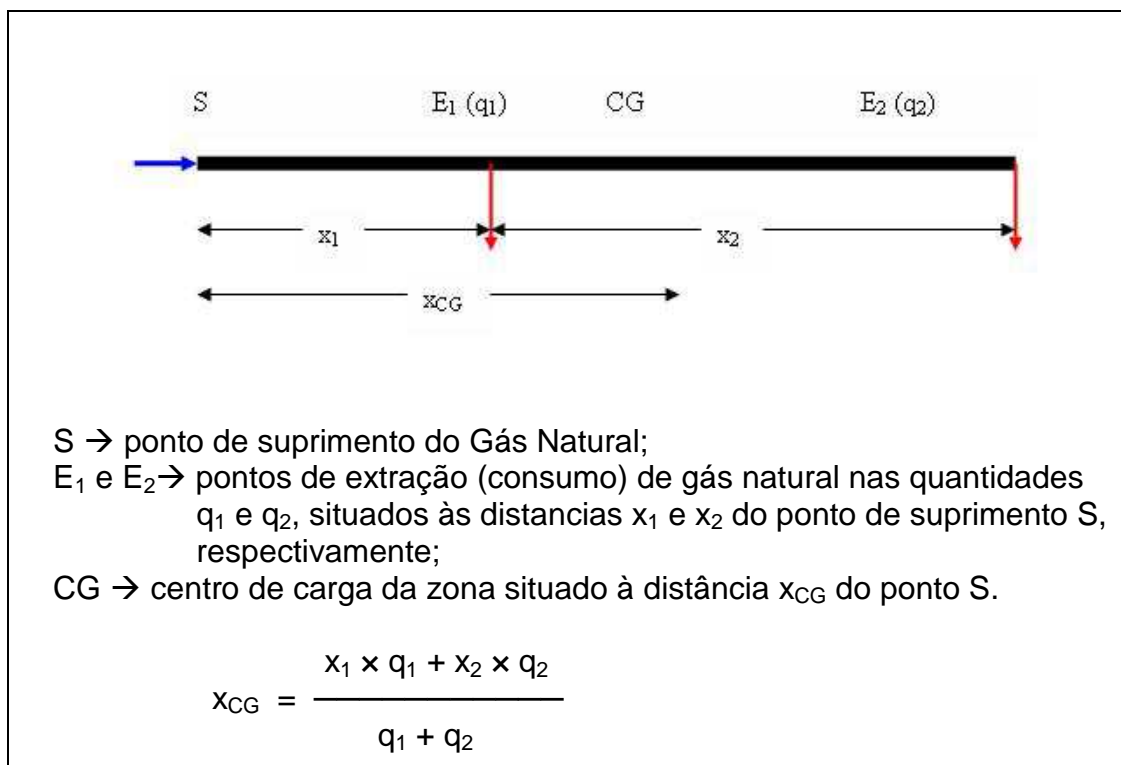


Figura 2.6 - Exemplo de cálculo (relativo ao Conceito) do Centro de Carga de uma zona Z
 Fonte: ANP (2002a).

Uma abordagem alternativa (ANP, 2002a) consiste em se considerar que todo o gás é consumido em um único ponto: o Centro de Carga do Gasoduto – CG_G . Determina-se o CG_G considerando, na Equação 2.17, toda a capacidade disponibilizada no gasoduto. Desta forma, a tarifa postal T_{CG} no centro de carga do gasoduto é dado pela Equação 2.20.

$$T_{CG} = T_U \times CG_G \quad (2.20)$$

onde:

- T_{CG} → tarifa postal no CGG (R\$/m³);
- T_U → tarifa unitária calculada segundo a Equação 2.14 (R\$ / (m³ × km)); e
- CG_G → centro de carga do gasoduto (km).

Multiplicando e dividindo o 2º membro da Equação 2.19 por CG_G e levando em consideração a relação dada pela Equação 2.20, obtemos a expressão para T_Z dada pela Equação 2.21

$$T_Z = T_{CG} \times FD_Z \quad (2.21)$$

$$FD_Z = \frac{CG_Z}{CG_G} \quad (2.22)$$

onde:

- T_Z → tarifa postal da zona Z (R\$/m³);
- T_{CG} → tarifa postal em CGG (R\$/m³);
- FD_Z → Fator de distribuição da zona Z (em %);
- CG_Z → centro de carga da zona Z (km); e
- CG_G → centro de carga do gasoduto (km).

Assim, a Equação 2.21 nos permite obter a tarifa postal em cada zona (ou em cada ponto de retirada), multiplicando-se a tarifa postal do gasoduto pelo fator de distribuição da zona (ou do ponto de retirada), dado pela Equação 2.21.

2.5.3.3 Tarifa Incremental e Tarifa Compartilhada

As Tarifas Incremental e Compartilhada decorrem da expansão de instalações de transporte (ANP, 2002a). No cálculo da Tarifa Incremental consideram-se apenas os investimentos, custos e demandas associados à expansão, após o que ela é então aplicada aos novos usuários do serviço, permanecendo inalteradas as tarifas anteriores à expansão.

Com a Tarifa Compartilhada busca-se repassar aos carregadores originais – aqueles que efetivamente contribuíram para a viabilização do projeto inicial da instalação ora estendida – a redução do custo do serviço devido aos efeitos de

escala (ANP, 2002a). Desta forma, o cálculo da tarifa Compartilhada considera que, aos investimentos, custos e demandas originais, são somados aqueles oriundos da expansão.

Visando à sinalização econômica adequada para novos investimentos, aplica-se Tarifas Compartilhadas como forma de estímulo aos carregadores a comprarem a capacidade inicial de novos projetos quando estas forem inferiores às Tarifas Incrementais, de sorte que as tarifas originais serão sempre, pelo menos, tão competitivas quanto àquelas associadas a novos contratos.

2.6 REGULAÇÃO ESTADUAL SETOR DE GÁS NATURAL NA BAHIA

De acordo com o Art. 11, § 2º da Constituição do Estado da Bahia, cabe ao Poder Público Estadual explorar diretamente ou mediante concessão os serviços locais de gás canalizado. A regulação dos serviços de distribuição de gás natural é de competência dos Estados, que podem delegá-la às Agências Reguladoras Estaduais.

2.6.1 Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia (AGERBA)

A Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia (AGERBA) foi criada em 19 de maio de 1998 pela Lei nº. 7.314 e regulamentada pelo Decreto nº. 7.426, de 31 de agosto de 1998, é uma autarquia em regime especial, vinculada à Secretaria de Infra-Estrutura do Estado da Bahia.

Pelo Art. 1º da Lei nº. 7.314, cabe à AGERBA regular, controlar e fiscalizar a qualidade dos serviços públicos concedidos, permissionados e autorizados, nos segmentos de energia, transportes e comunicações, competindo-lhe, entre outras:

- a) promover e zelar pela eficiência econômica e técnica dos serviços públicos delegados submetidos à sua competência regulatória (Inciso II);
- b) elaborar regulamentos e normas com vistas ao estabelecimento, revisão, ajuste e aprovação de tarifas, observando a competência própria das Agências Nacionais (Inciso IV);
- c) estimular a expansão e a modernização destes serviços, observadas as características de adequação definidas na Lei nº. 8.897 (Inciso VII);

d) fiscalizar os aspectos técnico, econômico, contábil, financeiro, operacional e jurídico dos contratos de concessões e termos de permissão de serviços públicos, aplicando-lhes, conforme o caso, as sanções cabíveis (Inciso IX).

2.6.2 Companhia de Gás da Bahia – BAHIAGÁS

Autorizada pela Lei Estadual nº. 5.555 de 13 de Dezembro de 1989, a Companhia de Gás da Bahia (BAHIAGÁS) foi instalada em 12 de fevereiro de 1991, através do Decreto Estadual nº. 4.401 que lhe concedeu o direito de explorar os serviços de distribuição de gás canalizado no estado, tendo iniciado suas operações em fevereiro de 1994. A BAHIAGÁS é uma empresa de economia mista, controlada pelo Governo do Estado da Bahia⁽⁸²⁾ e tendo como demais acionistas a Gaspetro, empresa subsidiária da PETROBRAS, e a Bahiapart, empresa do grupo Mitsui Gás e Energia (BAHIAGÁS, 2008b).

Em 06 de dezembro de 1993, tendo o estado da Bahia como concedente e a BAHIAGÁS como cessionária, foi assinado o “Contrato de Regulamentação da Concessão para exploração Industrial, Comercial, Institucional e Residencial dos Serviços de Gás Canalizado no Estado da Bahia”. A Cláusula Primeira deste contrato dispõe que a exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado, a todo e qualquer consumidor dos segmentos industrial, comercial, público ou residencial, dar-se-á única e exclusivamente pela BAHIAGÁS, pelo prazo de 50 anos, passível de prorrogação.

A Cláusula Terceira não permite a subconcessão, porém admite que a concessionária, por sua conta e risco, terceirize a prestação de serviços e obras necessários à concessão, mediante contratos regidos pelas disposições de direito privado. A Cláusula Quarta incumbe ao concedente, entre outras obrigações:

- a) aplicar as penalidades regulamentares e contratuais (item 4.2);
- b) homologar os reajustes e proceder à revisão tarifária (item 4.4); e
- c) atuar visando à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato (item 4.9).

O item 2.4 do contrato prevê que à concessionária caberá propor as normas técnicas que nortearão a prestação dos serviços, submetendo-as ao concedente para

⁸² Pelo Art. 3º da Lei Estadual nº. 5.555, o governo do Estado da Bahia é obrigado a manter, pelo menos, 51% (cinquenta e um por cento) do capital votante.

apreciação e aprovação em até 30 (trinta) dias contados da data protocolada de entrega dos documentos. Dar-se-ão como (tacitamente) aprovadas pelo concedente aquelas normas submetidas e pelas quais ele não tenha se manifestado durante o período acima estipulado.

A Cláusula Sétima apregoa que os investimentos necessários à concessão serão promovidos exclusivamente pela concessionária, segundo taxas de retorno mínima de 20% (vinte por cento). Por sua vez, o item 8.3 do Anexo I determina que a taxa de depreciação da rede e outros ativos seja de 10% (dez por cento). Todavia, a Cláusula Décima dispõe que a concessionária prestará os serviços de fornecimento de gás canalizado solicitado por qualquer usuário que atenda aos requisitos regulamentais e técnicos previstos pela concessão, exceto quando o usuário se localizar a uma distância da rede de distribuição existente que inviabilize economicamente a sua instalação. Neste caso, a ligação solicitada está sujeita ao pagamento pelo usuário, de parte das despesas, de forma a viabilizar o projeto.

A Cláusula Décima Quarta prevê que, uma vez estabelecidas pela concessionária segundo a metodologia definida no Anexo I ao contrato de concessão, as tarifas de distribuição entrarão imediatamente em vigor, cabendo ao poder concedente homologá-la em até 7 (sete) dias contados da data de sua aplicação. As tarifas serão reajustadas anualmente, exceto pela ocorrência de eventos que ponham em risco o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, quando então elas poderão ser reajustadas antes deste prazo.

Segundo a metodologia para o cálculo da tarifas de distribuição, definida no Anexo I ao contrato de concessão, a tarifa média de GN cobrada pela concessionária é dada conforma a Equação 2.22.

$$T_M = P_C + MB_D \quad (2.22)$$

onde:

- T_M → tarifa média a ser cobrada pela concessionária (R\$/m³);
- P_C → preço de compra do gás pela concessionária, decorrente do custo da *commodity* mais o custo do transporte (R\$/m³); e
- MB_D → margem bruta de distribuição da concessionária (R\$/m³).

As variações dos custos da *commodity* e do transporte são repassadas às tarifas de distribuição pela concessionária, de forma que lhe cabe justificar perante o

concedente apenas o aumento da parcela sobre sua responsabilidade, no caso, MB_D . Portanto, o reajuste anual ou esporádico da tarifa é dado conforme a Equação 2.23.

$$T_{Mr} = P_{Cr} + MB_{Dr} \quad (2.23)$$

$$MB_{Dr} = (1 + i) \times MB_{Da} \quad (2.24)$$

onde:

- T_{Mr} → tarifa média reajustada (R\$/m³);
- P_{Cr} → preço de compra reajustado (R\$/m³);
- MB_{Dr} → margem bruta de distribuição reajustada (R\$/m³); e
- MB_{Da} → margem bruta de distribuição anterior (R\$/m³); e
- i → índice de variação de preços, capitalizado diariamente no período compreendido entre a data do último reajuste a data do reajuste atual.

Já o cálculo da Margem Bruta de Distribuição contemplará os custos de capital, operacionais, depreciação e as parcelas a título de produtividade e de ajuste (devido à diferença entre os aumentos de custos estimados e aqueles verificados).

Segundo a Cláusula Décima Oitava, ao final do prazo contratual de concessão, todos os bens da concessionária serão revertidos à concedente. Todavia, a concessionária terá direito à indenização pelos bens decorrentes dos investimentos realizados nos 5 (cinco) anos que precedam o término do contrato, atualizados diariamente, *pro rata tempore*, até a data efetiva do pagamento.

A concessionária poderá adotar tarifas diferenciadas segundo o tipo e o perfil dos consumidores (Anexo I, Item 2.), desde que a receita auferida pelas tarifas diferenciadas seja, no máximo, igual àquela obtida através da tarifa média calculada. Neste sentido, a BAHIAGÁS apresenta tabelas de tarifas por faixa de consumo, faturadas em cascata (isto é, progressivamente em cada uma das faixas de consumo), com faturamento mensal (consumidores classificados como Comercial ou Residencial) ou semanal (para aqueles classificados como do tipo Industrial, Matéria-prima e Co-geração Comercial)⁽⁸³⁾.

Em 2007, o gás natural representava 13,4% da matriz energética do estado da Bahia (BAHIAGÁS, 2008b). Naquele ano, a BAHIAGÁS distribuiu cerca de 3,35 milhões de m³/dia de gás natural para atender aos seus diversos mercados de consumo, resultado que manteve a Bahia como o maior mercado consumidor do Nordeste e o

⁸³ Exceções feitas às aplicações do GN nos setores automotivos e GNC, que apresentam uma tarifa única.

terceiro do Brasil e a BAHIAGÁS como a quarta maior distribuidora em volume de GN distribuído do país.

Já em novembro de 2008, a média de venda anual da BAHIAGÁS foi de 3,58 milhões de m³/dia (PONTUAL, 2008), um crescimento de 6,9% em relação à média em 2007. O Gráfico 2.2 exibe a distribuição porcentual da venda de gás natural pela BAHIAGÁS por segmento, durante o mês de novembro de 2008. Já o Gráfico 2.3 destaca o consumo de GN por atividade do setor industrial, tomando por base a média anual de 2007 (BAHIAGÁS, 2008b).

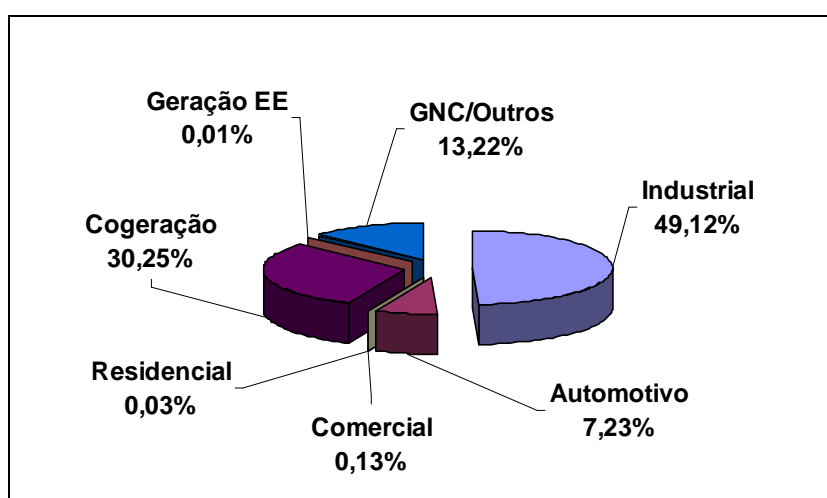


Gráfico 2.2 - Distribuição porcentual da venda de GN por segmento (11/2008)
Fonte: BAHIAGÁS (2008a).

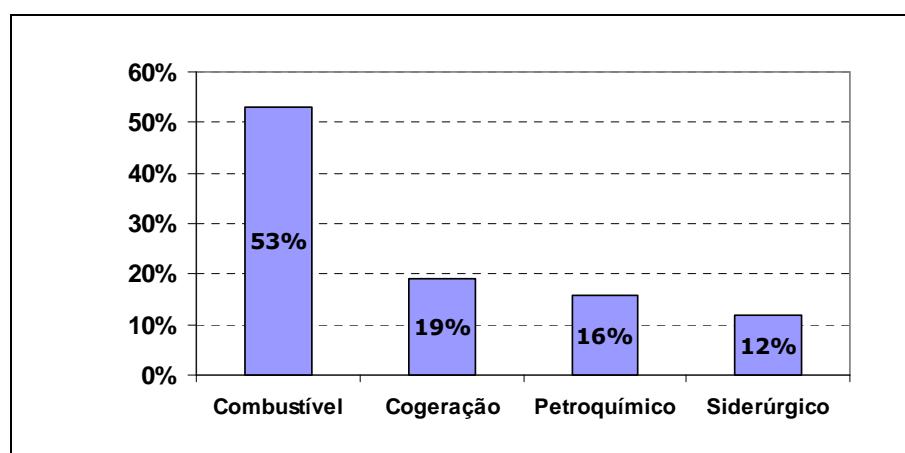


Gráfico 2.3 - Distribuição porcentual do consumo industrial no ano de 2007
Fonte: BAHIAGÁS (2008b).

Quando do início de suas operações, a BAHIAGÁS atendia a empresas do Pólo Petroquímico de Camaçari e do Centro Industrial de Aratu. O Gasoduto de Feira de Santana iniciou a interiorização da Infra-Estrutura do Gás Natural na Bahia, cujo tronco

entrou em operação em julho de 2005. Atualmente, com uma carteira diversificada de clientes, ela opera em 13 municípios da Região Metropolitana de Salvador, Feira de Santana, Alagoinhas, Catu e Pojuca, região que representa mais da metade do Produto Interno Bruto (PIB) baiano.

O segmento industrial foi o responsável por 89,9% das vendas da BAHIAGÁS. Neste setor, ela atua de forma consolidada principalmente nas áreas do Pólo Petroquímico de Camaçari, Centro Industrial de Aratu, Distrito Industrial de Alagoinhas, Arembepe, Catu e Candeias.

No segmento comercial o crescimento verificado em 2007 foi de 123%, com destaque para o fornecimento de GN ao Salvador Shopping, o segundo estabelecimento deste porte a ser atendido pela BAHIAGÁS⁽⁸⁴⁾. Por sua vez, o segmento residencial apresentou um crescimento no número de clientes da ordem de 68% (783 novos domicílios). Ao final de 2007, havia 52 postos de distribuição de GNV em operação no estado, responsáveis pelo atendimento de uma frota da ordem de 60 mil veículos. Com relação a 2006, as vendas neste setor aumentaram aproximadamente 11,5% com relação a 2006. Entrando em operação no início de 2007, a produção do Campo de Manati atingiu 6 milhões de m³/dia no final de 2007, permitindo à BAHIAGÁS ampliar a oferta de GN no estado. O Gráfico 2.3 mostra a distribuição dos clientes atendidos pela BAHIAGÁS ao final de 2007 (BAHIAGÁS, 2008b).

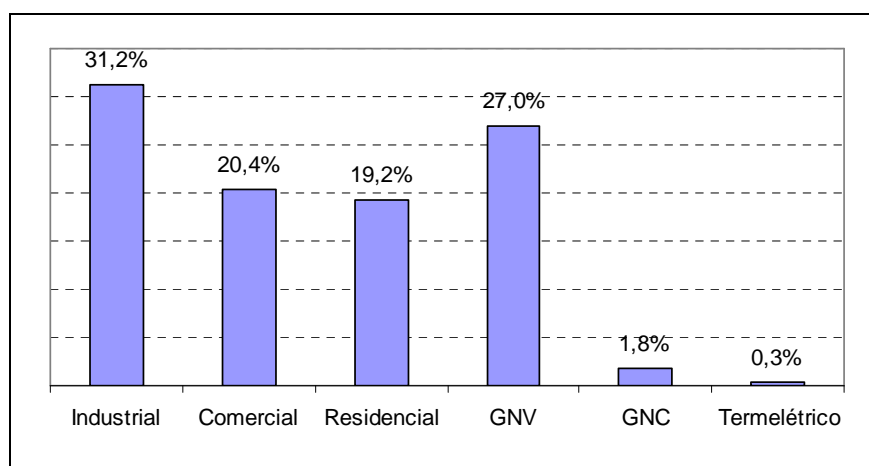


Gráfico 2.4 - Distribuição porcentual, por segmento, dos clientes atendidos pela BAHIAGÁS em 2007

Fonte: BAHIAGÁS (2008b).

⁸⁴ O primeiro estabelecimento deste porte foi Shopping Iguatemi, atendido pela BAHIAGÁS desde 2004.

A PETROBRAS apresentou um novo modelo de contrato para fornecimento de GN que, além do aumento da produção do GN e da ampliação da rede de gasodutos, visa à garantia de que, independente do motivo, a falta do GN não implicará em interrupção do processo produtivo do cliente das distribuidoras locais de GN (PONTUAL, 2008). Mais ainda, este modelo relaciona-se diretamente ao modelo hidrotérmico do setor elétrico brasileiro, visto a necessidade de flexibilização por parte da PETROBRAS⁽⁸⁵⁾ na alocação do volume de gás no mercado, visando a poder honrar o compromisso junto à ANEEL (pelo qual aquela se compromete a abastecer as usinas térmicas de gás natural quando estas forem acionadas pelo ONS). Segundo o modelo (SCHÜFFNER, 2007), o preço do GN nacional será composto por uma parcela fixa corrigida anualmente pelo IGP-M e outra corrigida trimestralmente tendo por base o preço do óleo combustível no mercado internacional⁽⁸⁶⁾. Além disso, o fornecimento dar-se-á segundo três modalidades: firme inflexível, firme flexível ou interruptível.

A mudança significativa verificada no modelo reside no fato de que as distribuidoras abrem mão de um volume inflexível, obtendo, em contrapartida, uma redução do custo do suprimento interruptível e um volume maior de gás (firme flexível ou interruptível)⁽⁸⁷⁾ (SCHÜFFNER, 2007). Por sua vez, a distribuidora precisará conhecer profundamente seus clientes, de forma a poder definir de onde retirará a parcela de redução correspondente à parte inflexível negociada com a PETROBRAS. Outrossim, um cliente bicomcombustível e com possibilidade de abdicar da inflexibilidade no gás em prol de outro energético poderá lhe valer bons descontos quando da negociação junto à distribuidora.

Na modalidade firme flexível, desde que o cliente seja bicomcombustível, a PETROBRAS poderá lhe enviar o montante equivalente do combustível substituto necessário ao pleno funcionamento do negócio do consumidor, isentando-os, consumidor e distribuidora, de qualquer ônus adicional pela substituição. Já na modalidade interruptível, caberá ao consumidor o custo da substituição. Todavia, em ambos os casos, caberá única e exclusivamente à PETROBRAS a decisão pelo envio do gás ou do energético substituto.

⁸⁵ Essa prática já ocorre nos mercados mais desenvolvidos (Japão, Espanha e EUA), que já adotam políticas de preços mais flexíveis, respeitando as particularidades do consumidor (PONTUAL, 2008).

⁸⁶ O texto do contrato prevê que a PETROBRAS revisará as condições toda vez em que o preço do GN no mercado regional superar o preço do óleo combustível (SCHÜFFNER, 2007).

⁸⁷ O novo modelo inclui a previsão de penalidades relativas à retirada de GN acima dos montantes contratados.

Em dezembro de 2007, a BAHIAGÁS e a PETROBRAS assinaram o primeiro contrato de suprimento de GN sob este novo modelo. Inicialmente com vigência de 5 (cinco) anos (o contrato possibilita uma ou mais renovações), a BAHIAGÁS poderá comercializar até 5,1 milhões de m³/dia, alocados conforme a seguir:

- a) 3,5 milhões de m³/dia (correspondendo ao volume anteriormente distribuído) comercializados na forma firme inflexível;
- b) 1,6 milhões de m³/dia que serão utilizados na ampliação do mercado;
- c) 500 mil de m³/dia sob a modalidade firme flexível; e
- d) 1,1 milhão de m³/dia na modalidade interruptível, vinculados ao despacho das usinas termelétricas.

O contrato assinado com o consórcio ERG Petróleo e Gás possibilitou à BAHIAGÁS receber 35 mil m³/dia do gás natural do campo de Morro do Barro, na Ilha de Itaparica, que, distribuído sob a forma de Gás Natural Comprimido – GNC, será destinado primordialmente ao setor automotivo dos mercados localizados na Ilha de Itaparica e municípios de Santo Antônio de Jesus e Nazaré das Farinhas.

Entre 2004 e 2007 a BAHIAGÁS investiu cerca de R\$ 159 milhões na infraestrutura estadual de gás natural, encerrando o triênio com cerca de 530 km de gasodutos, a maior malha do Nordeste. Com a implantação do Gasoduto Sudeste-Nordeste (GASENE), a BAHIAGÁS prevê, para o triênio 2008/10, aumento significativo no montante de investimento em gasodutos de distribuição no sul do estado.

O GASENE totaliza 1.371 km de dutos, divididos em 3 (três) gasodutos, conforme indicado na Figura 2.7. O primeiro trecho corresponde ao Gasoduto Cabiúnas-Vitória (GASCAV) apresenta 129 km de extensão, obteve a licença de operação em outubro/2007 e entrou em operação comercial no mês seguinte. O Gasoduto Cacimbas-Vitória perfazendo 300 km de extensão, entrou comercialmente em operação a 1º de fevereiro de 2008. Por último, o Gasoduto Cacimbas-Catu (GASCAC), com extensão de 946 km, teve sua construção iniciada em 09 de maio de 2008, com término previsto para o primeiro trimestre de 2010. O Gasene apresentará 8 pontos de entrega⁽⁸⁸⁾, sendo 2 na Bahia, nas cidades de Eunápolis e Itabuna.

⁸⁸ Ponto de Entrega: corresponde ao ponto do gasoduto no qual o gás natural é entregue, pelo Transportador, ao Carregador ou a quem este tenha autorizado.

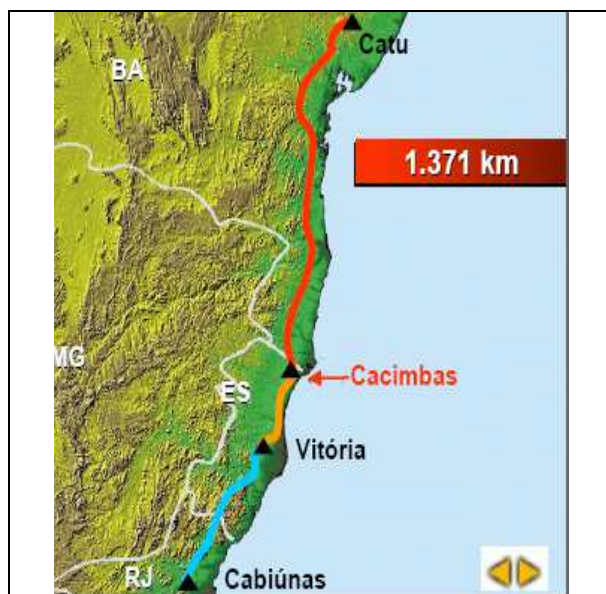


Figura 2.7 -Traçado do GASENE

Fonte: Esteio Engenharia e Aerolevantamentos S.A. (2008).

Quando concluído, o GASENE permitirá a transferência do gás produzido na região Sudeste, pelas bacias de Campos, Santos e Espírito Santo, para atender aos estados do Nordeste e vice-versa. Com capacidade de até 20 milhões de m^3 /dia, o montante de GN disponibilizado pelo GASENE à região Nordeste representa, aproximadamente, o dobro do consumo atual da região. Além disso, somado ao volume de Gás Natural Liquefeito (GNL) recebido no terminal de regaseificação de Pecém (CE) – cuja capacidade é da ordem de até 7 milhões de m^3 /dia –, disponibilizará à região Nordeste, a partir de 2010, 1.597 MW oriundos da geração a gás natural.

3 COGERAÇÃO

Energia é a capacidade (que um sistema tem) de produzir trabalho (GOLDEMBERG; VILLANUEVA, 2003). A energia pode se apresentar sob várias formas⁽⁸⁹⁾, entre elas: energia de radiação; energia química; energia nuclear; energia térmica; energia mecânica; energia elétrica; energia magnética e energia elástica (VAN WYLEN; SONNTAG, BORGNAKKE, 1976). De maneira análoga, a natureza provê as fontes de energia sob diversas formas (GOLDEMBERG e outros, 2000). Assim, uma fonte primária de energia é aquela:

- a) encontrada na natureza em sua forma direta, tais como o petróleo, gás natural, carvão mineral, minérios de urânio, lenha, etc.; ou
- b) que tem a capacidade de gerar energia motriz, tais como as fontes de energia hidráulica, eólica, solar e nuclear.

A principal característica da energia é a sua capacidade de conversão (GOLDEMBERG; VILLANUEVA, 2003). Desta forma, energia secundária é aquela resultante da conversão de uma fonte primária realizada em um centro de transformação tais como, por exemplo, o óleo combustível ou a gasolina, resultantes da conversão do petróleo em uma refinaria; ou a energia elétrica, resultante da conversão da energia potencial da água em uma central hidrelétrica ou a partir do óleo combustível, através da conversão realizada em uma central termelétrica, etc.

Denomina-se energia final à energia, sob a forma primária ou secundária, que é entregue a uma unidade produtiva. A energia final representa, pois, a forma pela qual a energia é comercializada nos setores residencial, comercial, público, industrial ou agrícola (GOLDEMBERG e outros, 2000). Em cada unidade produtiva, a energia final recebida tem usos diferenciados, tais como força motriz, calor de processo, aquecimento direto, iluminação e eletroquímica. Assim, em qualquer processo de transformação ou de conversão realizado em uma unidade produtiva ocorre a perda de parte da energia (primária, secundária ou final) recebida⁽⁹⁰⁾, cujo balanço energético é resumido na Equação 3.1.

$$E_C = E_U + E_P \quad (3.1)$$

⁸⁹ As formas originam-se da energia cinética ou da energia potencial do sistema, com relação a um sistema de coordenadas; das energias associadas ao movimento e à posição das moléculas; da energia associada à estrutura do átomo e da energia química (VAN WYLEN; SONNTAG, BORGNAKKE 1976).

⁹⁰ A primeira Lei da Termodinâmica (ou a Lei da Conservação da Energia) estabelece a conservação da energia, isto é, a energia não pode ser criada nem destruída.

onde:

- $E_C \rightarrow$ Energia (primária, secundária ou final) consumida pela unidade;
- $E_U \rightarrow$ Energia útil destinada à execução do trabalho proposto pelo sistema energético; e
- $E_P \rightarrow$ Parcela da energia consumida não convertida em trabalho útil (perdas).

A Figura 3.1 exibe o balanço de energia para uma unidade de transformação ou uma unidade consumidora.

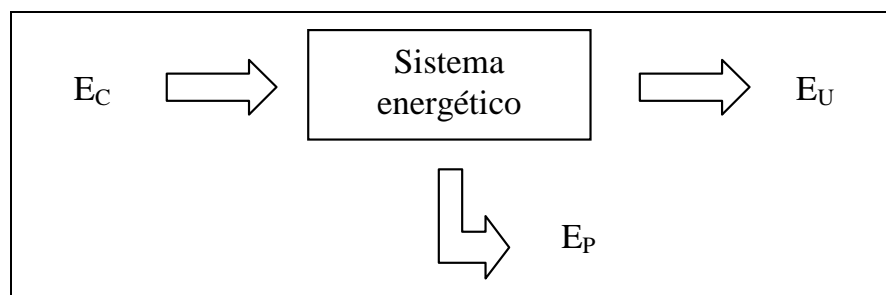


Figura 3.1 - Balanço de energia em um sistema energético
Fonte: Goldemberg e Villanueva (2003).

Define-se Eficiência Energética (representada pela letra grega η) como sendo a razão entre a Energia Útil – E_U e a Energia Consumida – E_C , conforme indicado na Equação 3.2.

$$\eta = \frac{E_U}{E_C} \quad (3.2)$$

Por sua vez, a eficiência varia de acordo com o equipamento utilizado pelo sistema energético (Figura 3.1). Simplificando a substituição de $E_U = E_C - E_P$ obtido da Equação 3.1 na Equação 3.2, obtém-se a eficiência como função das perdas – E_P e da energia consumida – E_C , conforme relação evidenciada na Equação 3.3.

$$\eta = 1 - \frac{E_P}{E_C} \quad (3.3)$$

Em equipamentos mecânicos, nos quais a maioria das perdas decorre do atrito (alavancas e roldanas), a eficiência aproxima-se de 100% (cem por cento), uma vez que o atrito pode ser reduzido (GOLDEMBERG e outros, 2000). De qualquer forma, pela Equação 3.3, observa-se que quanto menor as perdas, mais eficiente o sistema, o que

implica na menor necessidade de energia (a ser consumida) e no menor custo de produção para o consumidor.

3.1 CONCEITUAÇÃO

Desde a Antiguidade já se sabia que, ao ser aquecido, o ar se expande e, conseqüentemente, pode realizar trabalho mecânico (GOLDEMBERG; VILLANUEVA, 2003). No fim do século XVIII, o mecânico inglês Thomas Newcomen construiu uma máquina a vapor que operava em ciclo⁽⁹¹⁾, com potência de 4 HP e com eficiência máxima de 2% (dois por cento). No início do século XIX, o engenheiro e mecânico escocês James Watt aperfeiçoou a máquina de Newcomen, introduzindo, entre outros, o condensador externo e o isolamento térmico para as caldeiras e tubos (BARJA, 2006), fazendo-a atingir rendimento da ordem de 5% (cinco por cento). Ainda naquele século, Joule⁽⁹²⁾ mostrou que o trabalho mecânico podia ser transformado totalmente em calor, resultado que abriu as portas para sucessivos aperfeiçoamentos das máquinas a vapor, culminando com a incorporação delas à indústria têxtil, dando ensejo ao início da Revolução Industrial (GOLDEMBERG; VILLANUEVA, 2003).

