

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA  
TESE DEFENDIDA POR FRANCISCO JOSÉ  
ROCHA DE SOUSA E APROVADA  
PELA COMISSÃO JULGADORA EM 26.1.06.2009

  
ORIENTADOR

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

# **A Geração Termelétrica: A contribuição das Térmicas a Gás Natural Liquefeito**

Autor: **Francisco José Rocha de Sousa**

Orientador: **Sérgio Valdir Bajay**

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA**  
**COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**  
**PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

# **A Geração Termelétrica: A Contribuição das Térmicas a Gás Natural Liquefeito**

Autor: **Francisco José Rocha de Sousa**

Orientador: **Sérgio Valdir Bajay**

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos.

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2009  
São Paulo - Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA  
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

So85g                      Sousa, Francisco José Rocha  
                                    A geração termelétrica: a contribuição das térmicas a  
                                    gás natural liquefeito / Francisco José Rocha de Sousa. --  
                                    Campinas, SP: [s.n.], 2009.

                                    Orientador: Sérgio Valdir Bajay.  
                                    Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de  
                                    Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

                                    1. Energia termelétrica. 2. Usinas termelétricas. 3.  
                                    Energia elétrica. 4. Gás natural. 5. Gás natural  
                                    liquefeito. I. Bajay, Sérgio Valdir. II. Universidade  
                                    Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia  
                                    Mecânica. III. Título.

Título em Inglês: Thermal power: the contribution of liquefied natural gas power  
                                    plants

Palavras-chave em Inglês: Thermal power, Thermal power-plants, Electricity,  
                                    Natural gas, Liquefied natural gas

Área de concentração: Planejamento Energético

Titulação: Mestre de Planejamento em Sistema Energético

Banca examinadora: Arnaldo César da Silva Walter, Edvaldo Alves de Santana

Data da defesa: 26/06/2009

Programa de Pós Graduação: Planejamento de Sistemas Energético

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA  
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

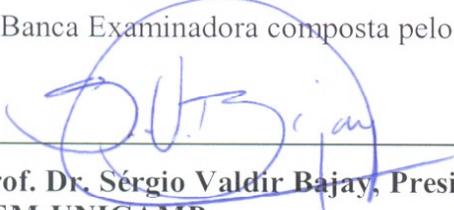
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**A Geração Termelétrica: A contribuição das  
Térmicas a Gás Natural Liquefeito**

Autor: **Francisco José Rocha de Sousa**

Orientador: **Sérgio Valdir Bajay**

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta dissertação:



---

**Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay, Presidente  
FEM-UNICAMP**



---

**Prof. Dr. Arnaldo César da Silva Walter  
FEM-UNICAMP**



---

**Dr. Edvaldo Alves de Santana  
UFSC**

Campinas, 26 de junho de 2009

## **Dedicatória**

*A minha família pelo apoio que nunca me faltou.*

## **Agradecimentos**

Ao Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay pela orientação segura e pelo incentivo imprescindíveis à elaboração desta dissertação.

Aos componentes da banca de qualificação e de defesa, Prof. Dr. Arnaldo César da Silva Walter, Prof. Dr. Paulo Sérgio Franco Barbosa e Prof. Dr. Edvaldo Alves de Santana pelas contribuições para aperfeiçoar o presente trabalho.

Ao Prof. Saul Suslick (*in memoriam*) pelo estímulo para o estudo da avaliação econômica de investimentos no setor de energia.

À Empresa de Pesquisa Energética – EPE, nas pessoas de seus diretores José Carlos de Miranda Farias e Gelson Baptista Serva, pelos esclarecimentos sobre os leilões públicos de energia e pelas informações sobre o mercado de gás natural.

A todos aqueles que contribuíram de alguma maneira para a elaboração desta dissertação.

***“Não somos o que sabemos. Somos o que estamos dispostos a aprender”.***

***(Council on Ideas)***

## **Resumo**

SOUSA, Francisco José Rocha, A Geração Termelétrica: A Contribuição das Térmicas a Gás Natural Liquefeito, Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2005. 131 p. Dissertação (Mestrado)

O objetivo desta dissertação é ampliar a compreensão da geração termelétrica, em particular das termelétricas a gás natural, e da relação entre os setores elétrico e de gás natural no Brasil. Especial atenção é conferida aos leilões públicos de energia, particularmente aqueles na modalidade disponibilidade de energia, opção que tem permitido a contratação de empreendimentos termelétricos a combustíveis fósseis. O trabalho faz avaliação da atratividade do investimento em térmica a Gás Natural Liquefeito - GNL já contratada em leilões públicos. Traz, também, estimativa da competitividade de termelétricas, com ênfase para as termelétricas a GNL. Verificou-se que a capacidade instalada das termelétricas a gás natural deverá ser significativamente ampliada até 2017, o que reforçará o vínculo entre os setores elétrico e de gás natural. Foi constatado que o custo de geração em uma termelétrica a gás natural é fortemente influenciado pelo período de tempo durante o qual ela permanece em operação e pelo preço do gás natural. Adicionalmente, constatou-se que o investimento na construção das termelétricas a GNL contratadas na modalidade disponibilidade de energia mostra-se bastante atrativo.

### *Palavras-Chave*

Geração Termelétrica, Gás Natural, Gás Natural Liquefeito, Termelétrica a Gás Natural, Térmica a GNL, Leilão de Energia, Contratação de Energia, Preço de Energia, Custo Variável Unitário – CVU, Custo de Geração.

## **Abstract**

SOUSA, Francisco José Rocha de, *Thermal Power; The contribution of Liquefied Natural Gas Power Plants*, Campinas: Faculty of Mechanical Engineering, State University of Campinas, 2005. 131p. Thesis for a Master of Science Degree.

The objective of this thesis is to improve the understanding of thermal power, in particular natural-gas-fired power plants, and the relationship between the power sector and the natural gas sector in Brazil. Close attention is paid to the public auctions to hire energy, especially the ones aimed at hiring capacity, option which has allowed the hiring of fossil-fuel power plants. The thesis gives an idea of the attractiveness of the investment in a Liquefied Natural Gas – LNG powered plant hired in a public auction. It also presents an assessment of the competitiveness of thermal plants, with emphasis to the LNG-fired power plants. It was learnt that the natural-gas-fired power plant capacity will increase significantly until 2017, which will reinforce the bond between the power sector and the natural gas sector. Another important finding is that the generation cost of a natural-gas-fired power plant is strongly influenced by the length of time it operates and by the natural gas price. Furthermore, the study shows that the investment in the construction of a LNG powered plant hired in a public auction is very attractive.

### *Key Words*

Thermal Power, Natural Gas, Liquefied Natural Gas, Natural-Gas-Fired Power Plant, LNG-Fired Power Plant, Energy Auction, Energy Contracting, Electricity Price, Electricity Cost.

## Índice

<b>Dedicatória</b> .....	<b>iv</b>
<b>Agradecimentos</b> .....	<b>v</b>
<b>Resumo</b> .....	<b>vii</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>viii</b>
<b>Índice</b> .....	<b>ix</b>
<b>Índice de tabelas</b> .....	<b>xii</b>
<b>Nomenclatura</b> .....	<b>xiii</b>
<b>Capítulo 1</b> .....	<b>1</b>
<b>Introdução</b> .....	<b>1</b>
<b>Capítulo 2</b> .....	<b>6</b>
<b>O setor elétrico e a geração termelétrica a gás natural</b> .....	<b>6</b>
2.1. Revisão da literatura sobre termelétricas a gás natural.....	6
2.2. A capacidade instalada e o mercado de energia elétrica.....	7
2.3. A operação do sistema hidrotérmico.....	11
2.4. O Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT).....	20
2.5. O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA.....	27
2.6. O Planejamento do setor energético.....	29
2.7. O marco legal do setor elétrico e a contratação de energia.....	35
2.8. O gerador termelétrico.....	42
2.9. A formação de preço de energia elétrica no ambiente de livre contratação.....	45
2.10. Leilões de energia.....	47
<b>Capítulo 3</b> .....	<b>60</b>
<b>O setor de gás natural</b> .....	<b>60</b>
3.1. Aspectos institucionais do setor de gás natural no Brasil.....	60
3.2. Infra-estrutura do setor de gás natural.....	64
3.3. Oferta/demanda de gás natural.....	66
3.4. A comercialização de gás natural pelos produtores.....	74
3.5. Preços de gás natural.....	77
3.6. Distribuição de gás natural.....	80
<b>Capítulo 4</b> .....	<b>86</b>
<b>A indústria de Gás Natural Liquefeito</b> .....	<b>86</b>
4.1. Definição de gás natural liquefeito.....	86
4.2. A cadeia do GNL.....	86
4.3. O comércio de GNL.....	89

4.4.	O preço de GNL .....	92
4.5.	A introdução do GNL no Brasil .....	94
<b>Capítulo 5</b>	.....	<b>98</b>
<b>Atratividade do investimento em termelétricas a GNL e competitividade de usinas termelétricas</b>	.....	<b>98</b>
5.1.	Atratividade do investimento em termelétricas a GNL.....	98
5.2.	A competitividade de usinas termelétricas.....	103
<b>Capítulo 6</b>	.....	<b>113</b>
<b>Conclusões e Sugestões para Próximos Trabalhos</b>	.....	<b>113</b>
<b>Referências Bibliográficas</b>	.....	<b>117</b>
<b>Anexos</b>	.....	<b>121</b>
<b>Anexo I – Termo de Compromisso PETROBRÁS/ANEEL</b>	.....	<b>121</b>
<b>Anexo II – Usinas Termelétricas do PPT</b>	.....	<b>127</b>
<b>Anexo III – Custo variável das usinas térmicas</b>	.....	<b>128</b>
<b>Anexo IV – Fluxo de Caixa de Uma Termelétrica Contratada (MC2 Joinville)</b>	.....	<b>130</b>
<b>Anexo V – Fluxo de Caixa de Uma Termelétrica a GNL não Contratada</b>	.....	<b>131</b>

## Índice de Figuras

Figura 1 - Participação das termelétricas na capacidade instalada de geração elétrica (exclusive nuclear).....	8
Figura 2 - Matriz de oferta de energia elétrica do Brasil em 2008.....	10
Figura 3 - Processo decisório de despacho de uma usina térmica em regime de complementação às hidrelétricas.....	12
Figura 4 - Geração de energia em térmicas convencionais no SIN (Fonte: ONS).....	20
Figura 5 - Resultados do segmento Gás e Energia da Petrobrás.....	24
Figura 6 – Geração de energia elétrica no mundo por fonte.....	31
Figura 7 - PLD Médio Mensal no Submercado Sudeste/Centro-Oeste.....	47
Figura 8 - Infra estrutura de transporte de gás natural no Brasil.....	66
Figura 9 - Participação do gás natural na matriz energética.....	71
Figura 10 - Preço de gás natural nos Estados Unidos.....	80
Figura 11 - Preços de gás natural no mercado internacional.....	93
Figura 12 - Custo unitário de geração de uma termelétrica a gás natural.....	111

## Índice de tabelas

Tabela 1 - Estimativa do consumo máximo de gás natural em termelétricas no Sistema Interligado(dez/08) .....	9
Tabela 2 - CVU das termelétricas a gás natural do SIN.....	14
Tabela 3 – PNE 2030: Expansão da geração termelétrica .....	29
Tabela 4 - Estimativa do consumo de gás natural – milhões m <sup>3</sup> /dia (PNE 2030).....	30
Tabela 5 - PDE 2008-2017: Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (MW) .....	33
Tabela 6 – Evolução da capacidade instalada no Brasil.....	34
Tabela 7 - Venda de energia em leilões (MW médios).....	56
Tabela 8 - Preços da energia vendida em leilões de energia nova na modalidade quantidade de energia (R\$/MWh - nov/08).....	57
Tabela 9 – Termelétricas a gás natural da Petrobrás no Sistema Interligado Nacional .....	63
Tabela 10- Principais produtores e consumidores de gás natural em 2007 .....	67
Tabela 11 - Balanço Oferta/Demanda de gás natural em 2008.....	68
Tabela 12 - Vendas das distribuidoras de gás natural em 2008 (mil m <sup>3</sup> /dia).....	72
Tabela 13 - Previsão da oferta e demanda de gás natural em 2013, em milhões m <sup>3</sup> /dia.....	73
Tabela 14 - Preços de gás natural comercializado pela Petrobrás (fevereiro/2009) .....	78
Tabela 15 - Capacidade Operacional das Plantas de Liquefação de gás natural em operação .....	88
Tabela 16 - Capacidade dos terminais de regaseificação de GNL.....	89
Tabela 17 - Importações de GNL no 1º semestre de 2008.....	91
Tabela 18 - Duração da viagem simples de um navio metaneiro até o Brasil .....	96
Tabela 19 - Contratação de usinas termelétricas a GNL.....	99
Tabela 20 - Leilões de termelétricas a GNL .....	101
Tabela 21 - Valores de ICB x TIR x Matrizes de Preço, por tipo de fonte (R\$/MWh) .....	104
Tabela 22 - Dados de entrada para estimativa do custo unitário de geração de uma termelétrica .....	106
Tabela 23- Valores dos investimentos nas termelétricas a GNL contratadas .....	107

## **Nomenclatura**

### **SIGLAS**

ABEGÁS – Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

AGENERSA – Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

ARSESP – Agência Reguladora dos Serviços Públicos de Energia e Saneamento

BTU – *British Thermal Unit*

CAET – Comitê de Acompanhamento da Expansão Termelétrica (já extinto)

CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEC – Custo Econômico de Curto Prazo

CME – Custo Marginal de Expansão

CMO - Custo Marginal de Operação

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

COP – Custo de Operação

CVU – Custo Variável Unitário

EIA – *Energy Information Administration*

ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

ESS – Encargo de Serviços do Sistema

GNL - Gás Natural Liquefeito

IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

ICB – Índice de Custo Benefício

IEA – *International Energy Agency*

IGPM – Índice Geral de Preços do Mercado

IPCA – Índice de Preços ao Consumidor Amplo

MME – Ministério de Minas e Energia

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PETROBRÁS – Petróleo Brasileiro S.A.

PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia

PLD – Preço de Liquidação de Diferenças

PMO – Programa Mensal de Operação Eletroenergética

PPA – *Power Purchase Agreement*

PPT – Programa Prioritário de Termelétricidade

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

SIN – Sistema Interligado Nacional

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

VN – Valor Normativo

# Capítulo 1

## Introdução

As sérias dificuldades para construção de grandes hidrelétricas devido a restrições financeiras experimentadas pelos grandes geradores e, em menor escala, a entraves no licenciamento ambiental, levaram o governo no final da década de 1990 a buscar alternativas para assegurar o fornecimento de energia e que proporcionassem, ao mesmo tempo, o aumento da eficiência do parque gerador do Sistema Interligado Nacional. A alternativa identificada foi o aumento da capacidade instalada de geração de energia elétrica em termelétricas.

Nesse sentido, o governo federal estabeleceu, em 1999, como meta para o setor elétrico “implantar um parque gerador termelétrico de forma a atingir até o ano de 2009 um perfil hidrotérmico na proporção de 82% e 18%, respectivamente”. Para tanto, lançou o Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT, calcado, essencialmente, em termelétricas a gás natural. Por diversas razões tratadas em seção específica deste trabalho, o programa não conseguiu alcançar todos os seus objetivos.

Poucos anos mais tarde, essa situação concorreu para o racionamento de energia elétrica verificado entre junho de 2001 e fevereiro de 2002. Foi causado, em síntese, por uma combinação de fatores com destaque para a desarticulação dos órgãos responsáveis pela expansão do parque gerador, o atraso na construção de centrais geradoras e a hidráulidade desfavorável, como bem demonstrou o relatório da denominada “Comissão Kelman” (Kelman et al, 2001). A referida perturbação no mercado de energia trouxe enormes prejuízos para a economia e desconforto para os consumidores.

Essa experiência traumática tornou patente para o grande público o que era do conhecimento dos técnicos do setor há algum tempo. O Brasil já não dispunha mais de capacidade de regularização plurianual das vazões. Isso ocorreu devido à impossibilidade de

construção, por razões ambientais, de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios. Para obter as licenças ambientais, tornou-se necessário minimizar a área alagada pelos reservatórios. Com isso, a geração de energia elétrica no País passou a depender, fundamentalmente, das precipitações verificadas em cada exercício.

Para evitar novo racionamento, o Brasil intensificou a busca por maior participação de termelétricas. Em razão da premência de tempo, de preocupações de ordem ambiental e de vantagem econômica quando comparado às opções disponíveis, deu-se ênfase à geração de energia elétrica em centrais termelétricas a gás natural. A Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobrás foi estimulada a participar, de forma direta, de empreendimentos termelétricos do PPT e apoiar outros por meio da contratação de compra de energia. Procurou-se, outrossim, superar outros entraves, tais como a oferta e o preço do gás natural, que obstaculizavam o PPT.

O principal deles era e continua a ser a insuficiência de oferta de gás natural para assegurar o fornecimento desse combustível às termelétricas já instaladas na eventualidade de despacho conjunto das mesmas. Isso ficou evidenciado em várias ocasiões e, com toda clareza, em agosto e setembro de 2006, período em que várias usinas termelétricas deixaram de cumprir determinação do Operador Nacional do Sistema – ONS de despacho por ordem de mérito econômico em virtude de indisponibilidade de gás natural.

Na seqüência, a Petrobrás e a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL celebraram, em maio de 2007, Termo de Compromisso (Anexo I) que adequou a capacidade de geração termelétrica simultânea, considerada nos modelos de planejamento e formação de preços de energia elétrica no ambiente de livre contratação, com a capacidade de suprimento de gás natural daquela empresa. Posteriormente, a ANEEL concedeu estímulo adicional aos geradores termelétricos a gás natural ao autorizar a geração termelétrica fora da ordem de mérito econômico para compensar futuras indisponibilidades de combustível.

O aumento da oferta de gás natural ganhou ainda maior prioridade. Com esse propósito, determinou-se a elevação dos investimentos da Petrobrás com o fito de incrementar a produção nacional desse hidrocarboneto. Paralelamente, foram tomadas providências com vistas à diversificação de fornecedores de gás natural por meio da importação de gás natural liquefeito – GNL. A idéia, proposta pela Petrobrás e encampada pelo governo, é suprir os geradores

termelétricos com GNL e destinar o incremento de produção doméstica de gás natural às companhias distribuidoras, que lutam por aumentar os volumes contratados na modalidade firme inflexível. Nesse sentido, a estatal já afretou navios metaneiros e concluiu a construção dos terminais de regaseificação de Pecém e da baía de Guanabara. As importações de GNL tiveram início, em caráter experimental, no segundo semestre de 2008. Graças aos mencionados esforços, foi possível a contratação de 7 termelétricas a gás natural regaseificado nos leilões de energia nova realizados até o final de 2008 (o total da energia contratada é igual a 1.319 MW médios)<sup>1</sup>.

A garantia de oferta de gás natural não é suficiente para tornar viável economicamente a geração termelétrica. É preciso, também, que seu preço seja competitivo. Com efeito, a literatura informa que, para uma termelétrica a ciclo combinado operando na base, o preço do gás natural pode representar até 70% do custo unitário de geração.

Neste ponto, faz-se mister sublinhar que a regulação da ANEEL estabelece que a Agência somente autorizará a operação de unidade geradora termelétrica que apresentar “o respectivo contrato do combustível principal e, se for o caso, do alternativo, demonstrando a garantia do referido suprimento”, sendo que o referido instrumento deverá prever cláusula estabelecendo penalidade pela falta do combustível. Somente após a obtenção da referida autorização, o ONS deve considerar a unidade geradora na programação energética e na programação diária.

Esta norma representa uma dificuldade para a unidade geradora que utiliza gás natural, uma vez que ela tem que obter garantia de suprimento desse combustível, mesmo sabendo que não será despachada na maior parte do tempo (quando há água suficiente nos reservatórios para gerar energia nas hidrelétricas). Também tem implicações para o setor de gás natural, porquanto, dificulta a comercialização desse combustível quando as térmicas não são acionadas. Na realidade, o mercado interruptível no Brasil não tem expressão, tendo os consumidores manifestado clara preferência pelo fornecimento na modalidade firme inflexível.

É importante ter em mente, ainda, que as termelétricas exercem influência no cálculo do preço de liquidação de diferenças de energia no ambiente de contratação livre - ACL<sup>2</sup>, o chamado Preço de Liquidação de Diferenças – PLD. Na eventualidade de exclusão das térmicas da relação

---

<sup>1</sup> Das sete termelétricas contratadas duas destinam-se ao atendimento do mercado a partir de 2011, uma a partir de 2012, e quatro a partir de 2013.

<sup>2</sup> No mercado livre são comercializados aproximadamente 30% da energia consumida no Brasil.

das usinas aptas a gerar, por falta de gás natural, por exemplo, haveria aumento do PLD, o que afetaria a todos que tivessem de recorrer a energia no mercado de diferenças.

No mesmo diapasão, deve-se ter em conta que as térmicas a combustíveis fósseis, que funcionam como um seguro para manutenção da normalidade do suprimento de energia elétrica, vêm sendo contratadas apenas no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, por meio de contratos na modalidade de disponibilidade de energia com duração de 15 anos. Desse modo, somente os consumidores supridos com energia contratada no ACR vêm arcando com a integralidade do pagamento da receita fixa das termelétricas (“seguro do abastecimento de energia elétrica”).

Existe, portanto, claro embricamento dos setores de energia elétrica e de gás natural por conta das termelétricas acionadas com esse combustível. Este vínculo, contudo, não deveria obstaculizar o desenvolvimento do setor de gás natural. É preciso, pois, intensificar a busca de formas de facilitar a comercialização de gás natural quando não houver necessidade de despacho das termelétricas.

Por essas razões, o presente trabalho busca ampliar a compreensão da geração termelétrica, em particular das termelétricas a gás natural, e da relação entre os setores elétrico e de gás natural. Nesse sentido, faz-se necessário o conhecimento do mercado de gás natural e do papel a ser desempenhado pelo Gás Natural Liquefeito - GNL na superação das dificuldades de suprimento ao segmento termelétrico. Apenas a disponibilidade do combustível não é, contudo, suficiente para assegurar a viabilidade da geração em termelétricas a gás natural. Por essa razão, o trabalho faz avaliação da atratividade do investimento em térmicas a gás natural regaseificado já contratadas em leilões públicos e trata da competitividade de usinas termelétricas não contratadas, com ênfase para aquelas a GNL.

O trabalho encontra-se estruturado em seis capítulos. O primeiro é dedicado à introdução. No capítulo seguinte, discorre-se sobre a geração de energia elétrica em usinas termelétricas, com ênfase nas centrais termelétricas a gás natural. Neste capítulo, faz-se, ainda, apresentação de resultados do planejamento energético oficial, exposição de aspectos do marco legal de maior relevância e das regras e resultados dos leilões de energia proveniente de empreendimentos novos realizados até o final de 2008. No terceiro capítulo, o setor de gás natural é examinado. São

apresentados aspectos institucionais e discute-se a oferta e demanda do produto, bem como a comercialização desse combustível pelo produtor, a questão dos preços do gás natural e a regulação da distribuição. O quarto capítulo é dedicado à indústria do GNL. A par da descrição da cadeia do GNL e do comércio desse combustível, trata-se da introdução do mesmo no Brasil. No quinto capítulo, apresenta-se avaliação da atratividade do investimento de termelétrica a GNL já contratada, bem como discorre-se sobre a competitividade de termelétricas e apresenta-se estimativa do custo unitário de geração em uma termelétrica a ciclo combinado a gás natural. Por fim, o sexto capítulo comenta os principais resultados obtidos e apresenta conclusões e sugestões para próximos trabalhos.

## Capítulo 2

### O setor elétrico e a geração termelétrica a gás natural

#### 2.1. Revisão da literatura sobre termelétricas a gás natural

As centrais termelétricas a gás natural apresentam uma série de características que tornam a sua aplicação interessante em sistemas elétricos. Entre essas características releva notar: flexibilidade operacional no acompanhamento da carga, operação com elevada segurança e disponibilidade, localização em geral próximo dos centros de consumo (menor dispêndio com a transmissão de energia), menor tempo de construção e baixo custo por kW instalado (Tolmasquim, 2005). Também apresentam menor tempo de construção, o que proporciona vantagem significativa para o gerador (redução de risco), sobretudo quando há competição no mercado atacadista.

As térmicas a gás natural são classificadas em ciclo aberto<sup>3</sup> e ciclo combinado (*Combined Cycle Gas Turbine – CCGT*). As primeiras são aquelas que utilizam apenas turbinas a gás natural para gerar energia elétrica, sendo os gases de exaustão da turbina descarregados diretamente na atmosfera. Por conta do não aproveitamento da energia contida nesses gases, apresentam baixo nível de eficiência, cerca de 35%. Por essa razão, não operam continuamente, isto é, não operam em carga base, em um sistema hidrotérmico como o brasileiro. Seu funcionamento é simples. Basicamente, a expansão dos gases resultantes da queima do combustível<sup>4</sup> aciona a turbina a gás que se encontra diretamente acoplada ao gerador elétrico (ciclo Brayton), o que permite a transformação da potência mecânica em potência elétrica.

---

<sup>3</sup> Também conhecido como ciclo simples.

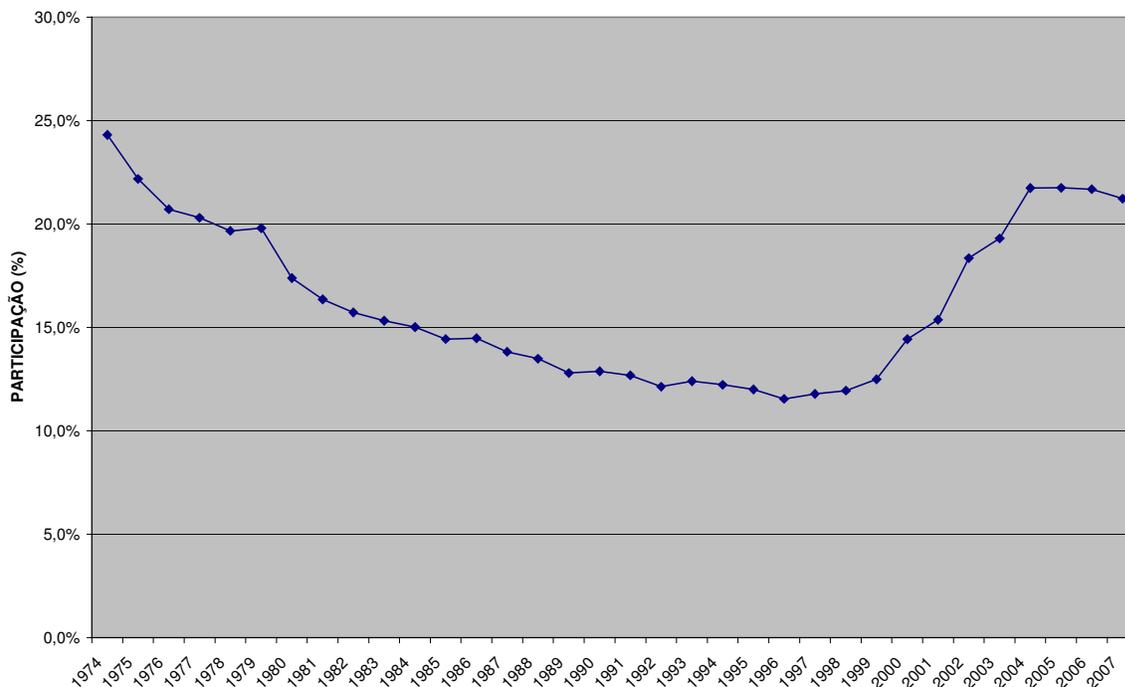
<sup>4</sup> Pode funcionar, com perda de eficiência, com diesel especial

O ciclo combinado é formado pela combinação de um ciclo aberto com turbina a gás com um ciclo aberto a vapor (ciclo Rankine). Com a agregação de uma turbina a vapor, obtém-se a recuperação de calor contido nos gases de exaustão das turbinas a gás, o que permite aumentar a geração de energia elétrica. Os principais integrantes das termelétricas a ciclo combinado são: turbina a gás, caldeira de recuperação de calor (*heat recovery steam generator*) e turbina a vapor. Uma configuração clássica de térmicas a ciclo combinado contempla duas turbinas a gás iguais, cada uma com sua caldeira de recuperação e uma turbina de vapor. As modernas centrais termelétricas a gás natural que utilizam o ciclo combinado possuem eficiências térmicas de aproximadamente 60% (Tusiani, 2007), valor esse bem superior a eficiência das termelétricas a carvão que se situa em torno de 40%.

Quando se contempla a operação de uma termelétrica a gás natural na base, o que no Brasil somente ocorre em períodos de hidrologia crítica, a maior eficiência passa a ser um fator decisivo. Isso recomenda a opção por termelétricas a gás natural a ciclo combinado.

## **2.2. A capacidade instalada e o mercado de energia elétrica**

Há várias décadas o sistema elétrico brasileiro é predominantemente hidrelétrico. Em meados da década de 1970, a participação das centrais termelétricas na capacidade instalada de geração de energia elétrica era de cerca de 25%. Esse nível registrou queda continuada até atingir valor mínimo de 11,6% em 1996. Eram, basicamente, usinas térmicas a vapor movidas a óleo combustível ou a carvão. Em 1999, o governo federal estabeleceu como meta para o setor elétrico “implantar um parque gerador termelétrico de forma a atingir até o ano de 2009 um perfil hidrotérmico na proporção de 82% e 18%, respectivamente”. Para tanto, lançou o Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT, calcado, essencialmente, em termelétricas a gás natural. A partir de então, a participação das termelétricas na capacidade instalada passou a subir, por conta basicamente da agregação de térmicas a gás natural, até alcançar o valor máximo de 21,8% em 2005, tendo permanecido praticamente estável desde então (a participação em 2007 foi de 21,2%), como se pode ver na Figura 1(MME, 2008).



**Figura 1 - Participação das termelétricas na capacidade instalada de geração elétrica (exclusive nuclear)**

Fonte: MME

A capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil em 3/2/2009 era, de acordo com o Banco de Informações de Geração da ANEEL, de 111.116 MW<sup>5</sup>, sendo as usinas hidrelétricas, termelétricas a gás natural e termelétricas a carvão mineral<sup>6</sup> responsáveis por 77.545 MW (69,8% da capacidade total), 10.599 MW (9,5% da capacidade total)<sup>7</sup> e 1.455 MW(1,3% da capacidade total), respectivamente. É importante notar, pelas suas implicações para o abastecimento de gás natural, que caso haja necessidade de despacho de todas as termelétricas atendidas pelo Sistema Interligado Nacional – SIN a gás natural na base o consumo desse combustível seria de cerca de 49 milhões de m<sup>3</sup>/dia, conforme se pode constatar na Tabela 1 .

<sup>5</sup> Inclui autoprodução.

<sup>6</sup> As termelétricas a carvão localizam-se na Região Sul, próximas às minas. As termelétricas a carvão mineral e as termelétricas nucleares operam na base.

<sup>7</sup> A capacidade instalada das termelétricas a gás natural da Petrobrás é 4.464,3 MW (posição em setembro/2008). Além disso, a empresa possui termelétricas a derivados de petróleo. Nessa ocasião, era o nono maior agente de geração no Brasil (Fonte: Banco de Informações de Geração da ANEEL, disponível no site [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)).

**Tabela 1 - Estimativa do consumo máximo de gás natural em termelétricas no Sistema Interligado(dez/08)**

Termelétrica	Empresa	Potência MW	Consumo específico (mil m³/d)/MW	Consumo GN mil m³/dia	Município	Estado
Celso Furtado (ex-Termobahia)	Petrobrás	185,9	7,40	1.376	São Francisco do Conde	BA
Rômulo Almeida (ex-Fafen)	Petrobrás	138,0	6,24	861	Camaçari	BA
Camaçari	CHESF	346,8	7,77	2.695	Dias d'Ávila	BA
Termo Ceará	Petrobrás	242,0	6,56	1.588	Cauaia	CE
Termofortaleza	Central geradora Term. Fortaleza	346,6	4,78	1.657	Cauaia	CE
Aureliano Chaves (ex-Ibirité)	Petrobrás	226,0	4,38	990	Ibirité	MG
Juiz de Fora	UTE Juiz de Fora	87,0	5,98	520	Juiz de Fora	MG
Luiz Carlos Prestes (ex-Três Lagoas)	Petrobrás	258,3	7,46	1.927	Três Lagoas	MS
Willian Arjona	Tractebel	206,4	7,30	1.507	Campo Grande	MS
Cuiabá	Empresa Produtora de Energia	529,2	4,37	2.313	Cuiabá	MT
Termopernambuco	Termopernambuco S.A.	532,8	4,35	2.318	Ipojuca	PE
Araucária	Petrobrás (*)	484,2	4,57	2.213	Araucária	PR
Leonel Brizola (ex-Termorio)	Petrobrás	1.058,3	4,89	5.175	Duque de Caxias	RJ
Norte Fluminense	UTE Norte Fluminense	868,9	4,35	3.780	Macaé	RJ
Mário Lago (ex-Macaé Merchant)	Petrobrás	922,6	5,85	5.397	Macaé	RJ
Barbosa Lima Sobrinho (EX-Eletrobolt)	Petrobrás	379,0	5,85	2.217	Seropédica	RJ
Santa Cruz	FURNAS	766,0	5,37	4.113	Rio de Janeiro	RJ
Jesus Soares Pereira (ex-Termoçu)	Petrobrás	367,9	6,43	2.366	Alto do Rodrigues	RN
Sepé Tiaraju (ex-Canoas)	Petrobrás	160,6	6,56	1.053	Canoas	RS
Uruguaiana	AES Uruguaiana	639,9	4,37	2.796	Uruguaiana	RS
Fernando Gasparian (ex-Nova Piratinga)	Petrobrás	386,1	5,02	1.938	São Paulo	SP
<b>Total</b>		<b>9.132,5</b>		<b>48.799</b>		

Fontes: MME, ANEEL

\*) alugada pela Petrobrás

A capacidade de atendimento desse sistema depende, portanto, da disponibilidade de água, a qual, por sua vez, é função das precipitações pluviométricas no período e do volume armazenado inicialmente. Como as condições hidrológicas do sistema brasileiro são relativamente estáveis, isto é, os anos de baixa hidraulicidade não ocorrem com muita frequência, a importância das centrais hidrelétricas na produção de eletricidade é ainda maior na maior parte do tempo, quando se dispõe de água suficiente para acionar as turbinas. Em 2008, as participações da energia hidráulica - inclusive parcela importada do Paraguai(Usina de Itaipu) - e do gás natural na matriz de oferta de energia elétrica foram de 80,9% e 3,6%, respectivamente, como se pode ver na Figura 2 .