Independente de qual seja o setor considerado, residencial, comercial, público, industrial ou agrícola, há o consumo simultâneo de energia térmica (sob a forma de vapor, água quente ou gelada) e energia eletromecânica (sob a forma de força motriz ou eletricidade) (BALESTIERI, 2002). Desta forma, o suprimento destas necessidades energéticas pode ser realizado de duas maneiras. A primeira alternativa consiste na utilização de duas fontes primárias distintas de energia: uma relativa à EE, adquirida junto à concessionária local de distribuição; e a segunda fonte, referente à Energia Térmica (ET), que pode ser produzida diretamente na unidade consumidora, por intermédio de caldeiras e/ou sistemas de refrigeração⁽⁹³⁾, conforme exibido na Figura 3.2.

⁹¹ Em um ciclo, a máquina usa a força decorrente da expansão dos gases, realiza o trabalho e retorna ao estado inicial, quando então pode repetir o processo (GOLDEMBERG e outros, 2000).

⁹² James Prescott Joule, físico inglês, estudou a expansão dos gases no vácuo, determinou o equivalente mecânico da caloria e formulou a lei de Joule, que relaciona a liberação de calor em um condutor percorrido por corrente elétrica

⁹³ Não está descartada a hipótese da aquisição da energia térmica necessária junto a um fornecedor externo.

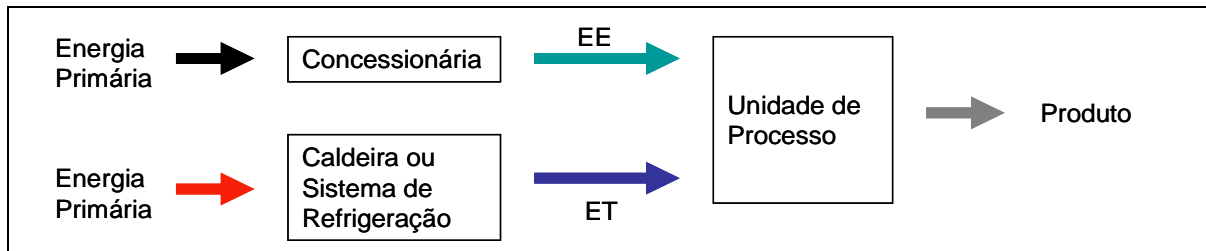


Figura 3.2 - Suprimento isolado de energia elétrica e energia térmica a uma unidade produtiva, a partir de fontes primárias distintas

Fonte: Balestieri (2002).

A segunda alternativa de suprimento consiste no uso de uma única fonte de energia primária, através do processo de cogeração, conforme a Figura 3.3. Assim, pode-se definir cogeração como a produção combinada de calor e eletricidade em uma mesma instalação (TOLMASQUIM e outros, 2003).

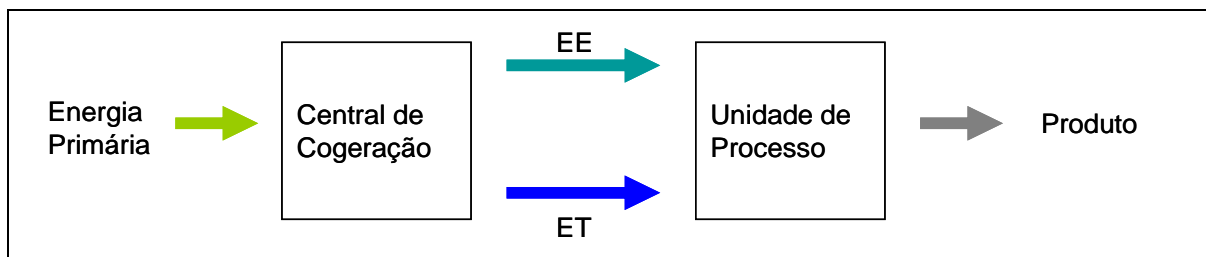


Figura 3.3 - Suprimento de energia elétrica e energia térmica a uma unidade produtiva através de uma central de cogeração

Fonte: Balestieri (2002).

Sob o ponto de vista da conservação de energia, a racionalidade de um sistema de cogeração decorre da economia de recursos energéticos com relação a uma configuração convencional que produza as mesmas quantidades de calor útil e trabalho⁽⁹⁴⁾ (BARJA, 2006). A principal diferença entre a produção de energia elétrica por intermédio de uma unidade termelétrica convencional e um sistema de cogeração reside no aproveitamento, por parte desta última, do calor residual contido nos gases de saída do sistema (UTFPR, 2007).

Tendo por base a Figura 3.3, suponha que 100 unidades energéticas (ue)⁽⁹⁵⁾ produzam, no processo de cogeração, respectivamente, energia eletromecânica $EE = 20 \text{ ue}$ e energia térmica $ET = 50 \text{ ue}$ (CARVALHO apud BARJA, 2006). Substituindo a energia útil do processo $E_U = EE + ET = 20 + 50 = 70 \text{ ue}$ e a energia total consumida $E_C = 100 \text{ ue}$ na Equação 3.2, obtém-se o rendimento da cogeração

⁹⁴ Sob a forma de energia mecânica ou energia elétrica.

⁹⁵ TEP, kWh, kCal, Btu, etc.

$\eta_{CG} = 70\%$. Por sua vez, uma configuração convencional equivalente (Figura 3.2), com rendimentos na produção de energia eletromecânica e na conversão de calor respectivos de 35% e 80%, necessita consumir $E_C = 20/0,35 + 70/0,80 = 119,6$ ue, proporcionando o rendimento convencional $\eta_{CV} = 58,5\%$. Portanto, neste exemplo, o uso da cogeração significa a economia no consumo de energia da ordem de 16%.

Todavia, a proporção entre as necessidades de energias eletromecânica e térmica pode levar a situações em que a produção convencional é mais econômica. Isto ocorre quando a relação energia térmica/energia eletromecânica é alta. Suponha que $EE = 5$ ue e $ET = 65$ ue. Considerando os mesmos percentuais de eficiências (35% para a conversão eletromecânica e 80% para a conversão térmica) obtém-se $\eta_{CG} = 70\%$ e $\eta_{CV} = 73,3\%$, de forma que a produção convencional é 4,7% mais econômica do que a aquela verificada para a cogeração.

Sob o ponto de vista técnico, a cogeração se destaca perante as demais formas de geração pelos seguintes motivos (BALESTIERI, 2002):

- a) elevação da eficiência conjunta de conversão da energia química dos combustíveis em energia útil para valores da ordem de 85%;
- b) menor utilização de fontes não renováveis, com a conseqüente redução da poluição do meio ambiente;
- c) aumento da confiabilidade quanto à falhas no fornecimento de energia a sistemas prioritários;
- d) facilidade de domínio dessa tecnologia por parte da empresa, uma vez que a cogeração nada mais é do que o uso de tecnologia existente sob um novo ponto de vista operacional; e
- e) pela renda adicional advinda da venda de energia elétrica excedente.

Sob o ponto de vista macroeconômico, as centrais de cogeração concorrem com todos os empreendimentos de geração públicos ou privados já existentes (BALESTIERI, 2002). Os investimentos em geração no Brasil visaram a usinas hidrelétricas, com poucas inserções de usinas termodinâmicas, geralmente utilizadas como apoio à operação em período de ponta do sistema ou nos períodos hídricos desfavoráveis.

Adicionalmente, o suprimento de cargas através do excedente de energia elétrica produzido por autoprodutores de pequena capacidade podem melhorar os níveis de tensão e os índices de perdas ao longo da rede, de forma que alguns investimentos no sistema elétrico da concessionária podem ser adiados. Entretanto, uma unidade muito

grande ou o conjunto de várias unidades medianas de cogeração que produzam excedente de energia elétrica acima das necessidades locais poderá impor investimentos adicionais para a exportação dessa energia extra para outras regiões (CLEMENTINO, 2001).

3.2 OPERAÇÃO DAS CENTRAIS DE COGERAÇÃO

Em seus processos produtivos (BALESTIERI, 2002), os setores econômicos usam energia térmica (empregada na secagem, evaporação, aquecimento ou cocção) e energia elétrica ou mecânica (utilizada no transporte de materiais, bombeamento, motores, compressores, bombas, correias transportadoras, etc.). A necessidade de calor é maior na agroindústria e na indústria de transformação, como açúcar e álcool, sucos de frutas, beneficiamento de arroz e madeira, papel e celulose, petroquímica, têxtil, cervejaria, cerâmica, etc. O frio é empregado no congelamento (frigoríficos e sucos) e na climatização de ambientes em fiação e tecelagem (CLEMENTINO, 2001).

A operação das centrais de cogeração acontece sob o ponto de vista da Paridade Elétrica ou da Paridade Térmica (BALESTIERI, 2002). A cogeração em paridade elétrica prioriza atender à curva de demanda elétrica da unidade produtiva, de modo parcial ou integral. Quando de atendimento parcial, é necessária a aquisição complementar de energia elétrica junto à concessionária local de distribuição. No caso do atendimento integral da demanda de eletricidade da unidade, a produção de energia térmica poderá ser:

- a) deficitária, situação na qual a produção de vapor poderá ser complementada através de queima adicional em caldeira de recuperação (LOPES, 2002); ou
- b) superavitária, quando a produção excedente de energia térmica poderá ser vendida ou utilizada na calefação ou refrigeração de ambientes (BALESTIERI, 2002).

A Figura 3.4 apresenta uma condição de cogeração sob paridade elétrica parcial, pela qual atende-se à menor potência elétrica (em kW) requerida pela unidade, e com produção deficitária de energia térmica.

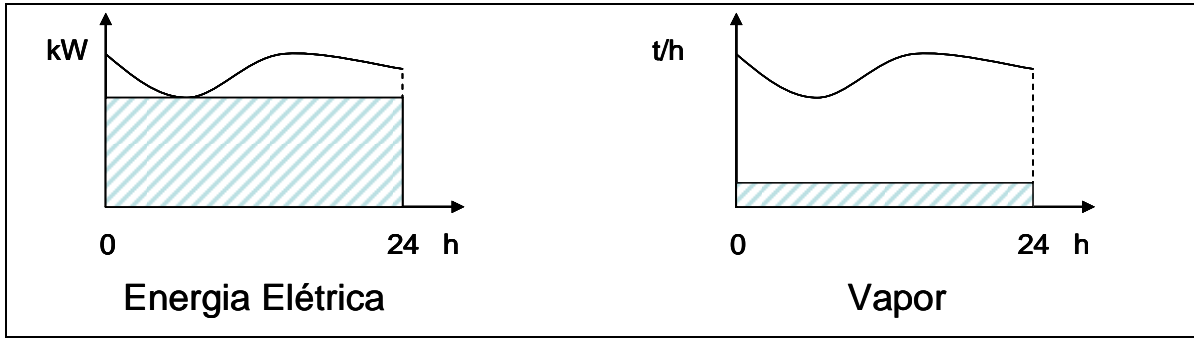


Figura 3.4 - Dimensionamento de uma unidade com cogeração sob paridade elétrica parcial
Nota: Adaptado de Lopes (2002).

Por sua vez, a cogeração em paridade térmica prioriza o atendimento de vapor, água quente ou água fria da unidade produtiva (BALESTIERI, 2002). A complementação da produção através de caldeira convencional é uma opção para o caso em que a produção de calor não seja suficiente para atender à demanda da unidade (LOPES, 2002). Todavia, ao atender à totalidade do calor necessário, a produção de energia elétrica poderá ser (LOPES, 2002):

- a) deficitária, quando então o saldo complementar de energia elétrica poderá ser adquirido junto à concessionária local de distribuição; ou
- b) superavitária, situação em que a produção excedente de energia elétrica poderá ser vendida, por exemplo, à concessionária local de distribuição.

A Figura 3.5 exemplifica o atendimento a uma unidade produtiva segundo o dimensionamento por paridade térmica parcial, no qual é atendida a menor relação t/h de vapor requerida pela unidade e com produção excedente de energia elétrica.

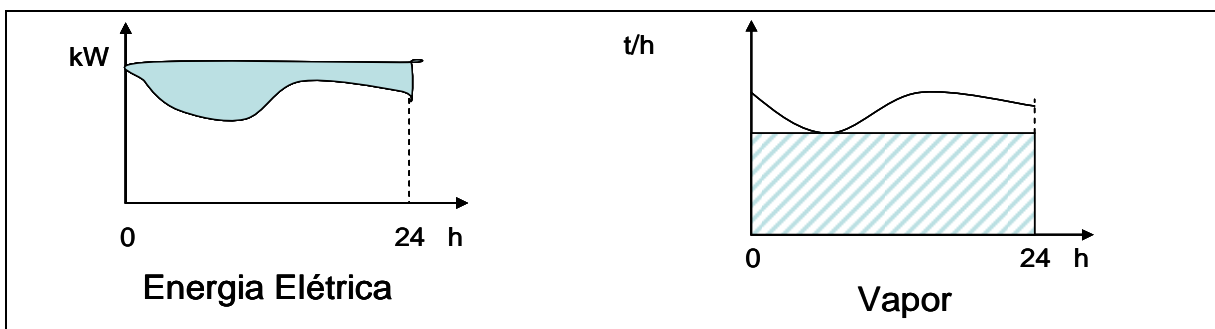


Figura 3.5 - Dimensionamento de uma unidade com cogeração sob paridade térmica parcial
Nota: Adaptado de Lopes (2002).

Os setores industriais com maior interesse na cogeração são aqueles com relação EE/ET inferiores à unidade (BALESTIERI, 2002), tendo em vista as maiores possibilidades de geração de excedentes elétricos. A Tabela 3.1 fornece os valores

mínimo, médio e máximo verificados da razão EE/ET, para alguns setores da indústria brasileira⁽⁹⁶⁾. Já a Tabela 3.2 exibe a relação EE/ET para alguns segmentos do setor terciário.

Tabela 3.1 - Relação Potência / Calor de processo (EE/ET) de setores industriais brasileiros, para o período entre 1970 e 1986

Setor	R = EE / ET		
	Mínimo	Médio	Máximo
Alimentos/Bebidas	0,03	0,07	1,31
Cerâmica	0,05	0,11	0,27
Cimento	0,08	0,11	0,14
Ferro-gusa	0,05	0,08	0,10
Ferro liga	0,65	1,03	1,63
Mineração / Pelotização	0,17	0,32	0,82
Outros Metais	2,70	2,76	3,04
Papel e Celulose	0,23	0,36	0,58
Química/Petroquímica	0,23	0,33	0,50
Têxtil	0,44	0,70	1,31

Fonte: Balestieri (2002).

Tabela 3.2 - Relação Potência / Calor de processo (EE/ET) de setores comerciais brasileiros

Setor	Relação EE / ET
Hospitais	0,50
Hotéis / Motéis	0,60
Restaurantes	0,60
Universidades	0,60
Lojas de Varejo	4,30

Fonte: Nogueira e outros (apud SILVEIRA, 2004).

Do ponto de vista dos equipamentos, o planejamento de uma central de cogeração deve considerar, entre outros aspectos, o consumo específico de combustível, as variações da eficiência sob cargas parciais, os níveis mínimos de eficiência das máquinas e a razão EE/ET do equipamento (BALESTIERI, 2002). A Figura 3.6 mostra o diagrama que relaciona a capacidade de produção de energias térmica e elétrica de duas configurações de cogeração com relações EE/ET diferentes.

⁹⁶ Em decorrência de diferenças tecnológicas, escala de produção e localização geográfica, uma empresa pode apresentar valor distinto daquele informado no Quadro 3.1.

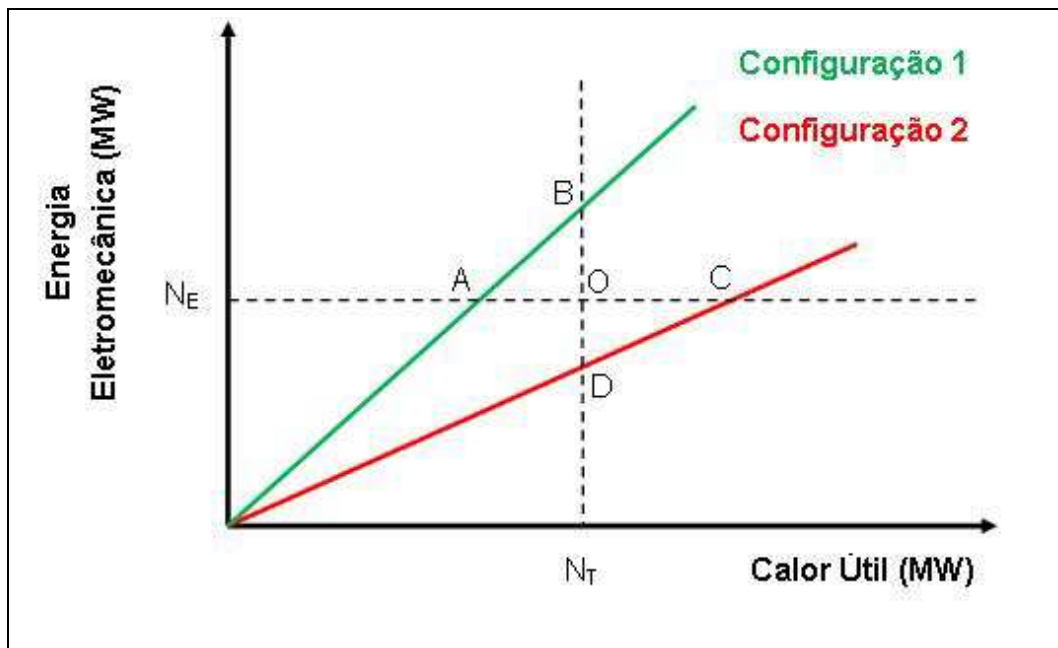


Figura 3.6 - Capacidade de produção de energias Térmica e Eletromecânica segundo duas configurações de cogeração com relação EE/ET diferentes
Fonte: UDOP (2006).

Os pontos **0**, **A**, **B**, **C** e **D** representam situações de operação da planta sob cogeração, em que:

- a) **0** → corresponde às necessidades de calor – N_T e de eletricidade – N_E da unidade;
- b) **A** → operação em paridade elétrica, com calor útil complementar gerado por sistema auxiliar;
- c) **B** → operação em paridade térmica, com exportação de energia excedente;
- d) **C** → operação em paridade elétrica, com exportação ou perda por dissipação do calor excedente;
- e) **D** → operação em paridade térmica, com importação complementar de energia elétrica.

3.3 TECNOLOGIAS UTILIZADAS EM COGERAÇÃO

A necessidade de desenvolvimento de novas máquinas térmicas não é fator limitante ao uso de cogeração, uma vez que ela representa, apenas, uma proposta de geração diferente daquela atualmente vigente (BALESTIERI, 2002). Assim, as mesmas máquinas utilizadas em centrais de utilidades industriais que gerem vapor e eletricidade de modo independente, podem ser utilizadas em processos de cogeração.

A depender da seqüência em que as energias térmicas e elétricas são utilizadas, a cogeração pode ser dividida em dois grupos (LOURENÇO, 2003): *topping cycle* (ciclo de topo, superior ou de cabeça) ou *bottoming cycle* (ciclo de fundo, inferior ou de cauda). A configuração *topping cycle*, mais comum entre os sistemas de cogeração, caracteriza-se pela prioridade em produzir energia elétrica⁽⁹⁷⁾, sendo utilizada nos setores sucro-alcooleiro e em indústrias que utilizam gás natural. Já a configuração *bottoming cycle* visa a atender a produção de calor a ser utilizado diretamente no processo produtivo, sendo verificada principalmente na indústria de produção de cimento.

As plantas de cogeração são denominadas de acordo com os dispositivos, arranjos, equipamentos e combustíveis utilizados e visam à obtenção máxima do rendimento energético global ou à adaptação perante as condições de uma planta já existente (CLEMENTINO, 2001). As tecnologias (ciclos térmicos) mais difundidas para a cogeração, disponíveis no mercado, são:

- a) Ciclo a Vapor (Turbinas a Vapor);
- b) Ciclo a Gás (Turbinas a Gás);
- c) Ciclo combinado;
- d) Ciclo diesel (Motor Alternativo de Combustão Interna); e
- e) Microturbinas.

Para os ciclos térmicos acima, existe uma relação EE/ET para as máquinas térmicas empregadas em cada um deles. A Tabela 3.1 fornece as faixas de valores da razão EE/ET para alguns desses ciclos. Nesta tabela, verifica-se, a superposição das faixas de operação das tecnologias, o que vem realçar a necessidade de uma análise mais detalhada para a definição do ciclo e a configuração mais adequada ao caso a ser estudado.

⁹⁷ Situação condizente com a característica da maioria dos processos industriais, que necessitam baixos níveis de entalpia (BALESTIERI, 2002).

Tecnologia	Relação E/T																								
	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Ciclo a Vapor - Contrapressão																									
Ciclo a Vapor - Condensação																									
Ciclo a Gás																									
Ciclo Combinado																									
Ciclo Diesel																									

Quadro 3.1 - Relação EE/ET para tecnologias de cogeração

Fonte: Balestieri (2002).

3.3.1 Cogeração com Turbinas a Vapor

Uma Turbina a Vapor (TV) em Ciclo Rankine⁽⁹⁸⁾ corresponde ao arranjo convencional dos sistemas de cogeração (CLEMENTINO, 2001). Este arranjo é composto, basicamente, por uma fonte de calor, um gerador de vapor (caldeira), uma TV (de contrapressão, a condensação ou de extração) e de um condensador (sumidouro de calor) (BARJA, 2006). É o ciclo de uso mais difundido no país (BALESTIERI, 2002), o que representa maior facilidade de aquisição de peças de reposição e disponibilidade de serviços de assistência técnica para os equipamentos que os compõe. A Figura 3.7 exibe o esquema de cogeração através de TV.

A principal característica do Ciclo Rankine é o uso da água como fluido de trabalho em circuito fechado⁽⁹⁹⁾, de forma que pode-se utilizar uma ampla gama de combustíveis (sólido, líquido ou gasoso), tais como resíduos industriais, lenha, carvão mineral, bagaço de cana, madeira, lixo, óleo diesel, gás natural, etc, (BARJA, 2006). Neste processo, de 30% a 35% da energia disponibilizada pelo combustível é convertida em energia térmica (LOURENÇO, 2003).

⁹⁸ No ciclo Rankine, o calor resultante da queima de um combustível é utilizado na geração de vapor que, por sua vez, é utilizado no acionamento de uma turbina acoplada a um gerador elétrico (LOURENÇO, 2003).

⁹⁹ Em um Circuito Fechado, a queima do combustível acontece externamente ao sistema, de forma que a energia da combustão é transferida ao fluido de trabalho através de um trocador de calor, o que permite ao fluido permanecer no sistema. De outra forma, quando o fluido de trabalho não retorna ao início do ciclo, este é dito Aberto (BARJA, 2006).

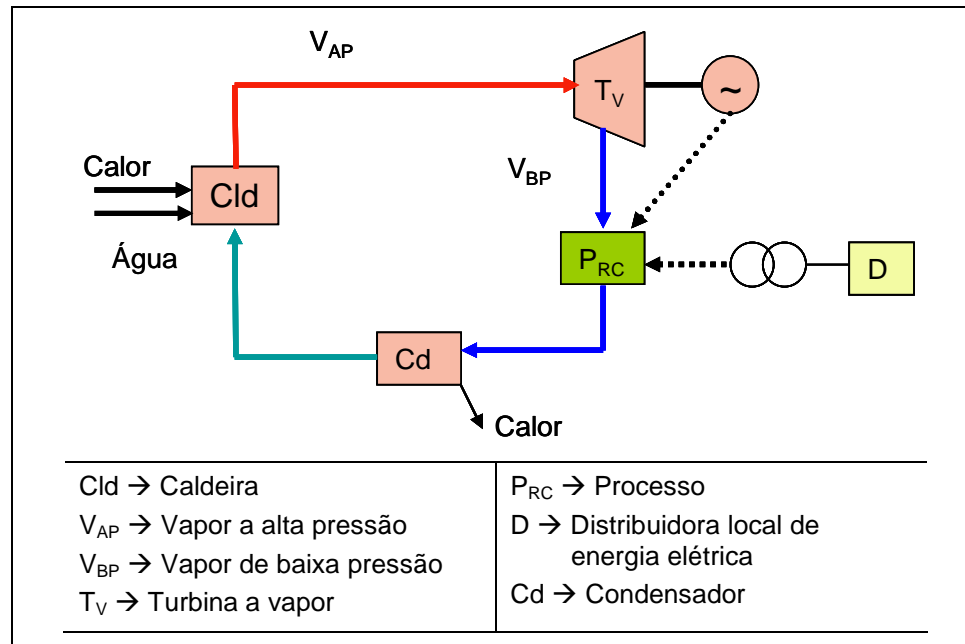


Figura 3.7 - Cogeração baseada em Turbina a Vapor
Fonte: Clementino (2001).

A utilização de turbinas a vapor de contrapressão⁽¹⁰⁰⁾ ocorre em indústrias que compram combustível; que não tenham excedente ao utilizar combustível próprio ou que, apesar de ter excedente de combustível próprio, não necessitam de mais acionamentos (CLEMENTINO, 2001). Por sua vez, turbinas a vapor a condensação⁽¹⁰¹⁾ são utilizadas por indústrias que tenham combustíveis barato e que não necessitem de vapor no processo.

3.3.2 Cogeração com Turbinas a Gás

Uma Turbina a Gás (TG) é uma máquina de combustão interna operando em Ciclo Brayton aberto, assim denominada pelo fato de usar o ar como fluido de trabalho (BARJA, 2006). Uma turbina a gás é composta por compressor, câmara de combustão e turbina. Ao compressor cabe a tarefa de admitir o ar e comprimi-lo para uma pressão alta. Na câmara de combustão (ou combustor) ocorre a queima da mistura do ar comprimido com o combustível. Os gases resultantes da combustão da mistura, à temperatura e pressão elevadas, expandem-se através da turbina, fazendo girar o seu rotor (BARJA, 2006; LOURENÇO, 2003). Implementa-se a cogeração no Ciclo Brayton

¹⁰⁰ Turbinas a vapor de contrapressão caracterizam-se pela pressão de escape do vapor ser superior à pressão atmosférica (LOURENÇO, 2003).

¹⁰¹ Turbinas a vapor de condensador caracterizam-se pela pressão de escape do vapor ser inferior à pressão atmosférica, tendo em vista a presença de um condensador na saída, o qual diminui a pressão e a temperatura dos gases.

direcionando-se os gases de exaustão para uma caldeira (de recuperação), onde o vapor para o processo é gerado, conforme pode ser observado na Figura 3.8.

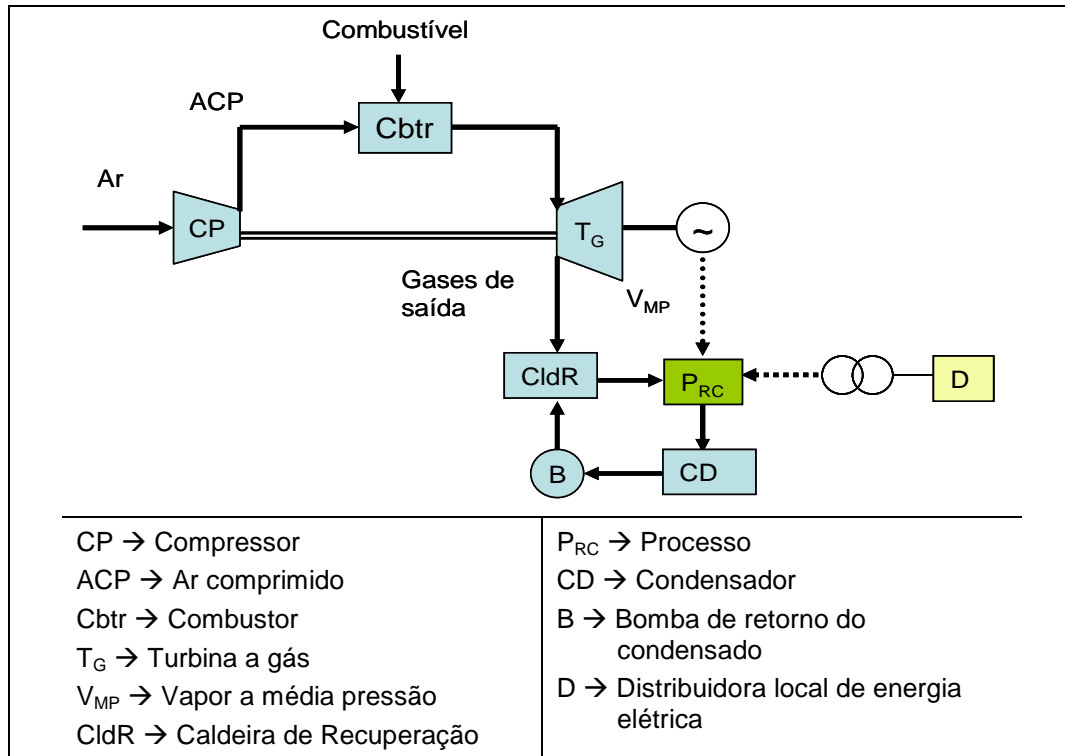


Figura 3.8 - Cogeração baseada em Turbina a Gás
Fonte: Clementino (2001).

O Ciclo Brayton caracteriza-se pela alta porcentagem (em torno de 40%) do trabalho obtido na turbina ser usado no acionamento do compressor⁽¹⁰²⁾, e pelo fato de que os gases de escape conterem oxigênio remanescente com índice de concentração na ordem de 16% (BARJA, 2006). Opcionalmente, os gases de escape ainda podem ser utilizados diretamente em processos de secagem, pré-aquecimento de fornos (setores petroquímico, cimenteiro e cerâmico) ou como fonte de calor em sistemas de refrigeração e de condicionamento ambiental (CLEMENTINO, 2001).

Neste arranjo, utiliza-se tanto combustível gasoso – gás natural ou de processo, quanto combustível líquido – óleo diesel, querosene e outros óleos leves (CLEMENTINO, 2001). Óleos residuais também podem ser utilizados, causando, todavia, ônus extras ao investimento e aos custos operacionais, tendo em vista a necessidade de instalações adicionais para o tratamento desse tipo de óleo. Este é o arranjo proposto quando da utilização de gás natural como combustível, tendência

¹⁰² Para efeito de comparação, no ciclo Rankine apenas 2% do trabalho da turbina é usado no acionamento da bomba que retorna a água para a caldeira (CLEMENTINO, 2001).

verificada nas indústrias de papel e celulose e indústria química, grandes consumidoras de vapor, e onde existe a disponibilidade de gás natural (LOURENÇO, 2003).

3.3.3 Cogeração com Ciclo Combinado

O Ciclo Combinado mais utilizado consiste no arranjo composto pelo encadeamento dos Ciclos Brayton e Rankine (BARJA, 2006). Nesta configuração, o calor contido nos gases a altas temperaturas de saída do Ciclo Brayton são utilizados, total ou parcialmente, na entrada do Ciclo Rankine para a produção de vapor, através de uma caldeira de recuperação (com queima suplementar ou não) conforme mostrado na Figura 3.9.

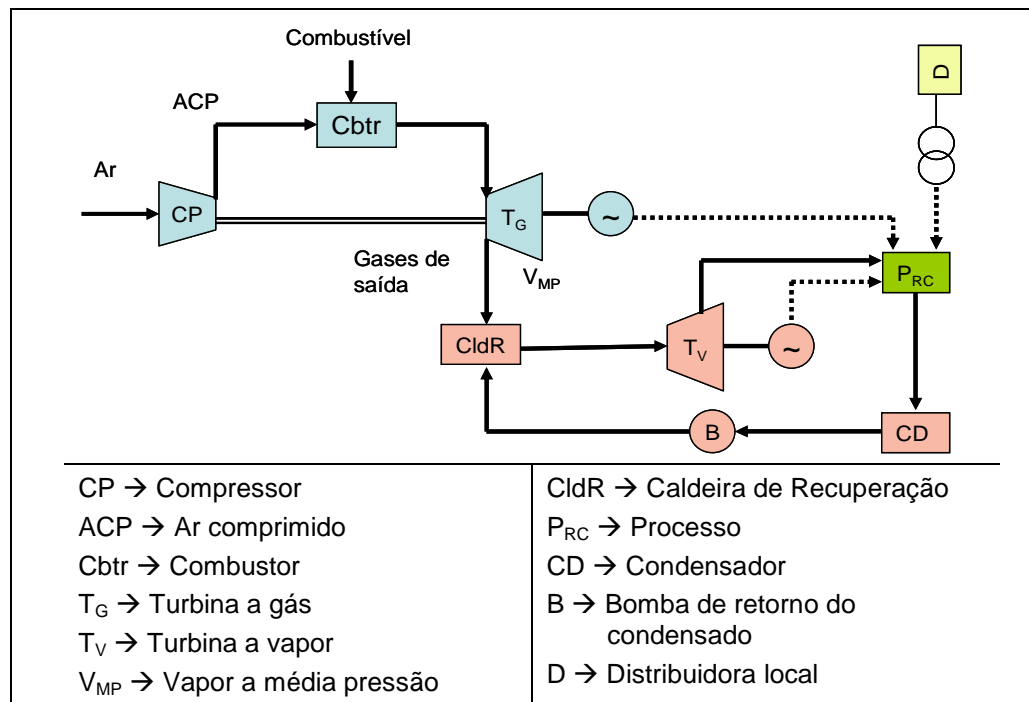


Figura 3.9 – Cogeração baseada em Ciclo Combinado
Fonte: Clementino (2001).

Utiliza-se o ciclo combinado quando se deseja produzir energia elétrica e energia térmica em quantidades variáveis, segundo as cargas consumidoras ou visando a atender um mercado específico (LOURENÇO, 2003), flexibilidade que faz este arranjo apresentar maior eficiência quando comparada àquelas dos ciclos Brayton e Rankine, isoladamente (UDOP, 2006).

Todavia, a eficiência operacional ótima de uma planta de cogeração sob Ciclo Combinado não é suficiente para garantir a operação ótima de cada ciclo considerado

isoladamente (BARJA, 2006). Visando à otimização operacional do ciclo a vapor a jusante, necessita-se de temperaturas mais altas nos gases de exaustão do Ciclo Brayton antecedente, de forma que as turbinas a gás utilizadas no Ciclo Combinado possuem, intencionalmente, eficiência energética inferior àquelas utilizadas em ciclo a gás simples (BARJA, 2006).

As limitações técnicas para o transporte economicamente viável de calor – em torno de 5km para o vapor e 500m para a água gelada (UDOP, 2006), recomendam este arranjo para unidades indústrias eletrointensivas, onde a demanda por energia elétrica é superior à demanda de vapor (LOURENÇO, 2003).

3.3.4 Cogeração com Motores Alternativos de Combustão Interna

Motores alternativos são equipamentos que, acionando pistões inseridos em cilindros, conseguem transformar a energia térmica de um combustível em energia mecânica (LOURENÇO, 2003). As principais etapas do ciclo mecânico comum a todo motor alternativo são:

- a) introdução do combustível no cilindro;
- b) compressão do combustível (através de trabalho externo);
- c) queima do combustível;
- d) geração de trabalho devido à expansão dos gases resultantes da combustão;
- e
- e) expulsão do gases.

O trabalho assim obtido pode acionar um alternador acoplado ao eixo do motor, enquanto a cogeração decorre da recuperação da energia térmica residual dos gases de exaustão e da recuperação do calor oriundo dos sistemas de lubrificação e refrigeração (UTFPR, 2007), conforme pode ser observado na Figura 3.10.

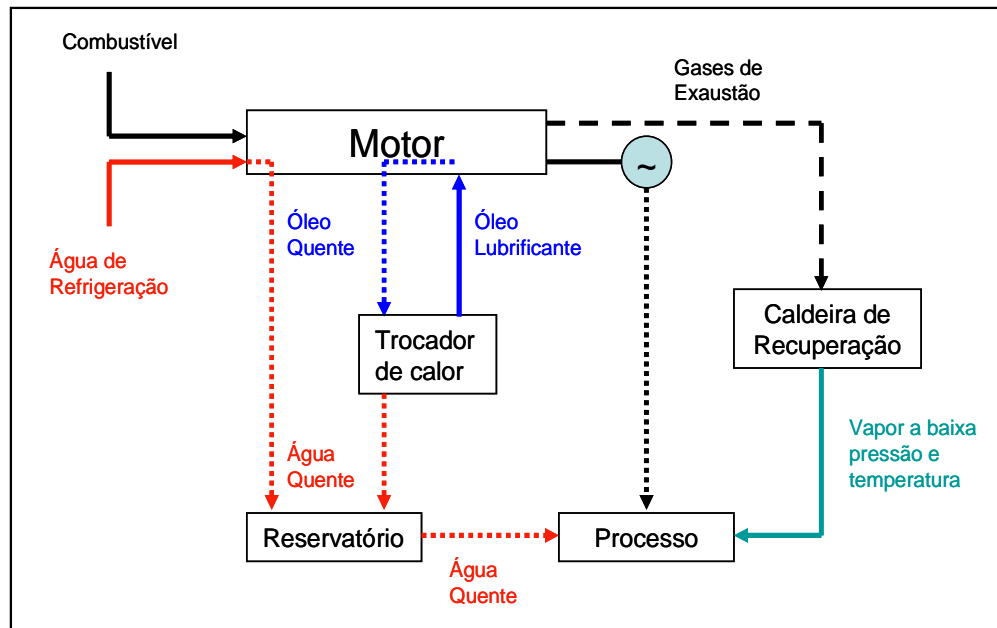


Figura 3.10 - Cogeração baseada em Motores Alternativos de Combustão Interna
Nota: Adaptado de UTFPR (2007) e UDOP (2006).

O calor dos gases de escape pode ser aproveitado diretamente ou recuperado em uma caldeira, propiciando a geração de vapor a baixa pressão e temperatura. Já o calor rejeitado do óleo lubrificante e do sistema de refrigeração é limitado à produção de água quente (UDOP, 2006).

Os ciclos operativos mais comumente utilizados em motores são os o Ciclo Otto e o Ciclo Diesel. Os motores pertencentes ao primeiro grupo são mais adequados ao uso com combustíveis gasosos, tais como o gás natural, gás liquefeito de petróleo e outros gases pobres (butano e propano). Já os motores do segundo grupo são mais adequados aos óleos pesados e leves (TOLMASQUIM, 2003).

Uma vez que a quantidade de o calor residual recuperado não é expressiva, o uso deste arranjo de cogeração restringe-se a empresas que utilizam pequenas quantidades de calor e grande quantidade de energia elétrica ou motriz (UTFPR, 2007), o que torna o uso de motores a gás apropriado em empreendimentos do setor terciário da economia, tais como hospitais e hotéis (TOLMASQUIM, 2003).

3.3.5 Cogeração com Microturbinas

Microturbinas são equipamentos compactos, de pequeno porte, com potência elétrica variando entre 30 kW e o máximo de 300 kW, que têm como função principal a produção de eletricidade (UDOP, 2006). Tendo em vista o consumo extra (da ordem de 10% (dez por cento) da geração de eletricidade do sistema) gasto para aumentar a

pressão de admissão do gás natural, o rendimento líquido de uma microturbina situa-se na ordem de 30% (trinta por cento) (TOLMASQUIM, 2003).

As microturbinas caracterizam-se pela baixa emissão de poluentes, o que elimina a necessidade de tratamento dos gases de exaustão (BARJA, 2006). Em geral, são dimensionadas para a operação com combustíveis gasosos – gás natural, biogás ou propano –, mas operam também com combustíveis líquidos leves, condição operacional que eleva o nível de emissão de poluentes.

Por fornecerem calor de baixa qualidade, água quente e vapor de baixa pressão, as microturbinas destinam-se à cogeração no setor terciário e a poucas aplicações no setor industrial (TOLMASQUIM, 2003).

3.4 CARACTERÍSTICAS OPERACIONAIS DE TURBINAS E MOTORES A GÁS

Via de regra, os fabricantes disponibilizam as informações técnicas de seus equipamentos tendo por referência as condições ISO, que correspondem às condições ambientais nas quais os testes foram realizados. As condições ISO são:

- a) temperatura → 15°C;
- b) pressão atmosférica → 1,013 bar; e
- c) umidade relativa do ar → 60%.

Faz-se, nesta seção, uma rápida análise das principais características técnicas das Turbinas e Motores a Gás, notadamente aquelas restrições decorrentes das condições ambientais do local em que essas máquinas podem operar.

3.4.1 Característica Técnicas de Turbinas a Gás

Nos últimos 20 anos, tendo em vista a melhoria na eficiência nominal dos equipamentos de geração e o emprego de materiais mais resistentes a altas temperaturas, as plantas baseadas em turbinas a gás têm apresentado custos decrescentes (TOLMASQUIM, 2003). Além disso, as TG apresentam características adicionais, tais como (CLEMENTINO, 2001):

- a) possibilidade de expansão modular;
- b) menor tempo de comissionamento;
- c) baixo custo de investimento;
- d) elevados níveis de segurança e de disponibilidade operacional (entre 90% e 95,8%);

- e) leveza e compacidade, o que acarreta a entrada em funcionamento mais rapidamente (TOLMASQUIM, 2003);
- f) flexibilidade operacional sob carga;
- g) utilização de vários combustíveis (GN, querosene e gases residuais de baixo poder calorífico, oriundos de processos industriais) (TOLMASQUIM, 2003); e
- h) flexibilidade de manutenção e controle (TOLMASQUIM, 2003).

As turbinas a gás estão disponíveis no mercado em valores discretos de capacidade nominal de geração, a partir de 200 kW até valores acima de 200 MW, de forma que apenas em situações muito particulares a cogeração através de TG atendem de modo integral e simultâneo às demandas térmica e elétrica. Além disso, unidades com capacidade nominal inferiores a 5 MW são economicamente menos atrativas (TOLMASQUIM, 2003). A Tabela Quadro 3.3 exibe alguns dados técnicos das turbinas a Gás.

Tabela 3.3 - Dados Técnicos de Turbinas a Gás sob condições ISSO (continua)

Faixa de Potência (kW _E)	Potência Nominal [P _N] (kW _E)	Eficiência Nominal [η_N] (%)	Vazão dos Gases de Exaustão [V _E] (kg/s)	Temperatura dos Gases de Exaustão [T _E] (°C)
0 a 1	815	25,0	4,0	574
1 a 1,5	1,230	27,9	5,5	550
1,5 a 2	1,984	28,1	8,0	532
2 a 2,5	2,000	25,0	10,7	525
2,5 a 3	2,834	27,8	12,7	539
3 a 3,5	3,424	26,6	15,6	539
3,5 a 4	3,949	29,0	15,7	555
4 a 5	4,180	41,1	16,3	368
5 a 6	5,496	32,5	20,7	518
6 a 7	6,784	42,2	18,4	530
7 a 8	7,457	40,0	22,8	511
8 a 9	8,206	34,5	30,4	488
9 a 10	9,290	31,7	39,2	464
10 a 11	10,690	32,5	41,6	488
11 a 12	11,270	32,0	46,2	484
12 a 13	12,611	32,8	48,9	478
13 a 14	13,980	37,2	44,4	487

Faixa de Potência (kW _E)	Potência Nominal [P _N] (kW _E)	Eficiência Nominal [η_N] (%)	Vazão dos Gases de Exaustão [V _E] (kg/s)	Temperatura dos Gases de Exaustão [T _E] (°C)
14 a 16	14,320	36,9	46,7	488
16 a 20	18,000	32,6	49,2	580
20 a 25	23,270	37,5	69,0	523
25 a 30	28,635	41,9	79,9	497
30 a 40	30,500	38,5	92,0	508
40 a 50	44,850	42,7	127,0	450

Fonte: Tolmasquim (2003).

A eficiência de uma TG depende da relação de compressão do ar admitido no combustor, da temperatura do gás na entrada do equipamento e da potência consumida pelo compressor. Portanto, a eficiência nominal de uma TG depende da temperatura do ar, da pressão ambiente (que é função da altitude) e da perda de carga no sistema de admissão (TOLMASQUIM, 2003). Assim, para uma mesma capacidade instalada, qualquer redução na eficiência nominal de uma TG significa uma quantidade maior de combustível para gerar a mesma quantidade de energia elétrica.

3.4.1.1 Influência da Temperatura de Admissão do Ar

Uma das principais desvantagens de uma turbina a gás consiste na elevada dependência de seu desempenho perante a temperatura ambiente, principalmente em áreas onde a temperatura média é muito acima do valor padrão de projeto, 15°C (KIM; RO, 2000). Os valores da potência P_N e da eficiência η_N da turbina a gás decrescem com o aumento da temperatura atmosférica, uma vez que, com o aumento do volume específico do ar, decorrente do aumento da temperatura do ar, o compressor requer mais potência, reduzindo, por consequência, a oferta de potência útil do equipamento (TOLMASQUIM, 2003).

Assim, para uma mesma capacidade instalada, quanto maior a temperatura ambiente, maior a quantidade de combustível necessário para gerar a mesma quantidade de energia elétrica. O Gráfico 3.1 exibe a relação entre as eficiências η/η_N e P/P_N segundo a temperatura ambiente.

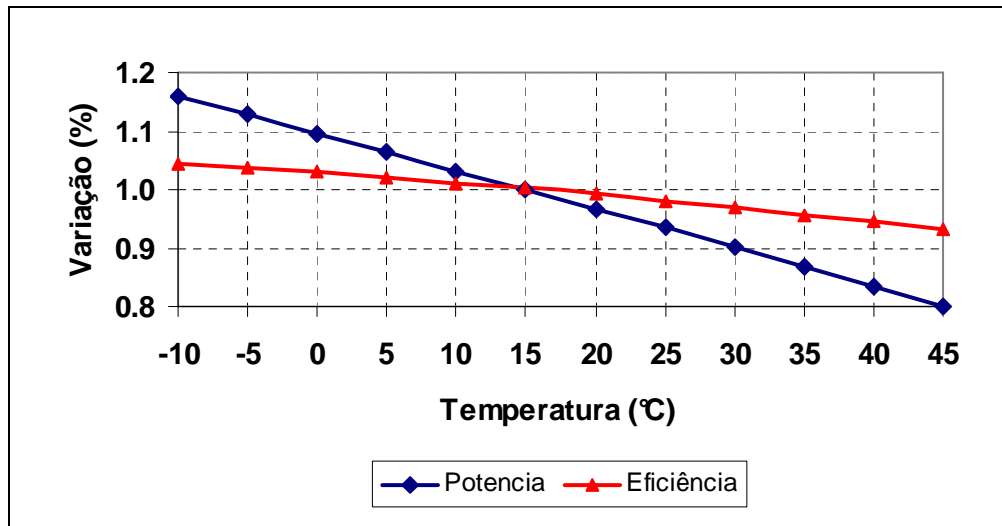


Gráfico 3.1 - Variação da potência e eficiência nominais de TG com a temperatura
Fonte: Kim e Ro (2000).

3.4.1.2 Influência da Operação sob Carga Parcial

Turbinas a gás são sensíveis à operação em carga parcial, situação em que apresentam expressiva redução na eficiência nominal η_N . Assim, tendo em vista que em apenas situações excepcionais o sistema operará sempre a plena carga, este parâmetro reveste-se de grande importância na escolha do equipamento que comporá a planta de cogeração (TOLMASQUIM, 2003). O Gráfico 3.2 exibe a relação η/η_N tendo em vista a relação Q/P_N entre a carga Q e a potência nominal P_N do equipamento.

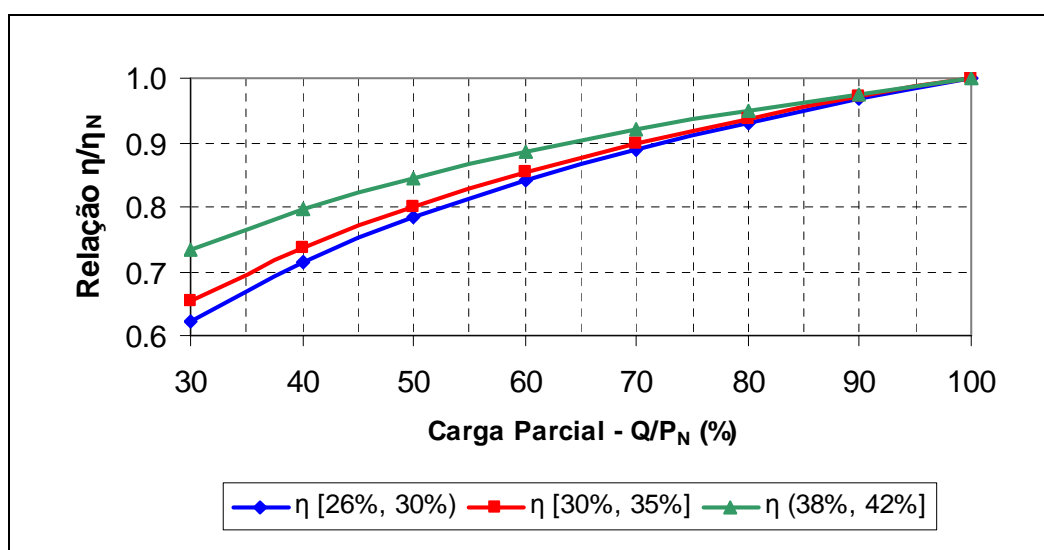


Gráfico 3.2 - Variação da eficiência nominal de TG com a carga parcial
Fonte: Tolmasquim (2003).

3.4.1.3 Influência da Perda de Carga no Sistema de Admissão

A eficiência de uma turbina a gás é afetada pela instalação de filtros de entrada de ar e recuperadores de calor, aquecedores de água e filtros para os gases de exaustão. Perdas na entrada decorrem da redução do rendimento volumétrico do compressor, enquanto as perdas na saída advêm da necessidade de energia adicional para expelir os gases (TOLMASQUIM, 2003). O Gráfico 3.3 exibe a relação entre as eficiências η/η_N do equipamento para perdas de carga PC, em kPa, tanto na saída quanto na entrada.

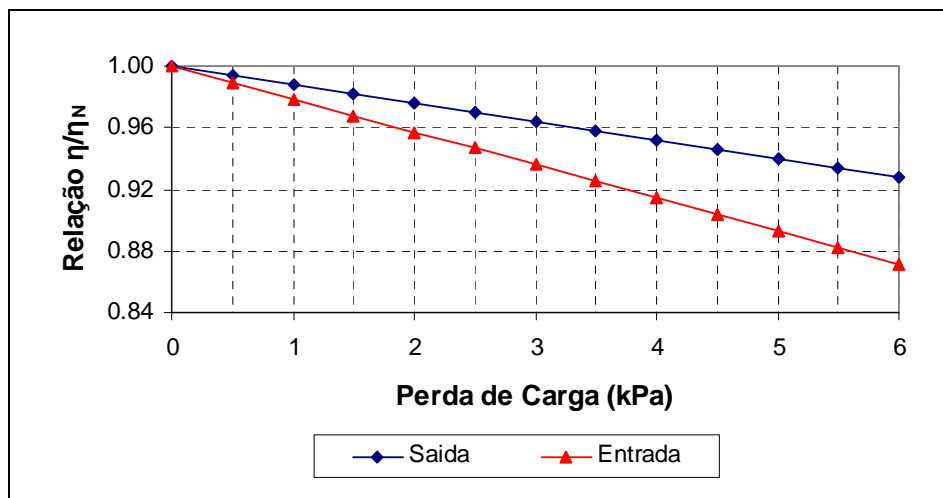


Gráfico 3.3 - Variação da eficiência nominal de TG com a perda de carga na saída e na entrada

Fonte: Tolmasquim (2003).

3.4.1.4 Influência da Altitude

A altitude relaciona-se inversamente com a pressão atmosférica, de forma que quanto maior a temperatura menor a pressão, o que acarreta no aumento do volume específico do ar, levando à redução dos valores nominais da turbina⁽¹⁰³⁾ (TOLMASQUIM, 2003). O Gráfico 3.4 exibe as relações η/η_N tendo em vista a relação Q/P_N entre a carga Q e a potência nominal P_N do equipamento.

¹⁰³ Ressalte-se que, com a altitude, há a redução da temperatura atmosférica, o que pode compensar, em parte, a perda de potência nominal (TOLMASQUIM, 2003).

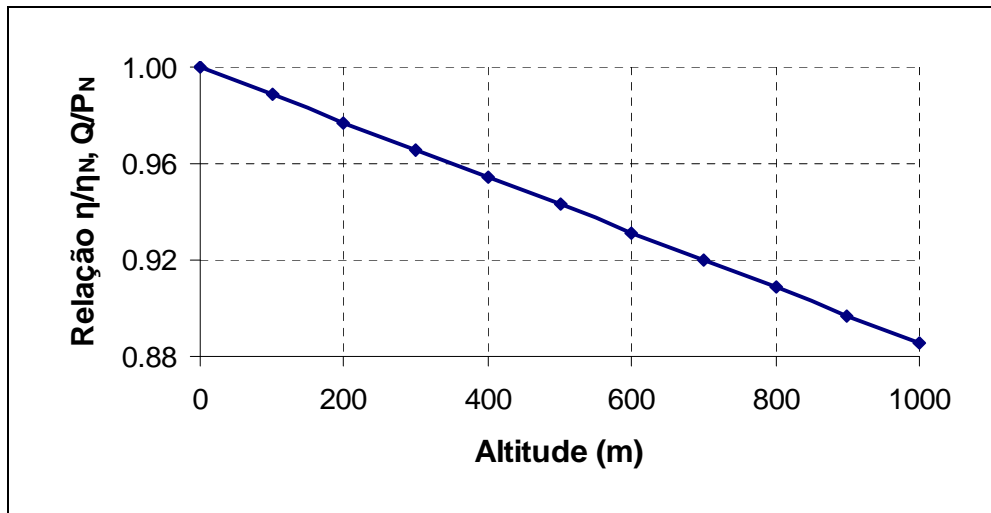


Gráfico 3.4 - Variação das potência e eficiência nominais de TG com a altitude
Fonte: Tolmasquim (2003).

3.4.1.5 Influência da Umidade

A umidade ambiente tem pouco efeito sobre a eficiência nominal da TG, atingindo uma redução da ordem de 1%, para condições ambientes de extremo calor e umidade (TOLMASQUIM, 2003).

3.4.2 Características Técnicas de Motores a Gás

Os motores a gás tipicamente empregados em cogeração apresentam rotação média (entre 400 e 2.000 rpm), sendo que estão disponíveis no mercado brasileiro com potência nominal máxima de 5 MW (TOLMASQUIM, 2003). A Tabela 3.4 exhibe alguns dados técnicos de motores a gás disponíveis no mercado brasileiro.

Tabela 3.4 - Dados Técnicos de Motores a Gás sob condições ISO (continua)

Potência Elétrica (kW)	Eficiência Elétrica Nominal (%)
100	28,1
395	33 a 39
450	30,3
560	33,6
600	33 a 39
770	33 a 39
900	30,9
1.450	29,9
1.540	33 a 39

Potência Elétrica (kW)	Eficiência Elétrica Nominal (%)
2.160	33 a 39
2.880	33 a 39
3.050	33 a 39
4.100	40

Fonte: Tolmasquim (2003).

De modo geral, motores a gás apresentam eficiência elétrica maior do que aquela verificada em turbinas a gás: na faixa de 32% a 40% para os primeiros, contra de 22% a 35% para esses últimos (UTFPR, 2007). Todavia, esta vantagem é relativa apenas para processos em que a relação EE/ET é alta; isto é, a demanda por vapor é menor do que a necessidade de energia elétrica.

Os motores a gás apresentam (TOLMASQUIM, 2003) as seguintes vantagens adicionais:

- a) construção modular, o que permite a instalação rápida e flexibilidade do projeto quanto ao aumento gradual da capacidade instalada;
- b) manutenção simples e custo operacional baixo;
- c) equipamentos compactos, o que permite a redução da necessidade de espaço para a instalação da central;
- d) requisição mínima de potência para os equipamentos auxiliares que, assim, podem ser atendidos através de baterias;
- e) partida rápida, o que permite atingir plena carga em tempo inferior a 10s; e
- f) motores bi-combustíveis que, em caso de desabastecimento de gás, conferem maior flexibilidade do sistema.

Motores em sistemas de cogeração operam em regime contínuo, de modo que, além de gerarem energia elétrica, também recuperam o calor contido na água de refrigeração circulante no bloco do motor, na água que refrigera o ar comprimido do turbo alimentador de motores turbo alimentado, no óleo de lubrificação e nos gases de escape e pela radiação (TOLMASQUIM, 2003).

Tanto a potência quanto a eficiência nominais dos motores são afetadas pela razão de compressão e pelo rendimento volumétrico dos equipamentos. Desta forma, os valores nominais dos motores a gás são afetados por fatores operacionais, tais como o fator de carga, a temperatura ambiente, a perda de carga e a altitude, de forma que se

torna necessário a correção dos valores informados sob condições ISO pelos fabricantes.

4.3.2.1 Influência da Operação sob Carga Parcial

Os motores são projetados para atender a uma determinada potência (dita nominal), tomando, como referência ao processo de otimização, os parâmetros operacionais do motor (TOLMASQUIM, 2003). O Gráfico 3.5 exibe a relação η/η_N em função da relação Q/P_N entre a carga suprida Q e a potência nominal P_N do motor.

3.4.2.2 Influência da Altitude

Tanto a potencia útil quanto a eficiência dos motores tem seus valores nominais reduzidos pelo aumento da altitude, uma vez que à medida que esta cresce, diminui a pressão atmosférica, o que acarreta a redução do volume específico do ar, com a conseqüente redução da razão de compressão e do rendimento volumétrico (TOLMASQUIM, 2003). O Gráfico 3.6 exibe as relações η/η_N e Q/P_N em função da altitude para motores naturalmente aspirados e turbo alimentados⁽¹⁰⁴⁾.

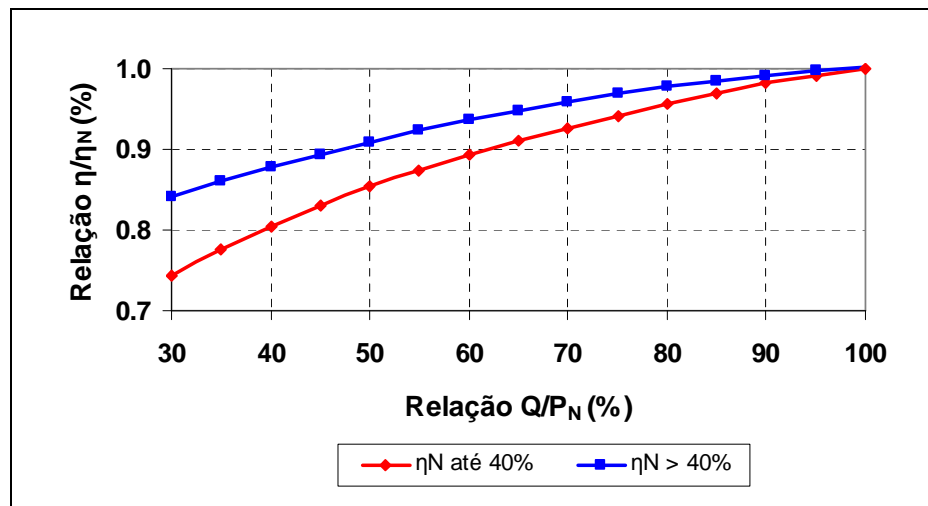


Gráfico 3.5 - Relação η/η_N para motores a GN operando sob carga parcial (Q/P_N)
Fonte: Tolmasquim (2003).

¹⁰⁴ Turbo alimentadores são compressores movidos por pequenas turbinas acionadas pelos gases de exaustão do motor, que fornecem aos cilindros do motor ar para a combustão com pressão acima da pressão atmosférica, melhorando a eficiência elétrica desses equipamentos (TOLMASQUIM, 2003).

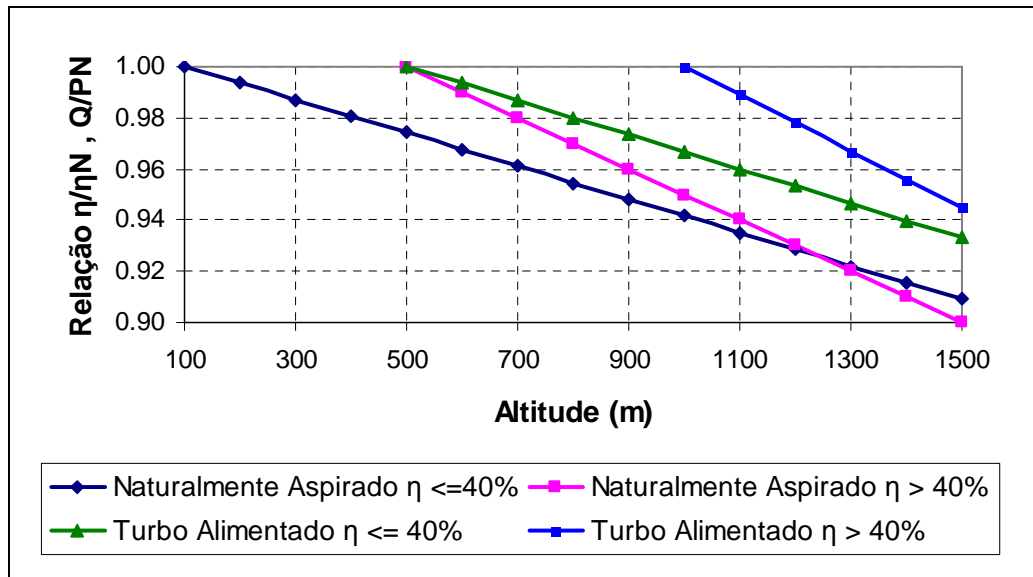


Gráfico 3.6 - Variação η/η_N e Q/P_N e para motores a GN com a altitude
Fonte: Tolmasquim (2003).

3.4.2.3 Influência da Temperatura

Aumento de temperatura implica na redução do volume específico do ar, que determina a diminuição do rendimento volumétrico e, conseqüentemente, a redução na eficiência e na potencia nominais disponíveis (TOLMASQUIM, 2003). O Gráfico 3.7 exhibe as relações η/η_N e Q/P_N em função da temperatura.

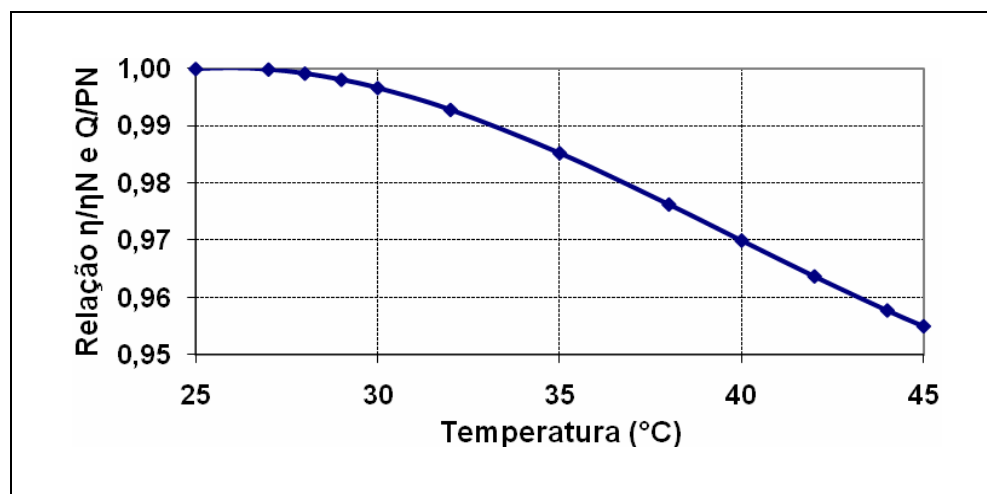


Gráfico 3.7 - Variação η/η_N e Q/P_N para motores a GN com a temperatura
Fonte: Tolmasquim (2003).

3.4.2.4 Influência da Perda de Carga na Aspiração

A perda de carga nos condutos de aspiração provoca a redução da pressão interna nos cilindros, o que implica na redução da razão de compressão, e, conseqüentemente, na redução dos valores nominais (TOLMASQUIM, 2003). O Gráfico 3.8 exhibe as relações η/η_N e Q/P_N em função da perda de carga na aspiração.

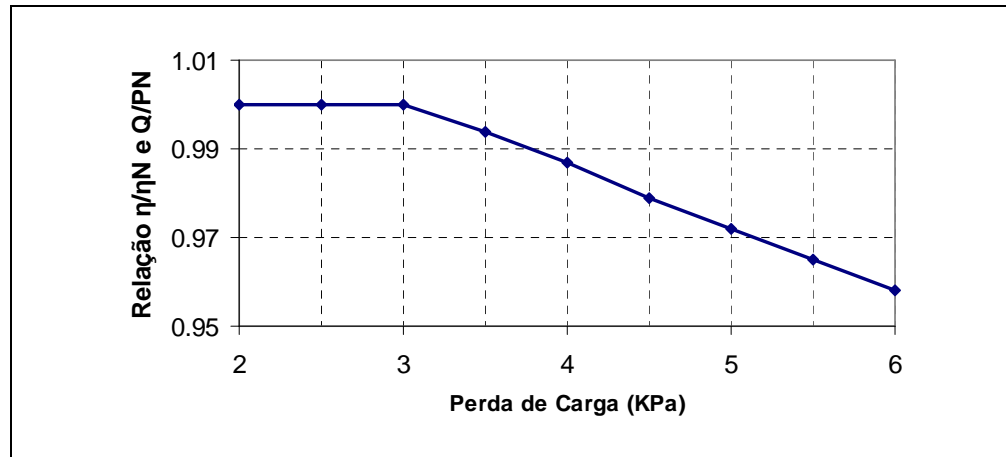


Gráfico 3.8 - Relações η/η_N e Q/P_N para MG com a perda de carga na aspiração
Fonte: Tolmasquim (2003).

3.4.3 Operação e Manutenção (O&M)

Custos de O&M em turbinas a gás decorrem de testes nas instalações visando à avaliação do desempenho quanto ao consumo de combustível, “*heat hate*”⁽¹⁰⁵⁾, análise de vibração e manutenção preditiva⁽¹⁰⁶⁾. A prática operacional da instalação interfere nesses custos, de forma que aquelas que operam por longos períodos com carga próxima à nominal ou usem combustíveis gaseificados apresentam, via de regra, mais paradas para manutenção do que a média (TOLMASQUIM, 2003). Os Gráficos 3.9 e 3.10 exibem, respectivamente, os custos fixo anual (em US\$/kW) e variável (em US\$/MWh) em uma instalação baseada em turbinas a gás, tomando como base 8000 horas de operação anual⁽¹⁰⁷⁾.

¹⁰⁵ Ou taxa de consumo de calor - (HR) representa a energia térmica E_T necessária para que o gerador produza 1kWh de energia elétrica (TOLMASQUIM, 2005) e nada mais é do que o inverso da eficiência térmica da planta.

$$E_T \text{ (kJ)} \longrightarrow \boxed{\text{UT}} \longrightarrow 1 \text{ (kWh)}$$

Uma vez que HR seja informado em kJ/kWh, a eficiência é calculada por:

$$\eta = \frac{3600}{\text{HR}}$$

¹⁰⁶ Após 3,5 anos de funcionamento, a Turbina deve ser submetida a uma revisão total (TOLMASQUIM, 2003).

¹⁰⁷ O que corresponde a aproximadamente 333 dias de operação por ano ou 32 dias anuais de manutenção.

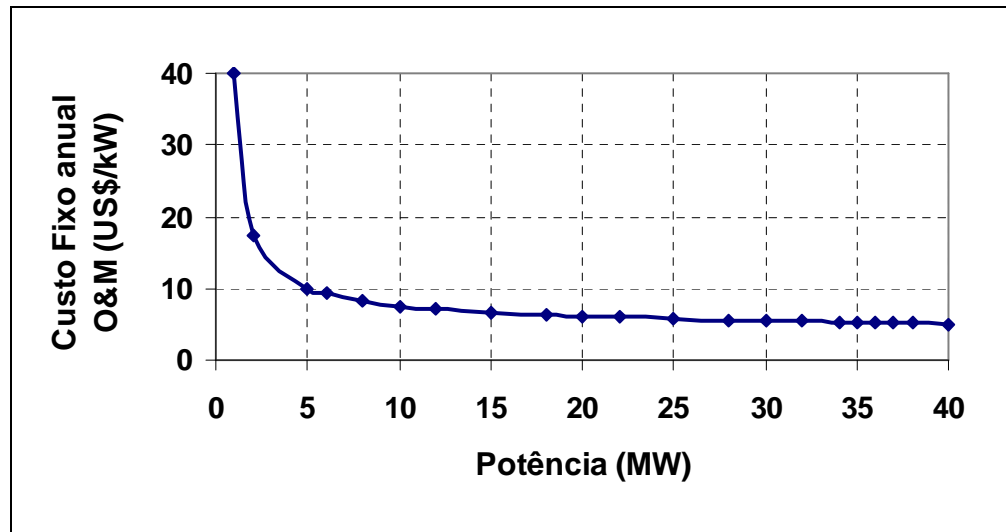


Gráfico 3.9 - Custo de O&M Fixo anual para turbinas a gás
Nota: Elaboração própria baseado em Tolmasquim (2003).