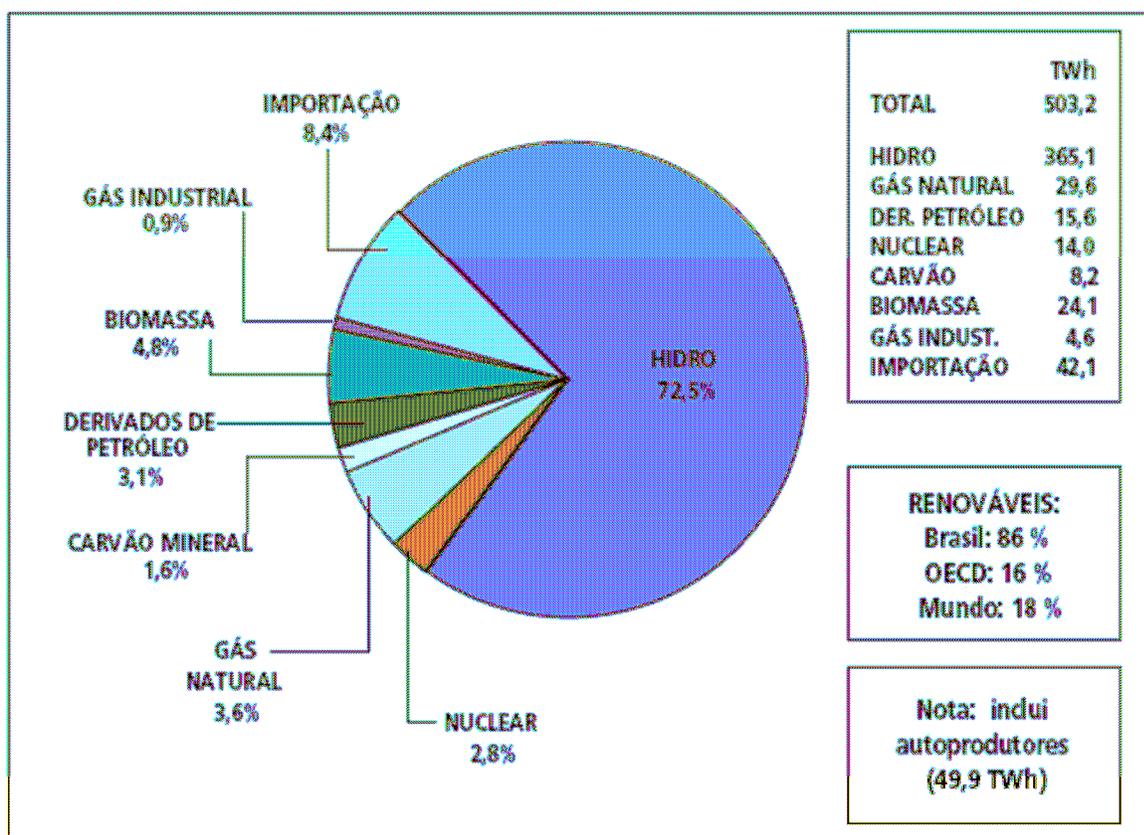


Figura 2 - Matriz de oferta de energia elétrica do Brasil em 2008

Fonte: MME

Em 2008, o consumo nacional de energia elétrica<sup>8</sup> foi de 392.764 GWh, o que correspondeu a crescimento de 3,8% com relação ao ano anterior. As principais classes de consumo são a industrial e residencial que responderam em igual período por 45,8% e 24,1% da demanda, respectivamente. De se notar, ainda, que houve aumento de 52% na geração termelétrica com relação a 2007 (EPE, 2009).

No que se refere à sazonalidade da demanda de energia elétrica no Brasil, deve-se assinalar que ela é significativa em alguns períodos do ano, mas é bem menor que aquela observada em países desenvolvidos do hemisfério norte. Outra característica do mercado de energia elétrica nacional é a grande variação entre a demanda de ponta no período de um dia e a

<sup>8</sup> Inclui consumidores cativos das distribuidoras, consumidores livres e a parcela da autoprodução de energia elétrica que utiliza as redes de transmissão e distribuição do serviço público.

demanda média nesse intervalo de tempo. Naturalmente, o sistema é dimensionado para o atendimento permanente da demanda dos consumidores.

O Brasil conta com um Sistema Interligado Nacional – SIN, que se encontra, presentemente, dividido em quatro subsistemas elétricos, os quais se encontram interligados por extensas linhas de transmissão. São eles: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. Nesta última região existem, ainda, grande quantidade de sistemas isolados, os quais respondem, em conjunto, por cerca de 2% do consumo de energia elétrica no País. As subestações e linhas de transmissão em tensão igual ou superior a 230 kV compõem a rede básica de transmissão, a qual tinha extensão total no final de 2007 de 87.033 km (Disponível em [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br). Acesso em 10 de outubro de 2008).

### **2.3. A operação do sistema hidrotérmico**

A coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica integrantes do SIN é feita pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, entidade de direito privado, criada em agosto de 1998. O planejamento da operação compreende avaliação das condições futuras e de curto prazo da operação. Seus principais produtos são: Plano Anual de Operação Energética – PEN; Programa Mensal de Operação Eletroenergética – PMO<sup>9</sup> e o Programa Diário de Operação – PDO.

O processo de decisão da operação apresenta elevado nível de transparência, encontrando-se disciplinado em normas (denominadas de Procedimentos de Rede), as quais são aprovadas pela ANEEL, após a realização de audiências públicas. Além disso, o ONS disponibiliza aos agentes os dados de entrada e os modelos de otimização (Modelo para Otimização Hidrotérmica para Subsistemas Equivalentes Interligados – Newave e Modelo para Otimização da Operação de Curto Prazo com Base em Usinas Individualizadas – Decomp). Isso significa que os agentes podem reproduzir os procedimentos que determinam o despacho das usinas.

De uma maneira simplificada, o operador do sistema procura minimizar o custo do atendimento, observado dado risco de déficit determinado pela legislação. Presentemente, a Resolução CNPE nº 1, de 17 de novembro de 2004, estabelece que tanto os estudos de operação

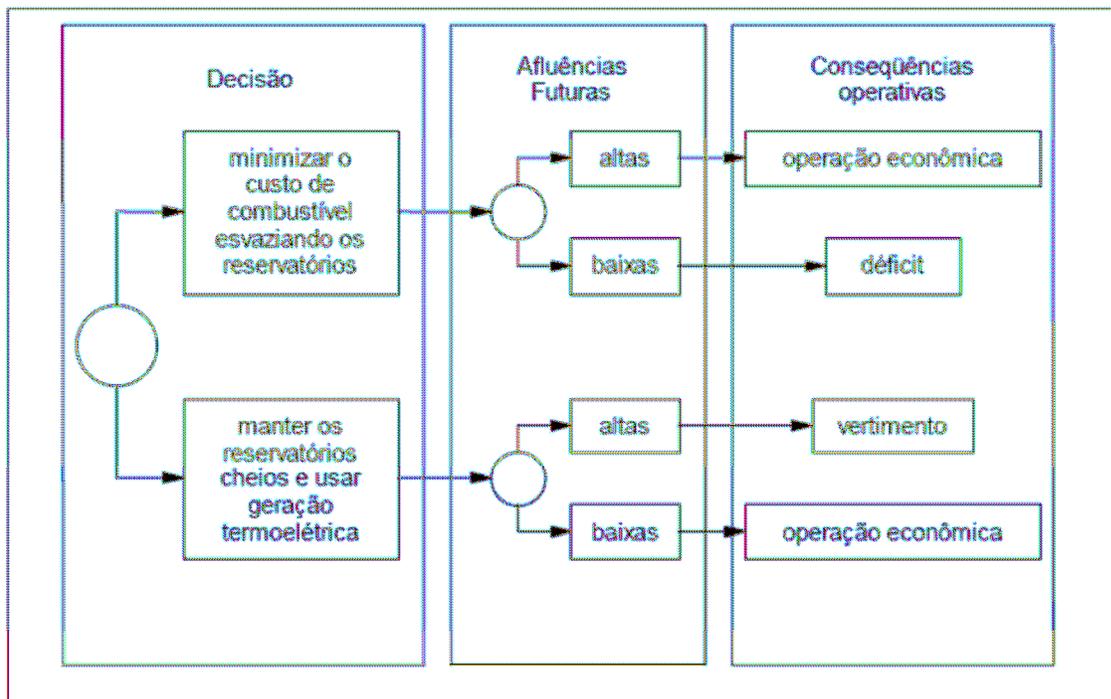
---

<sup>9</sup> O PMO leva em conta as restrições operacionais de cada empreendimento de geração e transmissão do SIN, bem como restrições relativas aos demais usos da água.

quanto os de planejamento da expansão da oferta do sistema elétrico devem considerar que o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN não poderá exceder a 5% em cada um dos subsistemas que o compõem.

A aludida minimização de custo requer sejam evitados os vertimentos<sup>10</sup> de água desnecessários. A entrada de geração termelétrica proporciona ganho de eficiência em sistema hidrotérmicos pelo fato de permitir o atendimento de cargas que não poderiam ser atendidas em períodos secos. Em outras palavras, corresponde a um aumento líquido da energia firme do sistema.

De uma maneira geral, o processo decisório de despacho de usinas termelétricas comporta as alternativas mostradas na Figura 3 (ONS, 2008).



**Figura 3 - Processo decisório de despacho de uma usina térmica em regime de complementação às hidrelétricas**

Como se vê, o referido processo decisório pode ensejar dois erros, a saber: déficit de energia; ou vertimento de água, os quais decorrem da incerteza associada às precipitações. Para enfrentar esse problema, o ONS trabalha com o valor esperado da água, determinando a geração

<sup>10</sup> Afluências superiores à capacidade de acumulação dos reservatórios.

máxima de uma térmica quando o Custo Marginal de Operação – CMO, *proxy* do valor da água, é superior ao seu Custo Variável Unitário - CVU. Inversamente, a geração térmica será mínima quando o valor da água for inferior ao CVU.

O valor inicial do CVU é informado livremente pelo agente gerador à agência reguladora, observada forma de cálculo desse parâmetro estabelecida pelo Ministério de Minas e Energia (presentemente, encontra-se regulamentada pela Portaria MME nº 42, de 01/03/2007) e que consta do Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado – CCEAR, bem como limite instituído no edital de licitação do empreendimento de geração (para os leilões de energia nova realizados em 2008, ficou estabelecido que o CVU não poderia exceder a 50% do  $PLD_{máx}$ ). O agente também pode solicitar ao órgão regulador sua atualização a qualquer tempo<sup>11</sup>. Após proceder a sua validação, a ANEEL informa o valor do CVU da termelétrica ao ONS, que o utiliza para determinar as usinas a serem despachadas.

Os valores dos CVUs das termelétricas a gás natural situados no Sistema Interligado Nacional considerados no PMO de fevereiro/09, na semana operativa<sup>12</sup> de 31/01/09 a 06/02/09 são apresentados na Tabela 2 e os das termelétricas são apresentados no Anexo III.

---

<sup>11</sup> O Termo de Compromisso celebrado entre a Petrobrás e a ANEEL, em maio de 2007, estabelece que o pedido de ajuste do CVU das usinas termelétricas afetadas pelos testes de dezembro de 2006, “quando representar mudança superior ao IPCA do período, só será acatado após fiscalização da ANEEL e emissão de Portaria do Ministério de Minas e Energia contendo novo valor para a correspondente garantia física”.

<sup>12</sup> Período que inicia às 0h de sábado e termina às 24h da sexta-feira subsequente.

**Tabela 2 - CVU das termelétricas a gás natural do SIN**

Termelétrica	CVU (i) R\$/MWh	Proprietário	Observação
Camaçari	200,08	CHESF	gás natural doméstico
Celso Furtado (ex-Termobahia)	204,43	Petrobrás	gás natural doméstico
Rômulo Almeida (ex-Fafen)	188,15	Petrobrás	gás natural doméstico
Termo Ceará	492,29	Petrobrás	Termo de Compromisso (ii)
Termofortaleza	80,65	CG Term. Fortal.	PPT
Aureliano Chaves (ex-Ibirité)	77,46	Petrobrás	
Juiz de Fora	150,00	Petrobrás	PPT
Luiz Carlos Prestes (ex-Três Lagoas)	98,31	Petrobrás	gás natural da Bolívia, leilão
William Arjona	197,85	Tractebel	gás natural da Bolívia
Mário Covas (ex-Cuiabá)	6,27	EPE	gás natural da Bolívia
Termopernambuco	70,16	Termopernambuco	gás natural doméstico, PPT
Araucária	219,00	Petrobrás (iii)	gás natural da Bolívia
Leonel Brizola (ex-Termorio)	214,48	Petrobrás	Termo de Compromisso (ii)
Mário Lago (EX-Macaé Merchant)	253,83	Petrobrás	gás natural doméstico
Barbosa Lima Sobrinho (EX-Eletrobolt)	139,23	Petrobrás	TC (ii)
Norte Fluminense 1	37,80	UTE Norte Flumin.	gás natural doméstico, PPT
Jesus Soares Pereira (ex-Termoaçu)	287,83	Petrobrás	
Sepé Tiaraju (ex-Canoas)	385,22	Petrobrás	Bi-combustível
Uruguaiana	141,18	AES	gás natural da Argentina (indisponível)
Fernando Gasparian (ex-Nova Piratininga)	180,00	Petrobrás	gás natural da Bolívia

(i) CVU utilizados para elaboração do PMO do mês de fevereiro/09, semana operativa de 31/01/2009 a 06/02/2009.  
(ii) Termo de Compromisso Petrobrás/ANEEL celebrado em maio de 2007.  
(iii) aluguel de 100% da energia

Chama a atenção a grande dispersão nos valores dos CVUs, o que é explicado, essencialmente, pela variação no preço do gás natural adquirido e na configuração da usina termelétrica (e.g. eficiência, inflexibilidade, indisponibilidade). A grande maioria das centrais geradoras em condições de operação é de propriedade integral da Petrobrás, que as supre com gás natural de produção doméstica ou importado da Bolívia (o preço pelo qual o gás é transferido da estatal para as suas termelétricas não é informado). As demais são de propriedade de outros agentes, mas fazem jus ao preço do gás natural para termelétricas enquadradas no PPT (Termofortaleza, Termopernambuco, Norte Fluminense<sup>13</sup>). De qualquer modo, é preciso ter em conta que existe um estímulo para o gerador declarar o CVU correto. Refere-se ao fato de que o CVU é inversamente proporcional a Garantia Física da usina termelétrica. Em outras palavras, se o gerador declarar um CVU muito alto com o propósito de aumentar a sua receita variável, a sua garantia física será reduzida, isto é, o montante de energia que ele pode vender será menor.

<sup>13</sup> A Termelétrica Aureliano Chaves também fazia parte desse grupo, mas foi adquirida pela Petrobrás.

Já o CMO é calculado pelo ONS no PMO e revisado semanalmente por conta da atualização, entre outras, das seguintes informações: previsão de afluência por região, nível de armazenamento de reservatórios, nível de inflexibilidade da usina e parâmetros do sistema elétrico (“razões elétricas”). A divulgação dos CMOs é feita às sextas-feiras, após o que o agente já sabe se o despacho da termelétrica está programado (se o seu CVU for menor ou igual ao CMO). Dessa maneira, pode ser necessário que a térmica esteja em condições de operar já no dia seguinte, se este for o primeiro dia da próxima semana operativa<sup>14</sup>.

Naturalmente, o gerador térmico deve assegurar logística de suprimento de combustível que tenha essa flexibilidade. Isso é particularmente importante no caso de termelétricas acionadas a gás natural liquefeito – GNL, combustível que exige maior antecedência para assegurar a sua compra e cujo frete dos mais prováveis supridores até o Brasil leva cerca de uma semana. Por essas razões, o governo, por meio do Ministério de Minas e Energia, estabeleceu o despacho das termelétricas a GNL antecipado de dois meses em relação às demais usinas despachadas pelo ONS<sup>15</sup>. Essa determinação foi regulamentada pela Resolução ANEEL nº 282, de 1º de outubro de 2007. Em síntese, ela prevê que o ONS deverá decidir pelo acionamento da usina termelétrica a GNL quando o valor esperado do CMO, dois meses a frente, for maior ou igual ao CVU da usina. Também estabelece que quando despachada a usina termelétrica irá receber o seu CVU, independentemente do valor do CMO no momento de seu despacho.

Neste ponto, convém esclarecer que uma termelétrica pode se declarar flexível ou inflexível. No primeiro caso, será despachada pelo ONS de acordo com a ordem de mérito econômico<sup>16</sup> e o gerador térmico fará jus às parcelas fixa e variável previstas no contrato de comercialização. Já uma usina que se declara inflexível é despachada independentemente do seu custo variável e faz jus apenas ao preço no mercado livre, o chamado Preço de Liquidação de Diferenças - PLD. Além disso, como já visto anteriormente, o despacho dessa usina não afeta o

---

<sup>14</sup> Na prática, isso pode representar aviso de despacho com apenas 48h de antecedência (a programação é informada nas sextas-feiras e a semana operacional pode ter início numa segunda-feira).

<sup>15</sup> O Ministério de Minas e Energia aprovou proposta de metodologia de cálculo do ICB de termelétrica a GNL que contempla o referido despacho antecipado, a qual foi divulgada pela Empresa de Pesquisa Energética em setembro de 2007 (EPE, 2007b).

<sup>16</sup> Uma usina térmica pode gerar energia fora da ordem de mérito econômico para compensar indisponibilidade futura de combustível desde que não resultem em prejuízo para a otimização energética e a segurança da operação elétrica do sistema. (Resolução ANEEL nº 237, de 28/11/2006).

cálculo do Custo Marginal de Operação – CMO<sup>17</sup>. Em geral, uma usina termelétrica com contrato de fornecimento de gás com cláusula de *take-or-pay* declara um nível de inflexibilidade igual ao nível de *take-or-pay*<sup>18</sup>.

Vale acrescentar, outrossim, que caso o fornecimento de combustível à termelétrica seja em caráter interruptível, este empreendimento não pode ser considerado pelo ONS na elaboração do Programa Mensal de Operação Eletroenergética – PMO para obter a função de custo futuro (Resolução ANEEL nº 433, de 26 de agosto de 2003, com redação dada pela Resolução ANEEL nº 190, de 12 de dezembro de 2005).

Para fim da determinação da operação do sistema, a competitividade de uma termelétrica pode ser aferida pela seguinte fórmula:

$$C = CVU \times GMAX \times T + CVU \times GMIN \times (1 - T) \quad (2.1)$$

onde:

- C = custo operativo médio;
- CVU = custo variável unitário;
- GMAX = geração térmica máxima;
- T = duração do período crítico;
- GMIN = geração térmica mínima por inflexibilidade.

Do exame da fórmula acima, percebe-se que a competitividade das usinas termelétricas aumenta quando elas operam em regime flexível. Dito de outra maneira, o custo de operação da térmica é menor quando GMIN é reduzida. Esse fato ganha relevância no caso do Brasil, haja vista que o sistema elétrico brasileiro não se defronta com hidrologia crítica na maior parte do tempo.

---

<sup>17</sup> O modelo de despacho faz o cálculo do CMO após a dedução da parcela inflexível da geração térmica da carga a ser atendida.

<sup>18</sup> O *take-or-pay* das usinas do PPT é de 70%.

Em virtude dessas normas, as termelétricas a gás natural somente eram despachadas, até recentemente, quando o preço da energia por elas gerada era inferior ao custo marginal de operação do setor elétrico. Isso não ocorria com frequência, porquanto na maior parte do tempo dispunha-se de água o suficiente para gerar a quantidade de eletricidade necessária em hidrelétricas. Em outras palavras, as térmicas ficavam inoperantes a maior parte do tempo.

Essa situação, contudo, vem mudando por conta da dificuldade de expansão do parque gerador. Importante inovação no processo operativo foi introduzida pouco depois da celebração, em maio de 2007, do Termo de Compromisso ANEEL/PETROBRÁS (Anexo I) para superar impasse relacionado com o suprimento de gás natural para as termelétricas (ver detalhamento na seção referente ao PPT). Refere-se à possibilidade de geração termelétrica fora da ordem de mérito de custo<sup>19</sup> para compensar futuras indisponibilidades por falta de combustível (a denominada geração antecipada)<sup>20</sup>, matéria essa que foi disciplinada pela Resolução ANEEL nº 272, de 10 de julho de 2007. De acordo com esse ato, incumbe ao ONS registrar e apurar em conta específica a referida geração, em MWh, por agente de geração e submercado. Desde 2008 essas transações vêm ocorrendo normalmente, podendo ser acompanhadas no sítio do ONS na Internet ([www.ons.org.br](http://www.ons.org.br), opção: Resultados da Operação/Geração Fora da Ordem de Mérito).

De uma maneira simplificada, o sistema consiste de duas fases. Na primeira, quando ocorre a geração fora da ordem de mérito, a chamada “fase de ida”, o montante gerado é atribuído a uma usina virtual que tem energia virtual assegurada igual a zero. A seguir, esse montante é entregue a todas as usinas desse submercado de maneira a compensar o conjunto das usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE<sup>21</sup> pelo deslocamento decorrente da geração a maior da usina térmica. Na “fase de volta”, o montante de energia a ser compensado é gerado pelo conjunto de usinas do MRE daquele submercado, as quais também transferem à

---

<sup>19</sup> A cláusula 10 do Termo de Compromisso prevê que a potência disponibilizada incluirá a energia anteriormente gerada fora da ordem de mérito. A CCEE considera a geração fora da ordem de mérito de custo como geração inflexível nos procedimentos e regras de comercialização.

<sup>20</sup> O agente de geração poderá compensar a indisponibilidade de combustível por meio de utilização do saldo disponível em sua conta junto ao ONS ou pela geração, em um mesmo subsistema, de energia produzida por outra usina térmica que não esteja despachada por ordem de mérito de custo. Nessas hipóteses, o agente fica dispensado do pagamento de penalidade por falta de combustível (benefício muito importante para geradores térmicos a gás natural no Brasil).

<sup>21</sup> Mecanismo disciplinado pelo Decreto nº 2.655, de 1998, para compartilhamento do risco hidrológico entre as usinas dele participantes.

usina térmica receita correspondente à energia compensada multiplicada pelo Custo Variável Unitário – CVU.

A Resolução ANEEL nº 272/2007 faculta ao agente de geração que optar pela geração antecipada compensar a indisponibilidade de combustível quando a usina térmica for despachada por ordem de mérito de custo de duas maneiras. A primeira consiste na utilização do saldo disponível em sua conta corrente registrada pelo ONS. A outra refere-se a geração, em um mesmo submercado, por outra termelétrica não despachada pela ordem de mérito de custo. O ato em exame também determina que quando ocorrer a compensação o agente de geração fica dispensado do pagamento da penalidade por falta de combustível<sup>22</sup>. Ressalve-se que a mencionada compensação não pode se dar quando a usina térmica for despachada por razões elétricas ou devido à iminência de atingir a Curva de Aversão ao Risco. Mesmo tendo em conta essa restrição, a aludida compensação é, sem dúvida, importante incentivo para a geração térmica.

Para definição da operação do sistema, o ONS leva em conta, ainda, a Curva de Aversão ao Risco, instituída pela Resolução nº 109, de 24 de janeiro de 2002, da extinta Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica<sup>23</sup>. Trata-se de curva bianual de segurança, que é revisada anualmente e representa níveis de energia armazenada em determinado subsistema, em base mensal, capazes de assegurar o pleno abastecimento mesmo na hipótese de repetição de afluições críticas nos dois anos. Na hipótese de o nível de atendimento ser inferior ao nível apontado na curva de aversão, é determinado o despacho de termelétricas.

Outra mudança de vulto da política de atendimento energético foi introduzida pela Resolução CNPE nº 8, de 20 de dezembro de 2007. Esse ato estabeleceu que o ONS poderá despachar recursos energéticos fora da ordem de mérito econômico ou mudar o sentido de intercâmbio entre submercados, por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico –

---

<sup>22</sup> A penalidade por falta de combustível por atingir valores extremamente elevados caso ela perdure por longo período de tempo (ver Resolução ANEEL nº 433, de 26 de agosto de 2003, com redação dada pela Resolução ANEEL nº 222, de 6 de junho de 2006). A penalidade é equivalente ao Preço Máximo de Liquidação de Diferenças multiplicado pela energia que deixou de ser entregue.

<sup>23</sup> A Lei nº 10.848, de 15/03/2004, estabelece que na operação do Sistema Interligado Nacional serão considerados “os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia” (art. 1º, §4º, III).

CMSE<sup>24,25</sup>, com vistas à garantia do suprimento energético. Adicionalmente, o referido ato estipulou que o Custo Variável Unitário – CVU da usina despachada na aludida condição não seja utilizado para a determinação do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD. Por fim, determinou que o custo adicional do despacho de usina acionada por decisão do CMSE será rateado proporcionalmente ao consumo médio de energia nos últimos doze meses por todos os agentes com medição de consumo do SIN e será cobrado por meio do Encargo de Serviços do Sistema – ESS<sup>26</sup> por razão de segurança energética. Graças a esse dispositivo, alguns agentes (notadamente os geradores hidrelétricos) vêm tendo o benefício proporcionado pelo despacho de termelétricas fora da ordem de mérito sem ter de participar do rateio do custo adicional correspondente.

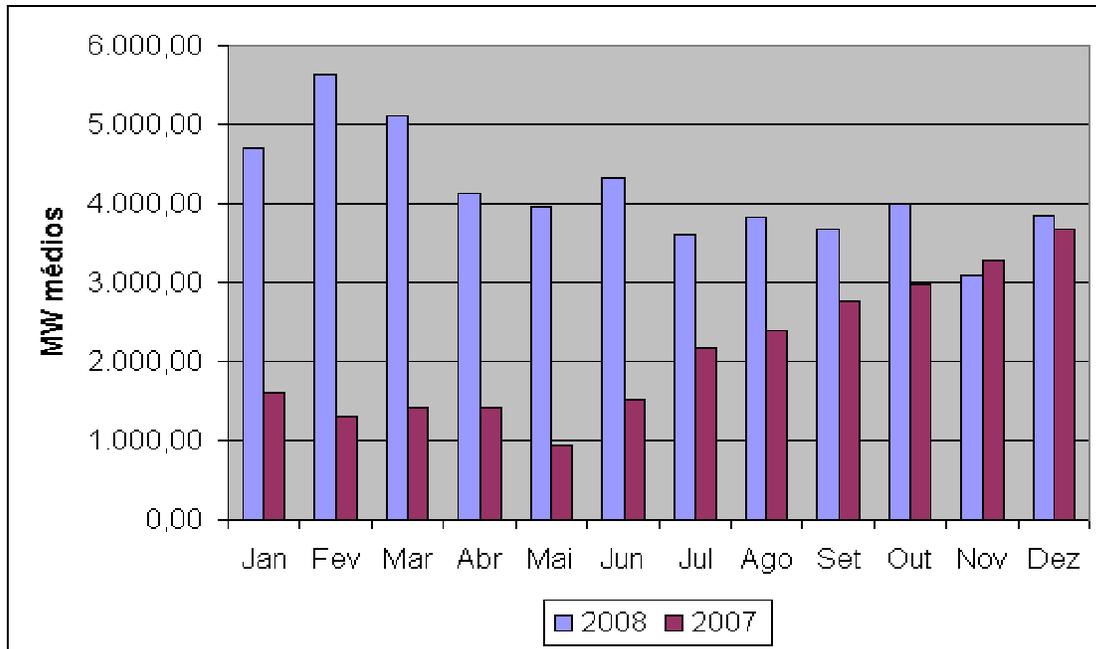
Como se vê, desconsiderados períodos de forte desaceleração econômica ou de hidraulicidade muito favorável, a mencionada resolução do CNPE ensejará despacho das térmicas por mais tempo. Isso, por sua vez, acarretará aumento do custo da energia elétrica para os consumidores, que deverão arcar com maior pagamento de ESS. O aumento na frequência de despacho das térmicas ensejado pela edição da referida resolução pode ser visto na Figura 4.

---

<sup>24</sup> Órgão criado pela Lei nº 10.848, de 2004. Tem as seguintes atribuições, de acordo com o Decreto nº 5.175, de 9/8/2004: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados; realizar análise de segurança de abastecimento e atendimento ao mercado desses energéticos; identificar dificuldades e obstáculos que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança de abastecimento e atendimento à expansão desses mercados; elaborar propostas de ajustes e recomendações de ações visando à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético.

<sup>25</sup> Há receio de perda de transparência no processo de operação com a transferência de autoridade sobre a operação do sistema para o CMSE. À guisa de exemplo, basta citar que o Comitê não divulgou as razões que o levaram a determinar o despacho fora da ordem de mérito no período de janeiro a maio de 2008.

<sup>26</sup> Trata-se de encargo tarifário que se destina a subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabilidade do SIN e deve ser pago na proporção do consumo por: agentes da categoria de distribuição, autoprodutores, na parcela de consumo próprio; e agentes da categoria comercialização, exceto importadores.



**Figura 4 - Geração de energia em térmicas convencionais no SIN**

Fonte: ONS

Recentemente, ampliou-se, uma vez mais, a possibilidade de despacho termelétrico fora da ordem de mérito. Refere-se à Resolução ANEEL nº 351, de 17 de fevereiro de 2009, que introduziu novos procedimentos operativos de curto prazo a serem utilizados na elaboração do Programa Mensal de Operação Eletroenergética – PMO e suas revisões com vistas à garantia do suprimento energético. Em síntese, esses procedimentos contemplam a fixação, pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, de um nível de armazenamento (nível-meta) nos reservatórios de hidrelétricas para o final do período seco.

#### **2.4. O Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT)**

Apesar de o Balanço Energético Nacional informar a utilização de quantidade de gás natural muito pequena para geração de energia elétrica a partir de 1988, seu consumo somente começou a ganhar relevância a partir de 1999. Naquele ano, o Governo Federal estabeleceu meta para o setor elétrico “de implantar um parque gerador termelétrico de forma a atingir até o ano de

2009 um perfil hidrotérmico na proporção de 82% e 18%, respectivamente, e um desdobramento até 2003 definido pela entrada de 7000 MW de geração termelétrica a gás natural”<sup>27</sup>. Com o propósito de contribuir para a consecução dessa meta, foi criado, pela Portaria nº 391, de 19 de outubro de 1999, do Ministério de Minas e Energia, o Comitê de Acompanhamento da Expansão Termelétrica – CAET.

Ainda com o mesmo fito, foi instituído, por meio do Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT). Tinha como objetivos: “complementar a oferta de energia elétrica no País, propiciar ganhos de confiabilidade e eficiência ao sistema gerador, aumentar a participação da iniciativa privada na atividade de geração de energia elétrica; permitir a regularização dos níveis de armazenamento de reservatórios e atingir até 2009 perfil hidrotérmico na proporção de 82% e 18%, respectivamente”. Adicionalmente, buscava-se com as térmicas do PPT assegurar mercado de gás natural que possibilitasse o cumprimento das obrigações contratuais de compra e transporte desse hidrocarboneto que já era importado da Bolívia.

Para alcançar esses objetivos, os principais estímulos oferecidos pelo referido programa foram: i) garantia do suprimento de gás natural por prazo de até vinte anos; ii) garantia de aplicação do Valor Normativo<sup>28</sup> à distribuidora de energia elétrica também por período de até vinte anos; e iii) garantia, pelo Banco nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, de acesso ao Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico.

Ato contínuo, o Ministério de Minas e Energia editou a Portaria MME nº 43, de 25 de fevereiro de 2000. Esta norma relacionou as 53 usinas termelétricas integrantes do PPT que perfaziam potência total de 19.363 MW, das quais 47 eram a gás natural (potência total = 17.577 MW), e estabeleceu que sua implantação deveria ocorrer até 31 de dezembro de 2003. Merece destaque o fato de essas usinas termelétricas a gás natural serem de ciclo combinado, que apresentam maior eficiência que as de ciclo simples, mas são mais caras que as últimas. Ocorre

---

<sup>27</sup> Portarias do Ministro de Estado de Minas e Energia nº 391, de 19 de outubro de 1999, e nº 43, de 25 de fevereiro de 2000(ver considerandos).