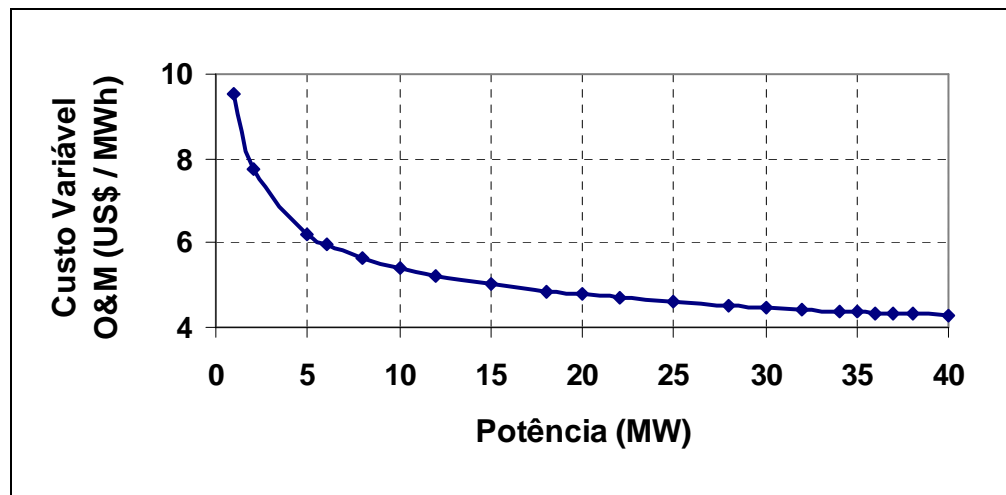


Gráfico 3.10 - Custo de O&M Variável para turbinas a gás
Nota: Elaboração própria baseado em Tolmasquim (2003).

Para os motores a gás, os custos de O&M resultam também de inspeções de rotina, ajustes e reposição de óleo⁽¹⁰⁸⁾ e fluídos refrigerantes, com a recomendação de parada para manutenção a cada intervalo entre 12.000 a 15.000 horas de funcionamento. Os Gráficos 3.11 e 3.12 exibem, respectivamente, os custos em US\$/MWh e US\$/kW de uma instalação baseada em motores a gás, tomando como base 8.000 horas de operação anual

¹⁰⁸ Via de regra, a análise do óleo é realizada durante a manutenção preventiva do equipamento (TOLMASQUIM, 2003).

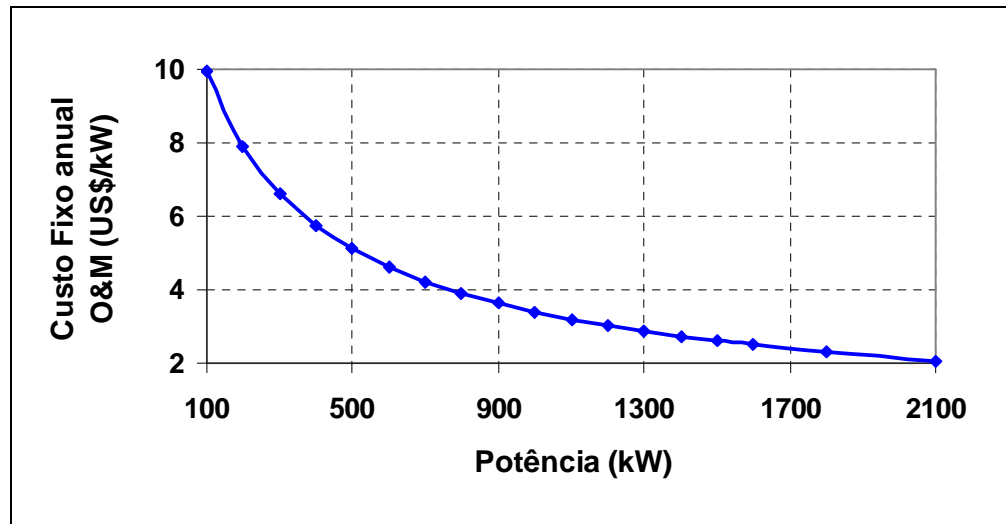


Gráfico 3.11 - Custo de O&M Fixo anual para motores a gás
Nota: Elaboração própria baseado em Tolmasquim (2003).

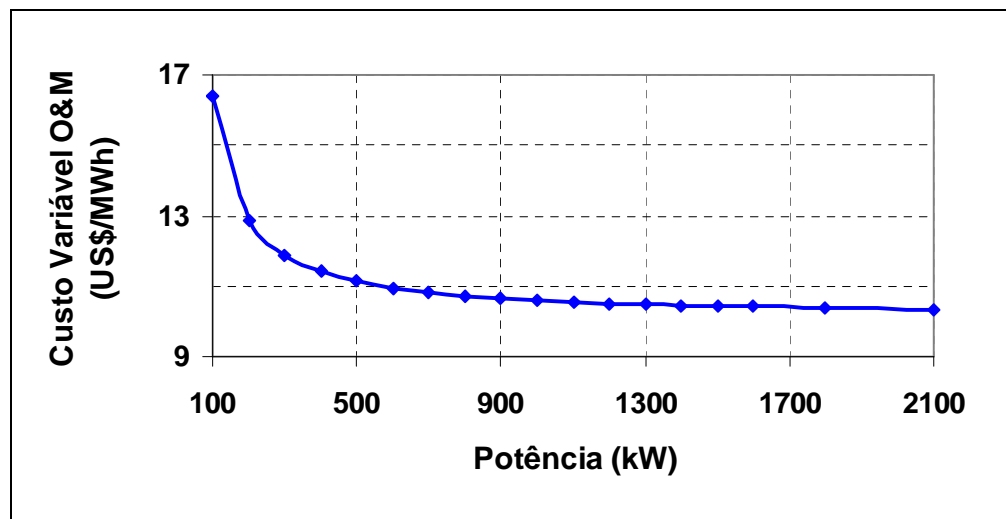


Gráfico 3.12 - Custo de O&M Variável para motores a gás
Nota: Elaboração própria baseado em Tolmasquim (2003).

3.5 ASPECTOS ECONÔMICOS DE TURBINAS E MOTORES A GÁS NATURAL

O montante a ser investido em uma instalação básica de cogeração compõe-se de:

- a) Custos de Equipamentos: relativos à aquisição do turbo-gerador, dos sistemas de recuperação de calor, queima suplementar, exaustão de gás, circulação de água e vapor assim como a conexão com as unidades produtivas, combustão e ventilação de ar, o controle e interconexão com a rede elétrica, etc.;

- b) Custos de Instalação: relacionados às licenças ambiental, de instalação e de operação, bem como aqueles decorrentes da compra do terreno e das obras civis e de instalação do equipamento; e
- c) Custo do Projeto: associados aos projetos arquitetônico e de engenharia, estudos de impactos ambientais, treinamento, etc. (TOLMASQUIM, 2003).

Plantas com maior eficiência elétrica apresentam maior complexidade, ensejando custos fixos mais elevados. Por sua vez, alguns destes custos, tais como mão-de-obra, carga tributária e seguro, são fortemente influenciadas por fatores locais. Desta forma, os custos de capital de turbinas variam segundo os requisitos do local da instalação e da conjuntura do mercado.

A Tabela 3.5 resume os principais itens de custos formadores do custo unitário de capital instalado para turbina a gás. Por sua vez, a Tabela 3.6 apresenta os custos percentuais médios dos componentes de instalações de cogeração com turbina a gás.

Tabela 3.5 - Porcentual de participação dos itens de custos na formação do custo unitário de capital de instalação de turbinas a gás

Item do Custo	Custo Unitário de Capital (%)				
	1 MW	5 MW	10.8 MW	23.3 MW	46.5 MW
Turbo Gerador	33.3	42.6	44.7	44.5	49
Equipamentos Elétricos	9.1	7.6	6.5	5.9	4.9
Outros Equipamentos	8.8	6.4	5.9	6.9	6.2
Materiais	8.7	7.2	7.1	7.1	6.8
Mão-de-obra	21	18.4	18.1	18.1	15.5
Instalações Gerais	2.9	2.7	2.7	2.7	2.7
Engenharia e Taxas	2.9	2.7	2.7	2.7	2.7
Custos Financeiros	13.3	12.4	12.2	12.2	12.2

Fonte: Tolmasquim (2003).

Tabela 3.6 - Porcentual de participação dos itens de custos na formação do custo unitário de capital de instalação de cogeração com turbinas a gás

Item de Custo	Custo Unitário de Capital (%)				
	1 MW	5 MW	10,8 MW	23,3 MW	46,5 MW
Instalação da Turbina	43.4	58.4	62.1	62.1	66.0
Caldeira de Recuperação	19.7	9.7	8.5	8.5	9.1
Tratamento de água	2.3	2.8	2.2	1.7	1.0
Equipamentos Elétricos	11.8	10.4	9.0	8.2	6.6
Outros Equipamentos	11.4	8.8	8.2	9.5	8.2
Materiais	11.3	9.9	9.9	9.9	9.1
Custos Financeiros	13.3	12.4	12.2	12.2	12.2

Fonte: Tolmasquim (2003).

Baseado na Tabela 3.5, o Gráfico 3.13 exibe o porcentual de participação do turbo gerador no custo total da instalação da turbinas. Já o Gráfico 3.14, por sua vez baseado nos dados da Tabela 3.6, mostra a participação porcentual da instalação da turbina perante o custo da instalação de cogeração.

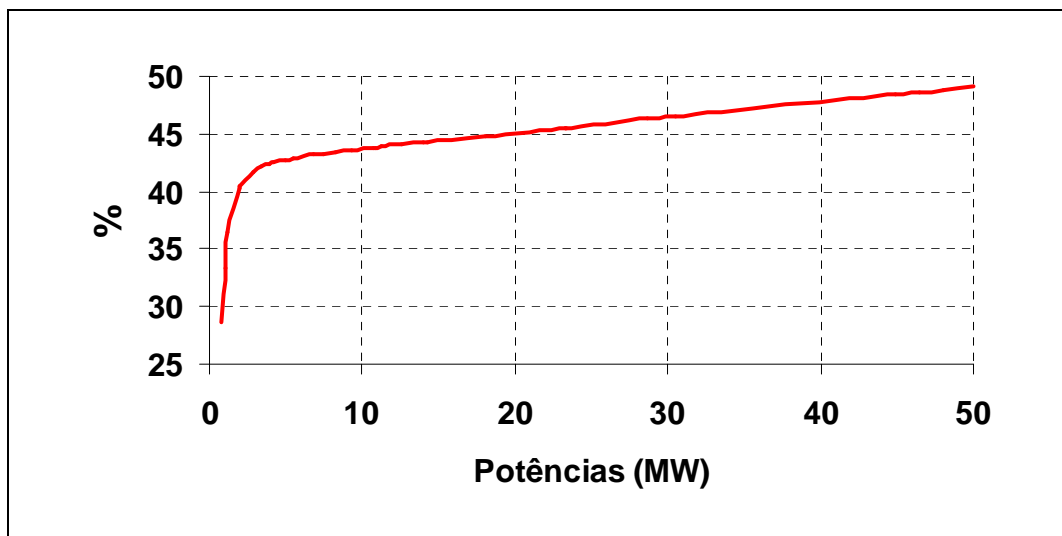


Gráfico 3.13 - Participação porcentual do Turbo Gerador na instalação da turbina
Nota: Elaboração própria baseado em Tolmasquim (2003).

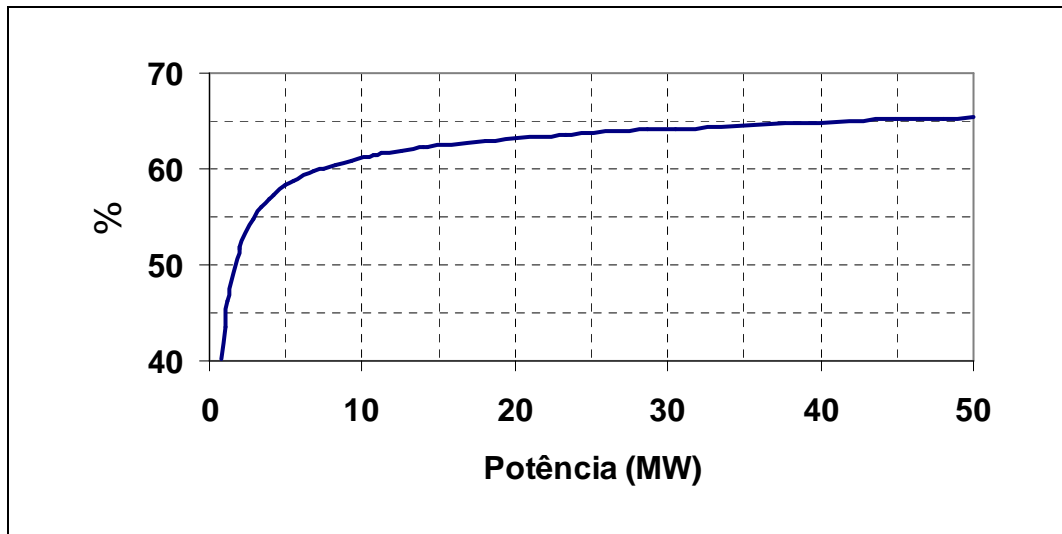


Gráfico 3.14 - Participação percentual da instalação da turbina no custo total da instalação de cogeração

Nota: Elaboração própria baseado em Tolmasquim (2003).

Normalmente, o custo do equipamento é referido a valores FOB⁽¹⁰⁹⁾, em função da potência elétrica instalada (kW). O custo total do equipamento – CT_E (em US\$/kW) é computado conforme se segue (TOLMASQUIM, 2003):

- a) P_{RF} → preço FOB do equipamento (US\$/kW);
- b) Frete Marítimo (FRT) → alíquota de 3% sobre o Preço FOB⁽¹¹⁰⁾;
- c) Adicional de Marinha Mercante (AMM) → alíquota de 25% sobre o FRT;
- d) Preço CF → correspondente à soma de PRF, FRT e AMM;
- e) Seguros (SEG) → alíquota de 1,5% sobre o preço CF;
- f) Preço CIF → correspondente à soma de CF e SEG;
- g) Imposto de Importação (IIMP) → alíquota variável de acordo com o equipamento, aplicada sobre o preço CIF;
- h) Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) → alíquota de 5% sobre o preço CIF acrescido de IIMP;
- i) Imposto sobre a Circulação de Mercadorias (ICMS) → alíquota de 18% sobre a soma do preço CIF, IIMP e IPI; e
- j) Custos Diversos (CD) → entre 3,5 e 4,0% do Preço FOB, relativos aos custos alfandegários e despesas com guias de importação, despachantes e serviços aduaneiros.

¹⁰⁹ *Free on Board* (FOB) – → modalidade de exportação válida para o transporte marítimo, pela qual o exportador assume os riscos até o momento em que a mercadoria, desembaraçada para exportação, tenha cruzado a amurada do navio no porto de embarque. Desta forma, os custos do seguro internacional, do transporte internacional, do desembarque e das formalidades alfandegárias no país de destino são atribuições do importador (SCHUALM, 2008).

¹¹⁰ Estima-se que o custo do transporte aéreo de peças sobressalentes esteja entre 3 e 5 US\$ (TOLMASQUIM, 2003)

A Tabela 3.7 resume o fator de ajuste F_A a ser aplicado ao preço FOB dos equipamentos de geração de energia Elétrica.

Tabela 3.7 - Fator de acréscimo ao Preço FOB dos equipamentos de geração a título de impostos e taxas

Origem do Equipamento	Fator de Ajuste (F_A)
Importado (com Imposto de Importação)	0,62 a 0,71
Importado (sem Imposto de Importação)	0,36 a 0,37
Nacional	0,24 a 0,27

Fonte: Tolmasquim (2003).

As Tabelas 3.8 e 3.9 exibem o preço FOB (US\$/kW) de turbinas e motores a gás natural, respectivamente.

Tabela 3.8 - Preço FOB (R\$/kW) de Turbinas a Gás Natural

Potência (MW)	Investimento (US\$-FOB / kW)
1,1	741
1,6	698
3,7	483
3,9	478
4,2	476
4,4	435
4,6	564
5,6	501
6,2	467
8,8	486
10,0	460
11,6	490
12,7	466
12,8	452
13,4	514
14,6	329
14,8	418
16,4	489
19,7	523
20,3	281
21,8	436
22,2	428
24,6	410
25,3	440
25,6	430
26,8	280
27,2	222
28,3	272
29,8	191

Fonte: Tolmasquim (2003).

Tabela 3.9 - Preço FOB (R\$/kW) de Motores a Gás Natural

Potencia (kW)	Investimento (US\$-FOB / kW)
100	650,0
395	600,0
450	786,2
560	553,2
600	550,0
770	550,0
900	525,8
1.450	559,5
1.540	570,0
2.160	640,0
2.880	640,0
3.050	640,0

Fonte: Tolmasquim (2003).

Tendo por base os valores indicados nas Tabelas 3.8 e 3.9, os Gráficos 3.15 e 3.16 exibem, respectivamente, o custo total (FOB) das turbinas e motores a gás natural.

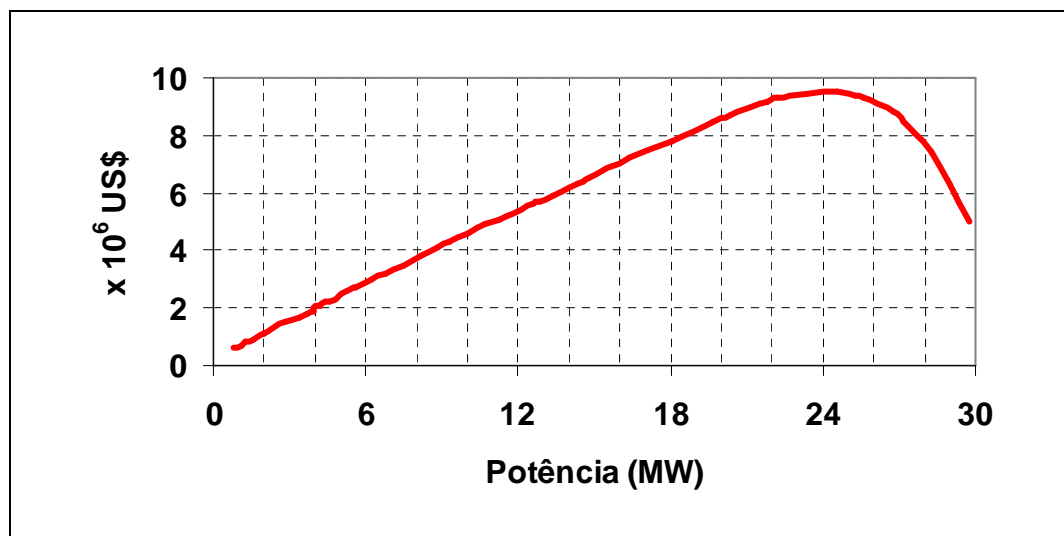


Gráfico 3.15 - Custo Total (FOB) de turbinas a GN (em milhões de US\$)

Nota: Elaboração própria baseado em Tolmasquim (2003).

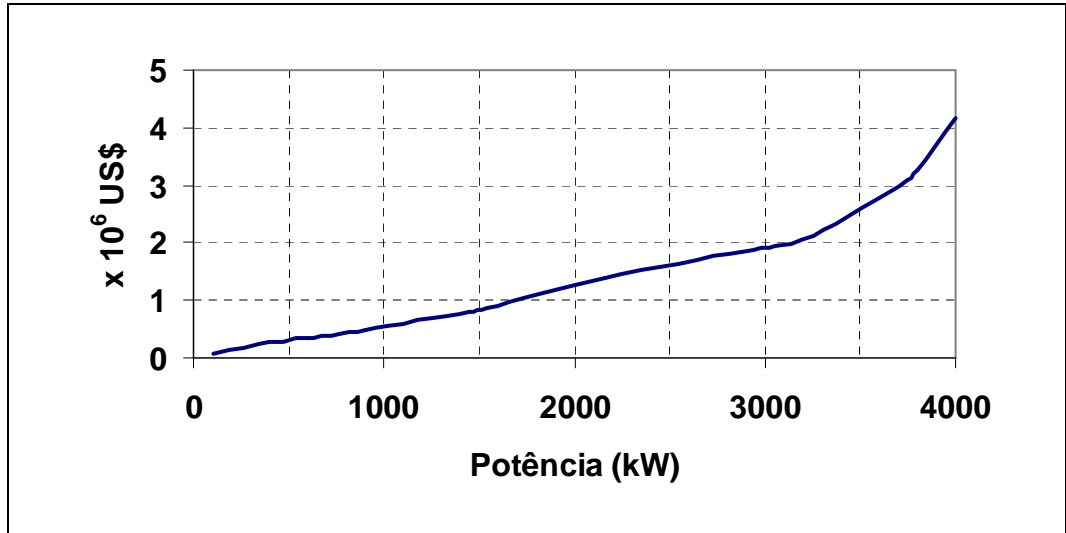


Gráfico 3.16 - Custo Total (FOB) de motores a GN (em milhões de US\$)
Nota: Elaboração própria baseado em Tolmasquim (2003).

4 MODELAGEM ENERGÉTICA DE UNIDADES CONSUMIDORAS ATENDIDAS PRÉ-COGERAÇÃO E SOB COGERAÇÃO

Tecnicamente, a definição do projeto de cogeração consiste na escolha dos arranjos das máquinas e dos equipamentos de geração que melhor atendam às demandas de energia para a central em tela, tendo por base a estratégia operacional desejada pelo cliente (BALESTIERI, 2002). Desta forma, a decisão de implementar um projeto de cogeração depende substancialmente de informações relativas aos custos de investimento, da operação e manutenção (O&M), dos índices de confiabilidade e emissão de poluentes, da relação potência/calor e eficiência do equipamento. Por sua vez, a literatura apresenta os custos de investimentos em função da potência instalada (em kW), enquanto os custos de O&M dependem da energia elétrica gerada (em MWh). Uma vez que apenas o cliente conhece com profundidade os aspectos operacionais e os custos de oportunidade do negócio dele, somente ele tem acesso aos parâmetros necessários à realização de um estudo completo, tanto sob o ponto de vista técnico quanto econômico-financeiro, que lhe permita decidir pela migração ou não para uma instalação de cogeração.

Neste trabalho, o modelo de avaliação proposto visa a identificar a viabilidade econômica da implantação de um projeto de cogeração sob paridade elétrica, utilizando-se gás natural como combustível. Para tal, considera-se que a viabilidade do projeto decorra do Benefício Econômico (BE) auferido pela migração, benefício este que é avaliado contrapondo-se as receitas (R_{SCO}) e as despesas (D_{SCO}) decorrentes da instalação, conforme exposto na Equação 4.1.

$$BE = R_{SCO} - D_{SCO} \quad (4.1)$$

Tanto a receita quanto as despesas são computadas anualmente: a receita segundo a Equação 4.2, enquanto as despesas, por intermédio da Equação 4.3.

$$R_{SCO} = C_{ATU} + R_{EX} + C_{EV} \quad (4.2)$$

$$D_{SCO} = I_{COG} + C_{SCO} \quad (4.3)$$

onde:

- C_{ATU} → Custo da energia utilizada pela UC sem cogeração (R\$);
- R_{EX} → Receita (Adicional) oriunda da produção de excedentes (R\$);
- C_{EV} → Custo evitado de Perdas devidas à falta de Energia Elétrica (R\$).
- I_{COG} → Investimento na planta de cogeração (R\$); e

- C_{SCO} → Custos operacionais com o sistema de cogeração (R\$);

As próximas duas seções descrevem a simplificação assumida nesta tese de como se dá o aproveitamento energético pela Unidade Consumidora: a Seção 4.1 descreve o modelo de como a UC é atendida antes da migração, enquanto a Seção 4.2 descreve o modelo utilizado na cogeração a GN. A Seção 4.3 apresenta como é feita a análise econômica da configuração de cogeração proposta. Por fim, a Seção 4.4 descreve a aplicação desenvolvida para operacionalizar o modelo proposto.

4.1 MODELAGEM DA UNIDADE CONSUMIDORA SEM COGERAÇÃO

O modelo para uma UC sem cogeração é exibido a Figura 4.1. Ele assume que a energia elétrica (E) seja fornecida à UC pela concessionária local de distribuição e que, opcionalmente, energia elétrica (E_{MOD}) e energia térmica complementares (E_{CB}) lhe sejam disponibilizadas através de uma fonte de combustível alternativa.

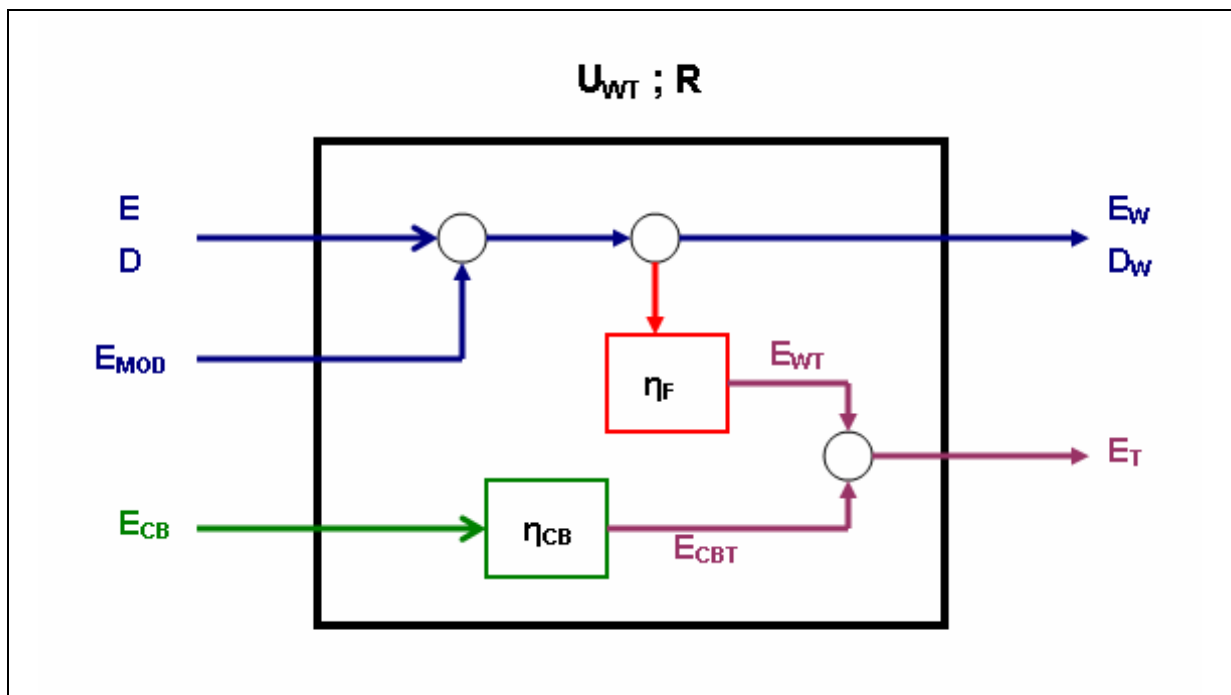


Figura 4.1 - Modelo energético de uma Unidade Consumidora SEM Cogeração
Nota: Elaboração própria.

Os elementos inseridos na Figura 4.1 são:

- E → Energia Elétrica mensal⁽¹¹¹⁾ (em kWh) registrada na UC;
- D → Demanda máxima mensal (em kW) registrada na UC;

¹¹¹ A avaliação financeira utiliza os valores calculados em base mensal multiplicados por 12 (meses).

- c) U_{WT} → Percentual da Energia Elétrica consumida na UC que é utilizada na Geração de Energia Térmica (frio ou calor);
- d) E_W → Energia Elétrica mensal (em kWh) que é utilizada na produção de Trabalho Mecânico na UC;
- e) D_W → Potência mensal máxima (em kW) que é utilizada na produção de Trabalho Mecânico na UC;
- f) E_{WT} → Parcela da Energia Elétrica mensal (em kWh) disponibilizada pela UC para atendimento da Energia Térmica consumida na UC;
- g) E_{MOD} → Energia elétrica mensal (em kWh) gerada na UC para a modulação⁽¹¹²⁾ da carga da UC (R\$);
- h) E_{CBT} → Energia Térmica mensal (em kWh) disponibilizada à UC pelo combustível alternativo;
- i) E_T → Energia Térmica mensal (em kWh) consumida pela UC; e
- j) R → Relação (%) entre a Energia Elétrica Útil (E_W) e a Energia Térmica (E_T) verificada na UC.

A partir dessas informações pode-se calcular o custo da energia utilizada pela UC sem cogeração C_{ATU} , (vide Equação 4.2), através da Equação 4.5.

$$C_{ATU} = C_{EE} + C_{MOD} + C_{CMB} + C_{BO\&M} \quad (4.5)$$

onde:

- C_{EE} → Crédito disponível ao cliente quando da suspensão da compra de Energia Elétrica à concessionária (R\$);
- C_{MOD} → Crédito disponível ao cliente devido à suspensão da aquisição de combustível utilizado na geração de energia elétrica utilizada na modulação da carga da UC (R\$);
- C_{CMB} → Crédito disponível ao cliente devido à suspensão da aquisição de combustível utilizado na geração de energia térmica complementar para a UC (R\$); e
- $C_{BO\&M}$ → Crédito disponível ao cliente devido à suspensão dos custos de O&M do combustível utilizado na geração de C_{CMB} (R\$).

¹¹² Diz-se que uma UC modula a carga (no horário de ponta) quando, para fugir do alto custo da energia neste horário, ela reduz substancialmente o consumo de energia elétrica oriundo da concessionária neste posto horário, seja reduzindo a produção ou substituindo-a por geração própria.

O Custo (evitado) de aquisição de Energia Elétrica à concessionária – C_{EE} é calculado segundo o disposto na Equação 2.4.

Por sua vez, o custo da energia gerada na ponta – C_{MOD} é calculado segundo a Equação 4.6:

$$C_{MOD} = PR_{MOD} \times E_{MOD} \quad (4.6)$$

onde PR_{MOD} é o preço da energia gerada no horário de ponta (em R\$/MWh).

Os valores de E_W , D_W e E_{WT} são estabelecidos na Equação 4.7, Equação 4.8 e Equação 4.9, respectivamente:

$$E_W = (1 - U_{WT}) \times E \quad (4.7)$$

$$D_W = (1 - U_{WT}) \times D \quad (4.8)$$

$$E_{WT} = U_{WT} \times E \quad (4.9)$$

Substituindo E_W dado pela Equação 4.7 na relação que define R , obtemos E_T conforme a Equação 4.10.

$$E_T = \frac{E_W}{R} \quad (4.10)$$

Substituindo os valores de E_{WT} e E_T dados pela Equação 4.7 e Equação 4.10 em $E_{CBT} = E_T - E_{WT}$, obtemos as Equações 4.11, 4.12 e 4.13, que determinam, respectivamente, a energia mensal fornecida pelo combustível alternativo – E_{CB} (em kWh), os custos mensais – C_{CMB} (em R\$) e de O&M – $CB_{O\&M}$ (em R\$) do combustível alternativo:

$$E_{CB} = \frac{E_{CBT}}{\eta_{CB}} = \frac{1 - U_{WT} \times (1 + R \times \eta_F)}{R \times \eta_{CB}} \times E \quad (4.11)$$

$$C_{CMB} = 860 \times \frac{P_{CB}}{PCI_{CB}} \times E_{CB} \quad (4.12)$$

$$CB_{O\&M} = PB_{O\&M} \times \frac{E_{CB}}{1000} \quad (4.13)$$

onde:

- η_{CB} → Índice de aproveitamento da energia do combustível alternativo (%);
- η_F → Índice de aproveitamento da energia elétrica (COP)⁽¹¹³⁾ na produção de Frio ou Calor (%);
- P_{CB} → Preço (em R\$ por unidade de massa ou volume) do combustível;
- PCI_{CB} → Poder Calorífico Inferior (em kcal por unidade de massa ou volume) do combustível alternativo utilizado na UC; e
- $PB_{O\&M}$ → Custo de O&M unitário (R\$/MWh) do combustível alternativo utilizado na UC.

4.2 MODELAGEM DA UNIDADE CONSUMIDORA COM COGERAÇÃO

O modelo para a UC com cogeração a Gás Natural é exibido a Figura 4.2. Nele, a unidade de cogeração atende às necessidades de energia E_W (D_W) e E_T anteriormente disponibilizadas pela concessionária local de distribuição de energia elétrica e pelo combustível alternativo.

Os elementos exibidos na Figura 4.2 são:

- a) MqG → Máquina principal de Cogeração a GN (Turbina, Motor ou Microturbina);
- b) $CldC$ → Caldeira Convencional;
- c) $CldR$ → Caldeira de Recuperação;
- d) η_W → Eficiência operacional de MqG resultante das condições ambientais (%);
- e) P_W → Potência operacional de MqG resultante das condições ambientais (kW);
- f) R_{WT} → Relação entre a Energia Elétrica Útil (E_W) e a Energia Térmica (E_T) disponibilizada por MqG sob condições ISSO (%);
- g) E_E → energia mensal equivalente de GN necessária para atender à demanda de energia mecânica E_W da UC (kWh),
- h) E_{CC} → energia mensal equivalente de GN disponibilizada à $CldC$ para complementar a demanda de energia térmica E_T da UC (em kWh);
- i) E_{CR} → energia mensal equivalente de calor entregue por MqG à $CldR$ (kWh);

¹¹³ Coeficiente de Performance (COP) é a relação entre o calor retirado do sistema e a quantidade de trabalho realizado (TOLMASQUIM, 2003).

j) $V_G \rightarrow$ Volume diário total de GN consumido pela UC (m^3), resultante da soma de:

- $V_{G1} \rightarrow$ Volume diário de GN consumido pela MqG (m^3) na produção de E_E ; e
- $V_{G2} \rightarrow$ Volume diário de GN consumido pela CIdC (m^3) na produção de E_{CC} ;

k) $\eta_{CC} \rightarrow$ Rendimento da Caldeira Convencional (%); e

l) $\eta_{CR} \rightarrow$ Rendimento da Caldeira de Recuperação (%).

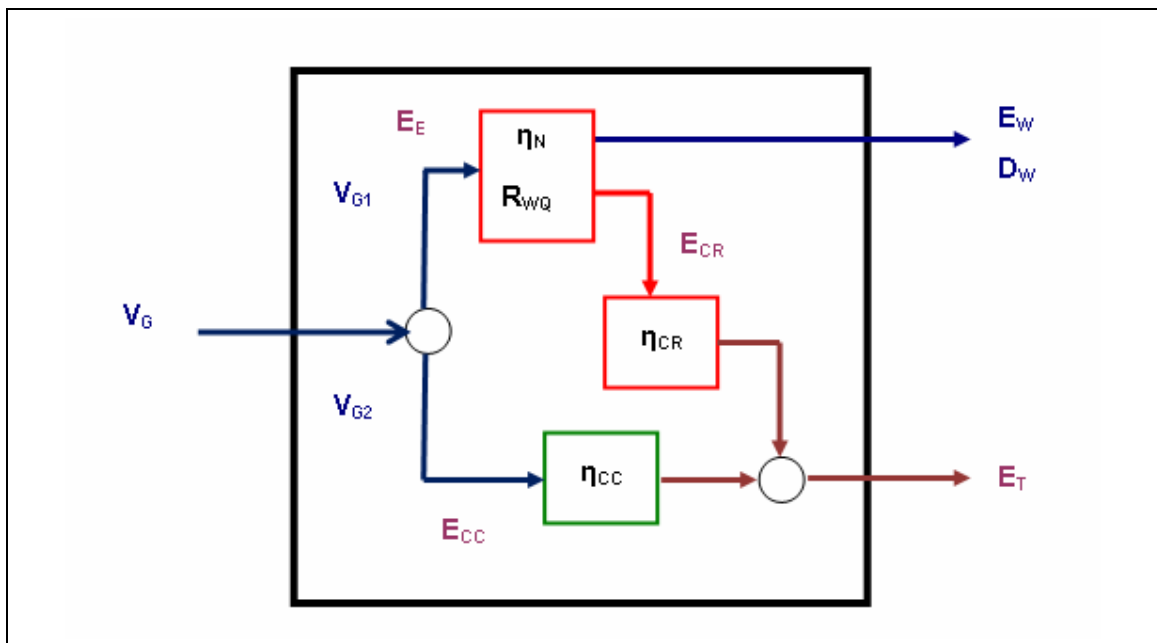


Figura 4.2 - Modelagem de uma Unidade Consumidora COM Cogeração
Nota: Elaboração própria.

A partir dessas informações pode-se calcular o custo do Investimento na planta de cogeração I_{COG} e os custos operacionais com o sistema de cogeração C_{SCO} (vide Equação 4.3) através da Equação 4.14 e da Equação 4.15, respectivamente.

$$I_{COG} = C_{COG} + C_{EQS} + C_{DUTO} \quad (4.14)$$

$$C_{SCO} = C_{GN} + C_{O\&M} + C_{RC} \quad (4.15)$$

onde:

- $C_{COG} \rightarrow$ Custo da instalação de cogeração (R\$);
- $C_{EQS} \rightarrow$ Custo em equipamentos secundários (R\$);
- $C_{DUTO} \rightarrow$ Custo (do Duto) para disponibilizar o GN nas instalações da UC (R\$);
- $C_{GN} \rightarrow$ Custo do GN usado na cogeração (R\$);

- $C_{O\&M}$ → Custo de O&M da instalação sob cogeração (R\$); e
- C_{RC} → Custo da Reserva de Capacidade (R\$).

As restrições operacionais⁽¹¹⁴⁾ devido às condições ambientais locais sobre a potência nominal (P_N) e o rendimento nominal (η_N) da Máquina a Gás Natural (MqG) são dadas pelas Equação 4.16 e Equação 4.17, respectivamente:

$$R_P = R_{PT} \times R_{PH} \times R_{PPc} \times R_{PU} \quad (4.16)$$

$$R_\eta = R_{\eta T} \times R_{\eta H} \times R_{\eta CgP} \times R_{\eta Pc} \times R_{\eta U} \quad (4.17)$$

onde:

- R_P, R_η → Restrições operacionais sobre a potência e a eficiência nominal da máquina a GN;
- $R_{PT}, R_{\eta T}$ → Restrições operacionais devido à Temperatura (%);
- $R_{PH}, R_{\eta H}$ → Restrições operacionais devido à Altitude (%);
- $R_{\eta CgP}$ → Restrição devido à operação sob Carga Parcial (%);
- $R_{PPc}, R_{\eta Pc}$ → Restrições operacionais devido à Perda de Carga na Entrada e na Saída da máquina (%); e
- $R_{PU}, R_{\eta U}$ → Restrições operacionais devido à Umidade (%).

Desta forma, para atender à demanda D_W , seleciona-se a primeira máquina a GN na qual a potência nominal (P_N) desta satisfaça à relação

$$P_N \geq P = \frac{D_W}{R_P} \quad (4.18)$$

A eficiência (η_W) da máquina térmica selecionada é então calculada segundo a Equação 4.19:

$$\eta_W = \eta_N \times R_\eta \quad (4.19)$$

onde R_η corresponde à restrição operacional devido às condições ambientais locais a ser aplicada sobre o rendimento nominal (η_N) da Máquina.

¹¹⁴ Entenda-se Restrição como sendo a relação P/P_N ou η/η_N da máquina quando esta opera em condições ambientais diferentes das condições ISO.

Por sua vez, o Preço FOB (P_{RF}) do equipamento principal é majorado por impostos e taxas aplicados, os quais resultam no coeficiente de correção (F_A), cujos valores são repetidos na Tabela 4.1 que, por sua vez, é uma extensão da Tabela 3.7.

Tabela 4.1 - Fator de Ajuste F_A do custo do equipamento devido aos Impostos e Taxas

NX	Equipamento Nacional	de 0,24 a 0,27
Código do Tipo do Equipamento Principal	Status do Equipamento	F_A
IC	Com imposto de Importação	de 0,62 a 0,71
IS	Sem Imposto de Importação	de 0,36 a 0,37

Fonte: Tolmasquim (2003).

O custo total C_{COG} da instalação do projeto é calculado levando-se P_N na Equação 4.20:

$$C_{COG} = \frac{P_{RF}(P_N)}{P_{PTG}} \times \left(\frac{1}{P_{ITB}} + F_A \right) \times \text{CAMBIO} \times D_W \quad (4.20)$$

onde:

- $P_N \rightarrow$ Potência Nominal da Máquina (kW);
- $P_{RF} \rightarrow$ Preço (FOB) do equipamento principal (US\$/kW);
- $P_{PTG} \rightarrow$ Porcentual de participação do Turbo-gerador nas instalações da turbina (segundo Figura 3.21 a);
- $P_{ITB} \rightarrow$ Porcentual de participação das instalações da turbina na instalação de cogeração (segundo Figura 3.21 b);
- $F_A \rightarrow$ Fator de Ajuste segundo o Quadro 4.1; e
- $\text{CAMBIO} \rightarrow$ cambio à época da análise (R\$/US\$).

Para Microturbinas e Motores a Gás, utiliza-se o valor de R_{WT} indicado na Tabela 4.2. Para Turbinas a GN, calcula-se R_{WT} de acordo com a Equação 4.21, utilizando as informações constantes na Tabela 3.5.

$$R_{WT} = \frac{860 \times P_N}{3600 \times V_E \times (T_E - 15) \times C_{AR}} \quad (4.21)$$

onde:

- $C_{AR} \rightarrow$ Calor Específico do Ar, igual a 0,24 kcal/(kg \times °C);

- $V_E \rightarrow$ Vazão nominal (kg/s) dos gases de exaustão da MqG (Quadro 3.4); e
- $T_E \rightarrow$ Temperatura nominal ($^{\circ}\text{C}$) dos gases de exaustão da MqG (Quadro 3.4).

Tabela 4.2 - Relação percentual R_{EQ} entre Energia Elétrica Útil (E_W) e a Energia Térmica (E_T) para Microturbinas e Motores a Gás Natural

Tipo de Equipamento	R_{EQ} (%)
Microturbina	75,9
Motor	87,5

Nota: Baseado em Tolmasquim (2003).

O cálculo de E_E , energia mensal equivalente de GN necessária para atender à demanda de energia mecânica é feito através da Equação 4.22.

$$E_E = \frac{E_W}{\eta_W} \quad (4.22)$$

Por sua vez, a energia mensal equivalente de calor (E_{CR}) entregue pela máquina térmica à caldeira de recuperação obtida por intermédio da Equação 4.23.

$$E_{CR} = \frac{R_{VZ} \times R_{TP}}{R_{WT}} \times E_W \quad (4.23)$$

Finalmente, a energia mensal equivalente de GN (E_{CC}) disponibilizada à Caldeira Convencional para complementar a demanda de energia térmica é determinado pela Equação 4.24:

$$E_{CC} = \frac{E_W}{\eta_{CC}} \times \left\{ \frac{1}{R} - \frac{R_{VZ} \times R_{TP} \times \eta_{CR}}{R_{WT}} \right\} \quad (4.24)$$

onde:

- $R_{VZ} \rightarrow$ Restrição na vazão dos gases de exaustão devido à operação sob carga parcial inferior à nominal (%);
- $R_{TP} \rightarrow$ Restrição na temperatura dos gases de exaustão devido à operação sob carga parcial inferior à nominal (%);

Considerando-se que $1 \text{ kWh} = 860 \text{ kcal}$, o volume diário V (em m^3) de GN equivalente ao fornecimento da quantidade mensal⁽¹¹⁵⁾ de energia E (em kWh) é calculado pela Equação 4.25:

$$V = 28,7 \times \frac{E}{\text{PCI}_{\text{GN}} \times \eta} \quad (4.25)$$

onde:

- $\text{PCI}_{\text{GN}} \rightarrow$ Poder Calorífico Inferior do GN (kcal/m^3); e
- $\eta \rightarrow$ Rendimento da Máquina (%).

Desta forma, determina-se V_G através da Equação 4.26:

$$V_G = V_{G1} + V_{G2} \quad (4.26)$$

onde:

- $V_{G1} \rightarrow$ volume diário (m^3) obtido utilizando-se E_E na Equação 4.25; e
- $V_{G2} \rightarrow$ volume diário (m^3) obtido pela substituição de E por E_{CC} na Equação 4.25.

O custo mensal C_{GN} é enfim calculado considerando-se o consumo V_G na tabela de preços da concessionária local de distribuição de GN.

O custo C_{EQS} relativo às caldeiras de recuperação (em instalações de cogeração com microturbinas ou motores a gás) ou convencional é determinado segundo a Equação 4.27.

$$C_{\text{EQS}} = D_{\text{CR}} \times P_{\text{CR}} + D_{\text{CC}} \times P_{\text{CC}} \quad (4.27)$$

$$D = \frac{E}{30 \times H_T \times \text{FC}_T} \quad (4.28)$$

onde:

- $D_{\text{CR}} \rightarrow$ demanda (em kW) da caldeira de recuperação CIdR, calculada na Equação 4.28 pela substituição de E por E_{CR} ;
- $D_{\text{CC}} \rightarrow$ demanda (em kW) da caldeira convencional CIdC, calculada na Equação 4.28 pela substituição de E por E_{CC} ;

¹¹⁵ Considerou-se o mês comercial, de 30 dias.

- $P_{CR}, P_{CC} \rightarrow$ preço unitário (US\$/kW) das caldeiras CldR e CldC, respectivamente;
- $FC_T \rightarrow$ Fator de carga Térmico da UC (%); e
- $H_T \rightarrow$ Número de horas em que a Carga Térmica é utilizada na UC.

O custo C_{DUTO} do gasoduto é dado pela Equação 4.29.

$$C_{DUTO} = P_{DUTO} \times L_{DUTO} \times D_{DUTO} \quad (4.29)$$

onde:

- $P_{DUTO} \rightarrow$ preço unitário do duto (US\$/km/pol);
- $L_{DUTO} \rightarrow$ comprimento do duto (km); e
- $D_{DUTO} \rightarrow$ diâmetro do duto (pol).

O custo C_{RC} relativo à contratação da reserva de capacidade é calculado conforme a Equação 2.13. Por sua vez, O custo $C_{O\&M}$ da instalação tem duas componentes:

- a primeira fixa, anual, relacionada à potência nominal da máquina, estabelecida através das relações exibidas nos Gráficos 3.9 e 3.11; e
- a outra variável, associada à produção de energia pela máquina, segundo as relações mostradas nos Gráficos 3.10 e 3.12.

A dificuldade de onseqü-lo fez com que o custo evitado não fosse contemplado, tomando $C_{EV} = 0$ na Equação 4.2.

Nesta tese, a produção de excedente de energia elétrica não é objetivo em si mesmo da cogeração. Todavia, tendo em vista que as máquinas são disponibilizadas com potências discretas (não contínuas) e que elas também são influenciadas pelas condições ambientais onde elas operam, a existência de excedente de energia elétrica (E_X) poderá ser uma realidade.

Por sua vez, o processo produtivo envolvendo o montante consumido de energia térmica na UC não é de inteiro conhecimento da concessionária local de energia elétrica. Desta forma, visando à flexibilização do processo de avaliação, o mapeamento da UC para os modelos operacionais pré-cogeração (Figura 4.1) e com cogeração (Figura 4.2) pode ser feita segundo uma das quatro opções abaixo:

- 1) **GSA:** Corresponde à substituição pura e simples do fornecimento de energia elétrica pela concessionária pelo sistema de cogeração. Desta forma, a cogeração atenderá apenas àquela parcela de energia térmica decorrente da

transformação da energia elétrica suprida pela concessionária. Adicionalmente, a análise não prevê a produção de excedente de energia elétrica durante o processo de cogeração;

- 2) **GSV**: Esta avaliação é semelhante àquela realizada pela opção GSA, com a diferença de que a cogeração poderá produzir algum excedente de energia elétrica;
- 3) **COA**: Esta análise considera que a energia térmica consumida pela UC é suprida em parte pela energia elétrica fornecida pela concessionária e o restante através de uma segunda fonte de energia. Neste caso, as quantidades de energia mecânica (E_w) e energia térmica (E_T) verificadas obedecem à relação $R (= E_w/E_T)$ característica da atividade econômica da UC. A segunda característica desta opção é a não produção de excedente de energia; e
- 4) **COV**: A diferença entre as opções COA e COV consiste na possibilidade desta última produzir algum excedente de energia elétrica.

A grandeza diretamente afetada pela avaliação relativa à geração ou não de excedente é o carregamento da máquina (Ω) e, por extensão, a eficiência operacional (η) desta.

Uma outra grandeza importante na avaliação do carregamento da máquina é o Fator de Carga (FC), definido como sendo a relação entre a demanda média (D) e a máxima demanda (D_{MAX}) verificada em um determinado período (aqui, um ciclo, com o equivalente a 730 horas de fornecimento); Desta forma, FC mede o grau no qual a demanda máxima foi mantida durante o ciclo. Desta forma, apresentar um fator de carga elevado significa:

- a) o aproveitamento racional e o conseqüente aumento da vida útil da instalação elétrica;
- b) a redução do valor de D_{MAX} (demanda de pico); e
- c) a otimização dos investimentos da instalação elétrica.

Em outras palavras, quanto maior o fator de carga, mais racional é o uso da energia por parte da UC.

A Equação 4.31 estabelece o cálculo do Fator de Carga da UC:

$$FC = \frac{D}{D_{MAX}} = \frac{C}{730 \times D_{MAX}} \quad (4.31)$$

onde:

- $C \rightarrow$ Consumo total (em kWh) lido durante o ciclo de atendimento à UC; e
- $D \rightarrow$ Potência fixa (em kW) que, aplicada ao mesmo ciclo da UC, resultaria no consumo C .

Os projetos GSA e COA não levam em consideração a produção de excedente de energia elétrica, isto é, $E_X = 0$. Desta forma, a turbina operará segundo a curva de carga da instalação, atendendo a uma demanda de pico D_W , com um fator de carga FC_W . Nestas condições, a Equação 4.32 estabelece o valor do carregamento médio Ω_A da máquina:

$$\Omega_A = \frac{D_W \times FC_W}{P_N} \times R_P \quad (4.32)$$

A produção de excedente de EE associadas às opções GSV e COV implica em que a turbina deverá operar em plena carga, de forma a atender à totalidade da carga e exportar o que não foi consumido pela UC. Assim, substituindo $D_W = P_N$ e $FC_W = 100\%$ na Equação 4.32, obtemos Ω_V e E_X para as opções COV e GSV, dadas pelas equações Equação 4.33 e Equação 4.34:

$$\Omega_V = R_P \quad (4.33)$$

$$E_X = P_N \times R_P \times 730 - E_W \quad (4.34)$$

Quanto à energia térmica, o projeto atual de análise não prevê a contabilização de um possível ganho com o excedente verificado na cogeração, de maneira que o excedente térmico não utilizado pela UC é descartado.

4.3 AVALIAÇÃO ECONÔMICA-FINANCEIRA PARA A MIGRAÇÃO

Em um processo decisório a respeito de algum empreendimento, os investidores levam em consideração a irreversibilidade, a incerteza e a possibilidade de adiamento do investimento, assim como as interações entre elas (RIGOLON, 2007).

A irreversibilidade decorre da dificuldade de recuperação tanto de investimentos específicos (realizados em maquinaria, propaganda, etc.) quanto aqueles de ordem

geral⁽¹¹⁶⁾ (decorrentes da aplicação em equipamentos de escritório e informática, frota própria, etc.), ou ainda devido a arranjos institucionais, como, por exemplo, em investimentos em capital humano, haja visto os custos elevados de admissão, treinamento e demissão de pessoal.

Por sua vez, a incerteza está associada ao comportamento das variáveis relevantes ao negócio, tais como o preço de venda do produto, o custo dos insumos, as taxas de juros e do câmbio, a facilidade de crédito e a própria regulação.

Já a possibilidade de adiamento do investimento nem sempre é possível, uma vez que considerações estratégicas podem forçar às empresas a antecipá-lo, seja para barrar a entrada de novos competidores, seja para inibir o crescimento de competidores já instalados⁽¹¹⁷⁾.

Fatores de ordem pessoal também contribuem para aumentar a complexidade do processo decisório quanto a investir ou não em um projeto (GUIMARÃES, 2005). Desta forma, um investidor alocará recursos a um projeto após a análise do seu custo de oportunidade, isto é, quando a rentabilidade do projeto superar àquelas de outros investimentos disponíveis no mercado, desde que tenham o mesmo nível de risco. Portanto, conhecedor da remuneração que obterá com o negócio, o investidor anunciará a decisão de investir ou não no projeto.

Demonstrações de Fluxos de Caixa exibem as movimentações financeiras decorrentes das operações de uma empresa, independentemente dos períodos dos fatos geradores (GUIMARÃES, 2005). Assim, de posse do Fluxo de Caixa, as empresas calculam o Payback, o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), os métodos normalmente utilizados na análise de investimentos:

- a) Payback → avalia o período de tempo necessário à recuperação do investimento inicial, a partir das entradas de caixa. Assim, o projeto é rejeitado caso o payback seja superior ao período máximo estabelecido como aceitável pelo investidor;
- b) VPL → corresponde ao valor resultante da subtração do investimento inicial do valor presente do fluxo de (entradas de) caixa, a uma taxa dada pelo custo de

¹¹⁶ Investimentos não específicos ainda podem ser revendidos a empresas de outros ramos, todavia a um preço inferior ao custo de reposição deles.

¹¹⁷ Todavia, o benefício de informações mais precisas advindo do adiamento do investimento deve ser avaliado perante o risco de entrada de novos competidores ou à perdas (de fluxos de caixa) durante o período de avaliação.

oportunidade do investidor ou pelo custo de capital da empresa. Assim, aceita-se o projeto quando o VPL for positivo⁽¹¹⁸⁾; e

c) TIR → é a taxa de desconto que zera o VPL, isto é, aquela taxa que iguala o valor presente dos ingressos de recursos ao investimento inicial do projeto. Portanto, uma taxa superior à taxa mínima aumentará o valor da empresa, de forma que o projeto deverá ser aceito.

Nesta tese, a avaliação Econômica-Financeira baseia-se no Fluxo de Caixa (FCX) determinado segundo os valores (anuais) do Benefício Econômico calculados por intermédio da Equação 4.1. De posse do FCX, calcula-se o VPL do Investimento. O VPL é o indicador utilizado na avaliação: a viabilidade do investimento decorre do valor positivo para o VPL.

Como medida adicional de auxílio à análise, considerou-se o Índice de Atratividade (IA) definido pela Equação 4.35:

$$IA = \frac{VPL_{BE}}{VPL_{DSP}} \quad (4.35)$$

onde:

- VPL_{BE} → VPL do benefício econômico auferido com o processo de cogeração ao longo da vida útil do investimento (R\$); e
- VPL_{DSP} → soma dos VPL das despesas ao longo da vida útil do empreendimento em cogeração (R\$).

O índice IA mantém o sinal do VPL_{BE} e indica o ganho ou a perda por unidade do custo das despesas durante a vida útil do processo, conforme VPL_{BE} seja positivo ou negativo, respectivamente. Desta maneira, este índice insere uma componente que representa os fatores imponderáveis, principalmente aqueles ligados aos clientes.

O resultado é analisado considerando-se, a título de referência, o valor de referência de IA dado na Equação 4.36,

$$IA_{REF} = 10\% \quad (4.36)$$

de forma que:

¹¹⁸ O método VPL considera que as entradas serão reinvestidas à taxa mínima requerida, de forma que a obtenção de um valor positivo significa a agregação de valor ao projeto (GUIMARÃES, 2005).

- a) $IA < -IA_{REF} \rightarrow$ correspondem às UC (indicadas por **N**) em que o cliente **não migra** para a cogeração;
- b) $-IA_{REF} \leq IA \leq 0 \rightarrow$ indicam aquelas UC (identificadas por **N***) em que, apesar do VPL negativo, a perda com a cogeração situa-se na faixa em que o cliente pode decidir absorvê-la, isto é, o cliente **não migra com restrições**;
- c) $0 < IA \leq +IA_{REF} \rightarrow$ representam aquelas UC (assinaladas por **S***) em que o VPL, embora positivo, situa-se na faixa em que o cliente, por decisão estritamente pessoal, **migra com restrições** para a cogeração; e
- d) $IA > +IA_{REF} \rightarrow$ sintetizam as UC as quais o cliente **migra (S)** para a cogeração.

4.4 FERRAMENTA DE AVALIAÇÃO DO MODELO PROPOSTO

A etapa seguinte do projeto consistiu em construir uma ferramenta que pudesse operacionalizar e testar o modelo proposto. Para tanto, a ferramenta deveria processar um volume razoável de informações, além de permitir, de maneira fácil, a construção de cenários. Dada a disponibilidade e à sua disseminação, optou-se pelo uso de planilhas Excel para repositório dos dados, que, por sua vez, são tratados por intermédio de macros. Desta forma, atuando sobre informações previamente inseridas em planilhas, a ferramenta calcula as grandezas conforme exposto nas seções anteriores.

A seguir, uma breve descrição dos dados e da interface contemplados na aplicação.

4.4.1 Planilhas de Dados

As informações foram reunidas segundo 4 (quatro) grupos. O primeiro grupo (G_1) de dados está presente na planilha **Dados_Origem**, e estão associados às informações que possibilitam mapear a UC. São integrantes deste grupo⁽¹¹⁹⁾:

- a) UC: identificação do consumidor a ser simulado;
- b) CNAE: código da atividade do consumidor;
- c) Tipo: de atividade do consumidor (**COMERCIAL / INDUSTRIAL**);

¹¹⁹ Os dados obrigatórios estão sublinhados. Quando houver, as opções aceitas para um dado obrigatório estão indicadas em **negrito**. Adicionalmente, a opção em **negrito** será o valor utilizado se o dado não for informado. Os demais dados são opcionais e podem ser deixados em branco, quando então serão substituídos pelos valores correspondentes àqueles definidos no Grupo 2 – VIN.

- d) Tarifa: modelo tarifário sob o qual o consumidor é atendido pela concessionária (**HSA / HSV / GRA**);
- e) Subgrupo: nível de tensão sob o qual o consumidor é atendido pela concessionária (**A1 / A2 / A3 / A3a / A4**);
- f) DNP: demanda contratada (kW) no posto horário Na Ponta, para o consumidor atendido sob modelo tarifário HSA;
- g) DFP: demanda contratada (kW) no posto horário Fora de Ponta, para o consumidor atendido sob modelo tarifário HSA;
- h) DCON: demanda contratada (kW) para cliente atendido sob modelo tarifário HSV ou GRA;
- i) CNP: consumo faturado (kWh) no posto horário Na Ponta, para o consumidor atendido sob modelo tarifário HSA ou HSV;
- j) CFP: consumo faturado (kWh) no posto horário Fora de Ponta, para o consumidor atendido sob modelo tarifário HSA ou HSV;
- k) CCON: consumo faturado (kWh) para clientes atendidos sob modelo tarifário GRA;
- l) Região: região, dentro da área de concessão, onde se encontra (ou será instalada) a UC;
- m) Município: município, dentro da área de concessão, onde se encontra (ou será instalada) a UC;
- n) Tipo Projeto: indica o tipo de análise pretendida:
- **NE** → Avaliação de um novo projeto, visando à comparação dos projetos de fornecimento segundo os modelos da Figura 4.1 e da Figura 4.2; e
 - **MG** → Avaliação da viabilidade de migração de uma UC já instalada para a cogeração;
- o) Custo investimento projeto: valor (R\$) para a implantação da UC a ser atendida pela concessionária local⁽¹²⁰⁾;
- p) Tipo de Cogeração: (GSA / GSV / COA / COV);
- q) FCT: Fator de Carga Térmico da UC (%);
- r) UWT: Porcentual da Energia Elétrica consumida pela UC que é utilizada na geração de Energia Térmica;
- s) R: Razão Energia Elétrica / Energia Térmica da UC;

¹²⁰ Esta informação é desconsiderada no caso de uma migração.

- t) StEq: Origem/Situação do Equipamento de cogeração adquirido:
- Nacional: **NC**;
 - Equipamento Importado com imposto: IC; e
 - Equipamento Importado com Isenção de Impostos: IS;
- u) Lg: Distância da UC à Rede da Concessionária de Gás (km);
- v) n: Vida útil da instalação de cogeração (número de anos);
- w) TMA: Taxa Mínima de Atratividade (%);
- x) PCIGN: Poder Calorífico superior do gás utilizado pelo consumidor (kcal/m³);
- y) A: Altitude do local de instalação do equipamento (m);
- z) T: Temperatura ambiente do local de instalação do equipamento (°C);
- aa)U: Umidade do local de instalação do equipamento (kg vapor/kg ar seco);
- bb)PCE: Perda de carga na Entrada do equipamento de cogeração (kPa);
- cc)PCO: Perda de Carga na Saída do equipamento de cogeração (kPa);
- dd)PIniG: Pressão no início do gasoduto que conecta o cliente à concessionária local de GN (kg/cm²);
- ee)PFimG: Pressão no final do gasoduto nas instalações do cliente (kg/cm²);
- ff) Nd: Número de dias para uso da reserva de capacidade;
- gg)COP: Índice de aproveitamento da energia elétrica na produção de Frio ou Calor (%);
- hh)HT: Número de horas de uso diário da Carga Térmica pela UC:
- ii) PECCb: Preço Específico do Combustível Alternativo (R\$/kg);
- jj) PCICb: Poder Calorífico Inferior do Combustível Alternativo (kWh/kg);
- kk)ηCB: Rendimento da geração que utiliza o combustível alternativo (%);
- ll) CMCb :Custo Específico de Manutenção do Combustível Alternativo (R\$/kWh);
- mm) ηCR: Rendimento da Caldeira de Recuperação (%);
- nn)ηCC: Rendimento da Caldeira Convencional (%); e
- oo)US0: Câmbio utilizado no processamento (R\$/US\$).

Os dados da planilha **Dados_Origem** são então validados e disponibilizados na planilha **Dados**. Compõem o processo de validação os seguintes passos:

- a) Consistir a informação presente nas células, quanto à obrigatoriedade e ao tipo da informação (numérico, texto, etc.);
- b) Inserir, quando possível, o valor padrão associado ao dado não informado;

- c) Disponibilizar os dados decorrentes de manipulações previstas nas equações definidas a partir da Figuras 4.1 e 4.2.

O segundo grupo (G_2) de informações está associado às características dos equipamentos e município ao custo da Energia Elétrica e do GN. Estas informações foram distribuídas em três arquivos:

- 1) **DADOS EQP**: contempla as informações dos equipamentos, tais como:
 - Potência Nominal (kW);
 - Eficiência Nominal (%);
 - Razão E_W/E_T do equipamento, sob condições ISO, calculadas segundo a Equação 4.21; e
 - Custo dos Equipamentos (preço FOB).
- 2) **DADOS MUN**: composta pela planilha apresenta a Temperatura Média ($^{\circ}\text{C}$) e a Altitude (m) dos municípios da área de concessão da distribuidora, condições ambientais que afetam as características operacionais dos equipamentos;
- 3) **DADOS TRF**: reúne as informações relativas:
 - ao volume (m^3) e a tarifa (R\$/ m^3) das faixas disponibilizadas pela concessionária local de GN; e.
 - às tarifas de demanda (kW) e de consumo (kWh), de acordo com modelo tarifário⁽¹²¹⁾.

O terceiro grupo (G_3) contempla os valores padrão que são utilizados na validação dos dados de entrada da avaliação e que estão disponíveis no arquivo **DADOS VPD**. Estes dados são classificados segundo o alcance da informação em:

- Valor Individual (**VIN**) → associado ao valor que será assumido por a grandeza que não tenha sido informada para uma determinada unidade consumidora; e
- Valor de Ordem Geral (**VGR**) → valor atribuído a uma grandeza que se aplica a todas as unidades consumidoras que serão avaliadas.

As grandezas **VGR** distinguidas na aplicação são as seguintes:

- a) Valor residual: valor econômico de um bem ao fim de sua vida útil econômica⁽¹²²⁾, o qual deve ser incluído nos retornos do investimento;

¹²¹As tarifas de consumo para os modelos HSA e HSV são dadas por posto horário (na ponta e fora de ponta) e por período (seco e úmido). A avaliação utiliza as tarifas médias de consumo por posto horário, conforme a média ponderada

$$T = \frac{5 \times TU + 7 \times TS}{12}$$

onde TU e TS são, respectivamente, as tarifas nos períodos úmido e seco.

¹²² Vida útil econômica é o tempo (estimado) em que um equipamento pode ser economicamente utilizado.

- b) Capital próprio: parcela oriunda de recursos dos sócios ou acionistas da entidade que somadas ao financiamento compõem o montante do investimento realizado;
- c) Prazo de execução das obras: intervalo de tempo⁽¹²³⁾ para a entrada em operação do projeto;
- d) Juros do financiamento: taxa paga pelo tomador a título de remuneração pelo crédito disponibilizado pelo prestador àquele;
- e) Depreciação: redução do valor de um bem devido ao desgaste ou perda de utilidade por uso, ação da natureza ou obsolescência tecnológica;
- f) Prazo de Carência: intervalo de tempo para início do pagamento do montante financiado;
- g) Prazo de Carência do Juros: intervalo de tempo para início do pagamento do juros devido ao montante financiado⁽¹²⁴⁾;
- h) Amortização: período de tempo ao final do qual o capital financiado estará integralmente pago⁽¹²⁵⁾;
- i) Sistema de Amortização: as formas disponíveis de amortização são pelo Sistema de Tabela Price (TP) ou pelo Sistema de Amortização Constante (SAC);
- j) Custo Unitário do Gasoduto: custo do gasoduto que interliga a rede da concessionária local de distribuição de gás às instalações do cliente; e
- k) Alíquotas de PIS, COFINS e ICMS utilizadas no cálculo do custo da Energia Elétrica e do GN utilizados.

As informações do quarto grupo (G4) dizem respeito ao processo de avaliação e estão disponibilizadas nas seguintes planilhas:

- a) **Resultados:** contém um resumo das variáveis utilizadas na avaliação;
- b) **Financeiro:** agrupa os resultados de ordem financeira; e
- c) **Tabela:** resumo do processamento, indicando o número de UCs processadas e perspectiva do montante que clientes, por subgrupo, que apresentaram viabilidade de migração para a cogeração.

¹²³ Assume adicionalmente que as decisões e realizações acontecem ou tem início no mês de janeiro.

¹²⁴ Este prazo será, no máximo, igual ao prazo de carência.

¹²⁵ A distinção entre depreciação e amortização é que aquela se relaciona com os bens físicos de propriedade do próprio contribuinte, enquanto esta tem a ver com a diminuição do valor dos direitos (ou despesas diferidas) com prazo limitado legal ou conforme o prazo definido mediante termo contratual (PORTAL DE CONTABILIDADE, 2008).

A aplicação ainda gera o gráfico **VPL X IA**, que exibe o relacionamento entre os valores [VPL_{BE}] e [IA] de cada unidade avaliada, de acordo com a Equação 4.37 e a Equação 4.38:

$$[VPL_{BE}] = \frac{VPL_{BE}}{VPL_{MAX}} \quad (4.37)$$

$$[IA] = \frac{IA}{IA_{MAX}} \quad (4.38)$$

onde:

- VPL_{MAX} → maior valor absoluto dentre os VPL_{BE} analisados; e
- IA_{MAX} → maior valor absoluto dentre os IA analisados.

De acordo com estas equações, $-1 \leq [VPL_{BE}] \leq 1$ e $-1 \leq [IA] \leq 1$. Assim, o valor IA_{REF} também é afetado pela transformação indicada pela Equação 4.37. Todavia, a posição relativa dos pontos **N**, **N***, **S*** e **S** não é alterada por ela.

A Figura 4.3 exibe o modelo do gráfico VPL X IA.

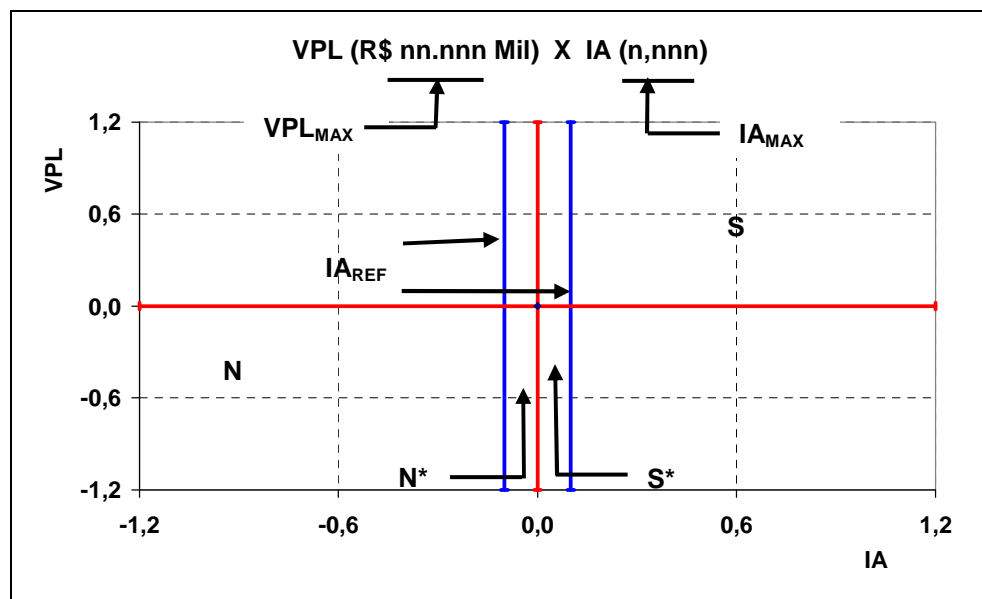


Figura 4.3 - Modelo de Gráfico VPL X IA de uma avaliação gerado pela aplicação
Nota: Elaboração própria.