<sup>28</sup> Tratava-se de estimativa do custo de geração. Era o valor de repasse do custo da energia comprada às tarifas de fornecimento de energia elétrica que era estabelecido pela ANEEL. Na prática, representava o máximo valor que a distribuidora estava disposta a pagar para o gerador.

que as usinas térmicas a ciclo combinado somente são atrativas economicamente se apresentarem elevado fator de capacidade (operação na base), o que não parece ser o caso na maior parte do tempo em sistema predominantemente hidrelétrico, como o do Brasil.

Adicionalmente, A Portaria MME nº 43, de 2000, garantiu a essas usinas, por prazo de vinte anos, preço do gás natural equivalente em Reais (2,26 US\$/MM BTU(base set/1999), se reajuste fosse trimestral, ou 2,475 US\$/MM BTU(base abril/2000), se reajuste fosse anual. Também assegurou a aplicação do Valor Normativo – VN à distribuidora de energia elétrica por um período de até 20 anos. Além dessa vantagem, os geradores já eram beneficiados com um limite de repasse às tarifas de fornecimento de energia elétrica igual a 1,115 do VN, isto é, acréscimo de 11,5% do VN, introduzido pela Resolução ANEEL nº 233, de 29 de julho de 1999. Mais tarde, no início do racionamento de energia de 2001, a ANEEL concedeu nova vantagem aos empreendimentos integrantes do PPT ao estabelecer VNs diferenciados para as termelétricas a gás natural (2 classes: potência superior a 350 MW e menor ou igual a 350 MW) que eram substancialmente superiores ao VN da fonte competitiva<sup>29</sup> (Resolução ANEEL nº 256, de 2 de julho de 2001)<sup>30</sup>.

Preocupado com o abastecimento de energia elétrica, o governo estimulou a Petrobrás a entrar no negócio de energia elétrica<sup>31</sup>. A Petrobrás adotou 3 modelos de negócio nessa área, a saber: i) Produtor Independente de Energia: A empresa tinha participação minoritária e comercializava a energia elétrica excedente por meio de contratos do tipo *Power Purchase Agreement*. São exemplos: usina Norte-Fluminense, Termoçu, Fafen e UEG Araucária; ii) Petrobrás como *off-taker*<sup>32</sup> (contratos *Energy Conversion Contract - ECC*<sup>33</sup> e usinas próprias): A Petrobrás investia sozinha ou com parceiros em usinas, adquirindo vapor e/ou energia elétrica. Foi o caso das usinas: Ibirité, Termobahia, Termorio; Três Lagoas e Canoas(usinas de sua

---

<sup>29</sup> O VN para termelétricas com potência superior a 350 MW foi fixado em R\$ 91,06 R\$/MWh e o VN para termelétricas com potência igual ou menor que 350 MW foi estabelecido em R\$ 106,40/MWh.

<sup>30</sup> Com a criação da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, o estímulo à geração térmica por meio do estabelecimento de valor de VN por fonte foi abandonado. A ANEEL estabeleceu, por meio da Resolução nº 248, de 6 de maio de 2002, VN único e eliminou o spread de 11,5% mencionado anteriormente.

<sup>31</sup> Para a Petrobrás o desenvolvimento desse mercado era interessante porque assegurava a colocação do gás natural de produção própria ou importado. Tornou-se uma das estratégias contempladas no Plano Estratégico do Sistema Petrobrás.

<sup>32</sup> Agente que compra (“retira”) a energia elétrica.

<sup>33</sup> Contrato celebrado entre o *off-taker* da energia (no caso a Petrobrás) e uma termelétrica. Por meio desse instrumento, a Petrobrás assumiu a responsabilidade de entregar o gás natural e de pagar uma taxa de conversão (*tolling fee*) para ter o direito de retirar determinada quantidade de energia.

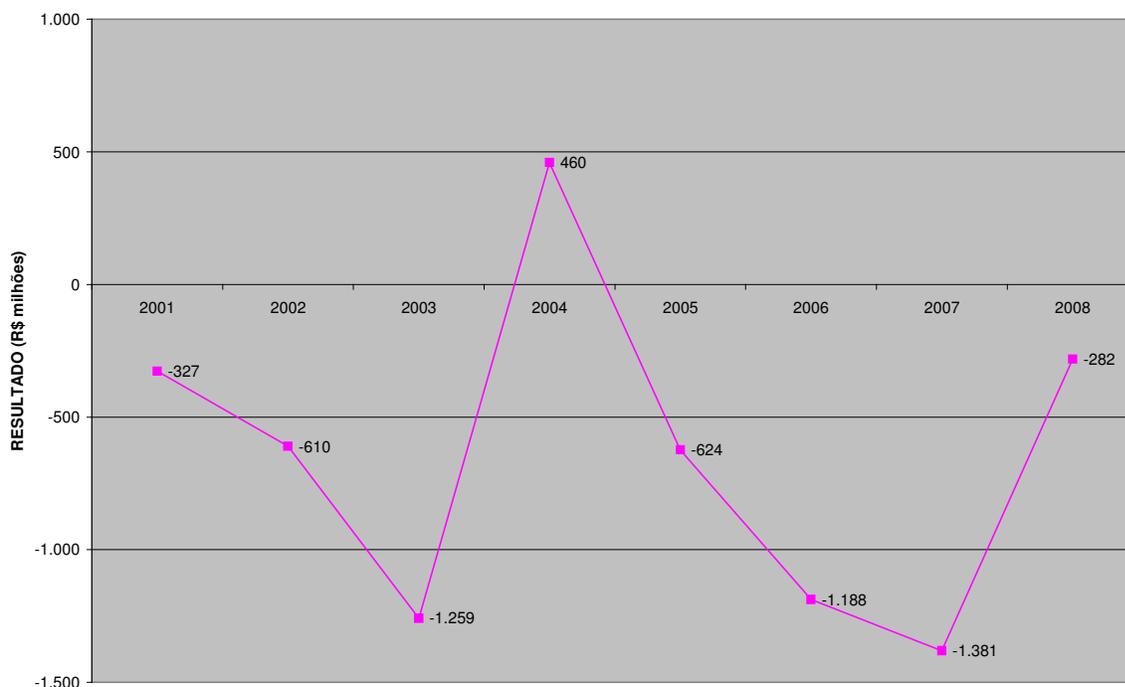
propriedade); iii) consórcio com as usinas *merchant*: A Petrobrás não tinha obrigação de investir e participava dos resultados do consórcio. Em contrapartida, assumiu o compromisso de realizar pagamentos contingentes aos proprietários das usinas destinados a reembolsar “despesas operacionais, impostos e custo de oportunidade sobre o capital investido, caso as receitas auferidas pelas vendas de energia dessas plantas sejam insuficientes para fazer frente a esses compromissos. Foram celebrados contratos nessa modalidade, em 2001 e 2002, com as usinas Macaé Merchant, Eletrobolt e Termo Ceará MPX (Petrobrás, 2002 e 2003). Por oportuno, assinala-se que para dar mais força à área de gás e energia, o Conselho de Administração dessa empresa aprovou, em maio de 2002, a criação da subsidiária Petrobrás Energia Ltda.

Os compromissos de realizar pagamentos contingentes para as 3 plantas termelétricas do tipo *merchant* e de fornecer gás natural para a produção de energia elétrica em 8 termelétricas levaram a Petrobrás a fazer expressivas provisões por conta de perdas com exposição financeira em negócios de energia (R\$ 724 milhões em 2002 e R\$ 2,1 bilhões em 2003<sup>34</sup>) e provisão para ajuste a valor de mercado de turbogeradores a gás sem previsão de uso (R\$ 330 milhões em 2003). Some-se a isso gastos para a recomposição de lastro de termelétricas no Nordeste (R\$ 188 milhões em 2005) e a queda do preço da energia em alguns períodos e é possível ter melhor entendimento das razões pelas quais o segmento de Gás e Energia teve seguidos resultados negativos (Petrobrás, 2008a), como pode ser visto na Figura 5. Para reverter essa situação, a Petrobrás acabou por adquirir muitas dessas usinas termelétricas<sup>35</sup>.

---

<sup>34</sup> O valor realizado no exercício de 2004 foi R\$ 1,439 bilhão.

<sup>35</sup> Em 2005, passaram para o controle da Petrobrás a Termorio, a Termo Ceará e a termelétrica Barbosa Lima Sobrinho (antiga Eletrobolt), esta adquirida por US\$ 137 milhões, incluída a liquidação das obrigações com os financiadores. No ano seguinte, a Petrobrás comprou a UTE Mário Lago (ex-Macaé Merchant) e firmou contrato de locação e prestação de serviço com a UEG Araucária.



**Figura 5 - Resultados do segmento Gás e Energia da Petrobrás**

Mesmo assim, a construção das termelétricas não deslanchou por várias razões. Não foi possível obter as licenças ambientais para diversas usinas. O acesso aos financiamentos também viu-se dificultado pelo fato de os bancos terem exigido dos empreendedores a apresentação dos contratos de compra e venda de energia (*Power Purchase Agreement* - PPA) para garantir o fluxo de caixa. Houve, também, impasse relacionado com o risco cambial. O preço do gás natural importado para as termelétricas era fixado em US\$ e com a garantia do suprimento de gás para todas as termelétricas integrantes do PPT.

A Petrobrás desejava receber nessa moeda já que tinha compromissos associados à aquisição do produto e seu transporte em território boliviano expressos nessa unidade monetária, enquanto que as distribuidoras de energia elétrica argumentavam que as tarifas de eletricidade eram fixadas em Reais e permaneciam constantes durante um ano. O referido problema se prolongou até 2001, quando foi editada a Medida Provisória nº 2.149, de 29 de maio de 2001<sup>36</sup>, a qual autorizou a criação de mecanismo de compensação destinado a viabilizar a manutenção de

<sup>36</sup> Convertida na Lei nº 10.274, de 10 de setembro de 2001.

preços constantes para o gás natural por período consecutivo de 12 meses. Na seqüência, a Portaria Interministerial nº 176, de 1 de junho de 2001, dos Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia, criou mecanismos para viabilizar a manutenção do preço do gás natural para as termelétricas do PPT constantes em R\$ por um período de 12 meses.

Posteriormente, o art. 29 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, adiou o prazo para efetiva entrada em operação comercial das usinas enquadradas no PPT para 31 de dezembro de 2004. Na seqüência, foi editada a Portaria Interministerial MME/MF nº 234, de 22 de julho de 2002, que substituiu o ato interministerial citado anteriormente. O novo diploma legal, considerando a necessidade de adequação das condições de reajuste da tarifa de fornecimento da concessionária de distribuição de energia elétrica, estabeleceu o preço base máximo do gás natural, em R\$/MM BTU, para suprimento de gás natural destinado a produção de energia elétrica pelas usinas integrantes do PPT e que fossem vinculadas ao sistema elétrico integrado. Também limitou a quantidade de gás natural a ser contratada nessas condições de preço a um volume máximo de 40 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Além da Petrobrás, apenas alguns grupos empresariais controladores de concessionárias de distribuição de energia elétrica investiram na construção de termelétricas a gás natural no âmbito do PPT porque a ANEEL isentou o montante de energia produzido por essas termelétricas do limite de auto-suprimento (*self dealing*) de 30% que as distribuidoras estavam sujeitas (Resolução ANEEL nº 278, de 19 de julho de 2000).

Mesmo após a concessão de todos esses incentivos e do aludido adiamento de prazo, apenas 20 usinas termelétricas a gás natural, com potência total igual a 8.195 MW (vide Anexo I), conseguiram atender as exigências regulamentares. Isso significa que a potência dessas usinas corresponde a apenas 46,6% da potência total das usinas do PPT a gás natural originalmente planejadas (17.577 MW).

Por fim, deve-se registrar que por conta de cobrança, pela ANEEL, do lastro de combustível das usinas termelétricas, a Petrobrás teve de fazer grandes investimentos na conversão a bi-combustível das seguintes termelétricas: Canoas – RS, Eletrobolt – RJ e Termo Ceará – CE. Trata-se, naturalmente, de distorção, porquanto quando se utiliza óleo diesel

ao invés de gás natural o preço da energia gerada aumenta consideravelmente, a eficiência da usina diminui e as emissões de poluentes registram grande incremento.

São por essas razões que são tão comuns referências críticas ao programa em comento. É forçoso reconhecer, entretanto, que o PPT possui o mérito de ter possibilitado a agregação de expressiva capacidade de termelétricas a gás natural ao sistema interligado nacional.

A situação de escassez de gás natural foi revertida em 2002 devido ao fato de a demanda de energia elétrica não ter retornado aos níveis anteriores aos do racionamento de energia elétrica verificado de junho de 2001 a fevereiro de 2002. Em consequência disso, sobrou gás natural e a Petrobrás ficou com as termelétricas descontratadas. Para superar esse problema, a Petrobrás lançou, em 2003, o Plano de Massificação do Uso de Gás Natural que conferia prioridade ao aumento do consumo de gás nos setores industrial e de serviços. Para tanto, os preços do gás natural foram congelados por longo período de tempo (janeiro/2003- agosto/2005).

A demanda respondeu aos estímulos de preço, o que fez que já em 2004 a sobreoferta de gás natural desaparecesse. De fato, no início de 2004 o Operador Nacional do Sistema determinou o acionamento de 1.200 MW de térmicas a gás natural na região Nordeste, mas a falta de gás impediu o despacho de aproximadamente 800 MW. Posteriormente, verificou-se, em meados de 2004, que não havia gás natural suficiente para atender simultaneamente as usinas termelétricas e os demais usos. Estimou-se escassez de cerca de 20 milhões m<sup>3</sup>/dia. Esse desequilíbrio prosseguiu nos anos seguintes. Em agosto e setembro de 2006, o ONS determinou o despacho de diversas termelétricas a gás natural, mas essas unidades geradoras, cuja potência total era 4.200 MW, não conseguiram gerar por falta de combustível<sup>37</sup>. Na sequência, testes operativos confirmaram, em novembro de 2006, a escassez de gás natural para termelétricas.

Para superar esse problema, a Petrobrás e a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL celebraram, em maio de 2007, Termo de Compromisso (Anexo I), com vigência de 2007 a 2011(inclusive), pelo qual a Petrobrás se obrigou a garantir a oferta de gás natural compatível com a capacidade de geração simultânea das usinas térmicas do Sistema Interligado Nacional – SIN nele relacionadas. Também foi acordado que, quando a potência disponibilizada por usina

---

<sup>37</sup> Este fato ocasionou o despacho de usinas mais caras e a utilização dos reservatórios do Sistema Interligado Nacional – SIN em níveis acima dos indicados pelo modelos de otimização utilizados pelo ONS.

térmica for inferior ao estabelecido em despacho do ONS, por ordem de mérito ou teste, devido a falta de combustível, a Petrobrás pagará multa.<sup>38</sup>.

Esse vínculo entre os setores elétrico e de gás natural foi reforçado por regulação editada pelo órgão regulador do setor elétrico. Refere-se à Resolução ANEEL nº 433, de 26/08/2003, com redação dada pela Resolução ANEEL nº 190, de 12/12/2005, que estabelece que a Agência somente autorizará a operação de unidade geradora termelétrica que apresentar “o respectivo contrato do combustível principal e, se for o caso, do alternativo, demonstrando a garantia do referido suprimento”, sendo que o referido instrumento deverá prever cláusula estabelecendo penalidade pela falta do combustível. Somente após a obtenção da referida autorização, o ONS deve considerar a unidade geradora na programação energética e na programação diária<sup>39</sup>. Esta norma representa uma dificuldade para a unidade geradora que utiliza gás natural, uma vez que tem que obter garantia de suprimento desse combustível, mesmo sabendo que não será despachada na maior parte do tempo (quando há água suficiente nos reservatórios para gerar energia nas hidrelétricas).

## **2.5. O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA**

Ainda sob o impacto do racionamento de energia elétrica de 2001, foi instituído, pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, que tem como objetivo “aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional”. O Programa foi dividido em duas etapas. A primeira previa a contratação pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS, até 30 de junho de 2004, para a implantação de 3.300 (três mil e trezentos) MW de capacidade, em instalações de produção com início de funcionamento até 30 de dezembro de 2008<sup>40</sup>, distribuídas igualmente entre as fontes integrantes do programa.

---

<sup>38</sup> A potência total das térmicas contempladas no termo de compromisso aumenta de 2.200,1 MW no primeiro semestre de 2007 para 6.737,7 MW no 1º semestre de 2010, permanecendo nesse patamar até o final de 2011.

<sup>39</sup> A Resolução ANEEL nº 433/2003 determina, ainda, que caso o fornecimento de combustível seja em caráter interruptível, o empreendimento não poderá ser considerado, pelo ONS, na simulação do modelo “Newave”, na etapa do Programa Mensal de Operação Eletroenergética – PMO, para obtenção de custo futuro.

<sup>40</sup> A data limite para entrada em operação era originalmente 30 de dezembro de 2006.

Também assegura a compra da energia a ser produzida no prazo de 20 (vinte) anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato, pelo valor econômico de cada fonte, estabelecido pelo Poder Executivo. Os valores econômicos da PCH e das usinas termelétrica a bagaço de cana foram estabelecidos em R\$ 117,02/MWh e R\$ 93,77/MWh (base: 1 de março de 2004) pela Portaria MME nº 45, de 30 de março de 2004, estando sujeito a correção anual pela variação do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M). Seus valores em dezembro de 2008 eram R\$ 160,62/MWh e R\$ 128,70/MWh, respectivamente.

A referida lei determina, ainda, que o valor pago pela energia elétrica adquirida, os custos administrativos, financeiros e encargos tributários incorridos pela ELETROBRÁS na contratação da energia do PROINFA serão rateados, após prévia exclusão da Subclasse Residencial Baixa Renda cujo consumo seja igual ou inferior a 80kWh/mês, entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, proporcionalmente ao consumo verificado.

Após a realização de chamada pública, a ELETROBRÁS contratou 3.299,4 MW, dos quais 1.191,24 MW referem-se a 63 pequenas centrais hidrelétricas - PCH, 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas, e 685,24 MW de 27 usinas a base de biomassa. Mesmo após a mencionada contratação, verificou-se descumprimento do cronograma oficial de construção dessas usinas. Com efeito, até 31 de dezembro de 2008, apenas 69 usinas foram implantadas no âmbito do PROINFA, as quais proporcionaram acréscimo de 1.580,68 MW na capacidade instalada no País.

Já a segunda etapa do Proinfa determina que “as fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa atendam a 10% (dez por cento) do consumo anual de energia elétrica no País, objetivo a ser alcançado em até 20 (vinte) anos, aí incorporados o prazo e os resultados da primeira etapa”. Essa fase foi abandonada, tendo o governo optado por estimular as fontes alternativas de geração de energia elétrica por meio de leilões específicos. O primeiro deles foi realizado em 18 de junho de 2007, ocasião em que foram contratadas 18 usinas, o que correspondeu a um montante total de energia de 186 MW médios.

## 2.6. O Planejamento do setor energético

O planejamento do setor energético possui caráter indicativo e compreende estudos de curto prazo (até 10 anos) e de longo prazo (até 30 anos). Seus principais produtos são o Plano Nacional de Energia e o Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE, que idealmente é revisto anualmente. Ambos são elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, consoante diretrizes de política energética emanadas do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e do Ministério de Minas e Energia.

O primeiro plano de longo prazo elaborado após a edição do chamado novo modelo do setor elétrico foi o Plano Nacional de Energia 2030 – PNE 2030, o qual foi lançado em 2007. Ele prevê significativo crescimento do consumo de energia, mas aponta aumento da eficiência global no uso da energia, isto é, redução da intensidade energética do PIB (MME, 2007). Estima que serão necessários investimentos de US\$ 804 bilhões no período 2005-2030. Apresenta previsão de crescimento do consumo de eletricidade de 4,3% ao ano no período em referência, valor que é pouco maior que o crescimento do consumo registrado no período 1980-2005, que foi de 4,0 % ao ano. No que se refere a expansão da capacidade instalada, o PNE 2030 prevê expressiva expansão da capacidade instalada das térmicas, em particular das a gás natural (acréscimo de 12.300 MW), das nucleares (acréscimo de 5.300 MW) e das a carvão (mais 4.600 MW), como se pode verificar na Tabela 3.

Tabela 3 – PNE 2030: Expansão da geração termelétrica

	Unidade: MW					
	2005	2015	2020	2025	2030	Acréscimo 2005-2030
Capacidade instalada	16.900	24.300	26.800	30.300	39.800	22.900
<i>Gás Natural</i>	8.700	13.000	14.000	15.500	21.000	12.300
<i>Centrais Nucleares</i>	2.000	3.300	4.300	5.300	7.300	5.300
<i>Centrais a carvão</i>	1.400	2.500	3.000	4.000	6.000	4.600
<i>Outras centrais térmicas</i>	4.800	5.500	5.500	5.500	5.500	700
Acréscimo no período		7.400	2.500	3.500	9.500	
<b>Acréscimo médio anual, MW</b>		<b>740</b>	<b>500</b>	<b>700</b>	<b>1.900</b>	<b>920</b>

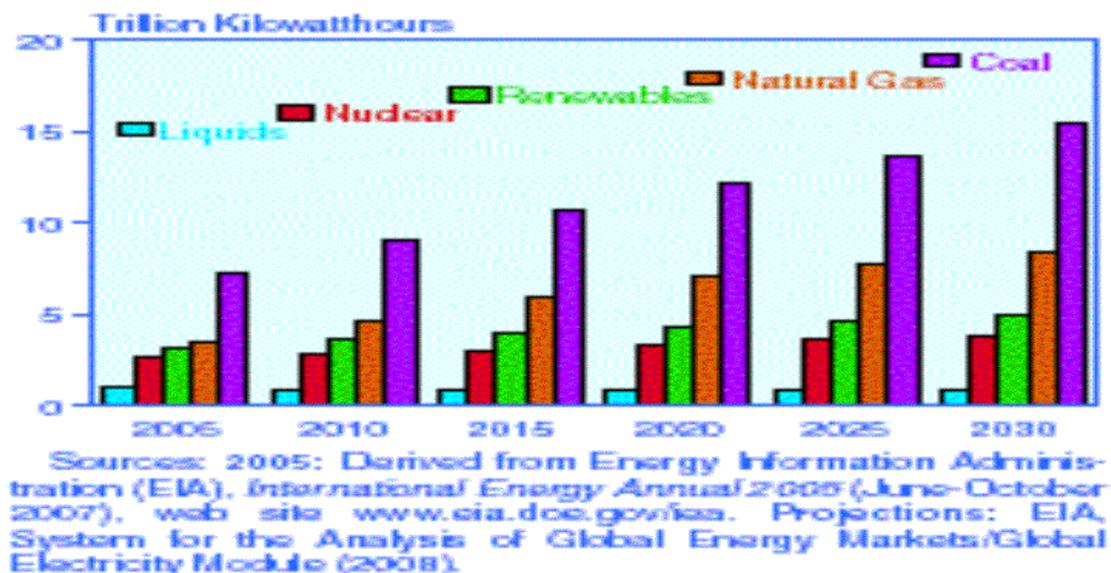
O reflexo da referida expansão da capacidade instalada das térmicas no consumo de gás natural é muito forte. O estudo estima que o consumo de gás na geração térmica passe de 12 milhões m<sup>3</sup>/dia em 2005 para 66 milhões m<sup>3</sup>/dia (valor médio) ou 106 milhões m<sup>3</sup>/dia (valor máximo), o que exigirá grande aumento das importações desse produto, como pode se verificar na Tabela 4.

**Tabela 4 - Estimativa do consumo de gás natural – milhões m<sup>3</sup>/dia (PNE 2030)**

	2005	2030	
Consumo sem térmica	45	201	
Consumo na geração térmica	12	66 (médio)	106 (máximo)
Total	57	267 (médio)	307 (máximo)
Disponibilidade doméstica	33	195	
Importação	24	72 (médio)	112 (máximo)

Com efeito, as estimativas de crescimento da importação de gás natural (200% ou 366,7%), em que pese a elevada incerteza envolvida, são impressionantes. Isso sugere que o Brasil não poderá depender apenas de importações por meio de gasodutos com origem em países vizinhos, mas terá que recorrer a importações de gás natural liquefeito de outras regiões.

Em nível mundial, as perspectivas da geração térmica a gás natural no futuro também são boas. A EIA dos Estados Unidos estima que em 2030 o carvão continuará a ser o combustível mais utilizado para gerar energia elétrica, mas que o gás natural consolidará a segunda posição com folga. Essa tendência pode ser melhor visualizada na Figura 6.



**Figura 6 – Geração de energia elétrica no mundo por fonte**

Neste ponto, convém sublinhar que o planejamento de longo prazo não tem a pretensão de definir com precisão o valor do incremento de capacidade de cada fonte, mas sim de identificar grandes tendências. Nesse particular, o que já está claro é que não haverá acréscimos significativos da capacidade dos reservatórios de regularização no Brasil. Isso, por seu turno, exigirá crescente complementação do parque hidrelétrico com usinas termelétricas que operem na base. Para operar nessa condição, o ideal é que sejam utilizadas as térmicas que apresentem os menores custos variáveis. Isso sugere maior participação das térmicas nuclear e a carvão em horizonte de longo prazo na hipótese da introdução de tecnologias que permitam a superação de problemas associados ao depósito definitivo de rejeitos nucleares no caso das primeiras e à emissão de gases de efeito estufa no caso das segundas. Além disso, é preciso que tais tecnologias não elevem demasiadamente o custo dessas fontes.

No plano decenal, as alternativas de expansão da geração são elaboradas com base em critério que contempla a igualdade entre os custos marginais de operação e de expansão para cada ano no período em estudo. Em síntese, a metodologia consiste em agregar empreendimentos de geração de energia, segundo um critério de ordenação dos índices custo/benefício dos projetos candidatos no período em estudo, de tal forma que o custo marginal de operação em cada subsistema seja igual ao custo marginal de expansão. Adicionalmente, o planejamento da

expansão da geração observa critério de segurança estabelecido pelo CNPE, que consiste em limitar o risco anual de déficit a 5% em cada subsistema.

No PDE 2008/2017, que foi submetido à audiência pública em dezembro de 2008, o “Custo Marginal de Expansão foi estimado com base nos preços finais relativos ao conjunto de novos empreendimentos hidrelétricos e termelétricos que negociaram energia nos leilões realizados ao longo do ano de 2008, energia essa a ser entregue às distribuidoras do SIN a partir de 2011 e 2013”. Assim, adotou-se o valor de R\$ 146/MWh (base dezembro de 2008) para o custo marginal de expansão, o que correspondia ao preço da usina mais cara contratada nesses certames (preço do empreendimento mais caro aceito no leilão A-5, de 2008).

É importante consignar, ainda, que no horizonte deste plano decenal, prevê-se promover a interligação de dois sistemas isolados Acre-Rondônia e Manaus-Macapá. O primeiro irá fazer parte do subsistema Madeira que será conectado ao subsistema Sudeste/ Centro Oeste a partir de dezembro/2009. Já o segundo vai se incorporar ao subsistema Norte a partir de janeiro/2012.

No PDE 2008/2017, adotou-se cenário de referência que contempla crescimento da economia em torno de 4% em 2009 e de 5% ao ano no período 2010-2017 e crescimento da população de 1,2% no horizonte de estudo. Com base nessas premissas, o crescimento do consumo de energia elétrica, inclusive parcela referente à autoprodução, seria de 5,4% ao ano. Para viabilizar o atendimento desse mercado, prevê-se, vigorosa expansão da capacidade instalada de geração (55.055 MW) no aludido período de dez anos. O planejamento aponta, também, que as fontes hidrelétricas (hidro e PCH) responderão por 60,2% dessa expansão (33.132 MW), tocando às termelétricas a gás natural incremento de capacidade de 3.967 MW, como pode se constatar na Tabela 5, extraída do estudo em comento.

**Tabela 5 - PDE 2008-2017: Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (MW)**

FONTES	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hidro <sup>b</sup>	84 374	86 504	89 592	91 480	92 495	95 370	98 231	103 628	110 970	117 506
Nuclear	2 007	2 007	2 007	2 007	2 007	2 007	3 357	3 357	3 357	3 357
Óleo <sup>c</sup>	1 984	3 807	5 713	7 153	7 397	10 463	10 463	10 463	10 463	10 463
Gás Natural	8 237	8 237	8 453	8 948	10 527	12 204	12 204	12 204	12 204	12 204
Carvão	1 415	1 415	1 765	2 465	2 815	3 175	3 175	3 175	3 175	3 175
F.Alternativa <sup>d</sup>	1 256	2 682	5 420	5 479	5 479	5 593	5 593	5 913	6 233	6 233
Gás de Processo e Vapor	469	959	959	959	959	959	959	959	959	959
UTE Indicativa	-	-	-	-	-	-	-	900	900	900
<b>Total</b>	<b>99 742</b>	<b>105 611</b>	<b>113 909</b>	<b>118 491</b>	<b>121 679</b>	<b>129 771</b>	<b>133 982</b>	<b>140 599</b>	<b>148 261</b>	<b>154 797</b>

<sup>a</sup> potência instalada em dezembro de cada ano

<sup>b</sup> inclui PCH

<sup>c</sup> óleo combustível e óleo diesel

<sup>d</sup> biomassa e eólica

A despeito do expressivo crescimento em termos absolutos, a referida peça do planejamento energético aponta que a fonte hidrelétrica veria sua participação na capacidade instalada de geração reduzir-se de 84,6%(dez/08) para 75,9% (dez/2017). De igual modo, a participação das termelétricas a gás natural seria reduzida de 8,3% para 7,9%, em dezembro de 2017. Já a participação da capacidade de geração das termelétricas a derivados de petróleo (óleo combustível e Diesel) aumentaria de 2% para 6,4%. A esse propósito, cumpre assinalar que o PDE 2008/2017 informa que a expectativa de despacho das termelétricas a óleo combustível é baixa, apresentando um fator de capacidade de 9% em 2017.

Insatisfeita com a sinalização de aumento das emissões de gases de efeito estufa decorrentes da expansão da capacidade de termelétricas mais poluentes, a área ambiental do governo resolveu tornar mais elevado o custo do licenciamento ambiental dessas fontes. Para tanto, foi editada a Instrução Normativa nº 7, de 13 de abril de 2009, do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA, que determina que no processo de licenciamento ambiental de termelétricas movidas a óleo combustível e a carvão deverão ser adotadas medidas que visem à mitigação das emissões de dióxido de carbono oriundas da geração de energia elétrica<sup>41</sup>. A redução das emissões deverá ser alcançada por meio de programa de recuperação florestal e por investimentos em geração de energia renovável ou por medidas que promovam a eficiência energética. Como consequência, a competitividade da energia dessas

<sup>41</sup> Proposta de resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente no mesmo sentido não havia sido editada até o final de abril de 2009.

fontes nos leilões de energia será reduzida, o que vai dificultar a contratação das termelétricas a óleo combustível e a carvão nos leilões futuros.

A forte expansão da capacidade hidrelétrica, como a indicada no PDE 2008/2017, é, por certo, desejável por conta dos menores preços da energia gerada por essa fonte e devido aos menores impactos ambientais. Infelizmente, a evolução da capacidade instalada das usinas hidrelétricas - UHE no período 2003-2008 (acréscimo médio de 1.759 MW por ano), como mostrado na Tabela 6, não autoriza estimativa tão otimista de crescimento da capacidade hidrelétrica.

**Tabela 6 – Evolução da capacidade instalada no Brasil**

FONTES	Acréscimo de Potência (MW)						
	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	Total
<b>UHE</b>	<b>2.216</b>	<b>1.140</b>	<b>1.733</b>	<b>2.367</b>	<b>2.915</b>	<b>180</b>	<b>10.551</b>
<b>UTE</b>	<b>1.076</b>	<b>2.744</b>	<b>423</b>	<b>123</b>	<b>331</b>	<b>1.224</b>	<b>5.921</b>
<b>PROINFA (PCH/BIO/EÓL)</b>				<b>755</b>	<b>242</b>	<b>488</b>	<b>1.485</b>
<b>OUTRAS USINAS (PCH/UTE BIO/UTE COG/OUTRAS UTE's)</b>	<b>730</b>	<b>344</b>	<b>269</b>	<b>690</b>	<b>540</b>	<b>176</b>	<b>2.749</b>
<b>Total Geral</b>	<b>4.022</b>	<b>4.228</b>	<b>2.425</b>	<b>3.936</b>	<b>4.028</b>	<b>2.067</b>	<b>20.706</b>

Fonte: MME

Registre-se que a expansão dessa fonte de energia tem sido dificultada, entre outros fatores, pela dificuldade de licenciamento ambiental desses empreendimentos. De fato, o governo logrou obter apenas uma licença prévia de empreendimento hidrelétrico (potência de 350 MW) em 2008<sup>42</sup>. De igual modo, merece ser encarada com cautela a previsão da ampliação da capacidade das térmicas nucleares (entrada em operação de Angra 3 em 2014, com acréscimo de 1.350 MW) também por motivos ambientais. Pelas razões expostas anteriormente, parece provável que a expansão da capacidade das termelétricas a gás natural até 2017(exigirá

<sup>42</sup> Nesse mesmo período, 93 térmicas com capacidade de 22.000 MW receberam licença prévia (Fonte: Entrevista do Presidente da EPE, Maurício Tolmasquim, publicada na Gazeta Mercantil em 24 de março de 2009).

importação de gás natural liquefeito, como se verá adiante), será maior que a indicada na aludida peça do planejamento energético. Inversamente, tudo indica que a mencionada exigência de compensações ambientais levará a crescimento da capacidade instalada de termelétricas a óleo combustível e carvão inferior a apontada no PDE 2008/2017.