4.4.2 Interface para processamento da avaliação

A Interface da Aplicação com o usuário constitui de uma tela (UserForm Excel), responsável em localizar os dados (G₁, G₂ e G₃), pela sua preparação e pela processamento da avaliação. A Figura 4.4 exibe a tela **Processamento**.

Os controles a seguir relacionam-se à identificação dos arquivos contendo as informações dos grupos de informações G₁, G₂ e G₃:

- 1) **S₁** (Seleção dos Dados dos Equipamentos): seleciona o arquivo com as informações dos equipamentos (**DADOS EQP**);
- 2) **T₁**: exibe o nome do arquivo selecionado por S₁;
- 3) **S₂** (Seleção dos Dados dos Municípios): seleciona o arquivo com os dados dos municípios (**DADOS MUN**),
- 4) **T₂**: exibe o nome do arquivo escolhido por S₂;
- 5) **S₃** (Seleção das Premissas): seleciona o arquivo com os valores padrão VIN e VGR (**DADOS VPD**),
- 6) **T₃**: exibe o nome do arquivo selecionado por S₃;
- 7) **S₄** (Seleção das Tarifas EE e GN): seleciona o arquivo com as informações das tarifas de EE e de GN (**DADOS TRF**);
- 8) **T₄**: indica o nome do arquivo escolhido por S₄;
- 9) **S₅** (Seleção dos Dados para Avaliação do Risco de Migração): seleciona qual o arquivo que contém as UC que serão avaliadas; e
- 10) **T₅**: exibe o nome do arquivo indicado para ser avaliado, escolhido em S₅.

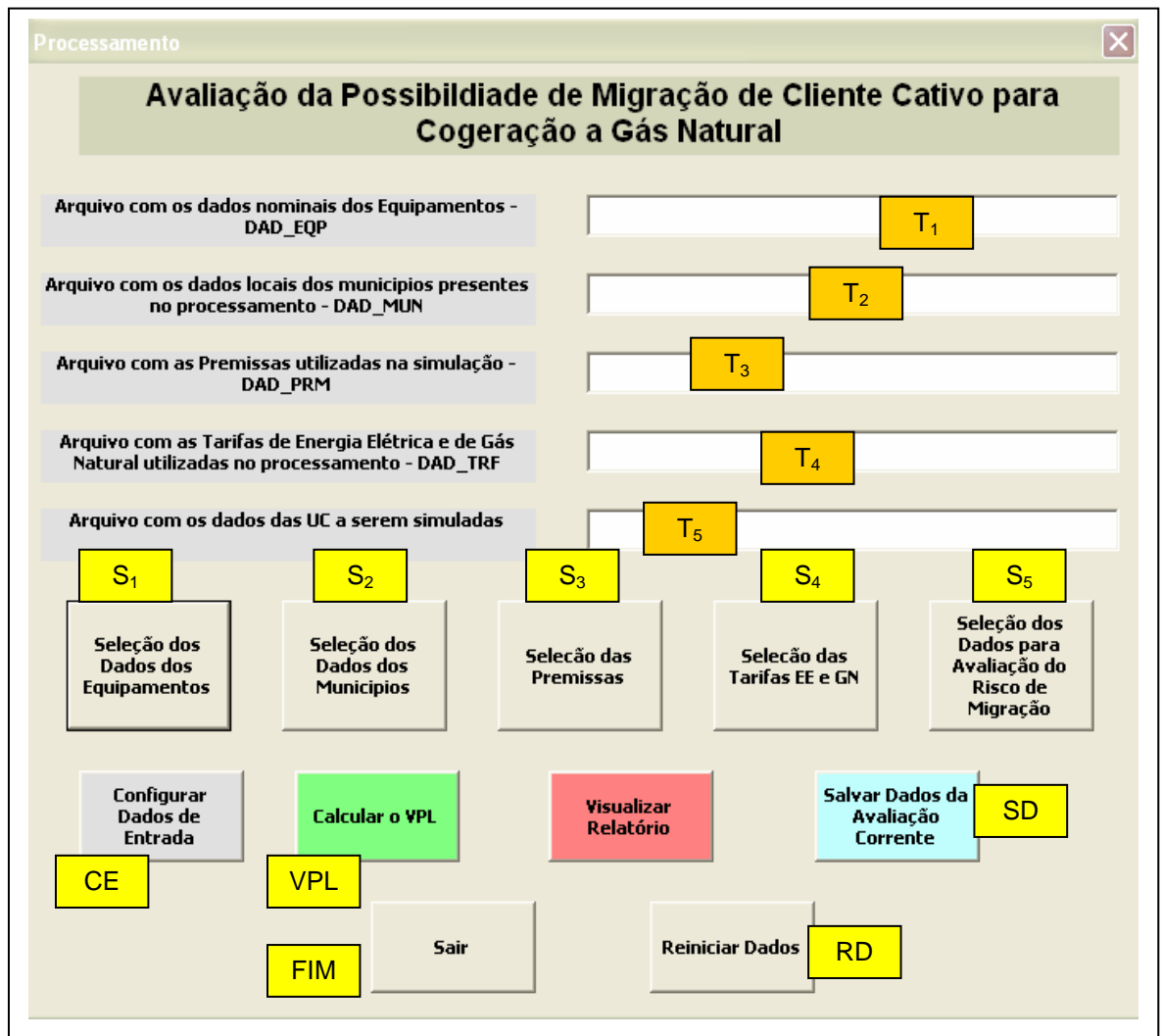


Figura 4.4 - Tela de Processamento da aplicação de avaliação de Migração
Nota: Elaboração própria.

Os controles a seguir relacionam-se à identificação dos arquivos contendo as informações dos grupos G_1 , G_2 e G_3 :

- 11) **S₁** (Seleção dos Dados dos Equipamentos): seleciona o arquivo com as informações dos equipamentos (**DADOS EQP**);
- 12) **T₁**: exibe o nome do arquivo selecionado em **S₁**;
- 13) **S₂** (Seleção dos Dados dos Municípios): seleciona o arquivo com os dados dos municípios (**DADOS MUN**),
- 14) **T₂**: exibe o nome do arquivo escolhido em **S₂**;
- 15) **S₃** (Seleção das Premissas): seleciona o arquivo com os valores padrão VIN e VGR (**DADOS VPD**),

- 16) **T₃**: exibe o nome do arquivo selecionado em **S₃**;
- 17) **S₄** (Seleção das Tarifas EE e GN): seleciona o arquivo com as informações das tarifas de EE e de GN (**DADOS TRF**);
- 18) **T₄**: indica o nome do arquivo escolhido em **S₄**;
- 19) **S₅** (Seleção dos Dados para Avaliação do Risco de Migração): seleciona qual o arquivo que contém as UC que serão avaliadas; e
- 20) **T₅**: exibe o nome do arquivo indicado para ser avaliado, escolhido em **S₅**.

Os demais controles estão associados diretamente ao processo de avaliação.

Eles são responsáveis pelas seguintes funções:

- 1) **RD** (Reiniciar dados): libera todos os arquivos selecionados por **S₁**, **S₂**, **S₃**, **S₄** e **S₅**, propiciando a escolha de nova fonte para processamento;
- 2) **FIM** (Sair): encerra a aplicação;
- 3) **SD** (Salvar Dados da Avaliação Corrente): salva o arquivo com dados de simulação indicado em **T₅**;
- 4) **CE** (Configurar Dados de Entrada): executa a validação dos dados inseridos em **Dados_Origem**, substituindo-os por seu valores padrão ou executando as operações previstas no modelo; e
- 5) **VPL** (Calcular o VPL): a partir dos dados da planilha **Dados** monta os dados da avaliação, inserindo-os nas planilhas **Resultados**, **Financeiro** e **Tabela**.

5 ESTUDO DE CASO: AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE PELA OPÇÃO DE COGERAÇÃO COM GÁS NATURAL

Em 2007, um cliente comercial da Coelba, identificado pelo código C604, inicialmente com viabilidade de fornecimento de EE no subgrupo A4, informou à concessionária a intenção dele em utilizar a cogeração com GN. A concessionária propôs-lhe a viabilidade de fornecimento em 69 kV (subgrupo A3), nível de tensão com o qual acabou sendo atendido pela concessionária.

Após esta negociação, duas perguntas ficaram pendentes:

- 1) O cliente manteria a decisão de ser atendido pela concessionária se o subgrupo de fornecimento de EE fosse A3a (34,5 kV)?
- 2) Qual o impacto na decisão do cliente se os conjuntos de tarifas de EE e de GN fossem diferentes daqueles disponíveis em 2007?

O objetivo deste capítulo é apresentar o resultado da aplicação dos modelos descritos anteriormente, visando a responder às perguntas acima. Neste sentido, foram considerados 5 projetos de avaliação de novo empreendimento, todos com o mesmo ano zero (2008), atendendo cargas idênticas segundo os subgrupos A2, A3, A3a e A4. Além disso, cada projeto contempla as opções COA, COV, GSA e GSV.

Enfatiza-se que os projetos diferem unicamente pelos conjuntos de tarifas de energia elétrica e de gás natural considerados e do câmbio, tudo o mais permanecendo constante⁽¹²⁶⁾: o projeto nº. 1, considera os conjuntos de tarifas vigentes em 2005; o nº. 2, as tarifas vigentes em 2006; e assim sucessivamente.

A seguir, a Seção 5.1 apresenta uma breve descrição das premissas e valores das variáveis utilizadas nas avaliações dos projetos. Em seguida, a Seção 5.2 apresenta os conjuntos de tarifas de Energia Elétrica e de Gás Naturas para os projetos avaliados. Na Seção 5.3 são apresentadas as variáveis referenciadas no Capítulo 4, referidas ao cliente ora avaliado, utilizadas nas avaliações. Por fim, a Seção 5.4 resume os resultados obtidos.

5.1 PREMISSAS

Em se tratando de um novo empreendimento, considerou-se o prazo de execução da obra da avaliação como sendo o maior dentre os prazos de

¹²⁶ Assim, nenhuma análise de sensibilidade adicional é realizada pela simulação ora descrita. Por outro lado, foram utilizadas informações verificadas na literatura pesquisada, o que não impede o uso de valores desatualizados.

disponibilização das instalações de cogeração e de energia elétrica. Assim, o período avaliado é, pois, o prazo de execução de obras acima referido, acrescido da vida útil da instalação de cogeração.

A correção monetária foi desconsiderada na determinação do fluxo de caixa do BE. Todavia, prevê-se a correção das tarifas conforme abaixo:

- a) Energia Elétrica: acréscimo de 0,5% quando das revisões tarifárias previstas durante o período de vida útil da instalação, mantendo-se constante até a próxima revisão;
- b) Gás Natural: as faixas serão majoradas anualmente, em 0,5%; e
- c) Combustível Alternativo: reajuste anual da ordem também de 0,5%.

Os valores **VGR** considerados na avaliação dos projetos foram os seguintes:

- a) Valor residual: R\$ 0,00;
- b) Valores financeiros associados ao investimento de cogeração:
 - Prazo de execução das obras: 2 anos;
 - Capital próprio: 30% do investimento;
 - Juros do financiamento: 12% aa;
 - Depreciação: 10 anos;
 - Prazo de Carência: 2 anos;
 - Prazo de Carência do Juros: sem praza de carência; e
 - Amortização: 5 anos;
- a) Custo Unitário do Gasoduto: 35 US\$/m/pol;
- b) Custos de O&M da Turbina a Gás:
 - Fixo: 7,37 US\$/kW; e
 - Variável: 8,00 US\$/MWh;
- c) Custos dos Equipamentos Auxiliares:
 - Caldeira de Recuperação: 160 US\$/kW⁽¹²⁷⁾; e
 - Caldeira Convencional: 160 US\$/kW;
- d) Alíquotas relativas ao GN:
 - PIS: 1,65%;
 - COFINS: 7,6%; e
 - ICMS: 12%;
- e) Alíquotas relativas à EE:

¹²⁷ Custos válidos apenas para Microturbinas e Motores.

- PIS/COFINS: 5,56%; e
 - ICMS: 27%;
- f) Valores financeiros associados ao investimento de Energia elétrica:
- Prazo de execução das obras: 1 ano;
 - Capital Próprio: 30%;
 - Juros do financiamento: 12% aa;
 - Prazo de Carência: 2 anos;
 - Prazo de Carência do Juros: sem carência; e
 - Amortização: 5 anos.

Por sua vez, considerou-se os seguintes padrões para os valores de ordem individual (VIN)⁽¹²⁸⁾:

- a) $FC_T = 60\%$;
- b) $H_T = 15$ horas;
- c) $U_{WT} = 30\%$;
- d) $R = 0,8$ (EMPREITEIRO, 2007).
- e) Origem do equipamento a ser utilizado na cogeração: NX (Equipamento Nacional);
- f) $n = 15$ anos;
- g) $TMA = 10\%$;
- h) $PCIGN = 8.500$ kcal/m³;
- i) $PCE = 0$ kPa;
- j) $PCO = 0$ kPa;
- k) $\eta_F = 2,5$ (TOLMASQUIM, 2000);
- l) Valores associados ao gasoduto:
 - $L_g = 1$ km (condição **CO**);
 - $P_{IniG} = 30$ kg/cm²; e
 - $P_{FimG} = 1$ kg/cm²;
- m) Com relação ao Combustível Anterior, considerou-se:
 - $PEC_{Cb} = 1,62$ R\$/kg;
 - $PCI_{Cb} = 11,12$ kWh/kg;
 - $\eta_{CB} = 85\%$; e
 - $CM_{Cb} = 4$ R\$/MWh;

¹²⁸ O valor padrão de uma variável pode diferir entre unidades comerciais industriais.

n) Para os equipamentos auxiliares utilizou-se:

- $\eta_{CR} = 85\%$; e

- $\eta_{CC} = 90\%$;

o) $N_d = 32$ dias; e

p) Sistema de Amortização: TP.

5.2 TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA E DO GÁS NATURAL PARA O PERÍODO DE AVALIAÇÃO

As tarifas da Coelba têm vigência de um ano e são divulgadas em abril, após a revisão ou reajuste tarifário realizado pela ANEEL. Sobre os conjuntos de tarifas de EE utilizados observa-se o seguinte:

a) em 2005, as tarifas vigentes a partir de 01 de junho não mais embutem os encargos de PIS e COFINS, razão pela qual foram estas as consideradas na análise do projeto referido ao ano em tela; e

b) em 2008, utilizou-se as tarifas vigentes a partir de 01 de setembro, uma vez que estas tarifas incorporam a redução devido ao término do período de majoração das tarifas ditado pela RTE de 2004.

Os Gráficos 5.1, 5.2, 5.3 e 5.4 exibem as tarifas de demanda e de consumo de energia do modelo tarifário HSA para os postos horários Na Ponta e Fora de Ponta, respectivamente.

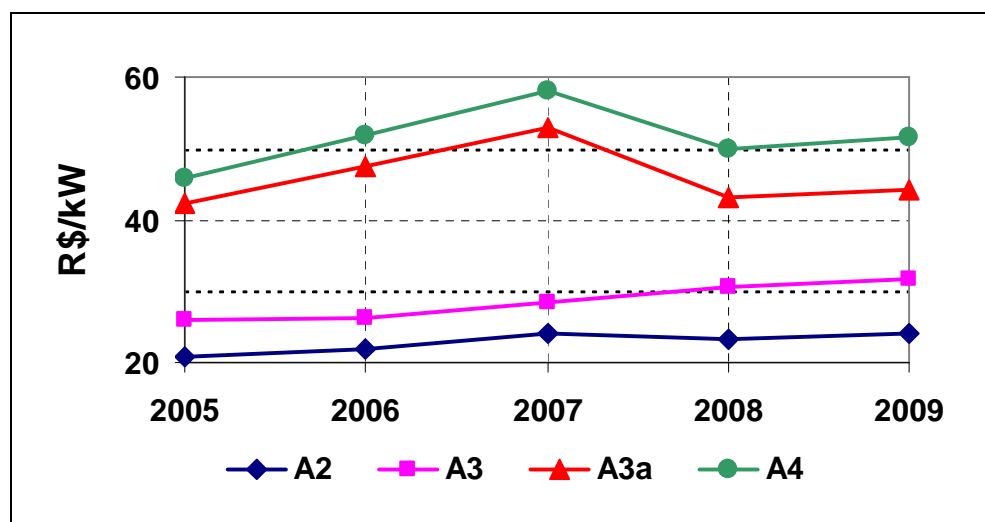


Gráfico 5.1 - Tarifas de Demanda (R\$/kW) para o modelo tarifário Horosazonal Azul (HSA) no posto horário na Ponta

Fonte: ANEEL (2009).

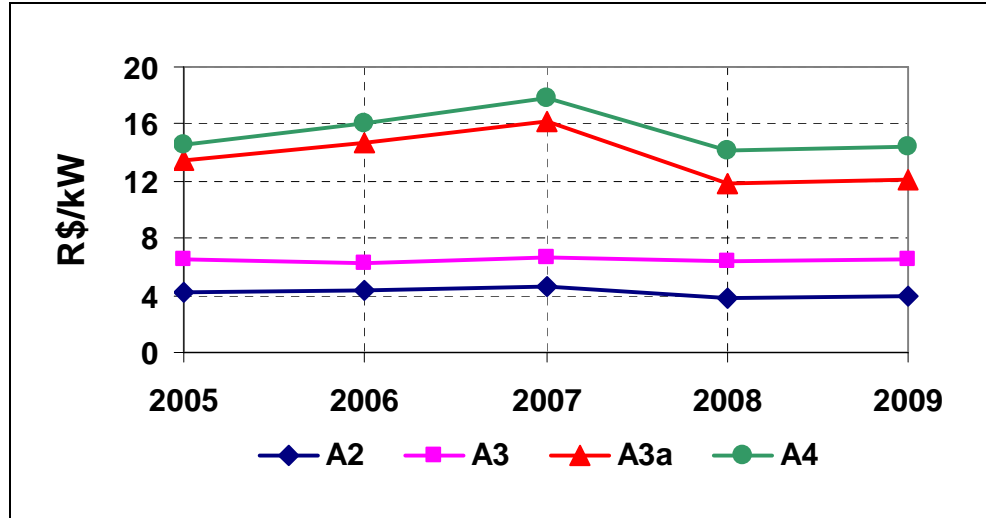


Gráfico 5.2 - Tarifas de Demanda (R\$/kW) para o modelo tarifário Horosazonal Azul (HSA) no posto horário Fora de Ponta

Fonte: ANEEL (2009).

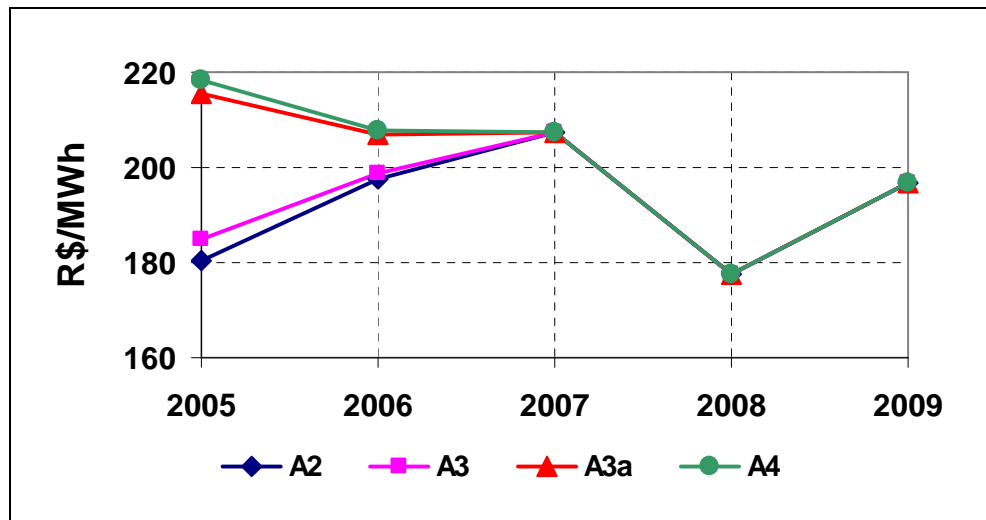


Gráfico 5.3 - Tarifas de Consumo (R\$/MWh) para o modelo tarifário Horosazonal Azul (HSA) no posto horário na Ponta

Fonte: ANEEL (2009).

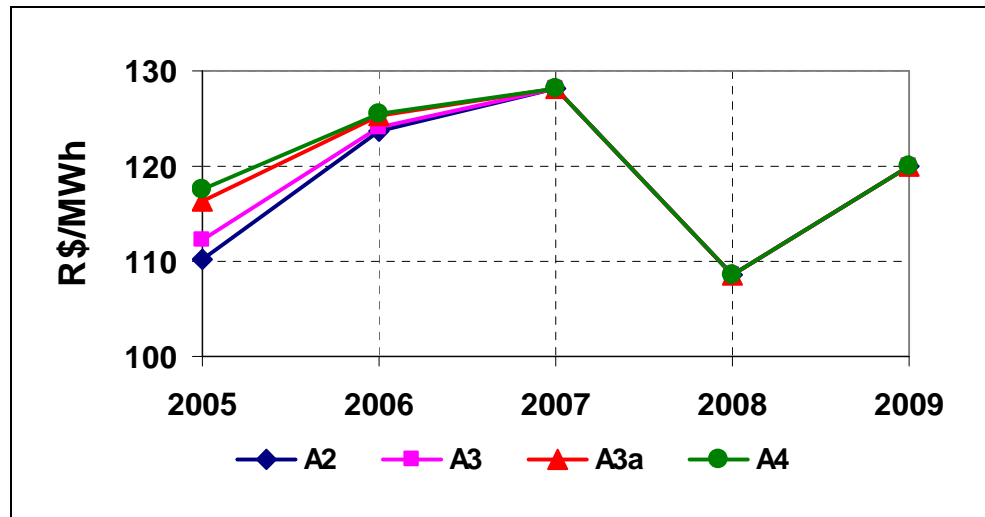


Gráfico 5.4 - Tarifas de Consumo (R\$/MWh) para o modelo tarifário Horosazonal Azul (HSA) no posto horário Fora de Ponta
Fonte: ANEEL (2009).

Por sua vez, os Gráficos 5.5 e 5.6 ilustram as tarifas de consumo de energia do modelo HSV para o posto horário NP e o Fator de Carga de indiferença para os modelos HSA e HSV⁽¹²⁹⁾. Estas figuras levam em consideração que a tarifa de demanda do modelo HSV é igual à tarifa Fora de Ponta do modelo HSA.

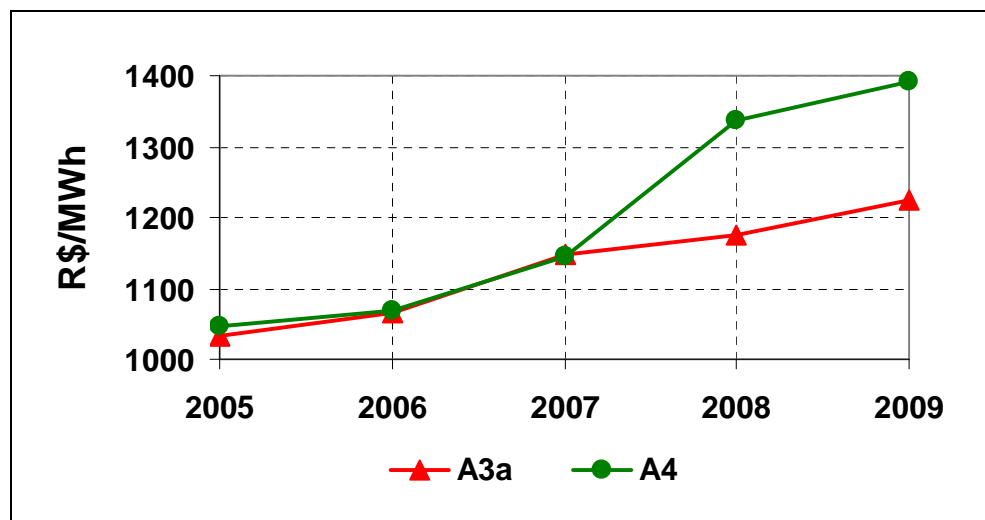


Gráfico 5.5 - Tarifas de consumo de energia (R\$/kWh) para o modelo tarifário Horosazonal Verde (HSV) no posto horário na Ponta
Fonte: ANEEL (2009).

¹²⁹ O Fator de Carga de indiferença corresponde àquele para o horário de ponta em que o custo do fornecimento de EE será o mesmo, seja no modelo tarifário HSA ou HSV.

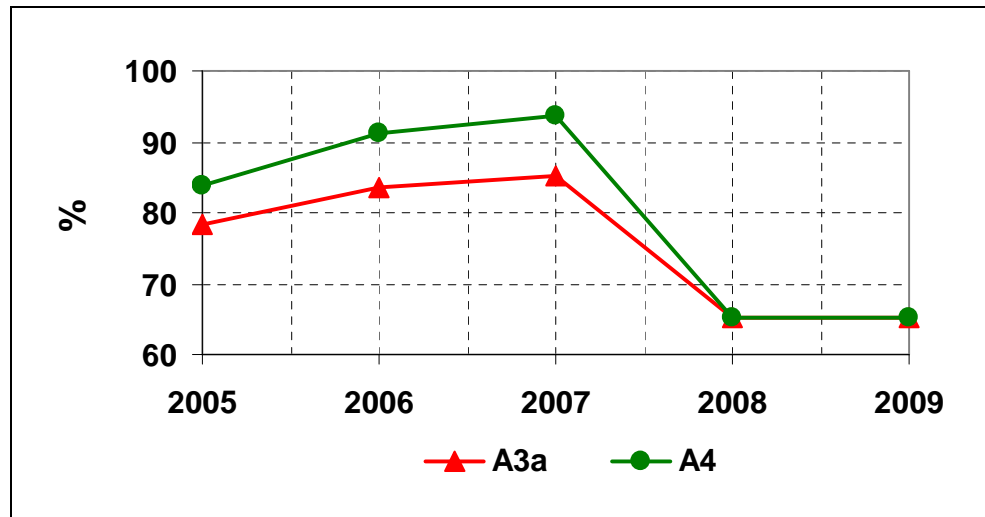


Gráfico 5.6 - Fator de Carga (FC) de indiferença entre as Tarifas HSA e HSV
Fonte: ANEEL (2009).

Conforme se observa nos Gráficos 5.1 a 5.4, as tarifas reguladas do modelo HSA apresentam comportamento crescente até 2007, decrescente em 2008, tornando a aumentar em 2009. Verifica-se ainda que as tarifas de consumo de energia do modelo tarifário HSA foram unificadas em 2007, conforme tendência já verificada nos anos de 2005 e 2006. De acordo com os Gráficos 5.5 e 5.6, as tarifas de consumo na ponta do modelo HSV apresentaram comportamento oposto: muito próximas entre si até 2007, desgarram-se a partir daquele ano. Todavia, a partir de 2008, o fator de carga elétrico de indiferença é igual para os subgrupos A3a e A4.

Já os Gráficos 5.7 e 5.8 mostram os valores da TUSD para os postos horários Na Ponta e Fora de Ponta. Conforme se observa nos Gráficos 5.1, 5.2 e 5.3, as tarifas de uso apresentam o mesmo comportamento das tarifas reguladas:

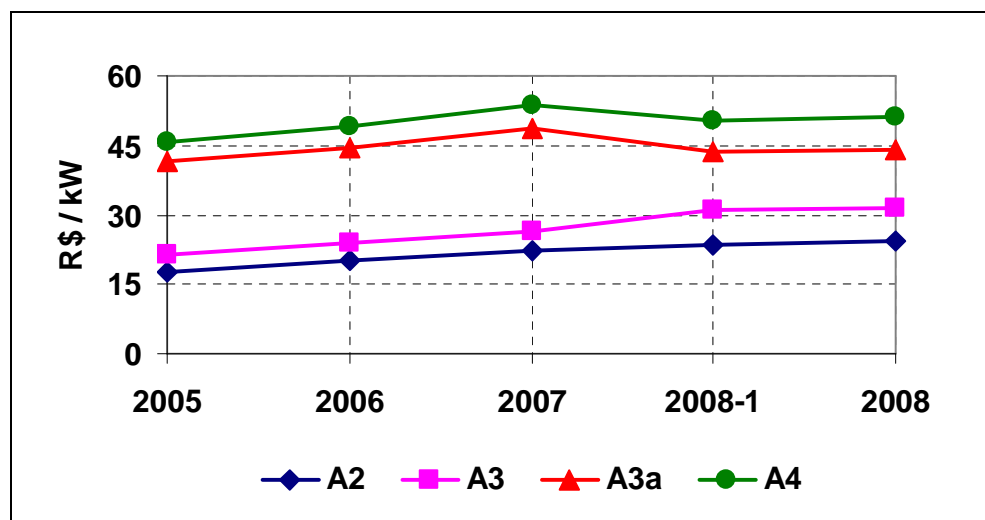


Gráfico 5.7 - Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD no posto Horário na Ponta
Fonte: ANEEL (2009).

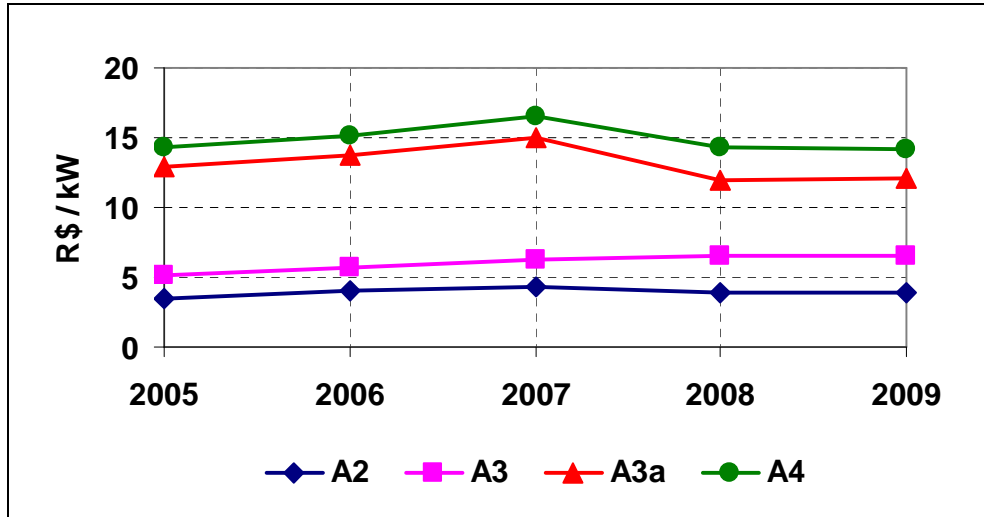


Gráfico 5.8 - Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD no Posto Horário Fora de Ponta
 Fonte: ANEEL (2009).

Os Gráficos 5.9 e 5.10 exibem as Tarifas de Uso e Regulada para o subgrupo A3. Dos gráficos, observa-se o comportamento convergente entre os valores destas tarifas.

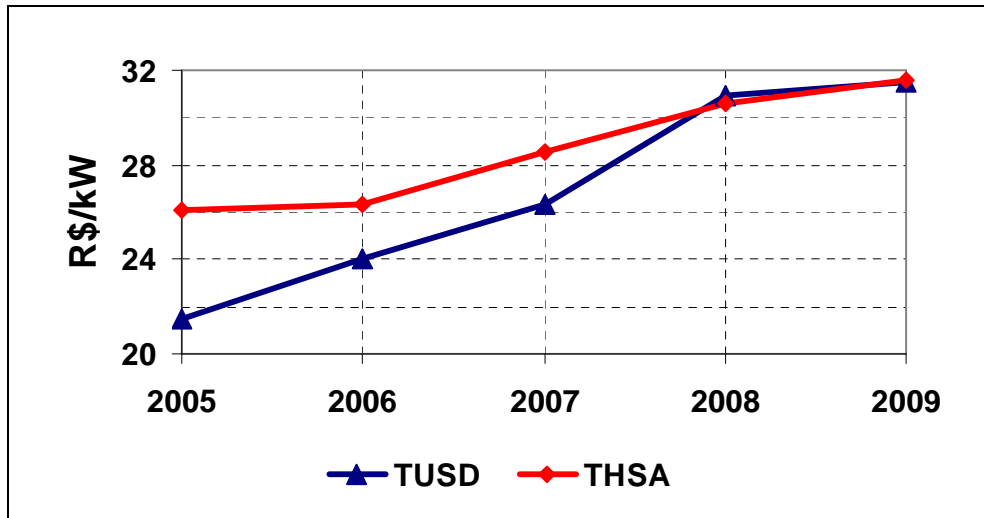


Gráfico 5.9 - Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD (R\$/kW) no posto Horário na Ponta
 Fonte: ANEEL (2009).

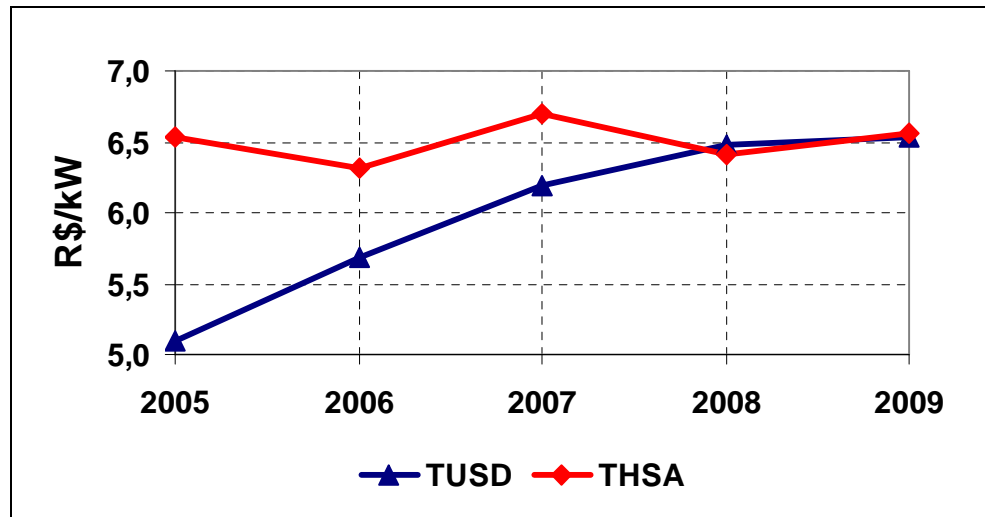


Gráfico 5.10 - Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD (R\$/kW) no Posto Horário Fora de Ponta

Fonte: ANEEL (2009).

No que diz respeito ao Gás Natural, a AGERBA promulgou em 27 de abril de 2007, a resolução nº. 07, aprovando um reajuste tarifário da ordem de 20,12%. Desta forma, as tarifas para os anos de 2005 e 2006 foram consideradas como sendo aquelas constantes na resolução, descontando o percentual de aumento indicado.

Divulgada em 03 de novembro de 2008, com vigência a partir do dia 01 do mesmo mês, a resolução nº. 22 da AGERBA alterou as faixas de consumo para consumidores comerciais, até então iguais às dos consumidores industriais. Outra alteração digna de menção refere-se à base do faturamento dos clientes comerciais que, de semanal, passou a ser mensal. A Tabela 5.1 exibe os limites superiores de consumo das faixas de acordo com o tipo de cliente.

Tabela 5.1 - Limite superior de consumo de GN por Faixa (continua)

Faixa	Industrial / Comercial (até 2008)	Comercial (2009)
F ₁	105	450
F ₂	350	1.500
F ₃	1.050	4.500
F ₄	3.500	15.000
F ₅	7.000	30.000
F ₆	42.000	180.000
F ₇	84.000	360.000
F ₈	140.000	600.000
F ₉	245.000	1.050.000
F ₁₀	420.000	1.800.000

Faixa	Industrial / Comercial (até 2008)	Comercial (2009)
F ₁₁	7.000.000	30.000.000
F ₁₂	acima de 7.000.000	acima de 30.000.000

Fonte: BAHIAGÁS (2008a).

Os Gráficos 5.11 e 5.12 exibem, por faixa de consumo, as tarifas de GN (em R\$/m³) para consumidores industriais e comerciais, respectivamente. Já os Gráficos 5.13 e 5.14 exibem as diferenças percentuais entre as tarifas T_i e T_{i-1} correspondentes às faixas F_i e F_{i-1}, disponibilizadas para estes consumidores. Observa-se que, independente do tipo de consumidor, a tarifa de uma faixa é menor do que a da faixa anterior.

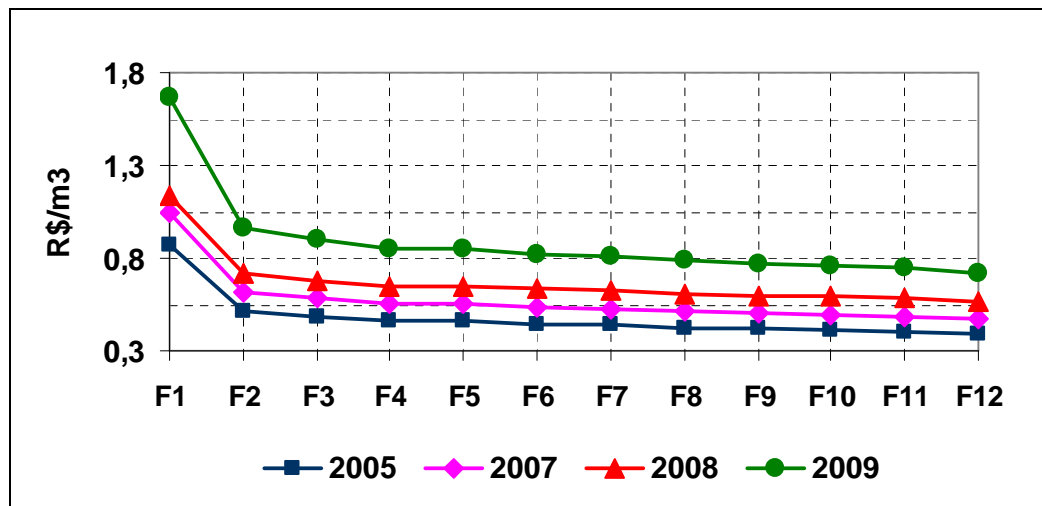


Gráfico 5.11 - Tarifas de GN (R\$/m³) para consumidores Industriais

Nota: Elaboração própria baseado nas tarifas divulgadas pela Bahiagas (2008a).

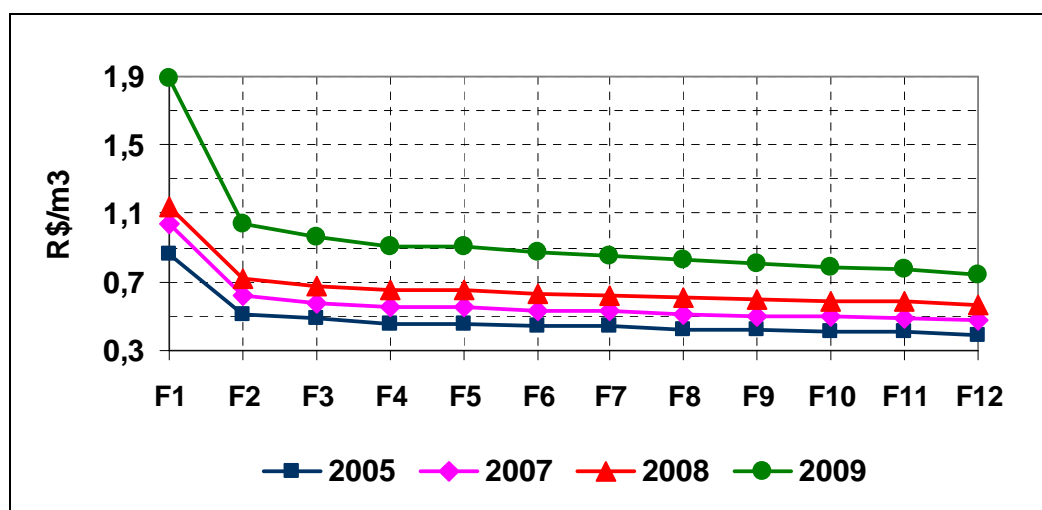


Gráfico 5.12 - Tarifas de GN (R\$/m³) para consumidores Comerciais

Nota: Elaboração própria baseado nas tarifas divulgadas pela Bahiagas (2008a).

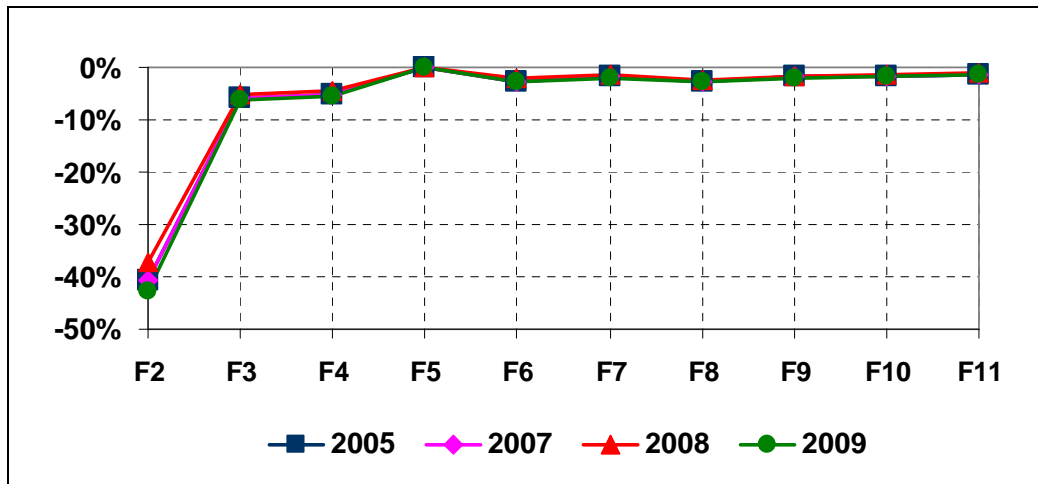


Gráfico 5.13 - Relação entre as tarifas T_i/T_{i-1} para faixas de consumidores Industriais
Nota: Elaboração própria baseado nas tarifas divulgadas pela Bahiagas (2008a).

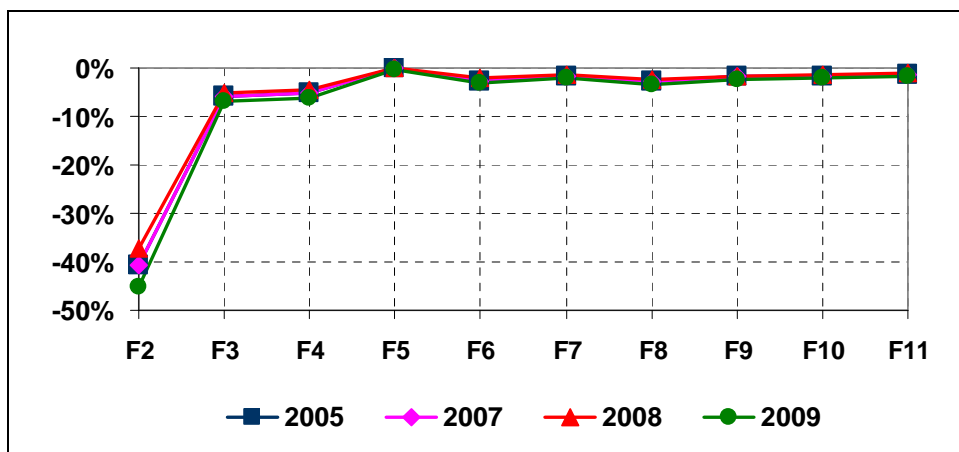


Gráfico 5.14 - Relação entre as tarifas T_i/T_{i-1} para faixas de consumidores Comerciais
Nota: Elaboração própria baseado nas tarifas divulgadas pela Bahiagas (2008a).

Considere que um cliente (por exemplo, comercial) consuma GN em montante igual ao limite superior da faixa. Nestas condições, para a faixa F_1 , o custo C_1 , em $R\$/m^3$, relativo ao consumo de $450 m^3$ GN é igual à tarifa T_1 . (vide Tabela 5.1). Para a faixa F_2 , o custo dos $1.500 m^3$ consumidos pelo cliente distribui-se da seguinte maneira: $450 m^3$ são faturados pela tarifa T_1 e o restante, $1.050 m^3$, com a tarifa T_2 , de forma que o custo C_2 (em $R\$/m^3$) é dado por:

$$C_2 = \frac{450 \times T_1 + 1.050 \times T_2}{1.500} \quad (5.1)$$

Estendendo o raciocínio às demais faixas, obtemos os Custos C_i ($1 \leq i \leq 11$), para ambos os tipos de clientes, exibidos nos Gráfico 5.15 e 5.16.

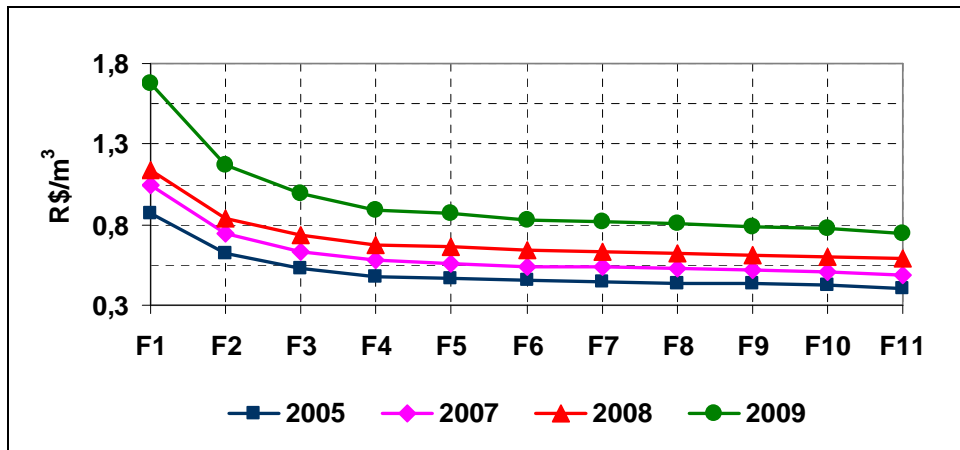


Gráfico 5.15 - Custo do GN (R\$/m³) por faixa de consumo Industrial
Nota: Elaboração própria baseado nas tarifas divulgadas pela Bahiagas (2008a).

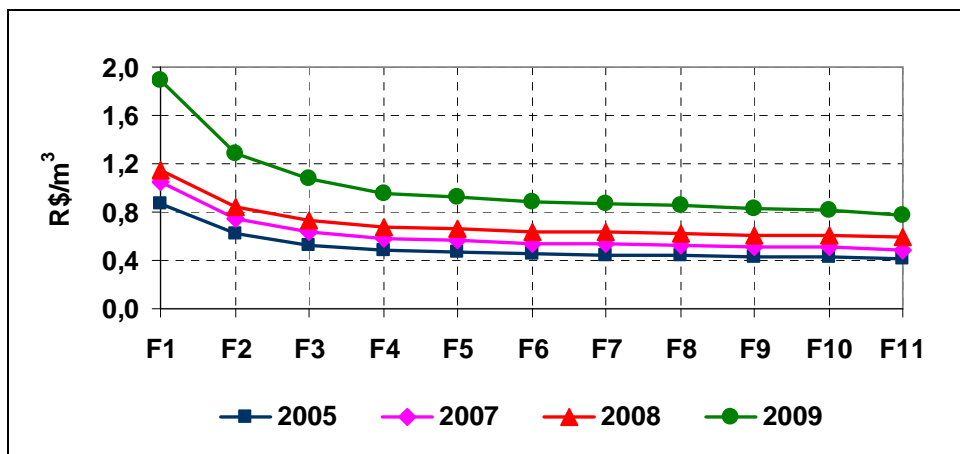


Gráfico 5.16 - Custo do GN (R\$/m³) por faixa de consumo Comercial
Nota: Elaboração própria baseado nas tarifas divulgadas pela Bahiagas (2008a).

Destes gráficos conclui-se que, para todas as faixas de consumo, vale a relação dada pela Inequação 5.2.

$$CGN_{2005} = CGN_{2006} > CGN_{2007} > CGN_{2008} > CGN_{2009} \quad (5.2)$$

Verifica-se ainda que esta relação não é linear, isto é, dobrar o consumo não significa duplicar o custo do GN fornecido, ao contrário do que acontece quando se trata do fornecimento de energia elétrica⁽¹³⁰⁾.

O câmbio é uma variável importante, tendo em vista que, exceto pelo custo do Gás natural e da Reserva de Capacidade, tudo o mais na cogeração depende dele. Na avaliação dos projetos, foram utilizados valores correspondentes à média dos valores de venda da moeda americana registrados ao longo dos anos em foco de cada projeto, conforme indicado na coluna “Médio” da Tabela 5.2.

¹³⁰ Desde que as UC apresentem o mesmo fator de carga elétrico.

Tabela 5.2 - Valores anuais do câmbio utilizados nas simulações

Ano	Câmbio (R\$/US\$)		
	Mínimo	Máximo	Médio
2005	2,1633	2,7621	2,4341
2006	2,0586	2,3711	2,1771
2007	1,7325	2,1556	1,9483
2008	1,5593	2,5004	1,8313
2009	2,0199	2,4218	2,2505

Fonte: Banco do Brasil (BB, 2009).

5.3 AVALIAÇÃO DO CLIENTE C604

À época das negociações com o cliente, a concessionária não dispunha de maiores informações sobre ele, a não ser a demanda pretendida para contratação e, por similaridade com outros clientes do mesmo setor, o fator de carga da UC.

O Gráfico 5.17 exibe a curva de carga diária do cliente (base consumo junho/2009). Neste gráfico, a potência nominal da turbina apta a atendê-la é tomada como sendo 100%.

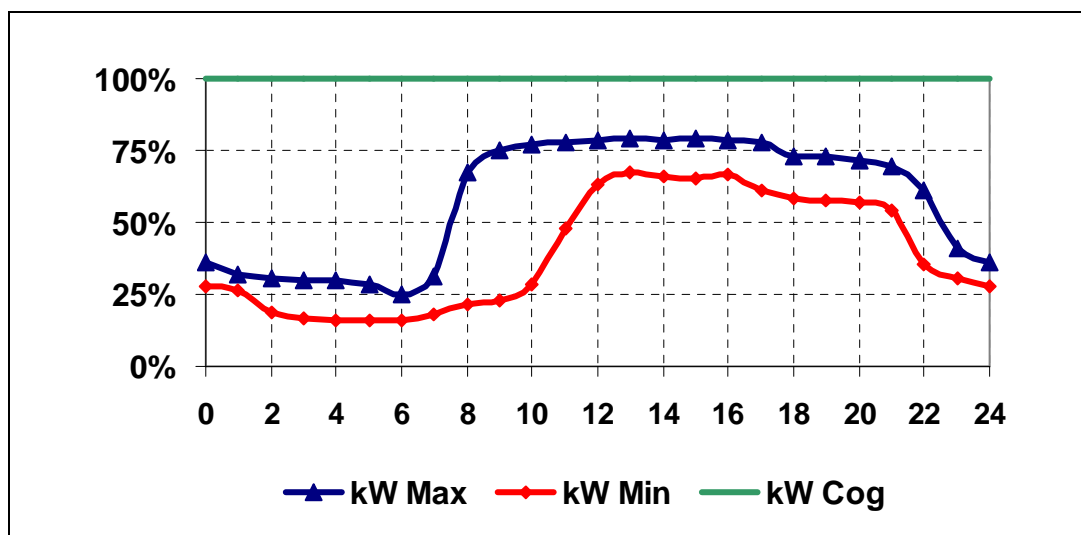


Gráfico 5.17 - Modelo energético de uma Unidade Consumidora SEM Cogeração
Fonte: Banco de Dados da COELBA (2009).

A curva de kW Max consiste do maior valor de demanda horário registrado durante o mês. A idéia da curva kW Min é análoga, exceto pelos valores exibidos, que são os menores registrados no período. A cogeração deve ser projetada para atender à maior demanda verificada no gráfico.

A primeira etapa da avaliação consiste em identificar as necessidades energéticas segundo o modelo da UC SEM cogeração, indicadas no Gráfico 5.18, onde E_{EE} é a energia fornecida pela concessionária e as demais, calculadas conforme indicado a seguir:

- $E_{CB} \rightarrow$ Equação 4.11;
- $E_W \rightarrow$ Equação 4.10; e
- $E_T \rightarrow$ Equação 4.10.



Gráfico 5.18 - Esquema de necessidade Energética da UC segundo os modelos propostos SEM Cogeração

Nota: Elaboração própria.

A Tabela 5.3 resume o fornecimento energético na condição de pré-cogeração indicado no Gráfico 5.18.

Tabela 5.3 - Valores energéticos apurados para a UC segundo o tipo de operação analisado na condição de pré-cogeração

Tipo de Cogeração	E_{EE} (MWh)	E_{CMB} (MWh)	E_W (MWh)	E_T (MWh)
COA / COV	3.613	531,3	2.529	3.161
GSA / GSV	3.613	0	2.529	2.710

Nota: Dados obtidos na simulação dos projetos.

A próxima etapa consiste na identificação das necessidades energéticas segundo o modelo da UC COM cogeração. O Gráfico 5.19 identifica estas necessidades, onde E_W e E_T foram calculadas no modelo SEM cogeração e as demais, calculadas de acordo com o que se segue:

- $E_E \rightarrow$ Equação 4.22;
- $E_{CC} \rightarrow$ Equação 4.24; e
- $E_X \rightarrow$ Equação 4.34.



Gráfico 5.19 - Esquema de necessidade Energética da UC segundo os modelos propostos COM Cogeração

Nota: Elaboração própria.

Convém ressaltar que E_E e E_{CC} são ambas oriundas de uma única fonte: o Gás Natural. Por sua vez, um valor negativo para E_{CC} significa produção excedente de Energia Térmica que, conforme assumido pelo modelo, é desprezado, fazendo-se neste caso $E_{CC} = 0$. A Tabela 5.4 apresenta os valores correspondentes de energia indicados no Gráfico 5.19, segundo o tipo de projeto avaliado.

Tabela 5.4 - Valores energéticos utilizados pela UC sob cogeração, por tipo de projeto analisado

Tipo de Projeto	E_E (MWh)	E_{CC} (MWh)	E_X (MWh)
COA	2.529	1.655	0
COV	4.720	0	2.191
GSA	2.529	1.123	0
GSV	2.529	0	2.191

Nota: Dados obtidos na simulação dos projetos.

Após a identificação das necessidades energéticas da UC, vem a seleção do turbo gerador usado na cogeração. Esta escolha baseia-se no atendimento da demanda máxima sob cogeração, levando-se em conta a restrição sobre a potência nominal do equipamento devido às condições ambientais locais onde ele opera. A Tabela 5.5 resume os dados envolvidos na escolha do TG, de acordo com o indicado a seguir:

- $D_W \rightarrow$ Equação 4.8;
- $R_P \rightarrow$ Equação 4.16; e
- $P_N \rightarrow$ selecionado na Tabela 3.3, levando em consideração o disposto na Equação 4.18.

Tabela 5.5 - Dados utilizados na determinação do Equipamento a ser utilizado na cogeração, por tipo de cogeração analisado

Tipo de Cogeração	D _W (kW)	R _P	P _N (kW)
Todos	5.530	95,3%	6.784

Nota: Dados obtidos na simulação dos projetos.

Por sua vez, além destas restrições ambientais locais, a eficiência nominal η_N da máquina é afetada pelo carregamento Ω sob o qual ela opera. A Tabela 5.6 resume, por tipo de projeto, os itens relevantes à avaliação operacional do equipamento. Enquanto a eficiência nominal η_N é obtida da Tabela 3.3, o carregamento Ω submetido à turbina é calculada pela Equação 4.32 (projetos COA e GSA) e pela Equação 4.33 (projetos COV e GSV). Por sua vez, R_η e η_W são calculadas segundo as Equações 4.17 e 4.19. O cálculo do HR (vide nota nº. 104), em m^3/MWh , determinado pela Equação 5.3, baseia-se na relação $1 MWh \approx 860.000 \text{ kcal}$ e no valor do PCI = $8.500 \text{ kcal}/m^3$ para o GN:

$$HR = \frac{101,2}{\eta_W} \quad (5.3)$$

Tabela 5.6 - Efeito das condições ambientais e da carga atendida na eficiência nominal do equipamento

Tipo de Cogeração	η_N	Ω	R_η	η_W	HR (m^3/MWh)
COA / GSA	42,2%	51,0%	83.9%	35,4%	285,8
COV / GSV	42,2%	95,3%	97.5%	41,1%	246,2

Nota: Dados obtidos na simulação dos projetos.

Uma vez definido o equipamento, a etapa seguinte consiste na determinação do custo dele. A Tabela 5.7 exhibe os componentes para a determinação do custo do equipamento, que é calculado segundo a Equação 4.20. Nesta tabela, P_{ITB} e P_{PTG} são obtidos, respectivamente, dos Gráficos 3.13 e 3.14, enquanto F_A corresponde à média aritmética do intervalo exibido no Quadro 4.1 para o status do equipamento NX.

Tabela 5.7 - Composição dos custos de instalação de cogeração a Gás Natural

Tipo de Cogeração	P_{RF} (US\$/kW)	P_{PTG}	P_{ITB}	F_A	ICOG (x 10 ⁶ US\$)
Todos	484	43,2%	59,7%	0,255	14,7

Nota: Dados obtidos na simulação dos projetos.

Ainda com respeito aos custos dos demais equipamentos, a Tabela 5.8 apresenta os valores associados ao desempenho operacional e ao custo do investimento para a caldeira convencional. O valor de HR também é calculado segundo a Equação 5.3, enquanto a capacidade da caldeira D_{CC} é calculada conforme a Equação 4.28.

Tabela 5.8 - Caldeira Convencional: investimento e condições operacionais

Tipo de Cogeração	η_N	HR (m ³ /MWh)	D_{CC} (kW)	Preço (US\$/kW)	ICC (x 10 ⁶ US\$)
COA	85%	119,0	6.128	160	0,98
GSA	85%	119,0	4.160	160	0,67

Nota: Dados obtidos na simulação dos projetos.

O Gráfico 5.20 apresenta a variação anual do câmbio utilizado nas avaliações dos projetos, de acordo com os dados da Tabela 5.2.

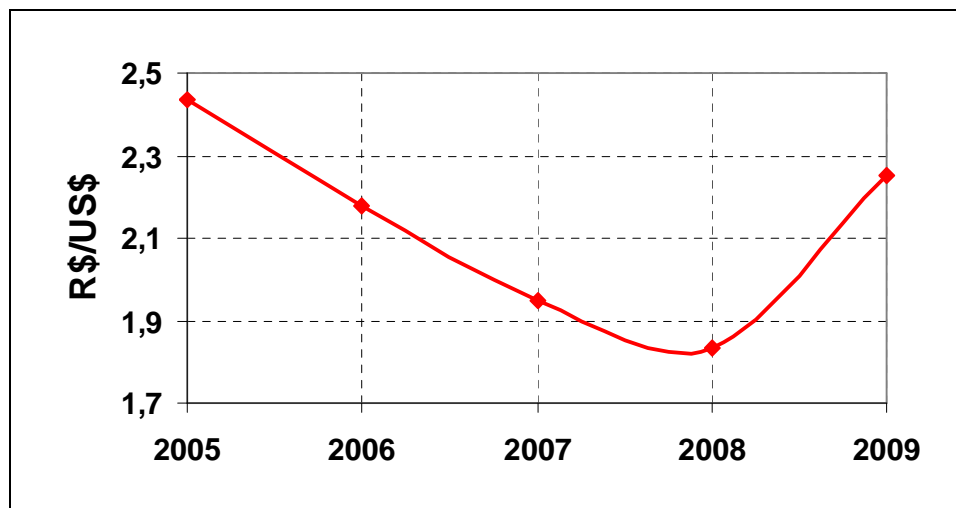


Gráfico 5.20 - Variação anual do Câmbio utilizado nos projetos de análise
Nota: Elaboração própria.

O custo do investimento do Gasoduto é diretamente proporcional ao diâmetro do duto, isto é, ao volume de GN transportado. A Tabela 5.9 apresenta, por tipo de operação, o consumo de gás pelas turbina (V_{G1}) e caldeira convencional (V_{G2}), ambos calculados segundo o exposto na Equação .25, assim como a distância (L) e o diâmetro (Φ) do duto necessário ao transporte do GN até as instalações do consumidor.

Tabela 5.9 - Parâmetros do Gasoduto para transporte do GN até o cliente

Tipo de Cogeração	Volume de gás natural (m ³ /dia)		L (m)	Φ (pol)
	V _{G1}	V _{G2}		
COA	24.093,8	6.564,8	1.000	3
COV / GSV	38.731,1	0,0	1.000	3
GSA	24.093,8	4.456,7	1.000	3

Nota: Dados obtidos na simulação dos projetos.

O Gráfico 5.21 apresenta, por ano do projeto, o custo da energia elétrica, em R\$/MWh, na condição de pré-cogeração, segundo os custos de atendimento à demanda e à energia consumida pelo cliente, indicados nas Equações 2.7 e 2.8, respectivamente.

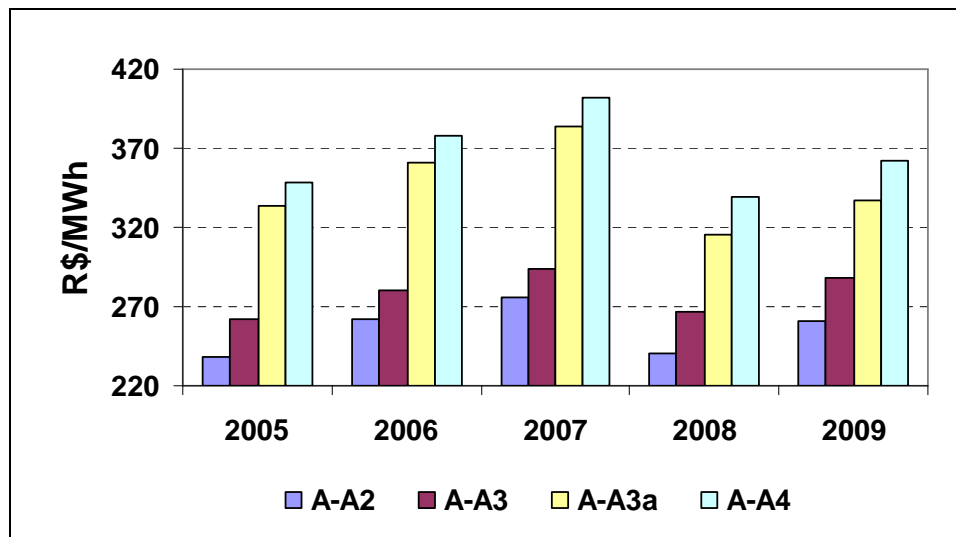


Gráfico 5.21 - Consumo diário e variação anual do preço do GN por tipo de operação

Nota: Confecção própria baseada nos relatórios de avaliação.

Já o Gráfico 5.22 exhibe, também pelo ano do projeto, o custo do gás natural sob cogeração, em R\$/m³, calculados segundo o disposto na Equação 5.1.

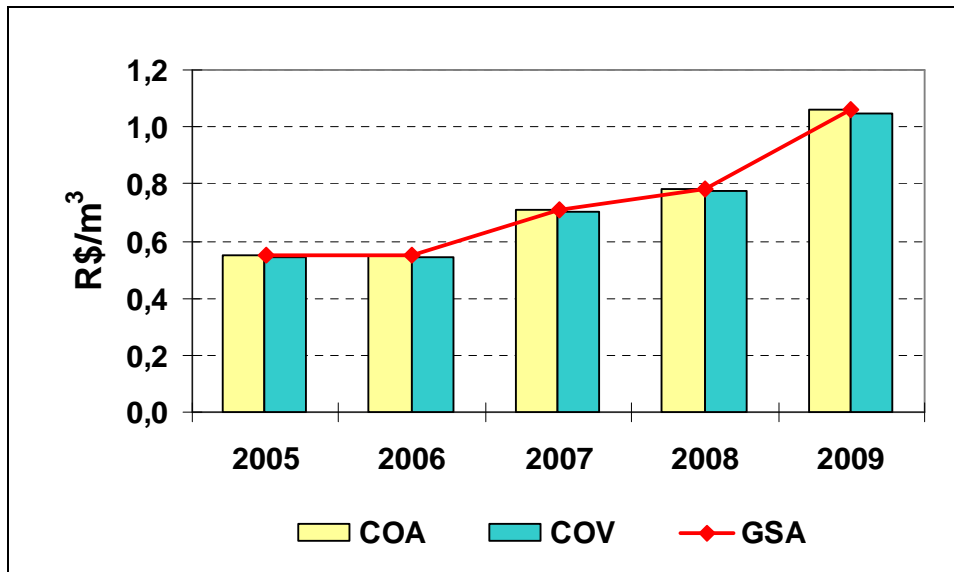


Gráfico 5.22 - Comportamento anual de preço do Gás Natural para os projetos analisados
Nota: Confeção própria baseada nos relatórios de avaliação.

Por último, a Tabela 5.10 exhibe os valores relativos aos custos fixos e variáveis de O&M da turbina e o custo variável da caldeira convencional.

Tabela 5.10 - Custos de O&M

Tipo de Cogeração	Turbina		Caldeira
	Custo Fixo (US\$/kW)	Custo Variável (US\$/MWh)	Custo Variável (R\$/MWh)
Todas	3,78	4,10	2

Nota: Dados obtidos na simulação dos projetos.

5.4 RESUMO DA ANÁLISE DO ESTUDO DE CASO

Os Gráficos 5.23 a 5.27 apresentam o resultado da avaliação para o período considerado, de 2005 a 2009, respectivamente.

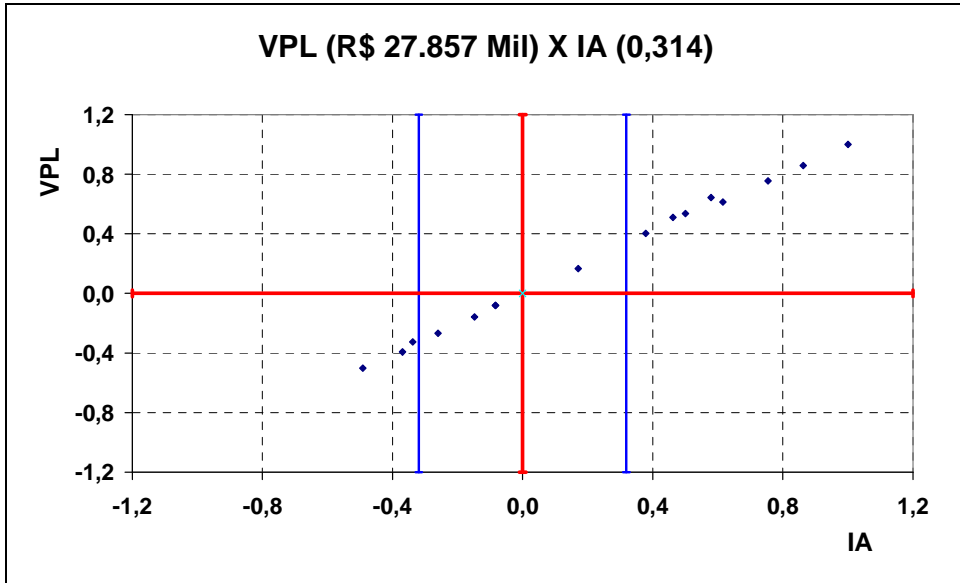


Gráfico 5.23 - Resumo da avaliação do cliente C604 no ano de 2005
 Fonte: Relatório de simulação.

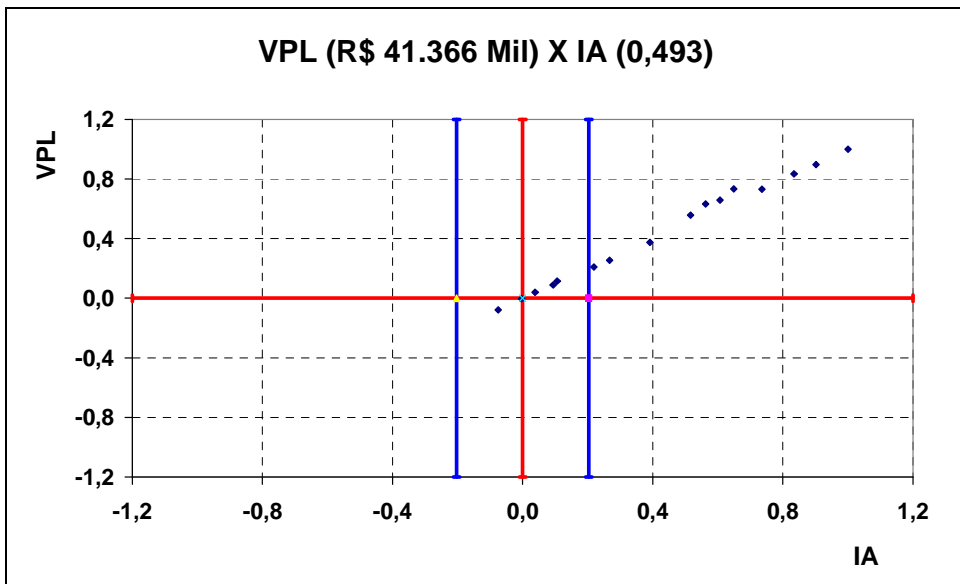


Gráfico 5.24 - Resumo da avaliação do cliente C604 no ano de 2006
 Fonte: Relatório de simulação.