## **2.7. O marco legal do setor elétrico e a contratação de energia**

O marco legal do setor elétrico no Brasil passou por grandes transformações desde a década de 1990. A complexidade e o grande número de atos que o definem, contudo, permaneceram. Ele contempla competição nos segmentos de geração e comercialização e tarifas reguladas nos segmentos de transmissão e distribuição. Uma de suas peculiaridades reside na defasagem do sinal de preços para consumidores atendidos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica. No Brasil, esses consumidores somente percebem o aumento do custo da energia gerada<sup>43</sup> na data de reajuste da tarifa de fornecimento da concessionária, o que pode levar até um ano para acontecer.

A última grande mudança no aludido marco foi instituída pelo chamado novo modelo do setor elétrico, instituído pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que tem como objetivos principais a garantia do suprimento e a modicidade tarifária. Este ato, que foi regulamentado pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, introduziu várias alterações na legislação setorial. Uma das mais importantes foi o fortalecimento do mecanismo de leilões públicos para a concessão do direito de exploração de potenciais hidrelétricos.

Nesse sentido, a referida lei determina que as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia atendidas pelo Sistema Interligado Nacional devem garantir o atendimento à totalidade de seu mercado<sup>44</sup> mediante contratação regulada por meio de licitações realizadas no ACR, sendo considerado no atendimento dessa obrigação a energia proveniente de geração distribuída<sup>45</sup> (a distribuidora pode adquirir essa energia, precedida apenas de chamada

---

<sup>43</sup> A energia de Itaipu, correspondente a cerca de 20% do mercado nacional, é comercializada em US\$. Já a tarifa de repasse para as distribuidoras, estabelecida pela ANEEL, é denominada em Reais.

<sup>44</sup> No atendimento dessa obrigação, é considerada a energia proveniente de: geração distribuída, usinas enquadradas na primeira fase do PROINFA e da Itaipu Binacional.

<sup>45</sup> Energia proveniente de usinas conectadas diretamente ao sistema elétrico de distribuição de agente comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW e de empreendimento termelétrico com eficiência energética inferior a 75%, conforme regulação da ANEEL. Ver Resoluções ANEEL nº 228/2006 e 284/2007.

pública, até o limite de 10% de sua carga), usinas enquadradas na primeira fase do PROINFA e de Itaipu Binacional. Por oportuno, note-se que no bojo do novo modelo promoveu-se alteração do indexador de atualização de preços da energia contratados nos leilões públicos de Índice Geral de Preços do Mercado – IGPM, da Fundação Getúlio Vargas, para o Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, elaborado pelo IBGE, em razão de o primeiro ser muito sensível à variação da cotação do dólar norte-americano.

Igualmente relevante foi a alteração do o critério de seleção do agente vencedor, que passou de maior ágio para menor preço da energia produzida. O empreendedor vencedor do leilão ganha simultaneamente a concessão e o contrato de compra e venda de energia de longo prazo (*Power Purchase Agreement – PPA*), o que facilita a obtenção de financiamento para o empreendimento.

Outra inovação do modelo foi a instituição do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, com a função de “acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional”. Entre as suas atribuições, as quais foram definidas pelo Decreto nº 5.175, de 9 de agosto de 2004, releva notar “elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas ou saneadoras de situações observadas em decorrência da atividade indicada no inciso IV, visando à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as, quando for o caso, ao Conselho Nacional de Política Energética – CNPE”. Na prática, o CMSE, que não divulga as atas de suas reuniões, tem interferido na operação do sistema interligado ao determinar o acionamento das termelétricas em situações que, a seu juízo, representam risco de déficit de energia.

A Lei nº 10.848, de 2004, também criou, em substituição ao Mercado Atacadista de Energia – MAE, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, a quem foi atribuída a responsabilidade de promover a contabilização e a liquidação de diferenças entre a energia contratada e aquela efetivamente medida (geração ou consumo) pelos agentes, a qual é valorada pelo Preço de Liquidação de Diferenças – PLD. Incumbe à CCEE, também, o registro dos contratos de compra e venda de energia elétrica.

O novo modelo contemplou, outrossim, a atribuição de prioridade à atividade de planejamento energético por meio da Empresa de Pesquisa Energética – EPE<sup>46</sup>, órgão criado pela Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. A EPE é uma empresa pública federal vinculada ao Ministério de Minas e Energia que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. É ela também a responsável pela obtenção da licença prévia ambiental dos empreendimentos hidrelétricos a serem licitados.

Outra grande mudança foi segregar os leilões de energia de potenciais existentes<sup>47</sup>(a chamada “energia velha”) do de novos empreendimentos (“energia nova”). Esta mudança teve como objetivo propiciar modicidade tarifária. Isso porque muitas hidrelétricas já se encontravam amortizadas, podendo, portanto a energia por elas produzidas ser vendida por preço inferior ao preço da energia oriunda de novas usinas. Nesse particular, convém registrar que a comercialização de energia também será fortemente afetada pelo tratamento a ser dado às concessões de geração que expiram a partir de 2015<sup>48</sup>. A solução para esse problema demanda alteração legal. Uma possibilidade que vem ganhando força recentemente é a chamada renovação onerosa da concessão, carecendo esclarecer como será feita a comercialização da energia de empreendimentos que venham a ser objeto da mencionada renovação.

O ato em comento determina, também, que a comercialização de energia pode se dar em Ambiente de Contratação Regulada – ACR ou em Ambiente de Contratação Livre – ACL. Do primeiro ambiente somente participam agentes da categoria de geração (concessionárias de serviço público de geração, produtores independentes e autoprodutores) e da categoria de distribuição, cuja participação é obrigatória. Já do ACL podem participam geradores e agentes da categoria de comercialização (comercializadores, consumidores livres, consumidores especiais<sup>49</sup>, agentes de exportação e importação). É no ACL que se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica livremente pactuadas, as quais são formalizadas em contratos bilaterais. Ressalte-se que também o consumidor livre tem a obrigação de comprovar contratação de 100% das sus necessidades, o que é feito após a medição do montante consumido. A relevância desse

---

<sup>46</sup> O Presidente da EPE tem assento no Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

<sup>47</sup> Ainda não há definição sobre o que vai ocorrer quando a energia velha for descontratada (a partir de 2013).

<sup>48</sup> Contratos de concessão de geração que montam a cerca de 20.000 MW vão expirar entre 2015 e 2017.

<sup>49</sup> Consumidores que possuem carga superior a 0,5 MW e inferior a 3 MW que adquirem energia de geradores incentivados (PCH, fonte eólica, biomassa ou solar).

ambiente é atestada pelo fato de 23,2% da energia do Sistema Interligado Nacional - SIN ter sido comercializada no mercado livre<sup>50</sup> em dezembro de 2008 (Machado, 2009).

Adicionalmente, a Lei nº 10.848, de 2004, determina que a compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração seja feita em leilões nas modalidades A-5 e A-3<sup>51</sup>. Assim, somente podem participar do leilão A-3 usinas cujo prazo de construção seja inferior a 3 anos, prazo esse insuficiente para construção da maioria das hidrelétricas convencionais. Por conta disso, a grande maioria dos empreendimentos leiloados nos leilões A-3 devem ser termelétricos. Os contratos de venda de energia dos leilões A-5 e A-3 têm prazos de no mínimo 30 e de no máximo 15 anos, respectivamente, contados do início do suprimento de energia elétrica. Naturalmente, contratos com prazos mais longos de duração como esses contribuem para aumentar a confiabilidade do serviço de energia elétrica. Outra modalidade de licitação introduzida foi o leilão A-1, o denominado leilão de ajuste, com prazo de suprimento de até dois anos, para complementação do montante de energia elétrica necessário para atendimento da carga total da distribuidora.

O diploma legal que instituiu o “novo modelo” dispõe, outrossim, que a contratação deve ser formalizada em Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, o qual deve ser registrado na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Os contratos podem ser na modalidade de quantidade de energia ou de disponibilidade de energia (modalidade utilizada para empreendimentos termelétricos nos leilões A-5 e A-3, a qual é usual em países com sistemas hidrotérmicos)<sup>52,53</sup>. Os geradores são responsáveis pelo risco hidrológico (risco de baixas aflúências e, em consequência, de baixa capacidade de geração) na primeira modalidade, sendo que podem reduzir essa exposição por meio da contratação de energia de termelétricas ou, mesmo, por meio da construção de uma usina termelétrica. Já na modalidade de

---

<sup>50</sup> Foi considerado consumo de energia elétrica no mercado livre o consumo das seguintes categorias: consumidor livre, autoprodutor e consumidores eletrointensivos (atendidos pela CHESF, ELETRONORTE E Furnas).

<sup>51</sup> O ano de entrada em operação da usina é denominado de ano A. O leilão realizado 5 anos antes do ano A é o leilão A-5.

<sup>52</sup> O novo modelo do setor elétrico deu maior visibilidade à contratação de termelétricas por disponibilidade, modalidade de contratação que já tinha precedente no Brasil. De fato, as termelétricas que faziam jus aos benefícios da CCC sistema interligado e as termelétricas emergenciais contratadas por ocasião do racionamento de energia de 2001/2002 são exemplos de contratação nessa modalidade.

<sup>53</sup> A receita proporcionada pelos contratos por disponibilidade é composta pela receita fixa e pela parcela variável, a qual corresponde ao produto do custo variável unitário – CVU pela energia verificada, referenciada ao centro de gravidade do submercado, acima da energia associada à declaração de inflexibilidade. A energia verificada é um dos resultados do processo de contabilização conduzido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

disponibilidade de energia, o risco hidrológico toca aos compradores (i.e. distribuidores), que possuem o direito de repassar às tarifas dos consumidores finais o custo de contratação da energia necessária.

Neste ponto, cumpre sublinhar significativa diferença na forma de contratação das termelétricas pelos agentes de distribuição introduzida pelo chamado novo modelo. Até então, uma distribuidora podia contratar até 30% das suas necessidade de energia com empresas do mesmo grupo que a controlasse (limite de auto-contratação, também conhecido como *self dealing*), com garantia de repasse do Valor Normativo (estimativa do preço da energia gerada) às tarifas de fornecimento. Mais ainda, no caso das termelétricas enquadradas no PPT, como já visto anteriormente, a energia por elas gerada não era levada em conta no cálculo do limite de *self dealing*. Isso estimulou a construção de algumas termelétricas por grupos privados controladores de distribuidoras, a saber: Norte Fluminense, Juiz de Fora, Termopernambuco e Termofortaleza<sup>54</sup>, tendo as mencionadas geradoras celebrado contratos na modalidade disponibilidade de energia com essas distribuidoras. Na oportunidade, ressalte-se que os contratos firmados pelas referidas termelétricas ainda encontram-se em vigor.

A situação após a edição da Lei nº 10.848 é bem diferente. Na prática, as térmicas a combustíveis fósseis, em virtude do maior preço da energia por elas gerada, somente vêm sendo contratadas no ACR por meio de contratos na modalidade de disponibilidade de energia com duração de 15 anos. Essa modalidade contempla o pagamento de receita fixa como contrapartida pela disponibilização da central geradora. Desse modo, somente os consumidores cativos vêm arcando com a integralidade do pagamento da aludida receita fixa. Trata-se de uma distorção, porquanto, em um sistema hidrotérmico, como o brasileiro, as térmicas funcionam como um “seguro” para manutenção da normalidade do suprimento de energia elétrica em períodos de hidrologia crítica.

A possibilidade de o edital de licitação de novos empreendimentos de geração estabelecer percentual mínimo de energia elétrica a ser destinada ao mercado regulado (ACR), podendo a

---

<sup>54</sup> UTE Norte Fluminense: controlada pela Electricité de France – EDF. Possui contrato de venda de energia com a Light; UTE Juiz de Fora: Construída pelo Grupo Cataguazes Leopoldina. Vendida à Petrobrás em outubro/2007; UTE Termopernambuco: Controlada pela holding Neoenergia (Iberdrola). Possui contratos de venda de energia com a Celpe e com a Coelba; UTE Termofortaleza: Controlada pela Grupo Endesa. Possui contrato de venda de energia com a Coelce.

energia remanescente ser destinada ao consumo próprio ou à comercialização para contratação livre é outro dispositivo de grande importância da Lei nº 10.848, de 2004 (art. 3º, §2º). Nos leilões realizados nos anos de 2006, 2007 e 2008, os percentuais da energia destinados ao ACR foram estabelecidos em 30%, 10% e 70%, respectivamente.

Importa notar, de igual modo, que a comercialização de energia nesses dois ambientes de contratação depende de comprovação de lastro (capacidade de produção física) para a venda e de garantia de atendimento a cem por cento do mercado de energia e potência, consoante o disposto no Decreto nº 5.163, de 2004. Para possibilitar o cumprimento dessa norma, obrigou-se o registro de todos os contratos de compra e venda de energia elétrica, seja no ACR ou no ACL, na CCEE. A verificação do lastro, procedimento realizado mensalmente, é feita pela CCEE. Na oportunidade, convém sublinhar que o gerador térmico contratado obriga-se a adquirir energia no ACL na eventualidade de indisponibilidade da térmica quando o ONS determinar o seu despacho.

O modelo instituiu, outrossim, o leilão de energia de reserva. Essa energia destina-se a aumentar a segurança no Sistema Interligado Nacional. Assim, somente são objeto de contratação empreendimentos novos que acrescentem garantia física ao sistema. Os custos da contratação da energia de reserva serão, de acordo com o disposto no Decreto nº 6.353, de 16/01/2008, rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN, inclusive os consumidores livres e os autoprodutores na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN, por meio de encargo tarifário próprio, o qual se denomina Encargo de Energia de Reserva. A contratação é formalizada em Contrato de Energia de Reserva, que pode ser celebrado nas modalidades por quantidade e disponibilidade de energia, cujo prazo não pode ser superior a 35 anos.

O novo modelo estabelece, também, que cabe ao MME definir para cada leilão a quantidade de energia a ser comercializada e a modalidade de fornecimento (“quantidade de energia” ou “disponibilidade de energia”). Em todos os casos, frise-se, o gerador somente pode comercializar a “garantia física” de suas usinas. A garantia física “corresponde às quantidades máximas de energia e potência associadas a um empreendimento que poderão ser utilizadas para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos” (definição dada pela Portaria MME nº 231, de 4 de julho de 2008). Trata-se, portanto, de parâmetro de grande importância para a avaliação da rentabilidade da atividade de geração de energia.

A determinação do valor da garantia física encontra-se disciplinada pela Portaria MME nº 258, de 28 de julho de 2008. O processo tem início com o cálculo da garantia física do sistema interligado nacional (aquela que corresponde à máxima quantidade de energia que o sistema pode suprir considerado o critério de garantia de suprimento), que é feito por meio de simulação da operação do sistema hidrotérmico com emprego do modelo NEWAVE. A seguir, promove-se o rateio dessa energia em dois blocos: oferta hidráulica e oferta térmica. O rateio da oferta hidráulica é feito proporcionalmente às energias firmes das usinas, enquanto que o rateio da oferta térmica entre as usinas termelétricas é limitado ao valor de disponibilidade máxima de geração contínua de cada usina, a qual é calculada de acordo com a fórmula (2.2).

$$D_{\max} = \text{Pot}_{\text{ef}} \times \text{FC}_{\max} \times (1 - \text{TEIF}) \times (1 - \text{IP}) \quad (2.2)$$

onde:

- $\text{POT}_{\text{ef}}$ : é a potência efetiva da usina;
- $\text{FC}_{\max}$ : é o fator de capacidade máximo da usina;
- $\text{TEIF}$ : é a taxa equivalente de indisponibilidade forçada;
- $\text{IP}$ : é a indisponibilidade programada.

Da análise da fórmula (2.2), percebe-se que quanto maior a indisponibilidade (forçada ou programada) menor é  $D_{\max}$  e, por conseguinte, a Garantia Física. Analogamente, pode-se afirmar que quanto maior o CVU (menor Fator de Capacidade), menor é a Garantia Física. De igual modo, é lícito asseverar que a Garantia Física aumentaria com o aumento da indisponibilidade. Neste caso, porém, o custo variável unitário seria majorado.

Para proteger os consumidores cativos, o marco legal instituiu limite de repasse dos custos de aquisição de energia às tarifas de fornecimento. Trata-se do Valor Anual de Referência - VR<sup>55</sup>, que nada mais é que o valor médio de aquisição nos leilões de energia provenientes de novos empreendimentos de geração realizados nos anos A-5 e A-3 ponderado pelas respectivas

---

<sup>55</sup> O Decreto nº 5.163, de 2004, contempla período de transição no cálculo do VR que se estende até o final de 2009. No cálculo do VR, não se considera os valores e montantes de energia provenientes de leilões de fontes alternativas.

quantidades de energia adquiridas. Além dessa óbvia importância, o VR funciona, na prática, como um teto para o preço da energia adquirida pelas distribuidoras.

Por fim, a Lei nº 10.848 determina, outrossim, que as concessionárias de distribuição de serviço público que atuem no SIN não poderão exercer atividades de geração e de transmissão de energia (art. 8º).

## **2.8. O gerador termelétrico**

Para exercício da atividade de geração térmica de energia elétrica é preciso apenas autorização do órgão regulador, sendo os requisitos necessários para tanto estabelecidos na Resolução ANEEL nº 112, de 18 de maio de 1999. De uma maneira simplificada, o interessado em implantar uma de uma central geradora termelétrica com potência superior a 5 MW deve encaminhar a Agência, entre outros, os seguintes documentos: prova de propriedade da área onde será implantada a central geradora; acordo de fornecimento comprovando a disponibilidade do combustível a ser utilizado; certificado de regularidade perante a seguridade social e o Fundo de Garantia do Tempo de Serviço - FGTS e certidões de regularidade com as Fazendas Federal, Estadual, e Municipal do domicílio ou sede do interessado. Também deve enviar ficha técnica (modelo em anexo a resolução em comento) informando localização, custos índices e características da central geradora.

Para autorização da operação de unidade geradora termelétrica, é preciso que o empreendedor apresente “o respectivo contrato do combustível principal e, se for o caso, do alternativo, demonstrando a garantia do referido suprimento”, sendo que o referido instrumento deverá prever cláusula estabelecendo penalidade pela falta do combustível. Somente após a obtenção da referida autorização, o ONS deve considerar a unidade geradora na programação energética e na programação diária<sup>56</sup>.

As normas da ANEEL determinam, outrossim, que no caso de ocorrência de indisponibilidade de central geradora despachada pelo ONS o gerador térmico que possua contrato de fornecimento de energia (*Power Purchase Agreement – PPA*) deve adquirir a energia

---

<sup>56</sup> A Resolução ANEEL nº 433/2003 determina, ainda, que caso o fornecimento de combustível seja em caráter interruptível, o empreendimento não poderá ser considerado, pelo ONS, na simulação do modelo “Newave”, na etapa do Programa Mensal de Operação Eletroenergética – PMO, para obtenção de custo futuro.

não gerada no ACL ao preço do PLD, além de pagar as penalidades, exceção para geração antecipada nos casos mencionados anteriormente. Essas penalidades podem alcançar valores muito elevados e, mesmo, comprometer a solvência do gerador. Com efeito, a penalidade é equivalente ao Preço Máximo de Liquidação de Diferenças multiplicado pela energia que deixou de ser entregue, de acordo com a Resolução ANEEL nº 433, de 26 de agosto de 2003, com redação dada pela Resolução ANEEL nº 222, de 6 de junho de 2006<sup>57</sup>.

No caso das termelétricas a gás natural, a exigência de apresentação do contrato de fornecimento de gás natural ainda representa uma dificuldade considerável. Isso porque o gerador tem que obter garantia de suprimento desse combustível, mesmo sabendo que sua usina não será despachada na maior parte do tempo (quando há água suficiente nos reservatórios para gerar energia nas hidrelétricas). Também tem implicações para o setor de gás natural, porquanto, dificulta a comercialização desse combustível quando as térmicas não são acionadas.

O gerador pode vender energia nos ambientes de contratação regulada ou contratação livre a sua livre escolha, não exercendo o governo qualquer interferência nesse sentido. No entanto, existe, como já registrado anteriormente, clara preferência dos geradores térmicos pela contratação no ambiente de contratação regulada na modalidade disponibilidade de energia.

No que se refere à contratação na modalidade de disponibilidade de energia<sup>58</sup>, releva notar que o Contrato de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado -CCEAR utilizado nos leilões A-5 e A-3 (ANEEL, 2008b) dispõe que a receita do gerador, composta pelas receitas fixas e por parcelas variáveis, é paga mensalmente pelo comprador<sup>59</sup>. O gerador tem assegurada a cobertura dos investimentos e sua remuneração pelo recebimento de uma Receita Fixa – RF, a qual é calculada de acordo com a seguinte fórmula:

$$RF = RF_{\text{Comb}} + RF_{\text{Demais}} \quad (2.3)$$

onde:

---

<sup>57</sup> Se uma termelétrica de 330 MW (potência da UTE MC2 Joinville, contratada no leilão A-5 de 2008. Ver seção sobre leilões de energia) permanecer indisponível durante um mês, ela deixaria de gerar 203.148 MWh (fator de capacidade=90% e fator de disponibilidade=95%), o que ensejaria pagamento de penalidade de R\$ 115,7 milhões. Isso corresponde a 71,5% da receita da aludida UTE durante um ano (“Receita Fixa”).

<sup>58</sup> Esta modalidade de contratação foi utilizada anteriormente pelas usinas beneficiadas pela CCC do Sistema Interligado e por aquelas contratadas, na época do racionamento, pela Companhia Brasileira de Energia Emergencial – CBEE (as chamadas “termelétricas emergenciais”).

<sup>59</sup> Critérios estabelecidos pela Portaria MME nº 42, de 01/03/2007.

- $RF_{Comb}$ : é a parcela da RF vinculada ao custo do combustível associado à Declaração de Inflexibilidade<sup>60</sup>. É reajustada, anualmente, de acordo com a variação de preço de referência estabelecido no CCEAR. Para termelétricas a gás natural não enquadradas no PPT, o preço de referência é calculado com base em cesta de óleos no mercado internacional;
- $RF_{Demais}$ : é a parcela da Receita Fixa vinculada aos demais itens, a qual é corrigida, anualmente, pela variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, do IBGE

Já a Parcela Variável, devida apenas se a usina for despachada pelo ONS, corresponderá ao produto do Custo Variável Unitário pela diferença entre a energia verificada e a energia correspondente à Declaração de Inflexibilidade. É importante chamar a atenção para o fato de que o risco do Custo Variável Unitário, em que pese possibilidade de redeclaração, é de responsabilidade do gerador térmico. O Custo Variável Unitário, denominado de  $C_{var}$  no CCEAR, é determinado de acordo com o disposto no mencionado contrato, pela seguinte fórmula:

$$C_{var} = C_{Comb} + C_{O\&M} \quad (2.4)$$

onde:

- $C_{Comb}$ : é a parcela do Custo Variável Unitário vinculada ao custo de combustível;
- $C_{O\&M}$ : é a parcela do Custo Variável Unitário vinculada aos demais custos variáveis, a qual é atualizada anualmente pela variação do IPCA.

Ainda de acordo com o aludido contrato, a parcela do Custo Variável Unitário vinculada ao custo de combustível,  $C_{Comb}$ , será obtida segundo a seguinte fórmula:

$$C_{Comb,M} = i \times P_v \times e_v \quad (2.5)$$

onde:

---

<sup>60</sup> “Declaração de Inflexibilidade: é o montante, em MW médios, correspondente à declaração de geração de usina termelétrica, permitida para fins de cálculo de sua garantia física e programação eletroenergética do SIN, que se constitui em restrição que leva à necessidade de geração mínima da usina, a ser considerada pelo ONS na otimização do uso dos recursos do SIN” (ANEEL, 2008).

- M: é o mês em que ocorrer o despacho de geração da parte flexível da usina;
- Pv: é o Preço Médio de Referência do Combustível vinculado ao Custo Variável Unitário, conforme especificado no CCEAR;
- $e_v$ : é a taxa de câmbio média da venda do dólar dos Estados Unidos da América, divulgada
- pelo BACEN do mês “M-1”, em R\$/US\$; e
- i: é o fator de conversão, informado pelo vendedor à Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

Ressalve-se que o CCEAR utilizado nos leilões A-3 e A-5 realizados em 2008 determina que o preço médio de referência para empreendimentos de geração termelétricos a gás natural não enquadrados no PPT será definido pela “cotação de fechamento, para o mês “M”, (*Final Settlement Price*) no antepenúltimo dia útil nos Estados Unidos da América do mês “M-1” do contrato futuro de gás natural na NYMEX (*Henry Hub Natural Gas Futures Contracts - NG1*)”.

## **2.9. A formação de preço de energia elétrica no ambiente de livre contratação**

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, definiu o Ambiente de Contratação Livre - ACL como “o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos”. O referido ato também determinou que a contabilização e liquidação mensal de curto prazo serão realizadas com base no Preço de Liquidação de Diferenças – PLD.

O PLD é estabelecido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Seu valor é calculado semanalmente, por submercado, com base em informações anteriores à operação real do sistema (e.g. disponibilidade de geração, consumo previsto). Para sua determinação, a CCEE adota os modelos utilizados pelo ONS para cálculo do Custo Marginal de Operação – CMO (NEWAVE e DECOMP), sem levar em conta as restrições de transmissão interna em cada submercado e as usinas em teste, observados preços mínimo e máximo

estabelecidos pela ANEEL. Adicionalmente, importa reiterar que “as usinas que apresentarem limitações operativas (inflexibilidade), para o cumprimento do despacho por parte do ONS têm sua parte inflexível não considerada no estabelecimento do preço e são consideradas como abatimento da carga a ser atendida” (Disponível em [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br). Acesso em 28/10/2008).

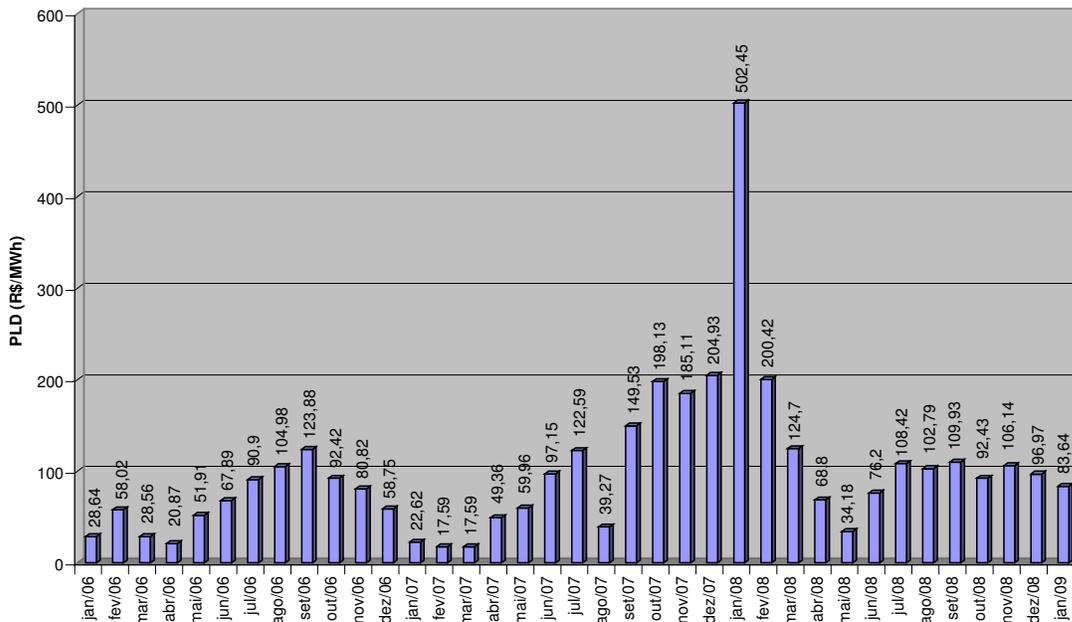
O valor mínimo do PLD é calculado com base nos custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas e no custo da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos e royalties. Já o valor máximo do PLD é calculado levando em conta os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado<sup>61</sup>. Os valores mínimo e máximo do PLD para 2008 foram R\$ 15,47/MWh e R\$ 569,59/MWh, respectivamente (Resolução ANEEL nº 597, de 2007, e Despacho ANEEL nº 2, de 2008).

Ressalte-se que as Curvas de Aversão ao Risco – CAR, adotadas desde 2002, afetam o despacho otimizado do NEWAVE, e por consequência o PLD. Mais recentemente, o procedimento de cálculo do PLD sofreu nova alteração com o objetivo de limitar o impacto no preço do despacho de usinas termelétricas fora da ordem de mérito econômico. A Resolução nº 8, de 20 de dezembro de 2007, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, determinou que o Custo Variável Unitário – CVU da usina despachada na aludida condição não seja utilizado para a determinação do PLD. Adicionalmente, delegou autoridade ao CMSE para, respaldado em estudo do ONS, determinar o despacho de recursos energéticos fora da ordem de mérito.

A grande dependência de aflúncias hídricas torna o PLD muito volátil, como se pode perceber na Figura 7.

---

<sup>61</sup> Os procedimentos de atualização do PLD\_MIN e do PLD\_MAX encontram-se regulamentados pelas Resoluções ANEEL nº 377, de 30/7/2003, e nº 682, de 23/12/03, respectivamente.



**Figura 7 - PLD Médio Mensal no Submercado Sudeste/Centro-Oeste**

Fonte: CCEE

Como se pode verificar na Figura 7, o PLD é imprevisível. Ademais, não reflete estritamente a oferta e demanda de energia elétrica. Por essas razões, seu uso como sinalizador da necessidade de expansão do sistema elétrico nacional tem sido objeto de muitas críticas.

## 2.10. Leilões de energia

Com a introdução do novo modelo do setor elétrico, em 2004, o papel central na realização de leilões de energia passou da ANEEL para o Ministério de Minas e Energia - MME. Desde então, é o MME quem determina, por meio de ato próprio, os empreendimentos de geração que participarão dos leilões para contratação de energia, os preços máximos (preço de referência) da energia e as datas desses certames. À Empresa de Pesquisa Energética - EPE cabe auxiliar o Ministério na definição de variáveis-chave do leilão, tais como: o preço de referência (valor máximo de cada empreendimento hidrelétrico); o preço inicial da fase do leilão destinada

às termelétricas<sup>62</sup>; e a garantia física, bem assim aferir a habilitação técnica dos empreendedores, podendo não habilitar o empreendimento caso constate valores elevados não justificados tecnicamente para os custos variáveis unitários de geração. Por seu turno, incumbe à ANEEL elaborar o edital de leilão de energia proveniente de novos empreendimentos de geração e os respectivos contratos de comercialização de energia no ambiente regulado, em consonância com norma do MME. Por fim, toca à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE realizar os leilões e promover o registro dos contratos.

A sistemática dos leilões de compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração denominados de A-3 e A-5 é estabelecido em portaria do Ministério de Minas e Energia. Neste ato, são apresentadas as características do leilão, a configuração do sistema eletrônico utilizado para realização do leilão, os procedimentos adotados na primeira e segunda fases do leilão, os procedimentos de pré-qualificação, encerramento e divulgação dos resultados, bem como o limite do Custo Variável Unitário - CVU para fins de cálculo da garantia física e os parâmetros COP e CEC. Para os leilões realizados em 2008, foi estabelecido que o Custo Variável Unitário – CVU deveria ser inferior a quarenta por cento do valor máximo do PLD (Portaria MME nº 231, de 4/7/2008). Já para os leilões de compra de energia elétrica A-3 e A-5 a serem realizados em 2009, o CVU não poderá exceder R\$ 200/MWh (Portaria MME nº 195, de 14/5/09).

De uma maneira simplificada, os empreendedores devem, para participar dos leilões, propor a inclusão de aproveitamentos ou projetos nos leilões, requerer o cadastramento e habilitação técnica<sup>63</sup> dos respectivos empreendimentos à EPE. Para a referida habilitação, o empreendedor precisa, no caso de usinas termelétricas a gás natural, apresentar, entre outros, os seguintes documentos: comprovante do registro do empreendimento na ANEEL; licença prévia emitida pelo órgão ambiental competente; outorga de uso de água; parecer para acesso à rede básica ou à rede de distribuição emitido pelo ONS; termo de compromisso por ele celebrado com a concessionária local de gás canalizado e o efetivo fornecedor de combustível, quando for o caso, contendo cláusula de eficácia onde se garanta o suprimento requerido de combustível, caso

---

<sup>62</sup> Esses preços são estabelecidos pelo MME com base em tarifa de equilíbrio (valor de venda da energia elétrica que torna o valor presente líquido do fluxo de caixa do empreendimento igual a zero) calculada pela EPE. Note-se, também, que é dado conhecimento dos cálculos da tarifa de equilíbrio ao Tribunal de Contas da União – TCU.

<sup>63</sup> O processo de habilitação técnica encontra-se disciplinado pela Portaria MME nº 21, de 18 de janeiro de 2008.

o empreendedor ganhe o leilão; e declaração de quantidade de combustível associada à geração. Também é necessário informar os valores dos seguintes parâmetros: potência efetiva da usina ( $Pot_{ef}$ ), fator de capacidade máximo da usina ( $FC_{Max}$ ), taxa equivalente de indisponibilidade forçada (TEIF) e indisponibilidade programada (IP), bem como alguns parâmetros utilizados no cálculo do Custo Variável Unitário de Geração – CVU<sup>64</sup> (fator de conversão  $i$  e valor dos demais custos variáveis -  $C_{O\&M}$ ).