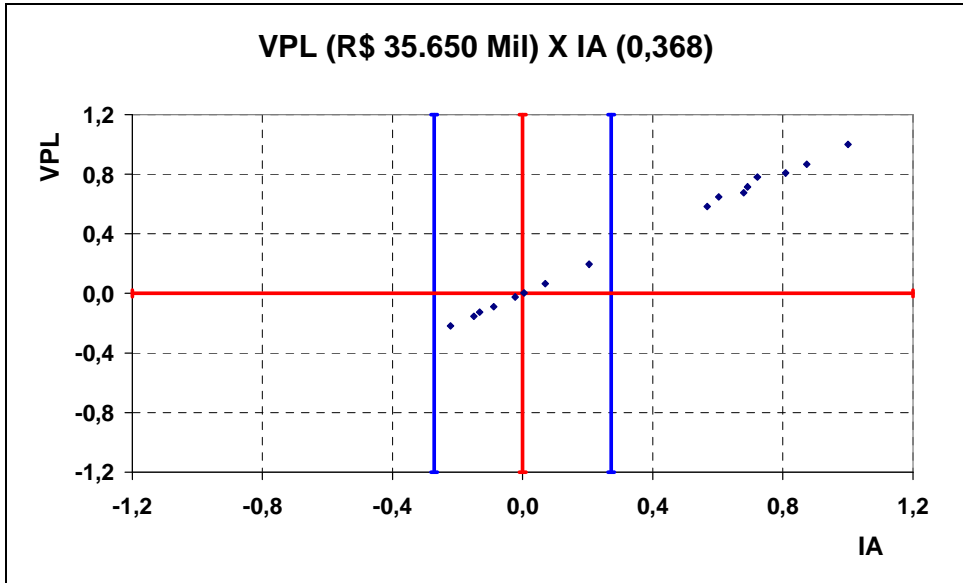


Gráfico 5.25 - Resumo da avaliação do cliente C604 no ano de 2007
 Fonte: Relatório de simulação.

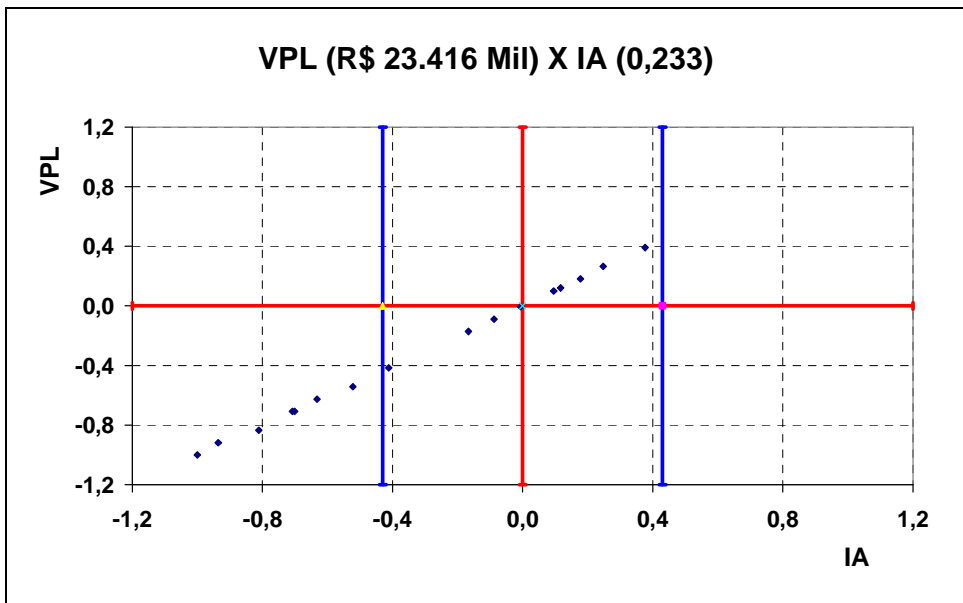


Gráfico 5.26 - Resumo da avaliação do cliente C604 no ano de 2008
 Fonte: Relatório de simulação.

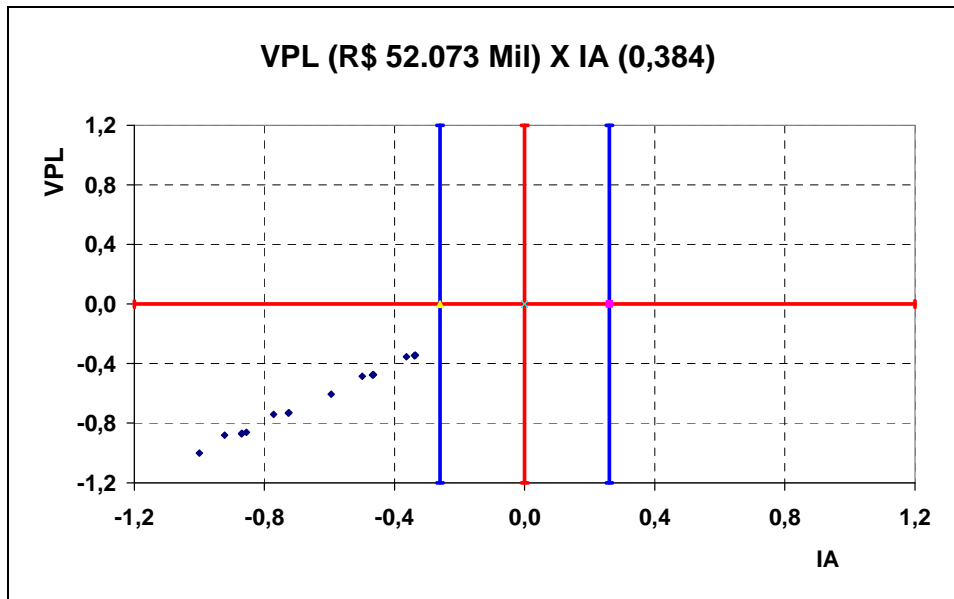


Gráfico 5.27 - Resumo da avaliação do cliente C604 no ano de 2009
Fonte: Relatório de simulação.

Observando os gráficos, verifica-se que 2006 seria o ano mais propício à migração, ocorrendo, daí em diante, uma redução no número de migrações. Digno de nota é a inexistência, em 2009, de algum caso de opção pela migração. A tabela Tabela 5.11 resume os resultados pelo ano de análise, detalhando a quantidade de ocorrências de cada uma das categorias **N**, **N***, **S*** e **S**.

Tabela 5.11 - Resumo da avaliação por ano de análise

Ano de Avaliação	N	N*	S*	S	Migração ⁽¹³¹⁾
2005	3	4	1	8	56,3%
2006	0	2	3	11	87,5%
2007	0	5	3	8	68,8%
2008	7	4	5	0	31,3%
2009	16	0	0	0	0,0%

Fonte: Relatório de simulação.

O incremento no número de unidades passíveis de migração em 2006 deve-se à atratividade decorrente da estabilidade das tarifas do GN e do aumento das tarifas de EE com relação ao ano anterior. Todavia, conforme demonstrado na Equação 5.2, a partir de 2006 o custo do GN é crescente. Este crescimento não é compensado pela redução verificada no câmbio (Gráfico 5.20), observando-se, pois, a redução paulatina no número de unidades que não migrariam para a cogeração.

¹³¹ Esta coluna indica o percentual de unidades incluídas nas categorias S* ou S.

A tabela Tabela 5.12 apresenta os resultados distribuídos por subgrupo. Analisando-a, conclui-se pela maior competitividade do fornecimento de EE segundo os subgrupos A2 e A3 frente à cogeração com gás natural. Tal postura não constitui surpresa, visto que os custos da demanda são decrescentes, do subgrupo A2 para o A4. Já as tarifas de consumo, até 2007 apresentam o mesmo comportamento das tarifas de demanda; após este ano, os valores são iguais para todos os subgrupos.

Tabela 5.12 - Resumo da avaliação por subgrupo de fornecimento

Subgrupo	N	N*	S*	S	Migração
A2	11	6	2	1	15,0%
A3	7	6	5	2	35,0%
A3a	4	3	1	12	65,0%
A4	4	0	4	12	80,0%

Fonte: Relatório de simulação.

Na Tabela 5.13, os resultados estão detalhados por tipo de cogeração. Nela, observa-se que a comparação entre dois projetos de mesma origem, COA e COV ou GSA e GSV, aquele com a produção e a venda de excedente de energia elétrica, COV ou GSV, apresenta maior atrativo à migração. Por sua vez, a simples substituição da concessionária pela cogeração sem produção de excedente (projeto GSA) é o que apresenta o menor percentual de migração. Já a cogeração para unidades com uma necessidade térmica mais elevada (projeto COV) apresenta-se como a de maior risco de migração.

Tabela 5.13 – Resumo da avaliação por tipo de projeto

Tipo de Cogeração	N	N*	S*	S	Migração
COA	7	5	2	6	40,0%
COV	5	2	5	8	65,0%
GSA	9	4	2	5	35,0%
GSV	7	3	3	7	50,0%

Fonte: Relatório de simulação.

A Tabela 5.14 resume as situações em que as unidades atendidas pela concessionária segundo o subgrupo A2 optariam pela migração. Em 2006, o custo da Energia Elétrica maior e o câmbio inferior àqueles verificados em 2005 não foram suficientes para incluir o projeto GSA como opção de migração. Já em 2007, apenas no

projeto COV houve indicativo de migração, mesmo assim, com ganho de (IA igual a) R\$ 25,00 por cada R\$ 1.000,00 investidos.

Tabela 5.14 - Resumo da avaliação anual para o subgrupo A2

Ano de Avaliação	Tipo de Cogeração	!A (R\$/1000 R\$)
2006	COV	132
2006	GSV	46
2007	COV	25

Fonte: Relatório de simulação.

A Tabela 5.15 exibe o comportamento para as unidades do subgrupo A3. Verifica-se uma menor atratividade do subgrupo A3 em comparação com o subgrupo A2 decorrente da inclusão, em 2006, de uma migração para o projeto GSA, todavia com IA apenas de R\$ 19,00 por R\$ 1.000,00 investidos. Já em 2007, ambas as decisões de migração relativas aos projetos COV e GSV ocorrem com pequenos ganhos advindos da cogeração (respectivamente, IA de R\$ 75,00 e R\$ 2,00).

A Tabela 5.16 e a Tabela 5.17 resumem as condições nas quais as unidades dos subgrupos A3a e A4, respectivamente, não migrariam, visto que estes subgrupos apresentam menor competitividade frente à cogeração com GN.

Tabela 5.15 - Resumo da avaliação anual para o subgrupo A3

Ano de Avaliação	Tipo de Cogeração	!A (R\$/1000 R\$)
2005	COV	54
2006	COA	52
2006	COV	193
2006	GSA	19
2006	GSV	108
2007	COV	75
2007	GSV	2

Fonte: Relatório de simulação.

Tabela 5.16 - Resumo da avaliação anual para o subgrupo A3a (continua)

Ano de Avaliação	Tipo de Cogeração	!A (R\$/1000 R\$)
2008	COA	-1
2008	GSA	-21
2008	GSV	-39
2009	COA	-180
2009	COV	-179

Ano de Avaliação	Tipo de Cogeração	!A (R\$/1000 R\$)
2009	GSA	-192
2009	GSV	-229

Fonte: Relatório de simulação.

Tabela 5.17 - Resumo da avaliação anual para o subgrupo A4

Ano de Avaliação	Tipo de Cogeração	!A (R\$/1000 R\$)
2009	COA	-130
2009	COV	-129
2009	GSA	-140
2009	GSV	-179

Fonte: Relatório de simulação.

Conforme se observa, as unidades pertencentes a esses subgrupos não migram para projetos analisados em 2009. Neste ano, conforme os Gráficos 5.20 e 5.21, respectivamente, o câmbio e o custo de energia elétrica encontram-se em patamares próximos àqueles verificados em 2006, enquanto o custo do GN teve um aumento em torno de 94% (Gráfico 5.22). Já em 2008, o incremento do custo do GN foi de 42,6%, propiciando a que unidades do subgrupo A3a permanecessem sendo atendidas através da concessionária de EE. Neste caso, ressalta-se ainda a perda inferior a R\$ 39/R\$ 1.000.

6 CONCLUSÕES

Dentro da estrutura atual do sistema elétrico brasileiro, consolida-se a visão das concessionárias como provedoras do serviço de transporte de energia elétrica.

Por sua vez, as regras para a comercialização de energia dentro do ACR apresentam impactos diferentes sobre as concessionárias, a depender do tipo de migração efetuado pelo cliente cativo:

- a) migração para o mercado livre: a concessionária mantém a receita sobre a demanda e reduz o risco de supercontratação através da devolução da energia não consumida pelo cliente migrante;
- b) migração para o mercado de energia de fonte incentivada: a concessionária perde de imediato parte (pelo menos 50%) da receita associada à disponibilização da demanda contratada junto ao cliente, com o aumento do risco de supercontratação pela impossibilidade de devolver a energia não consumida pelo migrante;
- c) migração para a cogeração: além de incremento do risco de exposição devido à supercontratação de energia, a concessionária perde completamente a receita relativa à demanda.

O Quadro 6.1 apresenta o risco dos prejuízos aos quais a concessionária de energia está exposta.

Cliente Migrante	Nível do prejuízo das concessionárias	
	Energia	Demanda
Potencialmente Livre	P	P
Potencialmente Especial	M	M
Autoprodutor	G	G

Quadro6.1 - Nível do prejuízo passível à concessionária

Notas: Elaboração própria.

P: Risco Pequeno

M: Risco Médio

G: Risco Grande

A viabilidade ou não da cogeração resulta dos valores atuais e da perspectiva dos valores futuros da energia elétrica, do gás natural e do câmbio. Desta forma, o conhecimento do montante de energia térmica a ser substituído ou complementado pela cogeração a gás natural é tão importante quanto conhecer os dados relativos à energia elétrica.

Além das condições ambientais locais, a curva de carga à qual a máquina se encontra submetida influi decididamente na eficiência energética do sistema de cogeração. Unidades operando com baixo fator de carga apresentam carregamento médio pequeno, o que inviabiliza a pura substituição da concessionária pela cogeração. Uma possível resposta a este problema é a operação da turbina a plena carga, com a venda do excedente de energia elétrica produzido. A restrição a esta solução consiste no preço e no volume excedente disponível para venda. Arranjos com duas ou mais máquinas podem ser utilizados para atender a curva de carga da unidade, sem a perspectiva de geração de energia elétrica excedente, conforme exibido no Gráfico 6.1. Todavia, um arranjo de tal ordem requer o conhecimento detalhado da curva de carga de todos os clientes alvo de análise, o que inviabiliza a simplicidade, o escopo e a abrangência do presente modelo.

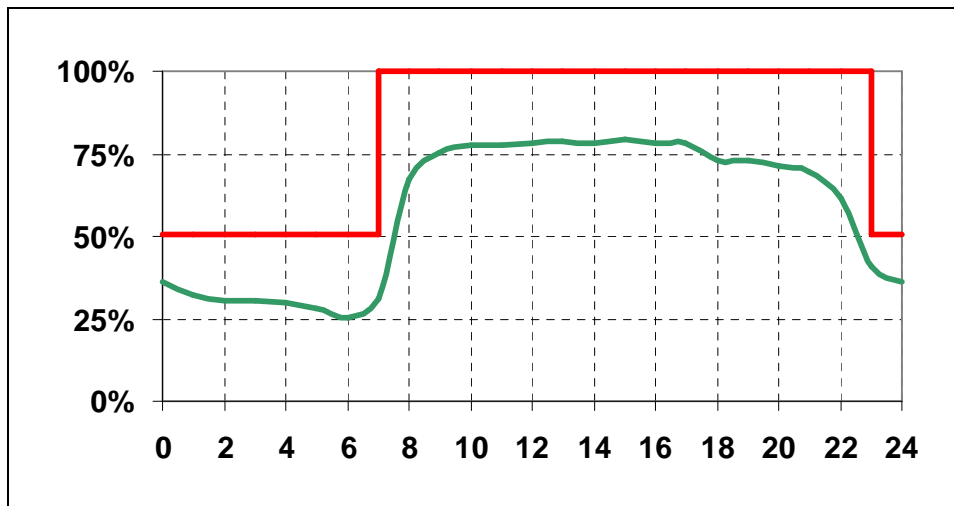


Gráfico 6.1 - Exemplo de Cogeração utilizando duas máquinas para atendimento à curva de carga do cliente

Nota: Elaboração própria.

Além da avaliação da viabilidade econômica de novos empreendimentos sob cogeração a gás, o modelo proposto se encontra preparado para avaliação de projetos de migração, situação em o custo de investimento em instalações elétricas é simplesmente ignorado.

Os projetos analisados mostraram que as unidades atendidas em tensão igual ou superior a 69kV (subgrupos A2 e A3) são mais competitivas frente à cogeração.

A Reserva de Capacidade é a demanda ociosa do sistema elétrico da concessionária que a parte geração do Autoprodutor pode dispor para mitigar os efeitos da perda parcial ou total de seu parque gerador. Os Autoprodutores dos subgrupos A3a e A4 têm na opção tarifaria horosazonal verde a garantia de disponibilidade do sistema

para a totalidade da carga. Já aqueles clientes conectados em tensão igual ou superior a 69 kV têm na impossibilidade de contratação da Reserva de Capacidade a maior barreira na decisão de gerar sua própria energia⁽¹³²⁾.

¹³² Considere um AP com um contrato de RC em 69kV, com uma carga própria de 10MW atendida por 2 geradores de 5MW cada um. Suponha ainda, que ele venha a perder a garantia do contrato de RC. Nestas condições, se em um determinado mês houver a perda de um gerador – por apenas um dia -, o custo para manter a linha de produção no horário de ponta seria da ordem de R\$ 180 Mil.

REFERÊNCIAS

ABREU, A. A. de (Org.). **Dicionário histórico-biográfico brasileiro pós – 1930**. Rio de Janeiro: Editora FGV, 2001.

AGÊNCIA ESTADUAL DE REGULAÇÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA, TRANSPORTES E COMUNICAÇÕES DA BAHIA (AGERBA). **Contrato de regulamentação da concessão para exploração industrial, comercial, institucional e residencial dos serviços de gás canalizado no Estado da Bahia**. Salvador, 1993.

Disponível em:

<<http://www.agerba.ba.gov.br/arquivosDiversos/ContratoConcessaoBahiagas.pdf>>.

Acesso em: 25 maio 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução nº. 281/1999. Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica**.

Brasília, 1999a. Disponível em: www.aneel.gov.br/cedoc/bres1999281.pdf. Acesso em: 25 maio 2008.

_____. **Resolução Normativa nº. 371, de 29 de Dezembro 1999, de acordo com o texto estabelecido pela resolução Normativa nº. 304 de 04 de Março de 2008, regulamenta a contratação e comercialização de reserva de capacidade por autoprodutor ou produtor independente**. 1999b. Brasília, 1999b. Disponível em: www.aneel.gov.br. Acesso em: 25 maio 2008.

_____. **Cadernos Temáticos ANEEL: tarifas de fornecimento de energia elétrica**. Brasília, 2005. Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno4capa.pdf>>. Acesso em: 14 jun. 2008.

_____. **Resolução Normativa nº. 456 de 29 de Novembro de 2000, estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica**. Brasília, 2000. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 25 abr. 2008.

_____. **Resolução Homologatória nº. 107, de 18 de Abril de 2005, entre outras, homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica da COELBA**. Brasília, 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2005107.pdf>>. Acesso em: 25 abr. 2008.

_____. **Resolução ANEEL nº. 247**. Brasília, 2006.

_____. **Resolução Homologatória nº. 319, de 18 de Abril de 2006, entre outras, homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica da COELBA**. Brasília, 2006. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 25 abr. 2008.

_____. **Por dentro da conta de luz: informação de utilidade pública**. 3. ed. 2007a.

Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Catilha_1p_atual.pdf>. Acesso em: nov. 2007.

_____. **Resolução Homologatória nº. 456, de 18 de Abril de 2007, entre outras, homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica da COELBA**. Brasília, 2007b. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 25 abr. 2008.

_____. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2. ed. 2008. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/aspectos_institucionais/2_1_1.htm>. Acesso em: jun. 2008.

_____. **Resolução Homologatória nº. 638, de 17 de abril de 2008**, entre outras, homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica da COELBA. Brasília, 2008. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 25 abr. 2008.

_____. **Resolução Homologatória nº. 806, de 14 de abril de 2009**, entre outras, homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica da COELBA. Brasília, 2009. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 25 abr. 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Descrição da metodologia de cálculo das tarifas de transporte de gás natural**. Nota Técnica 054/2002-SGC. Rio de Janeiro, 18 de Setembro de 2002a. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/doc/gas/Nota_54_2002.PDF>. Acesso em: 3 jun. 2008.

_____. **Panorama da indústria de gás natural no Brasil: aspectos regulatórios e desafios**. Nota Técnica ANP 016/2002. Julho de 2002b. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/doc/notas_tecnicas/Nota_Tecnica_ANP_016_2002.pdf> Acesso em: 24 maio 2008.

BAHIAGÁS - COMPANHIA DE GÁS DA BAHIA. **Gás natural**. 2008a. Disponível em: <<http://www.bahiagas.com.br>>. Acesso em: 28 maio 2008.

_____. **Relatório da administração 2007**. jan. 2008b. Disponível em: <http://www.bahiagas.com.br/downloads/bahiagas_2007.pdf>. Acesso em: 31 maio 2008.

BALESTIERI, J. A. P. **Cogeração: geração combinada de eletricidade e calor**. Florianópolis: Editora da UFSC, 2002.

BARJA, G. J. A. **A cogeração e sua inserção ao sistema elétrico**. Dissertação. 2006. (Mestrado em Ciências Mecânicas)–Universidade de Brasília – UnB, Brasília, DF, 2006. Disponível em: <http://aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Dissertacao_Gabriel_de_Jesus.pdf>. Acesso em: 5 out. 2007.

BENJÓ, I.; CAMPOS, R. **Fundamentos de economia da regulação**. Rio de Janeiro: Thex, 1999.

BRASIL. **Constituição**: República Federativa do Brasil, 1988. Brasília: Senado Federal, Centro Gráfico, 1988.

_____. **Decreto nº. 24.643 de 10 de Julho de 1934, decreta o Código de Águas**. Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil.../decreto/d24643.htm>. Acesso em: 5 out. 2007.

_____. **Decreto nº. 41.019 de 26 de Fevereiro de 1957, regulamenta os Serviços de Energia Elétrica**. Disponível em: <www.planalto.gov.br>. Acesso em: 5 out. 2007.

_____. **Decreto nº. 2.335 de 6 de outubro de 1997, constituiu a ANEEL**. Disponível em: <www.planalto.gov.br>. Acesso em: 5 out. 2007.

_____. **Decreto nº. 2.003 de 10 de setembro de 1996, regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente de Energia Elétrica – PI e Autoprodutor de Energia Elétrica – AP**. Disponível em: <www.planalto.gov.br>. Acesso em: 5 out. 2007.

_____. **Decreto 5.163/2004**. Disponível em: <www.planalto.gov.br>. Acesso em: 5 out. 2007.

_____. **Decreto nº. 2.455, de 14 de janeiro de 1998. Implanta a Agência Nacional do Petróleo - ANP, autarquia sob regime especial, aprova sua estrutura regimental e o quadro demonstrativo dos cargos em comissão e funções de confiança e dá outras providências.** Disponível em: <www.planalto.gov.br>. Acesso em: 5 out. 2007.

_____. **Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998. Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências.** Disponível em: <www.planalto.gov.br>. Acesso em: 5 out. 2007.

_____. **Emenda Constitucional nº 09, de 09 de novembro de 1995. Dá nova redação ao art. 177 da Constituição Federal, alterando e inserindo parágrafos.** Disponível em: <www.planalto.gov.br>. Acesso em: 5 out. 2007.

_____. **Lei nº. 8.987 de 13 de fevereiro de 1995, regulamenta o regime de concessão e permissão dos serviços públicos.** Disponível em: <www.planalto.gov.br>. Acesso em: 5 out. 2007.

_____. **Lei nº. 9.074 de 7 de julho de 1995, estabelece as Normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos.** Disponível em: <www.planalto.gov.br>. Acesso em: 5 out. 2007.

_____. **Lei nº. 8.078 de 11 de setembro de 1990, estabelece o Código de Defesa do Consumidor.** Disponível em: <www.planalto.gov.br>. Acesso em: 5 out. 2007.

_____. **Lei nº. 9.648 de 27 de maio de 1998, entre outras, instituiu o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.** Disponível em: <www.planalto.gov.br>. Acesso em: 5 out. 2007.

_____. **Lei nº. 9.427 de 26 de dezembro de 1996, institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.** Disponível em: <www.planalto.gov.br>. Acesso em: 5 out. 2007.

_____. **Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953. Dispõe sobre a política nacional do petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a sociedade anônima, e dá outras providências.** Disponível em: <www.planalto.gov.br>. Acesso em: 5 out. 2007.

_____. **Lei nº 3.257, de 2 de setembro de 1957. Modifica o artigo 27 e seus parágrafos da Lei nº 2.004, de 03 de outubro de 1953 (dispõe sobre a política nacional do petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade por ações Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima, e dá outras providências).** Disponível em: <www.planalto.gov.br>. Acesso em: 5 out. 2007.

_____. **Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.** Disponível em: <www.planalto.gov.br>. Acesso em: 5 out. 2007.

_____. **Lei nº. 10.848 de 15 de março de 2004, instituiu a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.** Disponível em: <www.planalto.gov.br>. Acesso em: 5 out. 2007.

CCEE - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. [Portal institucional]. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 28 maio 2008.

CECCHI, J. C. **Indústria de gás no Brasil: enfoque nos aspectos regulatórios**. Salvador: Universidade Salvador - UNIFACS, 2006. Palestra proferida para o curso de Mestrado em Regulação da Indústria de Energia (MRIE), pela Universidade Salvador - Unifacs.

CLEMENTINO, L. D. A. **Conservação de energia por meio da co-geração de energia elétrica**. São Paulo: Érica, 2001.

ESTEIO ENGENHARIA E AEROLEVANTAMENTOS S.A. [Portal institucional]. Disponível em: <http://www.esteio.com.br/servicos/se_gasene.htm>. Acesso em: 28 maio 2008.

FERREIRA, A. B. de H. **Novo dicionário Aurélio da língua portuguesa**. 3. ed. Curitiba: Positivo, 1986.

FUNDAÇÃO GREGÓRIO DE MATTOS (FGM). **Lobato**. Disponível em: <http://www.culturatododia.salvador.ba.gov.br/vivendo-polo.php?cod_area=6&cod_polo=99>. Acesso em: 31 maio 2008.

FUNDAÇÃO LUÍS EDUARDO MAGALHÃES - FLEM. **Energia: novos cenários: universalização do acesso, uso racional e fontes alternativas para o futuro**. Salvador, 2002. (Cadernos Fundação Luiz Eduardo Magalhães; 3). Disponível em: <<http://www.flem.org.br/cadernosflem/Artigos/Cadernos3/CadernosFLEM3EnergiaComGas.pdf>>. Acesso em: 14 ago. 2007.

GANIM, A. **Setor elétrico brasileiro: aspectos regulamentares e tributários**. Rio de Janeiro: Canal Energia, 2003.

GOLDEMBERG, J.; VILLANUEVA, L. D. **Energia, meio ambiente & desenvolvimento**. 2 ed. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 2003.

GOLDEMBERG, J.; et al. Energia final e equivalente: procedimento simplificado de conversão. **Revista Economia & Energia**, n. 18, jan./fev., 2000. Disponível em: <<http://ecen.com/eee18/enerequi.htm>>. Acesso em: 3 jun. 2007.

GUIMARÃES, H. M. R. **MAN: Modelo de Avaliação de Negócios**. Salvador: Edição do Autor, 2005.

HALL, R. E.; LIEBERMAN, M. **Microeconomia: princípios e aplicações**. São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2003.

INTERESSE DIFUSO. In: GLOSSÁRIO jurídico. Disponível em: <<http://www.stf.jus.br/portal/glossario/verVerbete.asp?letra=I&id=181>> Acesso em: 16

KIM, T. S. ; RO, S. T. Power augmentation of combined cycle power plants using cold energy of liquefied natural gás. **Energy**, v. 25, n. 9, p. 841-856, 2000.

LIMA, B. M. **Mercado ACR X ACL: uma decisão estratégica para migrar entre estes dois ambientes de contratação de energia**. Monografia (Pós-Graduação) – Curso de MBA em Comercialização de Energia Elétrica, Universidade de Pernambuco – UPE, Recife, PE, 2007.

LOPES, Y. S. **Co-geração de energia com gás natural**. Salvador: Companhia de Gás da Bahia (BAHIAGÁS), 2007. Disponível em: <<http://www.flem.org.br/energia/energia.asp>>. Acesso em: 14 ago. 2007.

LOURENÇO, S. R. **Gás natural: perspectivas e utilização**. 106p. Dissertação (Mestrado) – Curso de Mestrado em engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas, SP, 2003. Disponível em:

<<http://libdigi.unicamp.br/document/?code=vtls000304532>>. Acesso em: 12 ago. 2007.

MEIRELLES, H. L. **Direito administrativo brasileiro**. 22. ed. São Paulo: Malheiros, 1997.

MELO, J. P. **Cenários de gás canalizado no Estado de São Paulo**. São Paulo: Artliber, 2002.

MIRANDA, M. A. T. O petróleo é nosso: a luta contra o “entreguismo”, pelo monopólio estatal. **Revista Consultor Jurídico – CONJUR**. São Paulo: IPSIS, 2004. Disponível em: <<http://www.conjur.com.br/static/text/33270,2>>. Acesso em: 5 jul. 2008.

O EMPREITEIRO ON LINE. **As 1001 vantagens da co-geração**. 2007. Disponível em: <http://www.oempreiteiro.com.br/index.php?id_mat=413&home=not&tabela=materias>. Acesso em: 15 fev. 2009.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 7 dez. 2008.

PICCININI, M. S.; PIRES, J. C. L. **A regulação dos setores de infra-estrutura no Brasil**. Disponível em: <<http://www.scribd.com/doc/6132476/Regulacao-dos-setores-de-infraestrutura-no-Brasil>>. Acesso em: 12 jun. 2006.

PONTUAL, F. Com flexibilidade, a oferta aumenta. **Revista Brasil Energia**, maio 2008. Disponível em: <<http://www.energiahoje.com/pops/materia.php?id=20505>>. Acesso em: 6 jan. 2009.

POSSAS, M. L.; PONDÉ, J. L.; FAGUNDES, J. **Regulação da concorrência nos setores de infra-estrutura no Brasil: elementos para um quadro conceitual**. Disponível em:

<http://www.ie.ufrj.br/grc/pdfs/regulacao_da_concorrenca_nos_setores_de_infraestrutur_a_no_brasil.pdf>. Acesso em: jun. 2006.

RIGOLON, F. J. Z. **Regulação da infra-estrutura: a experiência recente no Brasil**. Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/co_nhecimento/revista/rev705.pdf>. Acesso em: jun. 2007.

_____. **Opções reais, análise de projetos e financiamentos de longo prazo**.

Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br/conhecimento/revista/rev1107.pdf>>. Acesso em: 15 fev. 2008.

SCHÜFFNER, C. Petrobrás estréia novo contrato de gás. **Jornal Valor Econômico**, 8 de agosto de 2007. Disponível em:

<http://www.seinfra.ba.gov.br/exibe_noticia_comum.asp?id_noticia=1443>. Acesso em: 5 jan. 2009.

SILVEIRA, J. L.; GOUVÊA, P. E. M. **Uso racional de energia**. Lorena: Faculdade de Engenharia Química de Lorena, 2004. Disponível em:

<<http://146.164.33.61/termo/cogeracao/apostila%20energia%20cogeracao%20interessante.pdf>>. Acesso em: 21 set. 2007.

TAKAKI, A. T. **Análise do aproveitamento do gás natural em plantas de cogeração e trieração de energia em indústrias frigoríficas**. São Paulo: UNESP, 2006.

Disponível em:

<<http://www.feis.unesp.br/nuplen/downloads/dissertacoes/Analise%20do%20Aproveitamento%20do%20Gas%20Natural%20em%20Plantas%20de%20Cogeracao%20e%20Trigerao%20de%20Energia%20em%20Industrias%20Frigorificas.pdf/>>. Acesso em: 5 jan. 2009.

TARIFAS de energia elétrica. **Insider duke energy Brasil**, v.2, n.5, nov. 2003. Disponível em: <http://www.duke-energy.com.br/newsletter/ins02_05_pt.htm>. Acesso em: 25 nov. 2008.

TOLMASQUIM, M. T. (Coord.). **Geração de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Interciência: CINERGIA, 2005.

TOLMASQUIM, M. T. et al. **Potencial de cogeração a gás natural**: setores industrial e terciário do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: UFRJ; COPPE; CENERGIA, 2003.

TOLMASQUIM, M. T.; SZKLO, A. S. (Coord.). **A matriz energética brasileira na virada do milênio**. Rio de Janeiro: COPPE / UFRJ: ENERGE, 2000.

TOLMASQUIM, M. T.; SZKLO, A. S.; SOARES, J. B. **Mercado de gás natural na indústria química e no setor hospitalar do Brasil**. Rio de Janeiro: UFRJ; COPPE; CENERGIA, 2003.

UDOP - UNIÃO DOS PRODUTORES DE BIOENERGIA. **Aspectos gerais da cogeração**. Disponível em: <<http://www.udop.com.br/geral.php?item=noticia&cod=46038>>. Acesso em: 20 mar. 2007.

UTFPR - UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ. Copel Distribuição. **Co-geração**. Material do Curso de Capacitação de Multiplicadores em Eficiência Energética, Módulo VIII. Disponível em: <<http://www.md.utfpr.edu.br/Intranet/professores/adm/download/apostilas/161526.pdf>>. Acesso em: 14 ago. 2007.

VAN WYLEN, G. J.; SONNTAG, R. E.; BORGNAKKE, C. **Fundamentos da termodinâmica clássica**. 2. ed. São Paulo: Edgard Blücher Ltda, 1976.