Neste ponto, convém assinalar que o CVU é inversamente proporcional à garantia física. Dito de outra maneira, a declaração de um valor de CVU superdimensionado ensejaria redução da garantia física (energia que pode ser comercializada pelo gerador). Há, portanto, um incentivo econômico à declaração do valor correto do CVU. Já os agentes de distribuição devem apresentar Declaração de Necessidade de Compra de Energia Elétrica até sessenta dias antes da data prevista para o respectivo leilão.

Vencida essa etapa, a EPE calcula o valor do Custo Marginal de Referência (estimativa do valor máximo do custo de geração dos empreendimentos a serem licitados), o qual é submetido à apreciação do MME e serve para definição do valor do encargo tarifário “Uso de Bem Público – UBP” e para cálculo, por esse Ministério, da Garantia Física<sup>65</sup> do empreendimento de geração. Cabe à EPE, também, calcular os valores esperados do Custo Econômico de Curto Prazo – CEC e do Custo de Operação – COP de cada empreendedor<sup>66</sup>, os quais somente são divulgados para o respectivo empreendedor.

É importante consignar que no cálculo do COP e do CEC, leva-se em conta a matriz futura do Custo Marginal de Operação – CMO<sup>67</sup>, resultante de simulação da operação do SIN com o modelo NEWAVE, a qual é divulgada pela EPE antes da realização dos leilões e os CVU

---

<sup>64</sup> Este CVU, que é distinto do calculado para determinação da operação do SIN, é utilizado na determinação da Garantia Física e dos parâmetros Custo Variável de Operação – CVO e Custo Econômico de Curto Prazo – CEC dos empreendimentos termelétricos movidos a gás natural, carvão mineral, óleo diesel e óleo combustível.

<sup>65</sup> “Corresponde às quantidades máximas de energia e potência associadas a um empreendimento que poderão ser utilizadas para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos” (definição dada pela Portaria MME nº 231, de 4 de julho de 2008).

<sup>66</sup> O CEC e COP são calculados com base em amostra de valores de CMO divulgada pela EPE

<sup>67</sup> No planejamento dos leilões realizados em 2008, foram contempladas 2000 séries de vazões. O fator de capacidade de cada usina é dado pelo razão do número de ocorrências em que o CMO estimado para determinado mês foi maior ou igual ao CVU declarado pela termelétrica (meses em que a usina é despachada) pelo número total de meses do horizonte de estudo.

informados pelas termelétricas participantes da licitação. A regra de despacho considerada na aludida simulação, que é a mesma considerada no despacho normal, prevê o seguinte: i) despacho da usina no limite de sua disponibilidade, quando o seu Custo Variável Unitário - CVU for menor ou igual ao CMO do submercado onde ela se localizar; e ii) despacho equivalente à indisponibilidade da usina, quando o seu CVU for superior ao CMO do submercado onde ela se localizar. O fator de capacidade médio da usina termelétrica nada mais é que a razão número de meses em que se espera que a usina seja despachada/número de meses existente durante o horizonte de estudo.

O CEC corresponde ao valor acumulado das liquidações no mercado de curto prazo. Resulta da multiplicação das diferenças mensais apuradas entre o despacho efetivo da usina e sua garantia física pelo Custo Marginal de Operação, o qual é limitado pelos valores máximos e mínimos do PLD. O CEC é calculado para cada mês e para cada um cenários hidrológicos (têm sido adotadas 2000 séries de vazões). O CEC anual é a média dos CEC mensais de todos os cenários. Pode assumir valor negativo nos meses de escassez de hidreletricidade<sup>68</sup>, o que corresponde a um bônus para o gerador, porquanto reduz o ICB. Seu valor é determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$\text{CEC} = \text{CMO} \times (\text{GF} - G_{\text{era}}) \times n^{\circ} \text{ de horas} \quad (2.6)$$

onde:

CMO = Custo Marginal de Operação;

GF = Garantia Física da usina;

$G_{\text{era}}$  = Geração esperada da usina.

Já o COP corresponde ao produto do Custo Variável da Usina (em R\$/MWh) pela geração da usina termelétrica acima da sua inflexibilidade declarada, a qual depende dos custos marginais de operação futuros. Existe, portanto, para cada estimativa de COP um determinado número de horas de operação correspondente.

---

<sup>68</sup> Ocasão em que o CMO é elevado e a parcela (GF-Gera) é menor que zero.

Na determinação do CEC e COP, bem como da Garantia Física, é particularmente importante a metodologia de cálculo do CVU de referência, a qual sofreu grande alteração recentemente, com a edição da Portaria MME nº 175, de 16 de abril de 2009. Desde então, o preço do combustível utilizado pela termelétrica considerado no cálculo do Custo do Combustível -  $C_{comb}$  corresponde à expectativa do preço futuro desse combustível para período de 10 anos (inclui o ano de realização do leilão) apontada no cenário de referência publicado pela *Energy Information Administration* – EIA na publicação *Annual Energy Outlook*.

Durante o leilão, que é realizado por meio de sistema informatizado, os empreendedores ofertam energia (Quantidade de Lotes – QL, de, no mínimo, 1 MW médio) e preço (Receita Fixa requerida). Os vencedores são definidos pelo critério de menor tarifa. No caso das hidrelétricas, o preço de venda é exatamente aquele definido no leilão. Já no caso das térmicas, o “preço definido” é o Índice de Custo Benefício – ICB, que nada mais é que um preço médio esperado caso as usinas sejam despachadas consoante premissas de operação utilizadas na modelagem do leilão, o qual é calculado por sistema automatizado. Após a realização do leilão, a EPE torna público apenas os valores dos ICB das termelétricas contratadas. Quanto menor o ICB, menor é o custo de geração. Assim, a usina vencedora é aquela que apresentar o menor ICB. Ele é definido como a razão entre o custo total de geração e o benefício energético<sup>69</sup> proporcionado, sendo calculado pela fórmula apresentada a seguir.

$$ICB(R\$/MWh) = \frac{RF}{QL \times 8760} + \frac{(COP + CEC)}{GF \times 8760} \quad (2.7)$$

onde:

- RF = Receita fixa requerida pelo empreendedor. Destina-se a cobrir o custo total do empreendimento, aí incluídos os custos sócio-ambientais, os juros durante a construção e a remuneração do investimento, bem como os custos fixos relacionados à operação e manutenção da usina: custo fixo de combustível associado ao nível de indisponibilidade operativa (*take-or-pay*), custo de conexão à rede básica e tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição;
- QL = quantidade de energia oferecida pelo empreendedor (MW médios);

---

<sup>69</sup> O benefício energético de um empreendimento de geração corresponde à sua Garantia Física.

- COP = Valor esperado do custo de operação flexível (R\$/ano). Seu valor é calculado pela EPE para cada empreendimento em função nível de inflexibilidade da usina e do custo variável de O&M declarados pelo empreendedor, bem como do Custo Marginal de Operação – CMO<sup>70</sup> futuro. O COP é, pois, uma variável aleatória;
- CEC = Valor esperado do Custo Econômico de Curto Prazo para atendimento de uma carga igual à garantia física da usina termelétrica (R\$/ano). Seu valor é calculado pela EPE para cada empreendimento com base no nível de inflexibilidade no despacho da usina e no custo variável da usina declarado pelo empreendedor. O CEC é, portanto, uma variável aleatória;
- GF = garantia física da usina termelétrica.

A regra de cálculo do ICB para térmicas a GNL é ligeiramente diferente da apresentada anteriormente. Ela foi estabelecida pela Portaria MME nº 283/2007 da seguinte forma:

$$ICB(R\$/MWh) = \frac{RF}{QL \times 8760} + \frac{(COP + CEC)}{GF \times 8760} + \Delta k \quad (2.8)$$

onde:

- $\Delta k$  = valor incremental esperado relacionado ao despacho antecipado de empreendimentos termoeletricos a gás natural liquefeito (GNL), expresso em R\$/MWh e que será igual a zero para todas as demais fontes.

Com relação à sistemática, há que se enfatizar a significativa diferença no processo de seleção de empreendimentos hidrelétricos e termelétricos. No primeiro caso, o preço de venda da energia gerada é aquele definido nos leilões. Já nos casos dos empreendimentos termelétricos, o preço apontado nos leilões, isto é, o Índice de Custo Benefício – ICB, nada mais é do que o preço médio esperado caso os parâmetros de operação do sistema assumidos na modelagem do leilão se

---

<sup>70</sup> O CEC e COP são calculados com base em matriz de valores futuros de CMO divulgada pela EPE. No caso do leilão A-5 de 2008, a EPE utilizou para o referido cálculo matriz do CMO mensal para período de 8 anos (jan-09 a dez/16) e 2000 série de vazões (matriz 2000 x 96).

verifiquem. Na hipótese de despacho de usinas fora da ordem de mérito econômico, tal como aquele determinado pelo CMSE no início de 2008, o custo das térmicas será substancialmente maior por conta da operação por mais tempo do que o previsto inicialmente na modelagem do leilão. Isso, por sua vez, significa aumento de custo de suprimento de energia.

A receita do gerador termelétrico é composta de uma parcela fixa (Receita Fixa – RF), destinada a remunerar a operação do empreendimento, exclusive os custos variáveis incorridos quando do despacho da termelétrica acima da inflexibilidade, e de uma parcela variável (Custo Variável Unitário - CVU de geração), que compreende os custos operacionais do empreendimento não considerados na Receita Fixa (conforme disposto na Portaria MME nº 42, de 1º de março de 2007).

A parcela “RF”, por seu turno, é constituída por parcela destinada a cobrir o custo do combustível ( $RF_{\text{comb}}$ ) na geração de energia inflexível, definida na declaração de inflexibilidade<sup>71</sup>, e por parcela vinculada os demais itens ( $RF_{\text{Demais}}$ ). Incumbe à ANEEL a determinação do valor da parcela  $RF_{\text{comb}}$  na geração de energia inflexível. Para empreendimentos de geração termelétrica acionados a gás natural, óleo diesel, óleo combustível e carvão mineral essa parcela é reajustada anualmente pela variação do preço do combustível utilizado, expresso em Reais, conforme disposto na aludida portaria. No que se refere aos empreendimentos enquadrados no PPT, os preços médios de referência são reajustados de acordo com os critérios previstos na Portaria Interministerial MME/MF nº 234, de 22 de julho de 2002. No caso dos empreendimentos não integrantes do PPT, o preço do gás natural é calculado com base em uma cesta de óleos combustíveis (art. 2º, §4º, I da Portaria MME nº 42/2007). Já a parcela  $RF_{\text{Demais}}$  é corrigida anualmente, no mês de novembro, pela variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA.

Analogamente, a parcela do Custo Variável Unitário de geração é composta por uma parcela vinculada ao custo do combustível destinado à geração flexível ( $C_{\text{comb}}$ ) e por uma parcela vinculada aos demais custos variáveis ( $C_{\text{O\&M}}$ ) incorridos nessa geração. O  $C_{\text{comb}}$  é calculado,

---

<sup>71</sup> O CCEAR define “Declaração de Inflexibilidade” como “o montante, em MW médios, correspondente à declaração de usina termelétrica, permitida para fins de cálculo de sua GARANTIA FÍSICA e programação eletroenergética do SIN, que se constitui em restrição que leva à necessidade de geração mínima da usina, a ser considerada pelo ONS na otimização do uso dos recursos do SIN”.

mensalmente, com base no preço do combustível no mercado internacional, de acordo com a seguinte fórmula definida na Portaria MME nº 42, de 01/03/2007:

$$C_{\text{Comb},M} = iP_v e_v \quad (2.9)$$

onde:

- M = mês em que ocorrer o despacho de geração da parte flexível da termelétrica;
- $P_v$  = Preço médio de referência do combustível vinculado ao Custo Variável Unitário;
- $e_v$  = taxa de câmbio média da venda do dólar dos Estados Unidos da América divulgada pelo BACEN do mês “m-1”, em R\$/US\$; e
- i = Fator de conversão, informado pelo agente, que constará do CCEAR e permanecerá invariável por toda a vigência do contrato, usado na transformação do preço do combustível em R\$/MWh.

Como já assinalado anteriormente, os agentes termelétricos devem informar na solicitação de habilitação técnica os valores do fator de conversão “i” e da parcela do Custo Variável Unitário vinculada aos demais custos variáveis “ $C_{O\&M}$ ”, os quais vincularão o agente de geração, nos termos de regulação da ANEEL, para fim do despacho otimizado do Sistema Interligado Nacional durante todo o período de vigência do Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR.

É importante ressaltar, ainda, que para os empreendimentos de geração termelétrica a gás natural não enquadrados no PPT a referência de preço é definida pelo empreendedor no momento do requerimento de cadastramento junto à EPE, podendo ser: i) cotação de fechamento, para o mês “M” (*final settlement price*), no antepenúltimo dia útil, nos Estados Unidos da América, do mês M-1, referente ao preço do contrato futuro do gás natural na NYMEX - *Henry Hub Natural Gas Futures Contracts* – NG1; ou ii) o valor médio mensal das médias das cotações superior e inferior dos dias úteis do mês “m-1” do petróleo Brent (*Dated Brent*), publicado no *Platts Crude Oil Marketwire Report* (art. 3º, §2º, I da Portaria MME nº 42/2009, com redação dada pela Portaria MME nº 175, de 16 de abril de 2009). Para as termelétricas integrantes do PPT, os

preços do gás natural são corrigidos de acordo com a Portaria Interministerial MME/MF nº 234, de 2002<sup>72</sup>. Já a parcela  $C_{O\&M}$  é atualizada anualmente, no mês de novembro, pela variação do IPCA.

Esclarecidos os critérios de seleção dos empreendimentos termelétricos nos leilões de energia, deve-se registrar que desde a implantação do novo modelo, o governo vem promovendo, via de regra, um leilão de energia A-5 e um leilão de energia A-3 por ano. Adicionalmente, foram realizados um leilão de energia de fontes alternativas, em 18/06/2007, e um leilão de energia de reserva, em 14/08/2008, que se destinou à contratação de termelétricas a biomassa<sup>73</sup>.

Antes de examinar o resultado de tais certames, há que se sublinhar que a possibilidade de o governo leiloar, prioritariamente, usinas hidrelétricas nos primeiros leilões de “energia nova” foi severamente restringida pela escassez de estudos de inventário e de viabilidade em diversas bacias hidrológicas, bem assim pela urgência de assegurar a contratação de energia elétrica requerida a médio prazo.

Um resumo das vendas de energia realizada nesses certames no período de 2005 a 2008 é apresentada na Tabela 7<sup>74</sup>. Nela sobressai a expressiva participação das centrais termelétricas, em particular, das térmicas a derivados de petróleo(29,9%) e das a carvão (10,4%), fontes sabidamente mais poluentes e mais caras, e participação das hidrelétricas não compatível com o enorme potencial hidráulico ainda disponível no País(37,3%). Em suma, a maior participação das referidas centrais térmicas ensejará aumento do preço de energia elétrica e maior emissões de gases de efeito estufa.

---

<sup>72</sup> Chama a atenção a existência, no caso de empreendimentos de geração a gás natural não enquadrados no PPT, de critério distinto para cálculo do preço do gás natural para a geração de energia inflexível e flexível, porquanto as novas termelétricas a gás natural só têm conseguido contratos de suprimento de GNL (tanto para a parcela a ser consumida na geração flexível quanto na geração inflexível).

<sup>73</sup> Essas térmicas possuem custo variável nulo e serão despachadas de forma inflexível durante toda a safra por 15 anos. Por essa razão, contribuirão para reduzir o preço da energia no mercado *spot*.

<sup>74</sup> O leilão A-3 realizado em 2008 encontra-se *sub judice* pelo fato de a empresa Cibe Participações não ter feito o depósito das garantias de fiel cumprimento (R\$ 196 milhões) no prazo regulamentar.

**Tabela 7 - Venda de energia em leilões (MW médios)**

	A-5 2005 16/12/05	A-3 2006 29/6/2006	A-5 2006 10/10/2006	FA 2007 18/6/2007	A-3 2007 26/7/2007	A-5 2007 16/10/2007	SA 2007 10/12/2007	JI 2008 19/5/2008	A-3 2008 17/9/2008	A-5 2008 30/9/2008	TOTAL	%
Hidrelétrica	1.006	1.028	569	46		715	1.443	1.383		121	6.311	37,3%
Biomassa	224	60	61	140						35	520	3,1%
carvão	546					930				276	1.752	10,4%
Gás natural	1.264	270	200								1.734	10,3%
GNL						351			265	703	1.319	7,8%
Gás de processo			200								200	1,2%
Biogás		10									10	0,1%
Óleo diesel	244	102	69								415	2,5%
Óleo combustível		212	5		1.304	316				811	1.990	27,4%
<b>Total</b>	<b>3.284</b>	<b>1.682</b>	<b>1.104</b>	<b>186</b>	<b>1.304</b>	<b>2.312</b>	<b>1.443</b>	<b>1.383</b>	<b>1.076</b>	<b>3.125</b>	<b>16.899</b>	
Preço médio (R\$/MWh)		128,95	128,90	137,32	134,67	128,33	78,87	71,37	128,42	141,78		
- hidrelétrica			120,86	134,99	-	129,14	78,87	71,37	-	98,98		
- térmica			137,44	138,85	134,67	128,37	-	-	128,42	145,23		

Fonte: EPE

Legenda: FA= fontes alternativas; SA=Santo Antonio, JI=Jirau

De igual modo, deve-se sublinhar, pela sua importância para a expansão da capacidade instalada, o fato de terem sido contratados nos leilões A-3 4.062 MW médios no período em análise, o que correspondeu a 24% do montante contratado. Se essa tendência for mantida no futuro, o atendimento da meta de grande expansão da fonte hidrelétrica estabelecida no PDE 2008/2017 será dificultada sobremaneira, porquanto a participação de hidrelétricas em leilões A-3 não é, de uma maneira geral, possível, haja vista que o prazo de construção desses empreendimentos, no mais das vezes, excede 3 anos.

Também chama a atenção na Tabela 7 que a energia oriunda das usinas hidrelétricas do Complexo do madeira (Santo Antonio e Jirau) tenha sido contratada a preços tão baixos (R\$ 78,87/MWh e R\$71,37/MWh, respectivamente). A obtenção desses resultados somente foi possível porque 30% do montante da energia produzida será comercializada no ACL<sup>75</sup> por preços sabidamente mais altos que os preços obtidos nos leilões em referência.

No que refere ao leilão A-3 realizado em 2007, causou espécie o fato de que apenas térmicas a óleo combustível tenham sido contratadas. Isso ocorreu, de acordo com a EPE, pela dificuldade de obter licença ambiental para aproveitamentos hidrelétricos e por conta do receio de empreendedores, naquela ocasião, de terem de arcar com o pagamento de penalidades por indisponibilidade das termelétricas decorrentes da falta de gás natural.

Em outras palavras, a sistemática dos leilões possibilitou a aquisição de energia de usinas que apresentavam baixos investimentos e custo variável elevados, caso das termelétricas a óleo

<sup>75</sup> O edital do leilão de compra da energia elétrica proveniente da usina hidrelétrica Jirau determinou que o percentual mínimo de energia que deverá ser destinado ao ACR será de 70% (cláusula 13.3.1).

combustível e a óleo diesel (além disso, a volatilidade nos preços desses combustíveis é elevada). Enfatize-se, contudo, que a contratação de grande potência de termelétricas a derivados de petróleo é indesejável tanto em termos ambientais quanto econômicos.

Como já registrado anteriormente, o preço da energia comercializada nos leilões de energia nova é fortemente influenciado pelo valor da parcela mínima de energia a ser destinada ao ACR fixada no edital. Isso ocorre pelo fato de a parcela da energia não comercializada nesse ambiente ter sido vendida por preços substancialmente superiores aos preços de venda nos leilões. Isso caracterizaria, ao ver de alguns grandes consumidores, uma espécie de “subsídio cruzado”, porquanto eles teriam que pagar um preço mais elevado pela energia para beneficiar os consumidores atendidos no ACR. O governo não endossa essa interpretação e argumenta que atenção especial tem que ser dada à modicidade tarifária de consumidores cativos (não podem escolher seu fornecedor de energia).

Feita esta ressalva, é preciso atualizar os preços de energia para uma mesma base para tornar possível a sua comparação. De acordo com o disposto no Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR na modalidade quantidade de energia, os preços devem ser corrigidos pela variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA verificados desde a realização do leilão. A Tabela 8 apresenta os referidos preços atualizados para o mês de novembro de 2008.

**Tabela 8 - Preços da energia vendida em leilões de energia nova na modalidade quantidade de energia (R\$/MWh - nov/08)**

	A-5 2005 16/12/05	A-3 2006 29/6/2006	A-5 2006 10/10/2006	FA 2007 18/6/2007	A-3 2007 26/7/2007	A-5 2007 16/10/2007	SA 2007 10/12/2007	JL 2008 19/5/2008	A-3 2008 17/9/2008	A-5 2008 30/9/2008
- hidrelétrica			133,90	145,36	-	137,42	82,99	73,00	-	99,43

Fonte: elaboração própria

Legenda: FA= fontes alternativas; SA=Santo Antonio, JL=Jirau

Neste ponto, é preciso lembrar que a atualização dos preços de energia comercializada na modalidade de disponibilidade segue formulação específica que depende do combustível utilizado e que requer o conhecimento de preços divulgados por publicação especializadas, não disponíveis para o público. Por essa razão, deixa-se de apresentar a referida atualização de tais preços.

Incumbe ressaltar, outrossim, que houve alterações na sistemática para os leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração desde a primeira licitação, em 16 de dezembro de 2005, notadamente no que toca à parcela da energia destinada ao ACL. Os procedimentos utilizados nos leilões A-3 e A-5 realizados em 2008 foram definidos pela Portaria MME nº 231, de 4 de julho de 2008, e pelo editais divulgados pela ANEEL. Ele encerra considerável complexidade, sendo a licitação realizada, como já dito, por meio de sistema computacional automatizado.

Após a definição da proposta vencedora, são celebrados os contratos de comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, que tem os seguintes prazos de duração: i) 30 anos para energia elétrica oriunda de fonte hidráulica (contrato por quantidade de energia); e ii) 15 anos para a energia elétrica oriunda de outras fontes, inclusive térmicas e eólicas (contrato por disponibilidade de energia).

Outra importante modalidade de leilão introduzida pelo novo modelo foi o leilão de energia de reserva. Trata-se de certame destinado a contratar oferta adicional para aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional. Por essa razão, a energia de reserva não se presta a aumentar o lastro de garantia física requerido dos geradores para venda aos agentes de consumo.

Para seleção dos empreendimentos vencedores, é utilizado o Índice de Competitividade dos Empreendimentos – ICE. Este índice corresponde ao custo médio da energia para o consumidor quando se admite que o custo variável unitário da energia de reserva será nulo, como determina a Portaria MME nº 20, de 2008 (EPE, 2008d). O ICE é calculado de acordo com a fórmula (2.10)

$$ICE = \frac{RF}{Q_c} - \frac{RAV}{GF \times 8760} \quad (2.10)$$

onde:

- RF: receita fixa anual (R\$/ano);
- $Q_c$ : energia ofertada (MWh) no terceiro ano

- RAV: valor esperado da receita anual variável obtido com a venda da energia
- produzida pelo empreendimento no mercado de curto prazo (R\$)
- GF: garantia Física do empreendimento (MW médios)

Já o valor esperado da Receita Anual Variável - RAV obtido com a venda da energia produzida pelo empreendimento no mercado de curto prazo é estimado pelo produto da produção esperada pelo preço da energia no mercado de curto prazo em cada mês durante o período de simulação da operação do sistema, como indicado na fórmula

$$RAV = \left( \sum c \left( \sum m G_{m,c} P_{Lm,c} H_m \right) / N_a \right) / N_c \quad (2.11)$$

onde:

- $G_{m,c}$ : produção esperada no mês “m” e no cenário hidrológico “c” (MW médio)

Para empreendimentos de geração termelétrica a biomassa, a produção em cada mês é a “disponibilidade média mensal de energia”, declarada pelo empreendedor na Ficha de Dados do empreendimento cadastrado na EPE.

- $P_{Lm,c}$ : preço da energia no mercado de curto prazo no mês “m” e no cenário hidrológico “c” (R\$/MWh)
- $H_m$ : número de horas do mês “m”
- $N_a$ : número de anos do horizonte da simulação
- $N_c$ : número de cenários hidrológicos simulados

O primeiro leilão de energia de reserva foi realizado, em 14/08/2008, e destinou-se à contratação de termelétricas a biomassa. Foram contratadas 31 usinas na modalidade disponibilidade de energia, por prazo de 15 anos, ao preço médio de R\$ 58,84/MWh, o que vai contribuir para a redução do preço da energia no mercado livre. As térmicas a biomassa, frise-se, têm custo variável unitário nulo e serão despachadas de forma inflexível ao longo da safra de cana-de-açúcar durante o período de duração do contrato.

## Capítulo 3

### O setor de gás natural

#### 3.1. Aspectos institucionais do setor de gás natural no Brasil

Os principais balizamentos da indústria do gás natural no Brasil são dados pela Constituição Federal, pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, conhecida como a Lei do Petróleo, e pela Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, a denominada Lei do Gás. A Lei Maior estabelece que compete privativamente à União legislar sobre energia (art. 22, IV) e que cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado (art. 25, § 2º).

Já a Lei do Petróleo estabelece que as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação. Também determina que incumbe à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis. Outrossim, prescreve que é responsabilidade da ANP, na sua esfera de ação, a proteção dos interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta de produtos. Determina a segregação das atividades de transporte de gás natural (movimentação de gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral, de acordo com definição da Lei nº 9.478, de 1997) e assegura o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos, com exceção dos terminais de gás natural liquefeito<sup>76</sup>, mediante remuneração adequada ao titular das instalações ou da capacidade de movimentação de gás natural. Adicionalmente, estipula que as atividades de importação e de transporte de gás natural podem ser exercidas mediante autorização por meio de empresa constituída sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

---

<sup>76</sup> Restrição introduzida pela Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009.

A Lei do Gás disciplina as atividades de transporte, tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. De maneira resumida, define que a atividade de transporte será exercida mediante regime de concessão, precedida de licitação, salvo no caso de gasodutos que envolvam acordos internacionais. No processo licitatório em referência, o critério de seleção da proposta vencedora será o de menor receita anual. Para os gasodutos objeto do regime de concessão, caberá à ANP fixar as tarifas de transporte. Estabelece, ainda, que caberá ao Ministério de Minas e Energia fixar o período de exclusividade que terão os carregadores iniciais<sup>77</sup> para exploração da capacidade contratada dos novos gasodutos de transporte.

O diploma legal em comento ratificou as autorizações para exercício da atividade de transporte de gás natural expedidas pela ANP por período de 30 anos contados da data de sua publicação, bem como concedeu aos carregadores iniciais dos gasodutos de transporte existentes período de exclusividade de dez anos, contados do início da operação comercial do gasoduto de transporte. Adicionalmente, a Lei do Gás instituiu as figuras do autoprodutor<sup>78</sup> e do auto-importador<sup>79</sup>, bem como facultou ao consumidor livre, autoprodutor e auto-importador cujas necessidades de gás natural não possam ser atendidas pela distribuidora estadual construir instalações e dutos para seu uso específico<sup>80</sup>, mediante contrato que atribua à distribuidora estadual sua operação e manutenção, devendo as tarifas desses serviços ser estabelecidas pelo órgão regulador estadual. Por fim, a Lei nº 11.909, de 2009, prevê o estabelecimento de plano de contingência<sup>81</sup>, a ser regulamentado pelo Poder Executivo.

Consoante o espírito liberalizante que norteou a elaboração da Constituição e a Lei do Petróleo, os preços de gás natural em nível do produtor foram liberados em 1º de janeiro de 2002

---

<sup>77</sup> Carregador inicial é, de acordo com a Lei nº 11.909, de 2009, “aquele cuja contratação de capacidade de transporte tenha viabilizado ou contribuído para viabilizar a construção do gasoduto, no todo ou em parte”.

<sup>78</sup> De acordo com a Lei do Gás, é o “Agente explorador e produtor de gás natural que utiliza parte ou totalidade de sua produção como matéria-prima ou combustível em suas instalações”

<sup>79</sup> De acordo com a Lei do Gás, é o “Agente autorizado para a importação de gás natural que utiliza parte ou totalidade do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações”

<sup>80</sup> As instalações e dutos deverão ser incorporados ao patrimônio estadual mediante declaração de utilidade pública e justa e prévia indenização quando de sua total utilização.

<sup>81</sup> Contingência foi definida como “a incapacidade temporária, real ou potencial, de atendimento integral da demanda de gás natural fornecido em base firme decorrente de fato superveniente imprevisto e involuntário, em atividades de esfera de competência da União, que acarrete impacto significativo no abastecimento do mercado de gás natural”.

e a ANP deixou de estabelecer de tarifas de transporte<sup>82</sup> desde então. Com a edição da Lei do Gás, a ANP passará a estabelecer, como já visto anteriormente, as tarifas de transporte dos gasodutos sob regime de concessão. O órgão regulador também não estabeleceu nem estabelece limite à concentração de mercado em nenhum elo da cadeia do setor de gás natural sob seu controle<sup>83</sup>. Na prática, a interferência da ANP nesse mercado, até a edição do referido diploma legal, consistiu na regulação do livre acesso aos gasodutos de transporte, da cessão de capacidade de transporte dutoviário de gás natural e de critérios tarifários para cálculo das tarifas de transporte, bem como na solução de eventuais controvérsias relativas à utilização de gasodutos de transporte e ao estabelecimento da especificação do gás natural.

A regulação da ANP determina a segregação das atividades de comercialização das de transporte de gás natural. O transportador, empresa ou consórcio de empresas autorizadas pela ANP a operar as instalações de transporte, não pode comprar ou vender gás natural, com exceção dos volumes necessários ao consumo próprio das mencionadas instalações e à formação e manutenção de seu estoque operacional. Também é obrigado a permitir o acesso não discriminatório às suas instalações de transporte.

Com esses regramentos, esperava-se instalar ambiente de intensa competição na maioria dos elos da cadeia do gás natural. Passados 13 anos desde a flexibilização do monopólio do petróleo e 11 anos desde a criação da ANP, não foi isso que aconteceu. A posição da Petróleo Brasileiro S. A. – Petrobrás continua a ser dominante. Responde pela produção, importação e transporte de quase todo o gás natural comercializado no Brasil. Também controla a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A.-TBG, empresa que é proprietária e operadora do gasoduto Bolívia-Brasil.

---

82 A competência da ANP de estabelecer as tarifas de transporte de referência era atribuída pela Portaria Interministerial nº 3, de 17 de fevereiro de 2000.

83 A analogia com o setor elétrico é útil. Inicialmente, a ANEEL estabeleceu limites para participação de agentes econômicos nas atividades do setor de energia elétrica pela Resolução nº 94, de 30/3/1998. Esses limites, com exceção daquele referente à aquisição de energia elétrica por distribuidora de empresa a ela vinculada, foram revogados pela Resolução nº 299, de 8 de janeiro de 2008.

Além disso, possui participação acionária em 20 concessionárias estaduais de distribuição de gás natural<sup>84</sup>. Conta, ainda, com parque termelétrico no Sistema Interligado Nacional, que é composto por 14 termelétricas a gás natural, das quais 2 são alugadas, que apresentam potência total de 4.896,0 MW<sup>85</sup> (Disponível em [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br). Acesso em 3/2/2009). Adicionalmente, a Petrobrás dá continuidade à construção da termelétrica Euzébio Rocha (ex-Cubatão). Possui, também, participação de 10% no capital da usina termelétrica Norte Fluminense (potência de 868,9 MW), mas não detém direito de comercialização de energia desta usina. Maiores detalhes são apresentados na Tabela 9. É importante consignar que apenas 4 dessas termelétricas encontram-se contratadas na modalidade disponibilidade de energia<sup>86</sup>.

**Tabela 9 – Termelétricas a gás natural da Petrobrás no Sistema Interligado Nacional**

Termelétrica	Município	Estado	Potência MW	Participação da Petrobrás	Observação
Celso Furtado (ex-Termobahia)	São Francisco do Conde	BA	185,9	94%	
Rômulo Almeida (ex-Fafen)	Camaçari	BA	138,0	100%	
Termo Ceará	Caucaia	CE	242,0	100%	Bi-combustível
Aureliano Chaves (ex-Ibirité)	Ibirité	MG	226,0	50%	
Juiz de Fora	Juiz de Fora	MG	87,0	100%	
Luiz Carlos Prestes (ex-Três Lagoas)	Três Lagoas	MS	258,3	100%	
Termocabo	Cabo de S. Agostinho	PE	48,0		c/aluguel de 100% energia
Araucária	Araucária	PR	484,2	20%	c/aluguel de 100% energia
Leonel Brizola (ex-Termorio)	Duque de Caxias	RJ	1.058,3	100%	
Mário Lago (EX-Macaé Merchant)	Macaé	RJ	922,6	100%	
Barbosa Lima Sobrinho (EX-Eletrobolt)	Seropédica	RJ	379,0	100%	Bi-combustível
Jesus Soares Pereira (ex-Termoçoço)	Alto do Rodrigues	RN	320,0	100%	
Sepé Tiaraju (ex-Canoas)	Canoas	RS	160,6	100%	Bi-combustível
Fernando Gasparian (ex-Nova Piratininga)	São Paulo	SP	386,1	100%	
<b>Total</b>			<b>4.896,0</b>		

Fontes: ANEEL e PETROBRAS

Nessas circunstâncias, a existência de grande quantidade de conflitos a respeito do suprimento de gás natural não chegava a surpreender. A Petrobrás e as concessionárias de distribuição de gás natural não se entendiam com respeito à definição de consumo próprio. Com efeito, a estatal do petróleo entendia que podia suprir diretamente suas plantas de fabricação de fertilizantes e usinas termelétricas, sem a interveniência de terceiros. Já as distribuidoras sustentavam que o monopólio dos estados alcançava todo o fornecimento feito em sua área de

<sup>84</sup> No caso do estado do Espírito Santo, a concessão para a distribuição de gás natural foi concedida à Petrobrás Distribuidora. A Petrobrás não possui participação nas duas maiores distribuidoras do país, a saber: Comgás(SP) e na CEG(RJ).

<sup>85</sup> Corresponde a aproximadamente 50% da capacidade instalada de termelétricas a gás natural no Brasil.

<sup>86</sup> As seguintes termelétricas da Petrobrás possuem contrato por disponibilidade de energia: Leonel Brizola; Barbosa Lima Sobrinho; Mário Lago e Termo Ceará (posição em fevereiro/2009).

jurisdição. Os consumidores, por seu turno, queixavam-se da lentidão das distribuidoras na expansão das malhas de distribuição.

Com o objetivo de superar os aludidos impasses, a Lei do Gás recepcionou acordo entre esses agentes econômicos. Basicamente, o referido diploma legal prevê a manutenção dos regimes de consumo de gás natural em unidades de produção de fertilizantes e instalações de refino de petróleo existentes na data de sua publicação, bem como das modalidades de exploração dos gasodutos que realizem esse suprimento. Também contempla a possibilidade de o consumidor livre, o autoprodutor ou auto-importador cujas necessidades não possam ser atendidas pela distribuidora construir instalações e dutos para seu uso específico, mediante a celebração de contrato que atribua à distribuidora estadual a sua operação e manutenção. Dispõe, outrossim, que as tarifas de operação e manutenção dessas instalações serão estabelecidas pelo órgão regulador estadual.

No que concerne ao tratamento dos aspectos regulatórios da distribuição de gás natural, ressalta a ausência de uniformidade entre as unidades da federação, como se verá a seguir em seção dedicada a essa matéria.

### **3.2. Infra-estrutura do setor de gás natural**

A infra-estrutura de transporte é essencial para o desenvolvimento da indústria do gás natural. Existe, porém, um problema de circularidade. Para vender gás é preciso dispor de redes de transporte e de distribuição, mas sem o mercado não se constroem os gasodutos. Para fugir desse impasse, busca-se identificar grandes consumidores (os chamados consumidores âncora) que assegurem movimentação de gás natural necessária ao financiamento da construção do gasoduto. De igual modo, é usual, em mercados infantes, a previsão contratual de obrigações de comprar e transportar gás natural.

No caso do Brasil, a ação da Petrobrás foi decisiva para a construção da infra-estrutura existente. O ponto de inflexão na história do setor de gás natural foi a construção do gasoduto Bolívia-Brasil – GASBOL, o qual resultou, antes de mais nada, de decisão política. Sua operação teve início em julho de 1999 e, desde então, verificou-se progresso na expansão da malha de transporte de gás natural, processo que foi facilitado pela utilização de usinas termelétricas a gás natural que funcionaram como “âncoras” da demanda.

A despeito dos referidos avanços, forçoso é reconhecer que ela ainda é incipiente. Os gasodutos que transportam gás de origem nacional<sup>87</sup> têm uma extensão total de apenas 2.533,2 km (posição em dezembro de 2008). Já aqueles destinados ao transporte de produto importado têm extensão total de 2.900 km, dos quais 2.583 km referem-se ao trecho em território nacional do gasoduto Bolívia-Brasil<sup>88</sup>, o qual possui extensão de 3.150 km (ANP, 2009a). O gasoduto Bolívia-Brasil liga Santa Cruz de La Sierra a Porto Alegre, sendo operado pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A – TBG, a qual é controlada pela Petrobrás por meio de sua subsidiária Gaspetro (participação de 51% do capital).

Nos próximos anos, já está assegurada a expansão da malha de transporte por meio da construção de alguns gasodutos, merecendo destaque: i) o gasoduto Coari – Manaus (extensão de 383 km), no Estado do Amazonas, com início de operação previsto para setembro de 2009. Este gasoduto permitirá o acionamento de termelétricas a gás natural para o abastecimento de energia elétrica em Manaus, o que acarretará redução dos dispêndios suportados pela Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, encargo integrante das tarifas de energia elétrica, e melhoria da qualidade do suprimento; ii) o gasoduto Sudeste-Nordeste – Gasene, cujo trecho de Cacimbas - ES a Catu – BA(extensão de 954 km) deverá entrar em operação em março de 2010. Sua conclusão é de grande importância porque irá proporcionar a interligação das malhas de gasodutos existentes nessas regiões. A configuração da infra-estrutura de transporte de gás natural pode ser melhor visualizada na Figura 8.

---

<sup>87</sup> São ativos da Petrobrás, organizados nas seguintes empresas: Petrobrás Transporte S.A.-Transpetro; Nova Transportadora do Nordeste – NTN e Transportadora Nordeste Sudeste – TNS.

<sup>88</sup> O gasoduto Bolívia-Brasil liga Santa Cruz de La Sierra a Porto Alegre, sendo operado pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A – TBG, a qual é controlada pela Petrobrás por meio de sua subsidiária Gaspetro (participação de 51% do capital).

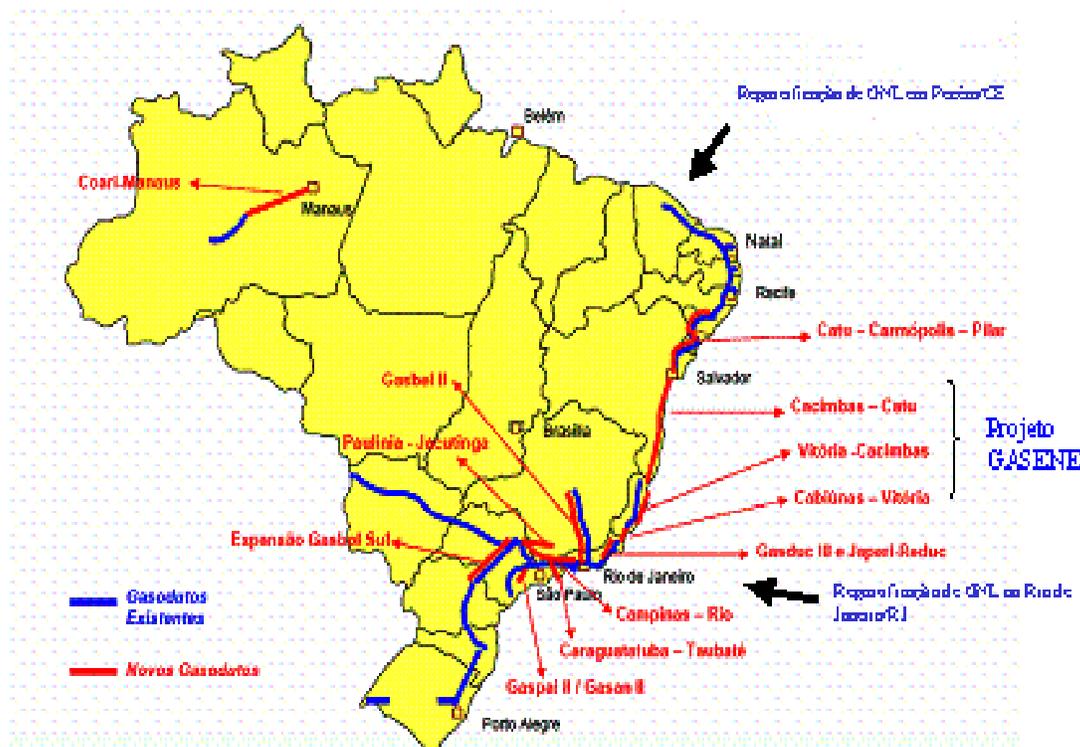


Figura 8 - Infra estrutura de transporte de gás natural no Brasil

Fonte: Petrobrás

Como se pode ver, mesmo com a referida expansão, a malha de transporte continuará sendo modesta, o que limita fortemente a possibilidade de utilizar o “empacotamento”<sup>89</sup> para enfrentar aumento da demanda de pequena ordem. Adicionalmente, releva notar que o Brasil não dispõe de infra-estrutura de armazenamento subterrâneo de gás natural para garantir o suprimento nos períodos de pico de demanda. Isso quer dizer que, na prática, a única alternativa de aumento da oferta de gás natural (“flexibilização da oferta”) em horizonte de curto prazo de que o país dispõe é a importação de gás natural liquefeito - GNL<sup>90</sup>.

### 3.3. Oferta/demanda de gás natural

Em 2007, a produção mundial de gás natural foi 2.940,0 bilhões m<sup>3</sup> (incremento de 2,4% com relação ao ano anterior) e o consumo foi de 2.921,9 bilhões m<sup>3</sup> (aumento de 3,1% com

<sup>89</sup> Processo pelo qual eleva-se a pressão em um gasoduto acima da pressão de entrega contratada com os clientes para aumentar a sua capacidade de armazenamento.

<sup>90</sup> O aumento da importação de países vizinhos não parece ser possível nesse horizonte de tempo. O aumento da importação da Bolívia é impossibilitado pelo fato de o GASBOL já ter atingido a sua capacidade máxima de transporte. Já a Argentina não tem conseguido produzir gás natural suficiente para atender suas necessidades nos últimos anos.

respeito a 2006). Não existe, contudo, distribuição uniforme da produção e do consumo entre países ou entre regiões (BP, 2008). A Tabela 10 apresenta os principais produtores e consumidores de gás natural<sup>91</sup>.

**Tabela 10- Principais produtores e consumidores de gás natural em 2007**

PRODUÇÃO			CONSUMO		
PAIS	VOLUME bilhões m <sup>3</sup>	%	PAIS	VOLUME bilhões m <sup>3</sup>	%
Rússia	607,4	20,7%	Estados Unidos	652,9	22,3%
Estados Unidos	545,9	18,6%	Rússia	438,8	15,0%
Canadá	183,7	6,2%	Irã	111,8	3,8%
Irã	111,9	3,8%	Canadá	94,0	3,2%
Noruega	89,7	3,1%	Reino Unido	91,4	3,1%
Argélia	83,0	2,8%	Japão	90,2	3,1%
Arábia Saudita	75,9	2,6%	Alemanha	82,7	2,8%
Reino Unido	72,4	2,5%	Itália	77,8	2,7%
China	69,3	2,4%	Arábia Saudita	75,9	2,6%
Turquemenistão	67,4	2,3%	China	67,3	2,3%
% 10 maiores		64,9%	% 10 maiores		61,0%
Total mundo		2.940,0	Total mundo		2.921,9

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2008

Em contraste com a produção, as reservas provadas de gás natural no mundo permaneceram praticamente estáveis. No final de 2007, alcançaram 177,36 trilhões de m<sup>3</sup>, o que representou incremento de apenas 0,6% com o valor do ano anterior. Com isso, a razão Reserva/Produção (R/P) no mundo foi igual a 60,3 anos. Também esse indicador apresenta grande variação, havendo países nos quais que a razão R/P é de cerca de 90 anos (Líbia e Arábia Saudita, por exemplo).

Em 2008, a produção média de gás natural no Brasil foi de 59,2 milhões m<sup>3</sup>/dia, o que correspondeu a aumento de 17% com relação ao ano anterior. Trata-se de desempenho excepcional. No entanto, cumpre assinalar que as taxas de crescimento da produção de gás vêm registrando bom desempenho já há algum tempo. De fato, no período 1997-2007, o crescimento da produção doméstica de gás natural foi de 8,0% ao ano. Já as reservas provadas de gás natural em 31 de dezembro de 2008 eram de 364,2 bilhões de m<sup>3</sup>, o que correspondia a uma razão Reserva/Produção de aproximadamente 17 anos. Igualmente alvissareiro é o ritmo de crescimento das reservas provadas de gás natural. Efetivamente, a taxa de aumento das reservas de gás foi de 4,4% ao ano no período 1997-2008.

<sup>91</sup> A posição do Brasil nessas relações é modesta. Produção de 11,3 bilhões m<sup>3</sup> (0,4% do total) e importação de 22,0 bilhões m<sup>3</sup> (0,8% do total).

A produção nacional de gás natural é basicamente associada à produção de petróleo (67,2% em 2008) e tem origem majoritariamente no mar (70,9% do total). Outra característica relevante é que a oferta líquida de gás nacional é bem menor que a produção doméstica. Com efeito, após dedução das parcelas referentes ao consumo próprio da Petrobrás, à reinjeção e queima/perdas(30,2 milhões m<sup>3</sup>/dia), a oferta líquida em 2008 foi de apenas 29,0 milhões m<sup>3</sup>/dia. Nesse período, as importações foram de 30,9 milhões m<sup>3</sup>/dia (30,5 milhões m<sup>3</sup>/dia da Bolívia e 0,4 milhão m<sup>3</sup>/dia da Argentina), dos quais 1,2 milhão m<sup>3</sup>/dia foram consumidos na atividade de transporte. A oferta total de gás natural no mercado nacional foi, portanto, de 58,7 milhões m<sup>3</sup>/dia (MME, 2009b). Para melhor compreensão apresenta-se balanço oferta/demanda em 2008 na Tabela 11.

**Tabela 11 - Balanço Oferta/Demanda de gás natural em 2008**

OFERTA		DEMANDA	
Item	milhões m <sup>3</sup> /d	Item	milhões m <sup>3</sup> /d
Produção doméstica	59,2	Venda nas distribuidoras	49,6
- Reinjeção	10,7		
- Queima e perda	6,0	Consumo em refinarias e	
- Consumo nas unidades de E&P	7,9	fábricas de fertilizantes	7,5
- Consumo em transporte e armazenamento/ajustes	2,1	Consumo direto em termelétricas da Petrobrás (FAFEN/	
- Absorção em UPGN	3,5	Termobahia/Canoas)	1,6
Oferta de gás de produção interna	29,0		
Importação	29,7		
- Bolívia	30,5		
- Argentina	0,4		
- Consumo em transporte	1,2		
Oferta total	58,7	Demanda total	58,7

Fonte: MME

Nesse período, o consumo de gás natural para geração de eletricidade foi de 14,9 milhões m<sup>3</sup>/dia e o de gás natural veicular de 6,6 milhões m<sup>3</sup>/dia. A importância da utilização do gás natural para geração de energia pode ser melhor avaliada quando se tem em conta que o consumo de gás natural na hipótese de despacho na base de todas as termelétricas a gás natural seria de aproximadamente 49 milhões m<sup>3</sup>/dia (ver Tabela 1). Esse valor corresponde a aproximadamente 85 % da oferta desse hidrocarboneto em 2008.

Essas cifras deixam transparecer cenário de falta de gás natural caso tivesse havido necessidade de despacho de todas as termelétricas em 2008. Inversamente, se no ano passado o País tivesse contado com chuvas abundantes o volume de gás consumido pelas termelétricas poderia ser destinado para outros usos. Teria havido, então, sobra de gás, porquanto o mercado brasileiro não tem condições de absorver volume tão grande sem preparação prévia. Adicionalmente, cumpre assinalar que várias regiões do Brasil pleiteiam o direito de consumir gás natural, para o que é necessária a construção de gasodutos de transporte e de distribuição. Existe, por conseguinte, demanda reprimida desse combustível.

É preciso, pois, dotar a indústria de gás natural no Brasil de maior capacidade de adaptação a variações da oferta e demanda ou, no dizer da indústria, de maior flexibilidade na oferta e na demanda de gás natural. De acordo com a teoria, o aumento da flexibilidade na oferta pode se dar por meio da variação de produção em campos de gás natural, o armazenamento de gás natural ou pela importação de gás natural liquefeito. Já o aumento da flexibilidade da demanda pode ser alcançado pela introdução de contatos flexíveis (IEA, 2002).

Nesse sentido, pretende-se reverter o cenário de falta de gás natural em caso de despacho de todas as termelétricas (conjunturalmente, há sobra de gás por conta da crise econômica internacional e do não despacho das termelétricas no início de 2009) por meio de aumento da produção doméstica, sobretudo em áreas da província do Pré-sal, e do aumento da capacidade de importação de gás natural liquefeito. No Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017, por exemplo, prevê-se que a oferta de gás de produção nacional passará de 30,9 milhões m<sup>3</sup>/dia em 2008 para 110,2 milhões m<sup>3</sup>/dia, em 2017, o que corresponde a taxa de crescimento de 15,2% ao ano. Mesmo assim, o referido plano considera necessária a construção de dois novos terminais de GNL, o que elevará a capacidade de importação para 35 milhões de m<sup>3</sup>/dia, em 2015.

A ANP informa que desde a implantação do novo marco regulatório do setor petróleo, em 1997, muitas empresas, nacionais e estrangeiras, tornaram-se concessionárias de exploração e produção de hidrocarbonetos<sup>92</sup>. A presença de maior número de agentes não se traduziu, até o presente momento, em maior concorrência na oferta de gás natural no mercado doméstico. Nesse particular, importa notar que a presença de novas concessionárias de produção de gás é condição

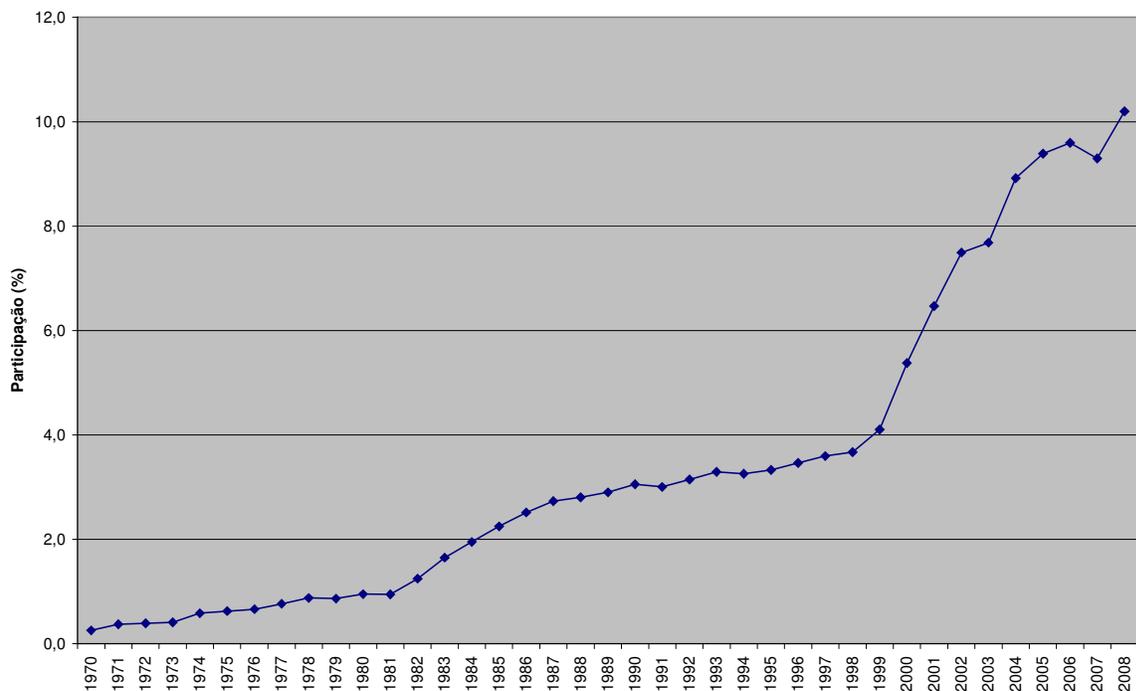
---

<sup>92</sup> Após as 7 primeiras licitações, havia 64 concessionários de E&P no Brasil.

necessária, mas não suficiente para introduzir pressões competitivas no suprimento desse energético. Uma empresa participante de um consórcio juntamente com o agente dominante do mercado nacional pode, por exemplo, incumbir este da comercialização do gás natural. No campo de Manati, situado na costa do Estado da Bahia, o operador do consórcio não é a Petrobrás, mas é ela, por força de acordo entre as partes, quem faz a comercialização do produto. Naturalmente, se acordos dessa natureza se reproduzirem nas demais bacias, a competição efetiva no setor de gás natural será retardada.

Com relação ao mercado de gás natural, sobressai o vertiginoso crescimento do consumo verificado após o início da importação desse produto da Bolívia (agosto de 1999). De fato, o crescimento do consumo de gás natural no Brasil entre 1999 e 2007 foi, de acordo com o Balanço Energético Nacional 2008, de 14,5% ao ano. A esse respeito, merecem destaque os aumentos no consumo para geração de energia elétrica (23,9% ao ano) e para uso como gás natural veicular (41,5% ao ano). A taxa de crescimento das importações também foi bastante elevada (50,2% ao ano).

O referido aumento das importações de gás natural possibilitou grande impulso na participação do gás natural na oferta interna de energia (popularmente denominada de matriz energética nacional), a qual alcançou 10,2% em 2008, após ter permanecido em torno de 3% durante vários anos antes do início das importações da Bolívia ocorrido em julho de 1999 (MME, 2009a), conforme pode se verificar na Figura 9.



**Figura 9 - Participação do gás natural na matriz energética**

Fonte: Elaboração própria com base em MME (2009a) e EPE (2008)

Igualmente importante é ter em conta a desagregação do consumo de gás natural por atividade. De acordo com a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado - ABEGÁS, as vendas de gás das distribuidoras em 2008 foram de 50,0 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Os segmentos mais expressivos foram: industrial; geração elétrica; e automotivo, os quais responderam por 51,6%, 26,6% e 13,3%, das vendas, respectivamente. A Tabela 12 apresenta maiores detalhes.

**Tabela 12 - Vendas das distribuidoras de gás natural em 2008 (mil m<sup>3</sup>/dia)**

Companhias	INDUSTRIAL	AUTOMOTIVO (POSTOS)	RESIDENCIAL	COMERCIAL	GER.ELETR.	COGERAÇÃO	OUTROS (inclui GNC)	MÉDIA/DIA
Algás	367,5	110,1	3,9	5,1	-	4,7	6,0	497,4
Bahiagás	2.327,0	278,3	1,0	26,2	0,2	797,3	39,7	3.469,7
BR	1.671,0	126,7	2,9	4,2	-	-	33,7	1.838,3
Cebgás	-	5,2	-	-	-	-	-	5,2
Ceg	1.805,4	2.366,3	315,7	214,0	3.542,9	215,6	-	8.460,0
Ceg Rio	1.854,4	455,6	5,9	4,7	6.822,7	0,4	-	9.143,8
Cegás	212,2	208,3	0,3	1,8	50,5	31,1	8,2	512,5
Cigás	-	2,3	-	-	-	-	1,9	4,2
Comgás	10.488,6	1.433,7	371,4	272,3	910,8	762,6	36,3	14.275,6
Compagás	551,4	92,5	3,7	8,5	429,6	152,5	110,3	1.348,5
Copergás	744,0	197,4	0,4	5,1	158,9	42,4	4,6	1.152,7
Gás Brasileiro	445,8	30,0	1,6	1,9	-	-	60,3	539,6
Gasmig	1.397,3	198,7	-	21,2	784,9	-	80,5	2.482,5
Gaspisa	-	1,9	-	-	-	-	1,1	3,0
Goiasgás	-	3,0	-	-	-	-	1,1	4,1
Msgás	10,2	31,3	0,4	1,9	231,6	0,5	230,2	506,1
Mtgás	6,5	8,1	-	-	18,1	-	2,7	35,4
Pbgás	255,8	112,4	0,9	0,0	-	-	6,9	376,0
Potigás	191,9	198,8	0,0	4,8	-	2,5	2,7	400,8
São Paulo Sul	1.250,7	78,2	13,6	12,0	-	-	8,2	1.362,7
Scgás	1.197,9	356,5	0,2	10,3	-	-	22,9	1.587,9
Sergás	151,1	116,3	1,3	1,6	-	4,7	7,9	283,0
Sulgás	896,0	221,5	0,2	13,4	360,8	240,4	25,3	1.757,7
<b>TOTAL</b>	<b>25.824,6</b>	<b>6.633,1</b>	<b>723,4</b>	<b>609,1</b>	<b>13.311,1</b>	<b>2.254,7</b>	<b>690,4</b>	<b>50.046,4</b>

Fonte: Abegás (elaboração EPE)

Existe, contudo, marcante variação na demanda de gás natural no Brasil por unidade da federação e ao longo do ano por conta do despacho das termelétricas, que, como já visto anteriormente, ocorre, em geral, apenas na estação seca. Em 2008, por exemplo, o Estado do Rio de Janeiro respondeu por aproximadamente 78% do consumo de gás natural para geração de energia elétrica. Na Europa e nos Estados Unidos também se verifica sazonalidade na demanda de gás, só que lá esse fenômeno é comandado pelas estações climáticas (normalmente o consumo é maior no inverno).

Cumprir registrar, outrossim, que diante do aumento do preço do gás natural verificado no primeiro semestre de 2008 e da incerteza quanto ao abastecimento por conta de instabilidade política na Bolívia, algumas autoridades e especialistas passaram a defender que o uso do gás natural como combustível automotivo não é prioritário por ser possível a sua substituição por outros combustíveis. Em consequência disso, já se verifica queda na participação relativa no uso automotivo desse combustível.

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017 aponta incremento de 23,7 milhões m<sup>3</sup>/dia na demanda de gás natural termelétrico no horizonte de estudo para o cenário que prevê 5.500 MW adicionais de térmicas indicativas (alternativa considerada mais factível). Já a Petrobrás, prevê, em seu Plano de Negócios 2009-2013 (Petrobrás, 2009), que a demanda desse

hidrocarboneto continuará a ser comandada pela expansão do uso em termelétricas a gás natural e que a participação relativa das importações de gás da Bolívia<sup>93</sup> vai diminuir conforme indicado na Tabela 13<sup>94</sup>. Também estabeleceu como meta assegurar a oferta de gás natural para 100% da capacidade instalada de geração elétrica em 2013.

**Tabela 13 - Previsão da oferta e demanda de gás natural em 2013, em milhões m<sup>3</sup>/dia**

Destinação	Demanda		Unidade: milhões m <sup>3</sup> /dia	
	2008	2013	Fonte	Oferta 2013
outros usos	17	45	GNL	32
industrial	27	41	Import. Bolívia	30
termelétrico	14	49	E&P Brasil	73
<b>Total</b>	<b>58</b>	<b>135</b>	<b>Total</b>	<b>135</b>

Fonte: Petrobrás (Plano de Negócios 2009-2013)

Para melhor contextualizar essa questão, faz-se necessário lembrar que no final do Governo Fernando Henrique Cardoso, imaginava-se aumentar a oferta de gás natural por meio de ampliação das importações da Bolívia, para o que era necessário o aumento da capacidade de transporte do Gasoduto Bolívia-Brasil. Com este propósito, a ANP chegou a dar início a concurso público de alocação de capacidade de transporte em 2001, que, no entanto, não chegou a ser concluído por conta de incerteza regulatória, em um primeiro momento, e, posteriormente, por conta do risco político na Bolívia.

Após a nacionalização dos hidrocarbonetos promovida pelo Presidente Evo Morales da Bolívia (Decreto Supremo nº 28.701, de 1º de maio de 2006) e a ameaça de interrupção de fornecimento ou de grande aumento de preços, o processo de expansão de capacidade do gasoduto Bolívia-Brasil foi suspenso, situação em que se encontra até o presente momento. O governo brasileiro passou, então, a dar mais força para as iniciativas voltadas a diversificar as

<sup>93</sup> O aumento das importações de gás natural da Bolívia requer ampliação da capacidade de transporte do GASBOL.

<sup>94</sup> A capacidade total dos 2 terminais de regaseificação em construção pela Petrobrás (Pecém e Baía da Guanabara) é de 21 milhões m<sup>3</sup>/dia. Não há definição, até o momento, onde será construído o terminal para importar 11 milhões m<sup>3</sup>/dia, necessário para que se atinja a meta de ofertar 32 milhões m<sup>3</sup>/dia de GNL.

fontes supridoras de gás natural, como a introdução do GNL, além de propugnar, a partir do início de 2008, a eliminação de incentivos à utilização de gás natural por veículos.

No cenário internacional, a situação do mercado de gás natural é bem diferente. As reservas provadas de gás natural no mundo estão praticamente estáveis - em torno de 181,5 trilhões m<sup>3</sup> (BP, 2007) -, e as dos Estados Unidos e Europa estão caindo. Já o consumo global de gás natural vem crescendo de 2 a 3 % ao ano, enquanto a demanda por GNL está crescendo de 7 a 10% por ano (*The Economist*, 2008). Por essa razão, acredita-se que a importância do GNL para essas regiões vai crescer, aumentando, também a interação entre esses mercados (Burger, 2007).

A Agência de Informações de Energia (*Energy Information Administration – EIA*), vinculada ao Ministério de Energia (*Department of Energy*) dos Estados Unidos, tem visão semelhante com relação às perspectivas futuras do mercado de gás natural. De fato, a EIA estima que o consumo de gás natural no mundo passará de 104 trilhões de pés cúbicos em 2005 para 158 trilhões de pés cúbicos em 2030 (EIA, 2008). Também prevê que a geração de energia elétrica responderá, em 2030, por 35% do consumo de gás natural no mundo. No mesmo diapasão, a Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency – IEA*) prevê que o consumo de gás natural no mundo vai crescer 1,8% ao ano no período de 2007 a 2030 (IEA, 2008).

### **3.4. A comercialização de gás natural pelos produtores**

Uma das particularidades da indústria do gás natural é a celebração de contratos de longo prazo para viabilizar a construção de gasodutos. Esses instrumentos apresentam, em geral, cláusulas do tipo *ship-or-pay*<sup>95</sup> e *take-or-pay*<sup>96</sup>, que estipulam o pagamento de volumes mínimos de gás natural pré-estabelecidos independentemente de sua utilização<sup>97</sup>. Naturalmente, o estabelecimento de valores de *ship-or-pay* e *take-or-pay* elevados introduz rigidez da demanda, que pode inviabilizar a utilização do gás natural por determinados segmentos do mercado.

---

<sup>95</sup> Cláusula dos contratos de transporte de gás natural pela qual a distribuidora ou consumidor final contratante do serviço de transporte assume o compromisso de pagar pelo transporte de gás natural mesmo no caso de o gás não ser transportado.

<sup>96</sup> Cláusula contratual pela qual o comprador obriga-se a pagar por uma determinada quantidade de gás, independentemente de sua utilização.

<sup>97</sup> No caso do gás natural importado da Bolívia, o *ship-or-pay* é de 95% e *take-or-pay* é de 70%.

Este é o caso do segmento de geração termelétrica a gás natural no Brasil. Para contribuir para a superação desse problema, a Petrobrás introduziu, em 2007, após longas negociações com as distribuidoras, novas modalidades de contratação de gás natural com o objetivo de obter maior flexibilidade na demanda de gás natural<sup>98</sup>. São elas:

i) firme inflexível: Há garantia de entrega por parte do fornecedor. O preço do gás natural é indexado a cesta de óleos combustíveis. O cliente obriga-se a pagar quantidades mínimas contratadas. Nas negociações com a Petrobrás, as distribuidoras buscam aumentar ao máximo os volumes contratados nessa modalidade;

ii) firme flexível: O consumidor bi-combustível obriga-se a utilizar um combustível alternativo por determinado período de tempo. A Petrobrás assume o compromisso de fornecer combustível substituto necessário para manter a operação do consumidor sem ônus para este ou para a distribuidora. Trata-se, portanto, de opção que não atende várias categorias de consumidores que não podem prescindir da queima mais estável e limpa proporcionada pelo gás natural (e.g. cerâmicas de maior valor agregado);

iii) interruptível: O fornecimento somente pode ser interrompido pela Petrobrás. A responsabilidade de obter combustível em substituição ao gás natural é do cliente. Contempla desconto em relação ao preço do gás contratado na modalidade firme inflexível, sendo a definição da duração máxima da interrupção do fornecimento, uma variável muito importante para o consumidor, definida no contrato de fornecimento.

iv) preferencial: Apenas o consumidor tem a prerrogativa de solicitar a interrupção do fornecimento. A Petrobrás está obrigada a providenciar o suprimento de gás natural quando solicitado. O preço do gás neste contrato é composto por duas parcelas, a saber: a) referente ao custo associado à manutenção da capacidade, que será pago pelo consumidor regularmente durante a vigência do contrato; e b) relativa à energia, que será vinculada ao preço do gás natural liquefeito no mercado internacional. Esta opção desenvolvida com vistas ao suprimento das usinas termelétricas a GNL (Petrobrás, 2006).

---

<sup>98</sup> O primeiro contrato com essas novas modalidades foi firmado em outubro de 2007.

A opção pelo consumo interruptível nem sempre é possível. Algumas vezes o processo produtivo não permite essa alteração, em outras há regulação ambiental que veda o uso do energético alternativo mais barato (em geral, é o óleo combustível). Na prática, o consumidor somente considera essa modalidade atrativa quando os custos decorrentes do uso do combustível alternativo (e.g. construção de tanques para armazenamento do combustível, troca de queimadores, licenciamento ambiental) são inferiores ao desconto oferecido pelo supridor. Por essa razão, acredita-se que apenas consumidores industriais de médio porte terão condições de optar por contratos interruptíveis. Esse sentimento é reforçado quando se tem em conta que a COMGÁS, empresa cuja área de concessão compreende o mercado industrial mais desenvolvido no País, teve apenas 29 clientes faturados na modalidade interruptível em 2008, quantidade muito pequena em relação aos 1.021 clientes que foram faturados no segmento industrial (ARSESP, 2009a). Não causa estranheza, portanto, que a empresa não tenha usado até o final de 2008 parcela significativa do volume contratado da Petrobrás nessa modalidade (1,5 milhão m<sup>3</sup>/dia), em dezembro de 2007, pelo prazo de até 3 anos e 4 meses.

Neste ponto, convém assinalar que a regulação em vários estados não veda à compra gás de natural na modalidade interruptível do produtor e posterior revenda desse produto por uma companhia distribuidora ao abrigo de contratos firmes. Algumas distribuidoras vêm adotando esse procedimento, notadamente quando o regulador autoriza o repasse do custo do combustível alternativo às tarifas de todos os consumidores de gás na área de concessão da distribuidora (inclusive os consumidores com contratos firmes). Na oportunidade, deve-se assinalar que a Petrobrás, que não torna público os volumes contratados em cada modalidade, já informou as companhias distribuidoras que não dispõe de gás para oferecer em novos contratos na modalidade firme inflexível até 2011. Apesar da referida justificativa, há quem veja nesse procedimento uma estratégia da empresa de fazer o valer seu poder de mercado para estimular a contratação na modalidade interruptível.

Além das referidas formas de comercialização mencionadas anteriormente, a Petrobrás introduziu, em 24 de abril de 2009, o leilão de venda de gás natural de curto prazo destinado ao mercado não térmico. Neste certame, foram oferecidos gás natural para dois períodos, a saber: i) 1 a 31 de maio de 2009 e ii) 1 a 30 de junho de 2009. Os volumes oferecidos são aqueles previstos nos contratos existentes com as distribuidoras estaduais que, naquela ocasião, não estavam sendo

comercializados por essas companhias junto aos seus consumidores finais. O volume de gás comercializado no leilão não afeta, portanto, o abastecimento do mercado termelétrico no caso de o ONS determinar o despacho de termelétricas a gás natural. Puderam participar do leilão apenas as concessionárias estaduais de distribuição de gás natural. Foram comercializados volumes de gás para entrega nos meses de maio (3,59 milhões m<sup>3</sup>/d) e junho de 2009 (3,24 milhões m<sup>3</sup>/dia) a preços médios de US\$ 4,20/MM BTU e US\$ 4,25/MM BTU, respectivamente. Esses preços representam descontos com relação aos preços dos contratos atuais de 35% e 36%, respectivamente (Fonte: “Petrobras realiza com sucesso primeiro leilão de venda de gás natural em contratos de curto prazo”, notícia publicada no sítio da empresa na internet em 24/04/2009).

### **3.5. Preços de gás natural**

Como já assinalado anteriormente, os preços de gás natural ao produtor no Brasil não são controlados pelo governo. Os produtores têm liberdade de estabelecer os preços em negociação com os seus clientes. A Petrobrás, empresa que, como já visto, detém o monopólio de fato da comercialização de gás natural, não informa os preços praticados por modalidade de suprimento, limitando-se a divulgar, com alguma defasagem, os preços médios de faturamento para as distribuidoras de gás natural. Fica dificultada, portanto, uma análise mais aprofundada dos fatores que vem obstaculizando o desenvolvimento do mercado interruptível de gás natural<sup>99</sup>.

Tradicionalmente, os preços do gás natural de origem doméstica eram bem inferiores aos preços do gás natural importado da Bolívia - *commodity* + transporte (ANP, 2004). Essa situação gerava conflitos entre as concessionárias de distribuição que buscavam maximizar as aquisições de gás de origem nacional. No quarto trimestre de 2008, essa situação se inverteu graças à rápida desvalorização do real, passando o gás natural da Bolívia a ser mais barato que o gás de origem nacional. Os preços de gás natural no aludido período são mostrados na Tabela 14.

---

<sup>99</sup> Para viabilizar esse mercado, é essencial que o preço do gás natural seja atrativo (a *commodity* e a margem de distribuição têm de ser menores que na modalidade firme inflexível)

**Tabela 14 - Preços de gás natural comercializado pela Petrobrás (fevereiro/2009)**

Distribuidora	Preço faturamento Petrobrás para distribuidoras			
	origem	Parcela do preço	Preço	
			R\$/m <sup>3</sup>	US\$/MMBTU
Algás (AL)	nacional	preço do gás	0,5959	6,9080
Bahiagás (BA)	nacional	preço do gás	0,5786	6,7078
BR (ES)	nacional	preço do gás	0,6061	7,0258
Ceg (RJ)	nacional	preço do gás	0,6060	7,0248
Ceg Rio (RJ)	nacional	preço do gás	0,6060	7,0248
Cegás (CE)	nacional	preço do gás	0,6027	6,9872
Comgás (SP)	nacional	parcela fixa	0,1982	2,2979
		parcela variável	0,4801	5,5657
	importado	commodity	0,4684	5,4301
		transporte	0,1490	1,7274
São Paulo Sul (SP)	importado	commodity	0,4689	5,4359
		transporte	0,1528	1,7719
Gás Brasileiro (SP)	importado	commodity	0,4689	5,4359
		transporte	0,1528	1,7719
Compagás (PR)	importado	commodity	0,4689	5,4359
		transporte	0,1494	1,7316
Copergás (PE)	nacional	preço do gás	0,6221	7,2118
Sergás (SE)	nacional	preço do gás	0,5781	6,7013
Gásmig (MG)	nacional	commodity	0,5565	6,4512
		transporte	0,0660	0,7648
	importado	commodity	0,4676	5,4206
		transporte	0,1490	1,7274
Msgás (MS)	importado	commodity	0,4689	5,4359
		transporte	0,1528	1,7719
Pbgás (PB)	nacional	preço do gás	0,5881	6,8177
Potigás (PI)	nacional	preço do gás	0,5812	6,7370
Scgás (SC) (i)	importado	commodity	0,4641	5,3797
		transporte	0,1490	1,7274
Sulgás (RS)	importado	commodity	0,4689	5,4359
		transporte	0,1528	1,7719

Fonte: MME/Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural

Observações:

i) contrato com obrigação de pagamento mínimo de 90% da quantidade contratada

**Cotação do dólar (R\$/US\$) em fevereiro/09**

2,3127

Em fevereiro de 2009, o preço do gás natural para as termelétricas do PPT foi igual a US\$ 3,67/MM BTU (MME, 2009c), valor que é substancialmente inferior ao preço do gás natural de origem doméstica (cerca de US\$ 7,0 US\$/MM BTU). Isso significa que os novos empreendimentos termelétricos terão grandes dificuldades para competir com as termelétricas do PPT, haja vista o grande peso do combustível no custo unitário de geração de energia elétrica. Outra questão atinente aos preços que chama a atenção é que não há distinção do preço do gás

natural de produção nacional em função de a *commodity* ser procedente de um campo de gás não associado ou de gás associado, a despeito da estrutura de custos de um caso ser bastante diferente do outro. Isso é indicação, de acordo com a teoria econômica, da presença de um agente monopolista ou com participação dominante no mercado.

A esse respeito, deve-se assinalar que os consumidores e o segmento de distribuição criticam o fato de o agente monopolista de fato ter liberdade de estabelecer o preço do gás natural. Já a Petrobrás argumenta que o preço do gás natural é limitado pelos preços dos energéticos concorrentes. O que se pode afirmar, com certeza, é que para alguns segmentos do mercado (cerâmica branca, por exemplo) não é possível substituir o gás natural por óleo combustível (combustível alternativo que é mais barato) sem perda de produtividade e da qualidade dos produtos.

A tarifa de gás natural da Comgás para geração de energia elétrica é formada pelo preço do gás natural (*commodity* + transporte) mais a margem de distribuição. Os valores para essas parcelas para geração de energia elétrica e posterior revenda para distribuidor em vigor em fevereiro de 2009 foram estabelecidos pela Deliberação ARSESP nº 35, de 19 de dezembro de 2008<sup>100</sup>, são os seguintes: a) R\$ 0,702718/m<sup>3</sup> (US\$ 8,971/MM BTU) e b) R\$0,0212795/m<sup>3</sup> (US\$ 0,272/MM BTU), considerada taxa de câmbio de referência adotada na estimativa do custo de geração de energia em termelétrica a gás natural (1 US\$=2,1 R\$).

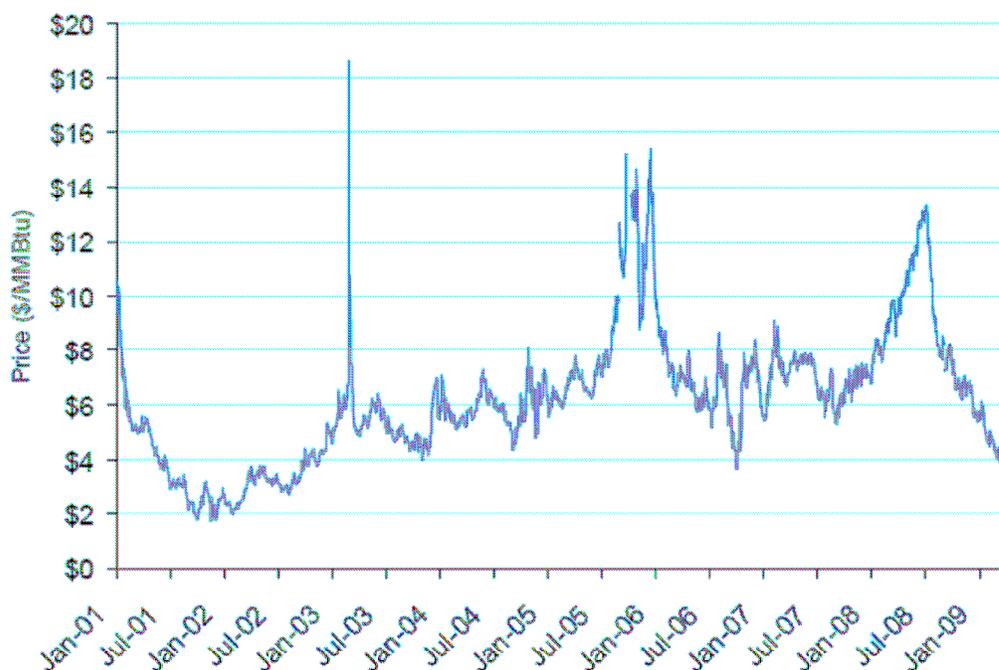
No que se refere ao mercado internacional, é necessário deixar claro que não há uma única referência de preço do gás natural. No entanto, alguns analistas acreditam que existe tendência irreversível de convergência dos preços do gás natural nos mercados regionais. Nos Estados Unidos, país que possui extensa rede de gasodutos e grande capacidade de armazenamento, a referência de preço mais comum é o preço do gás natural no *Henry Hub*. A volatilidade do preço nesse mercado é relativamente alta<sup>101</sup>, como se pode verificar na Figura 10.

---

<sup>100</sup> Atualizou os valores estabelecidos pela Portaria ARSESP nº 19, de 29 de maio de 2008.

<sup>101</sup> Nos Estados Unidos, a volatilidade de preço de gás natural é menor que a volatilidade de preço da energia elétrica em virtude da existência de armazenamento daquele hidrocarboneto.

## Henry Hub Natural Gas Daily Spot Prices 2001-2009



Source: Derived from Platts data.

Updated April 7, 2009

**Figura 10 - Preço de gás natural nos Estados Unidos**

### 3.6. Distribuição de gás natural

A Lei nº 9.478, de 2007, define distribuição de gás canalizado como “serviços locais de comercialização de gás canalizado, junto aos usuários finais, explorados com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal”. Essa definição, não muito precisa, gerou disputa quanto ao alcance da atividade de distribuição, tendo alguns agentes defendido o direito de consumir o gás natural por eles produzidos, sem a necessidade da interveniência de uma distribuidora. Com a edição da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, a denominada Lei do Gás, que delimitou melhor o papel dos agentes participantes da indústria do gás natural, acredita-se que esses problemas serão superados.

Não há dúvida, contudo, de que o serviço de distribuição de gás canalizado é considerado de utilidade pública. É exercido por uma concessionária ou empresa autorizada pelo governo de cada estado. Tampouco há, como já visto anteriormente, uniformidade na estrutura do mercado de distribuição de gás natural. Existem estados em que o referido serviço é exercido por empresas privadas, que foram selecionadas por meio de leilões, como, por exemplo, o Estado de São Paulo, tendo os contratos de concessão prazo de trinta anos. Também há unidade da federação em que esse serviço é realizado por uma empresa controlada pelo estado, caso do Paraná. Situação distinta é a do Estado do Espírito Santo, que optou por conceder os serviços de distribuição de gás natural à Petrobrás Distribuidora durante período de 50 anos.

Observa-se o mesmo fenômeno com relação às normas que disciplinam a distribuição de gás natural. Por isso, diante da impossibilidade, por limitação de tempo e de espaço, de tratar da situação da regulação da distribuição de gás natural em todas as unidades da federação, vai se discorrer sobre os seus principais aspectos nos Estados do Rio de Janeiro, maior mercado da geração térmica a gás natural no Brasil<sup>102</sup>, e de São Paulo, detentor do maior mercado de distribuição exclusiva a geração termelétrica.

Incumbe à Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico - AGENERSA a regulação dos serviços de distribuição de gás natural no Estado do Rio de Janeiro. Na área sob sua jurisdição, atuam duas concessionárias de distribuição, ambas privatizadas em 1997, a saber a CEG, na região metropolitana, e a CEG-Rio, em 72 municípios do interior do estado. Elas são controladas pelo grupo Gás Natural, empresa líder do setor de gás natural na Espanha, mas apresentam composições acionárias distintas. Por oportuno, note-se que a Gaspetro, subsidiária integral da Petrobrás, detém 37,41 % do controle acionário da CEG-Rio.

No Estado do Rio de Janeiro, o contrato de concessão dos serviços públicos de distribuição de gás natural tem prazo de 30 anos, podendo ser renovado, a critério do órgão regulador, por uma só vez. O mencionado documento prevê atualização anual das tarifas no período entre revisões periódicas pela variação do IGPM, bem como contempla revisão periódica das tarifas a cada 5 anos e revisão imediata das tarifas sempre que ocorrer variação nos custos de aquisição de gás (cláusula sétima, § 14) e tributos, salvo impostos incidentes sobre a renda

---

<sup>102</sup> O Estado do Rio de Janeiro conta com 5 termelétricas a gás (4 da Petrobrás e 1 de Furnas) cuja potência total corresponde a 3.995 MW (posição em 3/2/2009).

(cláusula sétima, §16)<sup>103</sup>. Adicionalmente, estabelece período de exclusividade de 10 anos durante o qual a aquisição diretamente do produtor por consumidores interessados em mais de 100 mil m<sup>3</sup>/dia de gás (limite para enquadramento na categoria de consumidor livre<sup>104</sup>) dependerá de prévia e expressa autorização da concessionária. Assegura à concessionária o recebimento da tarifa equivalente à diferença entre o valor limite da tarifa para o tipo de consumidor em questão e o preço que ela paga pela aquisição de gás da mesma supridora (cláusula sétima, §18).

As margens de distribuição para o segmento termelétrico são estabelecidas de acordo com fórmulas constantes dos contratos de fornecimento entre as concessionárias de distribuição e as usinas termelétricas. Elas variam em função do consumo de gás natural, do nível de *take-or-pay* e da variação do IGPM (AGENERSA, 2008), como se pode constatar na fórmula (3.1).

$$M = \left( \frac{31,470}{(c + 40)^{2,8}} + 0,286 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{IGPM_n}{IGPM_0} \quad (3.1)$$

onde:

- R: é um fator de take-or-pay que varia de 1 a 0,775
- c: é o consumo mensal em milhões de m<sup>3</sup>
- IGPM<sub>0</sub>: é o IGPM na data base(junho de 2000)

Em São Paulo, toca à Agência Reguladora dos Serviços Públicos de Energia e Saneamento – ARSESP, sucessora da Comissão de serviços Públicos de Energia - CSPE, a regulação da distribuição de gás natural. O modelo adotado nesta unidade da federação prevê período de exclusividade na comercialização de gás natural aos usuários não residenciais e não comerciais por parte das concessionárias com duração de 12 anos contados a partir do início da concessão<sup>105</sup>. Já os consumidores residenciais e comerciais são cativos durante todo o período de

---

<sup>103</sup> Para tanto, a concessionária deve dar ciência da estrutura tarifária ajustada, com antecedência de no mínimo 30 dias, à Agenersa e aos consumidores. Como exemplo dessa revisão tarifária extraordinária, ver a Deliberação Agenersa nº 328, de 7/11/2008.

<sup>104</sup> Os riscos associados à compra de gás natural são de responsabilidade dos geradores térmicos. A distribuidora de gás não precisa negociar volumes adicionais com o fornecedor de combustível.

<sup>105</sup> O primeiro contrato de concessão do serviço público de distribuição de gás natural em São Paulo foi celebrado, em abril de 1999, com a Comgás.

concessão. Adicionalmente, contempla aprovação prévia da ARSESP dos contratos de aquisição de gás e de transporte e considera que obrigações contratuais *take-or-pay* ou *ship-or-pay* constituem risco comercial das distribuidoras.

No que concerne à questão tarifária, os contratos de concessão em São Paulo prevêm a regulação pelo sistema de tarifas-teto (*price cap*) e a fixação das tarifas pelo órgão regulador. Esse sistema contempla reajuste anual das tarifas<sup>106</sup> em razão de reajuste das margens máximas de distribuição pela variação acumulada do IGPM desde a data do último reajuste (12 meses), deduzida de um Fator “X” (representa expectativa de ganhos de produtividade até a próxima revisão tarifária periódica), e do repasse dos custos de aquisição de gás natural e do seu transporte. Também prevê revisão periódica das tarifas a cada 5 anos e revisão extraordinária quando houver rompimento do equilíbrio econômico-financeiro da concessão<sup>107</sup>.

A tarifa teto compõe-se de Termos Fixo e Variável. De modo geral, o último termo é formado pela agregação das seguintes parcelas: preço do gás natural (*commodity*); transporte do gás e margem de distribuição. No caso dos segmentos de cogeração, pequena cogeração e termelétricas, deve-se acrescentar o preço do gás e do transporte à margem de distribuição máxima.

No que se refere ao fornecimento de gás ao segmento interruptível, a ARSESP estabelece que não se admite a contratação nessa modalidade para usuários residenciais e prestadores de serviços essenciais. Faculta à concessionária “adquirir gás na modalidade interruptível e fornecê-lo, total ou parcialmente, na modalidade firme desde que os volumes contratados para suprimento de gás na modalidade firme sejam suficientes para garantir, totalmente, os compromissos de fornecimento contratados na modalidade firme”<sup>108</sup>. Para estimular o aproveitamento de gás nessa modalidade, a referida Agência concede expressivo desconto na tarifa com relação à tarifa do segmento industrial em geral (o termo fixo é o mesmo, mas o termo variável é muito menor)<sup>109</sup>.

---

<sup>106</sup> O repasse do reajuste do preço do gás e do preço do transporte destinados aos segmentos de usuários termelétrica, cogeração e grandes usuários pode ocorrer a qualquer tempo a critério da ARSESP.

<sup>107</sup> A Comgás solicitou à Arsesp, em 17 de outubro de 2008, revisão extraordinária de suas tarifas por conta da expressiva desvalorização do Real e dos elevados preços do gás natural no primeiro semestre de 2008. A referida revisão veio a ser concedida por meio da Deliberação ARSESP nº 35, de 19/12/08.

<sup>108</sup> Portaria CSPE nº 439, de 28 de dezembro de 2006.

<sup>109</sup> A título de ilustração, ver a Portaria ARSESP nº 019, de 29/05/2008.

A despeito do referido desconto, esse segmento ainda conseguiu conquistar parcela significativa do mercado.

É usual o estabelecimento de metas pelo órgão regulador para cumprimento por parte das concessionárias. Em São Paulo, o regulador estabelece: acréscimo mínimo de usuários; expansão do sistema de distribuição e, onde cabível, substituição de medidores. A concessionária também tem que apresentar à ARSESP, anualmente, Plano Quinquenal de Investimentos e Obras coerente com as metas estabelecidas.

A abertura da atividade de comercialização terá início em maio de 2011, isto é, durante o ciclo tarifário que abrange a segunda revisão tarifária periódica ora em curso<sup>110</sup>. Por essa razão, a metodologia da referida revisão inclui proposta e diretrizes do modelo de abertura da atividade de comercialização<sup>111</sup> (ARSESP, 2009). Em síntese, propõe a abertura em etapas, sendo que na etapa inicial apenas os usuários com consumo superior a 300 mil m<sup>3</sup> de gás natural por mês<sup>112</sup> possam exercer o direito de serem consumidores livres. A partir daquela data, existirão, a exemplo do que ocorre no setor elétrico, um mercado regulado e um mercado livre de gás natural. Do primeiro farão parte os usuários residenciais e comerciais<sup>113</sup>, bem como os usuários potencialmente livres que optem por ser atendidos pela concessionária de distribuição. Já o mercado livre será composto por usuários não residenciais e não comerciais, que serão atendidos por comercializadoras<sup>114</sup>.

O valor da margem de distribuição para o Segmento Termoelétrico estabelecido pela ARSESP varia em função do volume de gás consumido e da destinação dada à eletricidade gerada. Para a Comgás, o valor margem de distribuição para a classe com consumo de gás natural maior que 20 milhões m<sup>3</sup> por mês no caso da geração destinada a revenda a distribuidor é R\$

---

<sup>110</sup> A segunda revisão tarifária periódica da Comgás será concluída, por força de dispositivo contratual, até 30/05/2009

<sup>111</sup> A subcláusula oitava da cláusula quinta do contrato de concessão estabelece que “os usuários que desejarem tornar-se consumidores livres, a partir da data de encerramento do período de exclusividade, devem se manifestar com antecedência mínima de dois anos.

<sup>112</sup> É interessante notar que, para a ARSESP, grandes consumidores são aqueles consumidores cujo consumo médio mensal é superior a 500 mil m<sup>3</sup>.

<sup>113</sup> Por força de dispositivo integrante do contrato de concessão do serviço de distribuição de gás natural, os consumidores residenciais e comerciais são cativos.

<sup>114</sup> As concessionárias de distribuição podem constituir uma comercializadora (é necessário assegurar a separação contábil).

0,0212795/m<sup>3</sup><sup>115</sup> (corresponde a US\$ 0,272/MM BTU, caso se considere taxa de câmbio de 2,1 R\$/US\$). Esse valor corresponde a incremento do custo de combustível de uma térmica a gás natural de 1,68 US\$/MWh (cerca de 3,5 R\$/MWh), considerado *Heat Rate*<sup>116</sup> igual a 6.199,05 BTU/kWh.

---

<sup>115</sup> Deliberação Arsesp nº 35, de 19/12/2008.

<sup>116</sup> Medida da eficiência com que uma usina termelétrica converte combustível em energia elétrica. O valor apontado corresponde a uma termelétrica com eficiência de 55%.

## Capítulo 4

### A indústria de Gás Natural Liquefeito

#### 4.1. Definição de gás natural liquefeito

O Gás Natural Liquefeito (GNL) é obtido por meio do resfriamento do gás natural até a temperatura de  $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$ , mantida a pressão atmosférica. Trata-se de líquido inodoro, sem cor, não corrosivo e não tóxico. No processo de liquefação, o volume de gás natural é reduzido em aproximadamente 600 vezes. Nesse processo, portanto, o gás natural não sofre alterações de natureza química.

Uma importante característica do GNL é que ele apresenta a capacidade de se auto-refrigerar. Isso ocorre graças à contínua evaporação do gás que se encontra em estado líquido, fenômeno conhecido como *boil-off*. Para manter esse processo basta assegurar o isolamento térmico do tanque e a remoção do *boil-off*. Graças a melhoramentos no isolamento térmico dos tanques nos últimos anos, o valor típico do *boil-off* diário para navios diminuiu de 0,25% para 0,15% (Tusiani, 2007).

#### 4.2. A cadeia do GNL

A cadeia de GNL compreende a produção e a liquefação do gás natural, o transporte do GNL em navios metaneiros e a sua regaseificação. Entre essas, a etapa que demanda maior investimento é a de liquefação. Para tornar viável o investimento nesta etapa, é preciso, antes de mais nada, se certificar da existência de grandes reservas de gás natural. Influem no projeto da instalação de uma planta de liquefação a composição do gás natural, a quantidade a ser submetida ao processo e a localização da planta. Nos novos projetos, a capacidade de liquefação aumentou para até 8 milhões de t/ano, quando nos primeiros projetos era de apenas 1 milhão de t/ano.

Esse aumento de escala, conjugado com melhorias no projeto de engenharia e maior competição entre os empreiteiros (*Engineering, Procurement and Construction – EPC*) permitiu a redução do custo unitário de liquefação em aproximadamente 1/3 nos últimos 30 anos do século XX. Em projetos concluídos em 2005, o custo de investimento em uma planta de liquefação situou-se em uma faixa de 250 a 350 US\$/t (Tusiani, 2007).

O mesmo fenômeno de ganho de escala verificou-se com os navios metaneiros e com os terminais de regaseificação. Com relação a essa última instalação, chama a atenção a crescente participação de terminais de regaseificação flutuantes, que podem ser de dois tipos: fixo (*Floating Storage and Regasification Vessel - FSRV*) ou móvel (*Shuttle and Regasification Vessel - SRV*).

Em síntese, pode-se afirmar que os projetos de GNL são intensivos em capital, apresentam longa maturação e enfrentam significativas barreiras para o seu desenvolvimento, notadamente nos Estados Unidos, país onde a dificuldade de obter licenças ambientais e a oposição de grupos locais têm sido grandes. Por conta disso, o custo do GNL é, via de regra, superior ao custo de gás natural de fontes domésticas.

A capacidade das plantas de liquefação de gás natural em operação monta a 204 milhões de toneladas/ano, correspondente a 281,7 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural<sup>117</sup> (Cedigaz, 2008), sendo distribuída em 15 países. Observa-se grande concentração dessa oferta em 7 países, que respondem por aproximadamente 78% da capacidade total de liquefação. São eles: Catar, Indonésia, Malásia, Nigéria, Argélia, Austrália e Trinidad-Tobago. A Tabela 15 apresenta a relação das plantas de liquefação em operação.

---

<sup>117</sup> 1 t de gás natural liquefeito = 1.379 m<sup>3</sup> de gás natural

**Tabela 15 - Capacidade Operacional das Plantas de Liquefação de gás natural em operação**

PAIS	CAPACIDADE milhões t/ano
Catar	30,4
Indonésia	28,8
Malásia	22,7
Nigéria	21,8
Argélia	20,3
Austrália	19,2
Trinidad & Tobago	15,4
Egito	12,0
Omã	10,6
Brunei	7,2
Emirados Árabes Unidos (Abu Dhabi)	5,8
Noruega	4,2
Guinéu Equatorial	3,7
Estados Unidos	1,5
Líbia	0,7
<b>Total</b>	<b>204,3</b>

Fonte: Cedigás, Outubro 2008

Uma característica relevante do mercado de GNL reside no fato de a capacidade de regaseificação no mundo ser mais de 2 vezes maior que a capacidade de liquefação. Com efeito, em outubro de 2008 existiam 66 terminais de regaseificação de GNL em operação, com capacidade total de 468,7 milhões de t/ano (646,3 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural), distribuídos em 18 países e vários terminais em construção (Cedigaz, 2008). Por conta dos investimentos para ampliação dessa infra-estrutura, acredita-se que a capacidade de regaseificação deverá atingir 846 bilhões m<sup>3</sup> até 2010 (*The Economist*, 2008). A seguir, a Tabela 16 apresenta a desagregação da capacidade de regaseificação, sendo evidente a grande concentração dessa capacidade em três países: Japão, Estados Unidos e Coréia do Sul. Isso não significa, porém, que esses países ocupem as mesmas posições no rol dos maiores importadores de GNL.

**Tabela 16 - Capacidade dos terminais de regaseificação de GNL**

PAIS	QUANTIDADE DE TERMINAIS	CAPACIDADE milhõe t/ano
Japão	27	178,8
Estados Unidos *	9	82,8
Coréia do Sul	4	72,0
Espanha	6	40,0
Taiwan	1	17,3
França	2	12,8
México	2	11,5
Turquia	2	9,1
Índia	2	9,0
Bélgica	1	8,0
Reino Unido	2	7,5
China	2	6,3
Portugal	1	3,9
Itália	1	2,7
Argentina	1	2,3
República Dominicana	1	1,9
Brasil	1	1,8
Grécia	1	1,0
<b>Total</b>	<b>66</b>	<b>468,7</b>

\* Inclui Porto Rico

Fonte: Cedigás, Outubro 2008

Neste ponto, convém ressaltar que a construção de um terminal de regaseificação pode não resultar em aumento da segurança de abastecimento de gás natural. Isso porque na ausência de contratos de suprimento de longo prazo os carregamentos de GNL são destinados aos agentes que pagam mais pelo produto, que têm sido aqueles situados na Ásia.

### **4.3. O comércio de GNL**

Em regiões, ou mesmo países, em que não há mercado local e que se encontram distantes de gasodutos de transporte, a exportação de Gás Natural Liquefeito (GNL) é uma forma que vem sendo cada vez mais usada para agregar valor aos recursos gasíferos. Com efeito, já em 1964 teve início a comercialização internacional de GNL, com a venda do produto da Argélia para a Europa. Posteriormente, seu desenvolvimento ganhou força por conta, principalmente, da grande demanda por gás natural da Ásia.

Uma das maiores vantagens do GNL é proporcionar a diversificação de fontes de suprimento de gás natural em curto período de tempo, quando comparado com gasodutos de

grande extensão. Isso representa para muitos países a possibilidade de reduzir a dependência de fornecedores que utilizam gasodutos. Também no Brasil esta preocupação está presente.

De fato, a busca da diversificação de suprimentos ganhou prioridade a partir da nacionalização dos hidrocarbonetos levada a cabo pela Bolívia, país responsável por cerca de 50% do gás natural comercializado no Brasil, em 1 de maio de 2006. Nesse sentido, o planejamento da Petrobrás prevê que em 2012 serão importados 31,1 milhões m<sup>3</sup>/dia de GNL, volume esse que será superior à importação de gás natural da Bolívia (30 milhões m<sup>3</sup>/dia).

No mundo, o setor de energia elétrica é o maior mercado do GNL. Entretanto, há alguns países em que o consumo de gás natural liquefeito pelos setores industrial e comercial é significativo. No caso do Brasil, pretende-se, a princípio, destinar o GNL para as termelétricas a gás natural com o objetivo de diminuir o risco de escassez de energia elétrica. Na Região Sudeste, o despacho das termelétricas a gás natural regaseificado é mais provável na estação seca, o que coincide com o verão no hemisfério norte<sup>118</sup>, época em que a demanda de gás natural é menor e, por via de consequência, é de se esperar menores preços de GNL. Já na Região Nordeste, tradicional importadora de energia elétrica, é possível o despacho de termelétricas mesmo na estação úmida.

Em 2007, o comércio internacional de gás natural alcançou 776,08 bilhões m<sup>3</sup>, sendo 549,67 bilhões de m<sup>3</sup> por meio de gasodutos (70,8% do total) e 226,41 bilhões de m<sup>3</sup> referentes ao GNL(29,2%). Entretanto, há países em que a proporção do mercado de gás natural atendido por GNL é muito maior que essa. No Japão, a participação do GNL é de 100% e na Espanha é de 68,8% (BP, 2008). Presentemente, o mercado de GNL compreende 15 países exportadores e 18 países importadores (vide seção anterior).

O mercado de GNL é tradicionalmente dividido em três grandes áreas, a saber: Ásia-Pacífico, Europa e Américas. A Ásia-Pacífico respondeu por cerca de 68% das importações no mundo durante o primeiro semestre de 2008. Nesse período foram importados 87,8 milhões de toneladas de GNL, sendo que apenas três países responderam por 70% das importações. São eles: Japão, Coreia do Sul, Espanha, que foram responsáveis por 39,6%, 17,3% e 12,9% do total das importações, respectivamente.(*Facts Global Energy*, Setembro 2008). Claro está, portanto, que

---

<sup>118</sup> O pico da demanda de energia elétrica nos Estados Unidos ocorre nos meses do verão.

existe uma posição dominante por parte do Japão. A Tabela 17 apresenta a relação de todos os importadores no período em referência.

**Tabela 17 - Importações de GNL no 1º semestre de 2008**

Região	Importador	Quantidade milhões t	Participação
Ásia		59,9	68,3%
	Japão	34,7	39,6%
	Coréia do sul	15,2	17,3%
	Taiwã	4,4	5,0%
	Índia	4,1	4,7%
	China	1,5	1,7%
Europa		22,4	25,5%
	Espanha	11,3	12,9%
	França	4,8	5,5%
	Turquia	2,5	2,9%
	Bélgica	1,1	1,3%
	Portugal	1,0	1,1%
	Itália	1,1	1,3%
	Grécia	0,4	0,5%
	Reino Unido	0,2	0,2%
Américas		5,4	6,2%
	Estados Unidos	3,6	4,1%
	México	1,4	1,6%
	Porto Rico	0,3	0,3%
	República Dominicana	0,1	0,1%
<b>Total</b>		<b>87,7</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: Facts Global Energy, Setembro 2008

A maior parte do GNL no mercado internacional é vendida ao abrigo de contratos de longo prazo (20 a 25 anos), mas o mercado spot de GNL vem crescendo de forma contínua nos últimos anos por conta do excesso de oferta, de capacidade de importação subutilizada e do rápido desenvolvimento de capacidade de transporte. Atingiu 23 bilhões de m<sup>3</sup> em 2005, o que correspondeu a 12% do comércio internacional de GNL. O contrato de venda de GNL (*Sale and Purchase Agreement-SPA*) contém dispositivos sobre preços e volumes contratados, termos de pagamento, especificações, cronograma de retirada (*scheduling provisions*), transporte do produto etc (Tusiani, 2007). Via de regra, os referidos cronogramas são atualizados mensalmente, devendo os compradores confirmarem a retirada da carga com antecedência de 90 dias (Demori, 2008). Em geral, o comprador do GNL assume o risco de volume por meio de cláusulas *take-or-pay* e os investidores no setor *upstream* do gás natural assumem o risco de preço.

O consumo de gás natural no mundo continuará a crescer no futuro. De acordo com o Departamento de Energia dos Estados Unidos, a demanda mundial de gás natural vai aumentar 51,9% entre 2005 e 2030 (IEA, 2008). Ela também continuará sendo fortemente influenciada pela demanda de energia elétrica. Não causa estranheza, por conseguinte, que a Agência Internacional

de Energia preveja que o comércio de GNL irá praticamente dobrar entre 2006 e 2015, alcançando 393 bilhões m<sup>3</sup>/ano no final do período (*The Economist*, 2008). A capacidade de regaseificação, entretanto, está crescendo a um ritmo ainda mais forte. Os terminais existentes podem receber 687 bilhões m<sup>3</sup>/ano, capacidade essa que deverá aumentar para 846 bilhões m<sup>3</sup>/dia por volta de 2010 (IEA, 2008).

O mencionado excesso de capacidade de regaseificação vem criando oportunidades para desvio de cargas para mercados mais lucrativos. Em 2007, por exemplo, vários carregamentos de GNL foram desviados da região do Atlântico para a Ásia para aproveitar os ganhos proporcionados pelos maiores preços nesta região. No caso de um terminal da BP localizado nos Estados Unidos, o número de cargas caiu de 48 no segundo trimestre de 2007 para um no quarto trimestre (*The Economist*, 2008). As perspectivas para o ano de 2009 não são diferentes. De fato, diante do aumento da produção de gás nos Estados Unidos, parece provável que os preços do gás natural no *Henry Hub* situem-se na faixa de 7 a 8 US\$/MM BTU, o que fará com que os Estados Unidos continuem a receber volumes mínimos de GNL (*Facts Global Energy*, Setembro 2008).

#### 4.4. O preço de GNL

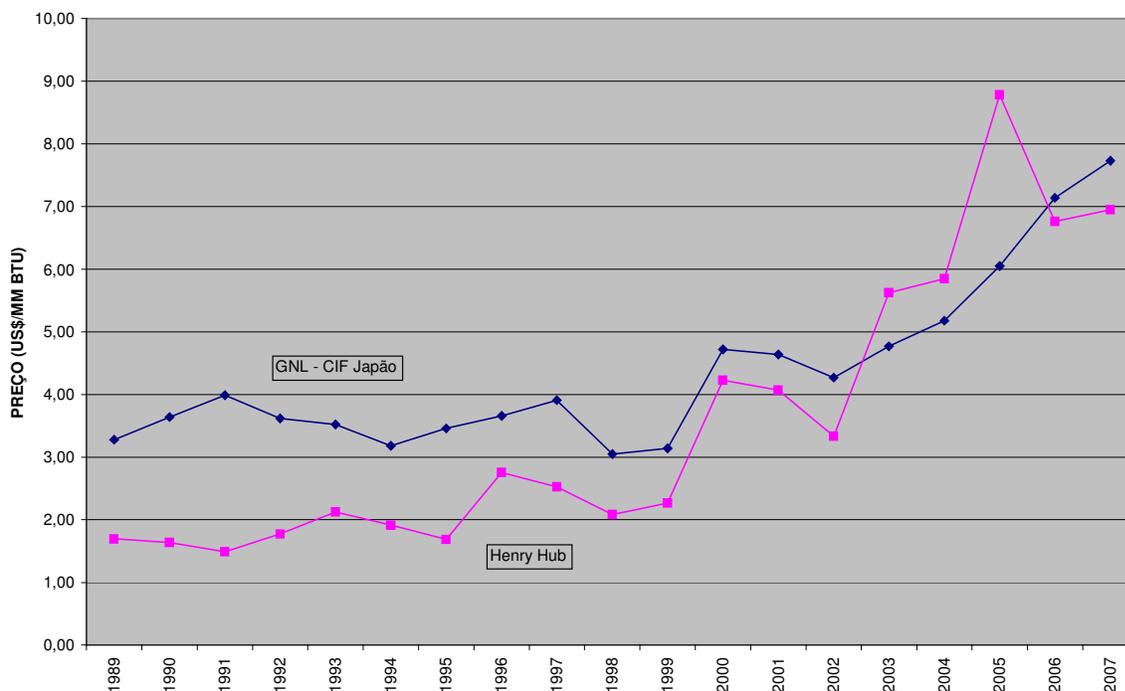
Não existe um preço mundial para o gás natural ou para o GNL. Os preços do gás natural variam em função da localização e das características de cada mercado. Nos Estados Unidos, o preço do GNL é função do preço do gás natural no *Henry Hub*<sup>119</sup>, com ajustes em função da localização do consumidor. O *Henry Hub* situa-se no Estado da Louisiana e é o lócus de confluência de vários gasodutos interestaduais e intraestaduais. Apesar de ser o preço de referência nesse país, o *Henry Hub* pode movimentar até 3% do consumo médio de gás natural nos 48 estados continentais dos Estados Unidos (EIA, 2001).

Na Europa, os preços do GNL também tendem a seguir os preços do gás natural entregue em gasodutos, os quais são, em geral, vinculados aos preços do petróleo ou seus derivados quando se trata de contratos de longo prazo. Situação bem distinta é aquela do mercado do Japão, o qual não é suprido por gasoduto. Neste caso, os preços do GNL são função dos preços do petróleo colocados naquele País (condição CIF), o chamado *Japan Crude Cocktail-JCC*.

---

<sup>119</sup> É o ponto de entrega nos contratos futuros da *New York Mercantile Exchange – NYMEX*, maior bolsa de *commodities* do mundo.

O preço do GNL foi durante muito tempo substancialmente maior que o preço do gás natural entregue por gasodutos (*Henry Hub*). Em 1986, por exemplo, o preço do GNL no Japão (condição CIF) era aproximadamente o dobro do preço do gás natural nos Estados Unidos (*Henry Hub*). A partir de meados da década de 1990, a distância relativa entre esses preços foi diminuindo, tendo o preço do gás natural no *Henry Hub* superado o preço do GNL no Japão em 2003, 2004 e 2005 (BP, 2008), conforme pode ser verificado na Figura 11.



**Figura 11 - Preços de gás natural no mercado internacional**

Fonte: BP (2008)

Está claro que a volatilidade no preço do GNL é expressiva. Não obstante, uma tendência é inquestionável. A propensão a pagar pelo GNL nos principais mercados asiáticos (Japão, Coréia do Sul, Taiwan e Índia), países que respondem por cerca de dois terços da importação de GNL no mundo, deve continuar a ser bem maior que no Brasil. Isso significa pressão de alta nos preços desse produto no futuro, o que pode limitar seu uso em nosso País.

Outro fator que favorece a ocorrência de maiores preços é a compra com pequena antecedência, como deve ser o caso do GNL destinado ao uso em termelétricas no Brasil. Afinal, a maior parte do GNL é negociada ao abrigo de contratos de longo prazo. Assim, é de se esperar

que, no mais das vezes, o comprador tenha que pagar maiores preços por uma ordem dada com apenas algumas semanas de antecedência.

#### **4.5. A introdução do GNL no Brasil**

A introdução do GNL no Brasil visa a atender, prioritariamente, o mercado de geração de energia elétrica. Para alcançar este objetivo, o governo, a exemplo do que fez no caso do gasoduto Bolívia-Brasil, recorreu à Petrobrás, que, por certo, dispunha de projetos mais rentáveis em seu portfólio de exploração e produção de hidrocarbonetos. A primeira fase do projeto de GNL da Petrobrás contemplou a construção de 2 terminais de GNL – um na Baía de Guanabara (capacidade de 14 milhões m<sup>3</sup>/dia) e outro no Porto de Pecém<sup>120</sup> (capacidade de 7 milhões m<sup>3</sup>/dia), no Estado do Ceará - e o afretamento de dois navios metaneiros<sup>121</sup>. A segunda etapa, anunciada quando da divulgação do Plano de Negócios 2009-2013 da Petrobrás, prevê a construção de mais um terminal, sem, no entanto, definir a sua localização (Petrobrás, 2009).

Na oportunidade, é importante registrar que, em atendimento à regulação da atividade de transporte de gás natural da ANP, que define os papéis do transportador e carregador<sup>122</sup> de gás natural, os terminais de GNL serão de propriedade da Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG, subsidiária integral da Petrobrás Gás S.A – Gaspetro, e a Petrobrás será a carregadora<sup>123</sup>.

No caso do terminal situado na Baía de Guanabara, prevê-se que o GNL deverá ser utilizado, essencialmente, para suprir termelétricas flexíveis. Já no caso do terminal de Pecém, além de sua utilização como combustível para geração de energia elétrica, é possível que o GNL seja utilizado para atendimento de demanda firme de gás natural em virtude da escassez de gás natural na Região Nordeste. Para os anos de 2008 e 2009, a Petrobrás celebrou contratos de fornecimento (*Master Sales Agreement – MSA*) com seis fornecedores de cargas de GNL no mercado *spot*. Naturalmente, na improvável hipótese de as termelétricas a gás natural regaseificado operarem durante boa parte do ano no futuro, a Petrobrás buscará firmar contratos

---

<sup>120</sup> O terminal de Pecém foi inaugurado em 20 de agosto de 2008.

<sup>121</sup> O Plano de Negócios 2009-2013, divulgado pela Petrobrás em 23/01/2009, confirmou a construção de um terceiro terminal de GNL, com localização indefinida, que será projetado de forma a permitir a importação e a exportação de gás natural. Também informou a realização de estudos para a construção de um quarto terminal. (Canal Energia, 26.01.2009).

<sup>122</sup> Agente que utiliza o serviço de movimentação de gás natural em gasoduto de transporte.

<sup>123</sup> Carregador é a “empresa ou consórcio de empresas contratante do serviço de transporte de gás natural, de acordo com definição estabelecida na Resolução ANP nº 27, de 14/10/2005.

de longo prazo. Pelo contrário, se não houver necessidade de operação dessas usinas, a estatal destinará esse produto a outros mercados.

O investimento no terminal flexível de GNL de Pecém, que inclui dutos e construções auxiliares, monta a cerca de US\$ 60 milhões. No caso do terminal da Baía de Guanabara, o investimento contempla adicionalmente a construção de um píer dedicado ao projeto, o que eleva as inversões para US\$ 157 milhões. O custo do afretamento dos dois navios será de aproximadamente US\$ 90 milhões por ano (ao longo de 10 anos), já incluídas as despesas de operação<sup>124</sup>. O custo fixo do projeto será, portanto, de aproximadamente US\$ 1,12 bilhão de dólares para uma capacidade instalada de regaseificação de 21 milhões de m<sup>3</sup>/dia, sem levar em conta o efeito financeiro da parcela referente ao afretamento dos navios (US\$ 900 milhões). Entretanto, há a possibilidade de receita com o aluguel dos navios quando não houver utilização dos terminais no Brasil.

Ainda não está claro qual será a política de preços a ser adotada pela Petrobrás para o GNL. Sabe-se, contudo, que o custo de regaseificação diminui com o aumento da capacidade de regaseificação. Assim, é razoável admitir que o custo de regaseificação no terminal da Baía de Guanabara (capacidade de 14 milhões m<sup>3</sup>/dia) seja inferior ao do terminal de Pecém (capacidade de 7 milhões m<sup>3</sup>/dia).

Também é conhecido que a distância é um fator determinante do custo do transporte de GNL. Assim, o Brasil será, provavelmente, suprido por países situados na Bacia do Atlântico (Nigéria, Guiné Equatorial e Trinidad Tobago) ou no Mediterrâneo (Argélia) ao invés da Bacia do Pacífico (países situados no Golfo Pérsico e no Sudeste Asiático). A duração da viagem simples desses prováveis países supridores até o Brasil é parâmetro relevante para determinação da logística de abastecimento desse combustível e para os procedimentos de despacho das termelétricas a GNL, mormente quando se tem em conta que não existe terminal de armazenamento de GNL no País. Essas informações são apresentadas na Tabela 18.

---

<sup>124</sup> Informações constantes de Comunicado ao Mercado, de 20 abril de 2007.

**Tabela 18 - Duração da viagem simples de um navio metaneiro até o Brasil**

País Supridor/Terminal	Destino	Duração
Nigéria (Bonny)	Rio de Janeiro	7d10h
	Pecém	6d4h
Guiné Equatorial (Bioco)	Rio de Janeiro	7d4h
	Pecém	6d8h
Argélia (Arzew)	Rio de Janeiro	9d18h
	Pecém	7d5h

Observação: assume velocidade do navio igual a 19 nós

Fonte: (Demori, 2008)

Adicionalmente, o domínio da tecnologia de liquefação de gás natural pode abrir as portas para outros usos que vêm despertando cada vez mais interesse. Refere-se à possibilidade de sua utilização em plantas de liquefação *offshore* para monetização de reservas de gás natural. No caso de campos muito distantes da costa (e.g. o campo de Tupi dista aproximadamente 300 km do litoral), essa pode ser uma das formas de assegurar o aproveitamento de gás natural associado ao petróleo.

Para a viabilização desse projeto, o apoio do Governo Federal foi indispensável. Nesse sentido, a Resolução nº 4, de 21 de novembro de 2006, do Conselho Nacional de Política Energética, declarou “prioritária e emergencial a implementação de projetos de gás natural liquefeito, com o objetivo de: “I - assegurar a disponibilidade de gás natural para o mercado nacional com vistas a priorizar o atendimento das termelétricas; ii – facilitar o ajuste da oferta de gás natural às características do mercado nacional por meio de suprimento flexível; III – mitigar riscos de falha no suprimento de gás natural em razão de anormalidades; IV – diversificar as fontes de fornecedoras de gás natural importado; e V – reduzir o prazo para implementação de Projetos de Suprimento de Gás Natural”.

Em março de 2007, foi editada a Portaria MME nº 42, que estabeleceu que na apuração do custo variável unitário dessas usinas seria considerado o preço do gás natural no mercado futuro

dos Estados Unidos (*Henry Hub Natural Gas Futures Contracts – NG1*)<sup>125</sup>. Posteriormente, foi editado o Decreto nº 6.419, de 1º de abril de 2008, o qual isentou do pagamento dos impostos de importação e sobre produtos industrializados, proporcionalmente ao seu tempo de permanência no território aduaneiro, até 31 de dezembro de 2020, os “bens destinados às atividades de transporte, movimentação, transferência, armazenamento ou regaseificação de gás natural liquefeito”.

Na seqüência, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL expediu a Resolução nº 282, de 01/10/2007, a qual estabeleceu os princípios operativos para usinas termelétricas que utilizam como combustível o gás natural proveniente da regaseificação do GNL. Posteriormente, o Ministério de Minas e Energia aprovou proposta de metodologia de cálculo do ICB de termelétrica a GNL com despacho antecipado de dois meses em relação às demais usinas despachadas pelo ONS, que foi divulgada pela Empresa de Pesquisa Energética em setembro de 2007 (EPE, 2007b). Outra alteração importante foi introduzida pela Portaria MME nº 283, de 4 de outubro de 2007, a qual adequou a regra de cálculo do Índice de Custo Benefício – ICB para as térmicas a GNL.

A participação de termelétricas a gás natural regaseificado nos leilões de energia nova, porém, teve início ainda em 2007. Foram contratados, até o início de 2009, 1.319 MW médios de sete termelétricas a GNL (contratos com 15 anos de duração). Para todos esses empreendimentos, o fornecedor de GNL será, de acordo com informações apresentadas durante o processo de habilitação técnica do empreendimento, a Petrobrás.

A primeira carga de GNL, destinado ao terminal de Pecém, foi importada no segundo semestre de 2008 em caráter experimental. O referido terminal encontra-se em condições de operar, tendo, nos dias 14, 28, 29 e 30 de abril de 2009, efetuado a regaseificação de um volume total de 3,43 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural, o qual foi direcionado para atendimento às usinas termelétricas Termofortaleza e Termoceará. Estas térmicas geraram, respectivamente, 165 MW e 50 MW médios, com pico de geração de 325 MW para a Termofortaleza (MME, 2009b).

---

<sup>125</sup> A redação da Portaria MME nº 42/2007 foi alterada pela Portaria MME nº 175, de 16 de abril de 2009. (ver seção 2.10 – Leilões de energia,)

## Capítulo 5

### Atratividade do investimento em termelétricas a GNL e competitividade de usinas termelétricas

#### 5.1. Atratividade do investimento em termelétricas a GNL

Preliminarmente, cumpre reiterar que nos leilões de energia, o custo total das unidades de geração contratadas por disponibilidade é medido pelo Índice Custo Benefício (ICB). Nesse cálculo, leva-se em conta a matriz do Custo Marginal de Operação – CMO<sup>126</sup>, resultante de simulação da operação do SIN com o modelo NEWAVE, a qual é divulgada pela EPE antes da realização dos leilões e os CVU informados pelas termelétricas participantes da licitação. A regra de despacho considerada na aludida simulação, que é a mesma considerada no despacho normal, prevê o seguinte: i) despacho da usina no limite de sua disponibilidade, quando o CVU da usina for menor ou igual ao CMO no submercado onde ela se localizar; e ii) despacho equivalente à indisponibilidade da usina, quando o CVU da usina for superior ao CMO do submercado onde ela se localiza.

Essa metodologia permitiu a contratação, até o final de 2008, de sete termelétricas a GNL. A primeira delas<sup>127</sup> foi contratada no leilão de energia nova A-5, de 16 de outubro de 2007, duas foram contratadas no leilão de energia A-3, de 17 de setembro de 2008, e quatro foram contratadas no leilão de energia A-5, de 30 de setembro de 2008. Isso significa que duas dessas termelétricas destinam-se ao atendimento do mercado a partir de 2011 (leilão A-3, de 2008), uma

---

<sup>126</sup> No planejamento dos leilões realizados em 2008, foram contempladas 2000 séries de vazões. O fator de capacidade de cada usina é dado pelo razão do número de ocorrências em que o CMO estimado para determinado mês foi maior ou igual ao CVU declarado pela termelétrica (meses em que a usina é despachada) pelo número total de meses do horizonte de estudo.

<sup>127</sup> Usina termelétrica Santa Cruz, de Furnas Centrais Elétricas (Potência de 766 MW). De acordo com as normas da agência reguladora dos serviços de distribuição de gás natural no Rio de Janeiro, a UTE Santa Cruz é classificada na categoria “consumidor livre” de gás natural.

a partir de 2012 e quatro a partir de 2013. É importante consignar que todas as UTEs a GNL declararam inflexibilidade igual a 0 (zero), ou seja, o valor da parcela  $RF_{comb}$  (parcela da Receita Fixa – RF vinculada ao custo de combustível associado à declaração de inflexibilidade) é nulo. Os valores da energia e os preços contratados são informados na Tabela 19.

**Tabela 19 - Contratação de usinas termelétricas a GNL**

LEILAO TIPO	DATA	USINA	ESTADO	VENDEDOR	ENERGIA MW médios	PREÇO * R\$/MWh
A-5	16/10/2007	Santa Cruz Nova	RJ	Furnas Centrais Elétricas	351	129,34
A-3	17/9/2008	José de Alencar	CE	Agroenergia	169	131,44
A-3	17/9/2008	Linhares	ES	Linhares Energia	96	130,00
A-5	30/9/2008	Cacimbaes	ES	Cons. Cacimbaes	64	145,00
A-5	30/9/2008	Escolha	ES	Cons. Escolha	189	144,50
A-5	30/9/2008	MC2 Joinville	ES	Cons. MC2 GP ES RN	225	146,00
A-5	30/9/2008	MC2 João Neiva	ES	Cons. MC2 GP ES RN	225	146,00
Total					1.319	

\* ICB

Fonte: EPE

A elevada concentração das usinas termelétricas a GNL contratadas no Estado do Espírito Santo (cinco de sete) chama a atenção. Contribuem para tanto, além do apoio do governo estadual, o fato de as tarifas de transmissão devidas pela contratação do uso do sistema pelas unidades geradoras, que representam custo significativo para o gerador, serem mais baixas nessa unidade da federação<sup>128</sup>, bem como a relativa proximidade com o maior terminal de GNL do Brasil (baía de Guanabara), o qual está interligado com o aludido estado por meio de gasodutos.

À primeira vista, os preços ofertados por essas termelétricas parecem muito baixos quando se considera que o preço do gás natural em *Henry Hub* (*proxy* do preço do GNL) situava-se em torno de 7 a 8 US\$/MMBTU na ocasião dos leilões, valor que deve ser acrescido dos custos de regaseificação e transporte do gás natural até a central termelétrica para se chegar ao preço pago pelo gerador termelétrico pelo combustível. Isso faz com que o custo de geração de energia elétrica apenas com o combustível chegue a 54,55 US\$/MWh<sup>129</sup>. Nessas circunstâncias, muitos seriam levados a crer que tais empreendimentos são de viabilidade duvidosa.

<sup>128</sup> Ver Resolução ANEEL nº 671, de 24 de junho de 2008.

<sup>129</sup> Considerou-se termelétrica a ciclo combinado com *heat rate* igual a 6.818,96 BTU/kWh e preço de gás natural colocado na central geradora igual a 8 US\$/MM BTU.

Essa impressão não foi, no entanto, confirmada. Na realidade, a análise das informações prestadas pelos empreendedores à EPE (vide Tabela 20) mostra que o investimento na construção de uma termelétrica a GNL contratada é bastante atrativo. Para tanto, tomou-se como exemplo a usina MC2 Joinville. Admitiu-se que ela não seria despachada (caso crítico) e construiu-se o seu fluxo de caixa , que revelou que o investimento em questão é bastante atrativo, porquanto apresenta Valor Presente Líquido – VPL de aproximadamente R\$ 381 milhões, Taxa Interna de Retorno - TIR de 32% ao ano e *payback* de 3,5 anos (Anexo IV).

**Tabela 20 - Leilões de termelétricas a GNL**

LEILAO TIPO	DATA	USINA	ESTADO	MUNICIPIO	EMPREENDEDOR	POTENCIA MW
A-5	16/10/2007	Santa Cruz Nova	RJ	Rio de Janeiro	Furnas Centrais Elétricas	500,00
A-3	17/9/2008	José de Alencar	CE	Caucaia	Agroenergia	300,00
A-3	17/9/2008	Linhares	ES	Linhares	Linhares Energia Ltda	204,00
A-5	30/9/2008	Cacimbaes	ES	Linhares	Cons. Cacimbaes	126,59
A-5	30/9/2008	Escolha	ES	Cariacica	Cons. Escolha	337,56
A-5	30/9/2008	MC2 Joinville	ES	Nova Venecia	Cons. MC2 GP ES RN	330,00
A-5	30/9/2008	MC2 João Neiva	ES	João Neiva	Cons. MC2 GP ES RN	330,00
Total						2.128,15

USINA	GARANTIA FÍSICA MW med	INVESTIMENTO R\$	RF		O&M <sub>fixo</sub> R\$/kW/ano	O&M <sub>var</sub> R\$/MWh	CVU GF R\$/MWh	INVEST/RF anos
			R\$/ano	R\$/MWh				
Santa Cruz Nova	401,2	2.101.430.000,00	397.689.458,40		20,00	5,61		5,3
José de Alencar	173,3	631.249.000,00	87.159.929,67	58,87	46,50	1,47	195,27	7,2
Linhares	98,7	283.148.000,00	46.550.026,54	55,35	27,14	2,01	237,87	6,1
Cacimbaes	66,2	261.572.000,00	41.432.552,31	73,90	45,00	21,00	209,86	6,3
Escolha	194,1	634.363.000,00	123.667.598,10	74,69	45,00	12,00	191,42	5,1
MC2 Joinville	233,3	685.867.000,00	161.905.421,72	82,14	30,00	7,44	142,22	4,2
MC2 João Neiva	233,3	685.867.000,00	161.905.421,72	82,14	30,00	7,44	142,22	4,2
Total	1.400,1	3.182.066.000,00	622.620.950,06					5,1

Fonte: EPE; elaboração própria

Com relação a Tabela 20, cumpre destacar os baixos valores do parâmetro (Investimento/Receita Fixa das termelétricas a GNL). O valor médio desse parâmetro para as usinas contratadas (exclusive usina Santa Cruz) é de 5,1 anos, sendo que para algumas delas o valor dessa relação é de 4,2 anos<sup>130</sup>. Também cabe notar que os valores dos CVUs informados para algumas das termelétricas parecem muito baixos pelas razões expostas anteriormente.

É possível, portanto, que alguns empreendedores tenham adotado a seguinte estratégia para ganhar o leilão: i) informaram à EPE um CVU menor que o real, porquanto partiram do pressuposto de que a usina operaria menos de 10% do tempo; ii) ofertaram uma receita fixa um pouco superior ao valor tido como normal. É importante ressaltar que, caso as térmicas operem durante um período de tempo bem maior do que o esperado<sup>131</sup>, haverá substancial aumento do preço da energia gerada por elas, o que terá reflexos nas tarifas dos consumidores.

Para calcular o referido impacto do despacho mais freqüente das termelétricas contratadas por disponibilidade na tarifa de cada distribuidora, é preciso calcular o custo total da geração (contratação e produção). Assumindo que o gerador não adquira energia no mercado *spot*<sup>132</sup>, o referido custo é dado pela expressão transcrita a seguir.

$$CT = (RF + EG \times CVU) / EC \quad (5.1)$$

onde:

- CT = custo total da energia gerada (R\$/MWh);
- RF = Receita fixa anual da usina (R\$/ano);
- EG = Energia gerada (MWh/ano);
- CVU = Custo variável unitário (R\$/MWh);

EC = Energia contratada (MWh/ano)

---

<sup>130</sup> Aproximação que considera que o CVU corresponde aos valores efetivamente despendidos com a operação das usinas.

<sup>131</sup> Durante o primeiro semestre de 2008, as térmicas operaram a maior parte do tempo por conta de deliberação do CMSE. A introdução do nível-meta de armazenamento dos reservatórios, aprovada pela ANEEL em fevereiro de 2009, vai tornar o despacho das térmicas mais freqüentes nos períodos de hidrologia desfavorável..

<sup>132</sup> Se o CVU da usina for superior ao PLD é mais vantajoso para o gerador adquirir energia no mercado livre para assegurar o fornecimento de energia decorrente do eventual despacho da térmica.

Em síntese, é provável que não seja viável a geração de energia elétrica com o GNL na maior parte do tempo dado o elevado preço desse combustível. Em consequência disso, os terminais de regaseificação devem ficar ociosos durante longo período e a Petrobrás deverá ser levada a utilizar os navios supridores para transportar cargas para outros países.

## **5.2. A competitividade de usinas termelétricas**

Como já visto anteriormente, o nicho preferencial das termelétricas desde a implantação do “novo modelo do setor elétrico” tem sido o Ambiente de Contratação Regulado. Apenas algumas termelétricas a biomassa tem destinado a energia por elas gerada para o Ambiente de Contratação Livre. Também já foi esclarecido que a competitividade das usinas termelétricas no mercado regulado é aferida pelo Índice de Custo Benefício - ICB. Ocorre que o cálculo do ICB depende de variáveis do conhecimento apenas do gerador e da EPE (parâmetros COP e CEC). A referida empresa, por sua vez, somente divulga após o leilão o ICB das usinas vencedoras do certame.

Esse obstáculo foi superado recentemente por trabalho realizado pela empresa Wise Systems com o concurso da Tractebel Energia SA<sup>133</sup>, maior gerador de energia elétrica privado no Brasil. O estudo em comento teve como objetivos: i) avaliar a influência dos parâmetros matriz de preços<sup>134</sup> projetada para o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD e a taxa interna de retorno no valor do ICB; e ii) identificar a competitividade atual do carvão nacional frente às seguintes fontes: carvão importado; gás natural liquefeito, óleo combustível e biomassa (bagaço de cana-de-açúcar).

No referido estudo, verificou-se que a escolha da matriz de preços pode alterar significativamente a posição relativa dos combustíveis nos leilões de energia e, conseqüentemente, a matriz energética do país. Os valores do ICB calculados em função da matriz de PLD utilizada e da taxa interna de retorno considerada são apresentados na Tabela 21 (WISE SYSTEMS, 2008). Nela pode-se observar que, consideradas a matriz 2008 (matriz de preços adotada no PDE 2007/2016) e TIR= 12%, a termelétrica mais competitiva seria a acionada a carvão importado (ICB=140 R\$/MWh). A termelétrica a GNL na Região Sudeste

---

<sup>133</sup> A Tractebel Energia realizou o cálculo da garantia física dos empreendimentos.

<sup>134</sup> Foram consideradas as seguintes matrizes: 2007(PDE 2006-2015); 2008 (PDE 2007-2016) e CME (cálculo da Garantia Física).

(ICB=155R\$/MWh) viria praticamente empatada na segunda posição com a termelétrica a óleo combustível na região Nordeste (ICB=R\$154/MWh).

Tabela 21 - Valores de ICB x TIR x Matrizes de Preço, por tipo de fonte (R\$/MWh)

NOME	MATRIZ	ICB [R\$/MWh]						
		10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%
Carvão Nacional SC	2007	155	162	168	174	180	187	194
	2008	165	172	177	184	190	197	203
	CME	167	174	179	186	192	199	205
Carvão Nacional RS	2007	148	154	160	166	173	179	186
	2008	148	154	160	167	173	180	186
	CME	149	155	161	167	173	180	187
Biomassa SE	2007	130	137	143	150	156	163	169
	2008	131	138	144	151	157	164	171
	CME	129	136	142	149	155	162	168
Carvão Importado N	2007	127	131	136	141	146	151	157
	2008	131	135	140	145	150	155	160
	CME	137	141	146	151	156	161	166
GNL SE	2007	142	146	151	157	162	167	172
	2008	145	150	155	160	165	170	175
	CME	157	162	167	172	177	182	188
OC NE	2007	141	144	147	150	153	157	160
	2008	148	151	154	157	160	164	167
	CME	171	174	177	180	184	187	190

Fonte: Wise Systems (2008)

Na ausência das minuciosas informações do gerador termelétrico e da EPE requeridas para o cálculo do ICB, é preciso recorrer a metodologias alternativas para se ter uma idéia da competitividade das usinas termelétricas a gás natural. Em mercados livres (e.g. Estados Unidos e grande parte da Europa), o valor da geração térmica a gás natural é dado pela diferença entre o preço da energia elétrica e o custo do gás natural consumido nesse processo (variável conhecida na literatura técnica como *spark spread*). O fluxo de caixa de uma termelétrica operando nessas condições é igual ao *spark spread* menos a soma do custo operacional (ex-combustível) com o custo das emissões de gases de efeito estufa. Um aumento do *spark spread* atrai geradores de maior custo para o mercado e, inversamente, sua redução faz com que alguns geradores deixem de gerar (Nasakkala, 2005).

A situação do Brasil é bem diferente. Como já visto anteriormente, não é o gerador termelétrico quem decide quando operar ou não. A decisão de operação de uma central geradora

no Sistema Interligado Nacional, com exceção daquelas de pequena potência, é tomada pelo Operador Nacional do Sistema - ONS.

Por essas razões, buscou-se inferir a competitividade de uma termelétrica a gás natural nova que não esteja contratada por meio do cálculo do seu custo unitário de geração de energia elétrica e cotejamento com os atuais preços de energia elétrica (leilões de energia nova, PROINFA). Desde logo, é preciso ressaltar que o referido cálculo encerra considerável incerteza. A volatilidade de vários parâmetros, como por exemplo, o fator de capacidade e o preço do gás natural é muito grande. Atrasos no processo de licenciamento e construção das termelétricas também podem afetar significativamente a atratividade do investimento. É preciso, por conseguinte, considerar os resultados das estimativas do custo de geração com a devida cautela.

Com o intuito de tornar o investimento em uma termelétrica mais atrativo, os empreendedores recorrem à contratação de financiamento, porquanto a remuneração do capital de terceiros em empreendimentos dessa natureza é, via de regra, menor que a remuneração do capital próprio. No caso do Brasil, a fonte de crédito de longo prazo mais barata é o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, razão pela qual se admitiu que o empreendedor buscará maximizar a participação do financiamento dessa instituição de crédito. Para melhor entendimento, apresenta-se na Tabela 22 os parâmetros adotados no cálculo da estimativa do custo unitário de geração de uma termelétrica não contratada.

**Tabela 22 - Dados de entrada para estimativa do custo unitário de geração de uma termelétrica**

Parâmetro	Unidade	Valor		
Usina	Potência	MW	300	
	Fator de capacidade	%	10%	
	Fator de disponibilidade	%	95%	
	Investimento	US\$/kW	900	
	Vida útil	anos	20	
	Heat Rate	BTU/kWh	6.818,96	
	O&M Fixo	US\$/kW/ano	25,0	
	O&M Variável	US\$/MWh	1,9	
Combustível	Commodity	US\$/MM BTU	4,51	
	Margem de distribuição	US\$/MM BTU	0,25	
	Preço de referência	US\$/MM BTU	5,0	
Transmissão	TUSTg	R\$/kW/ano	25	
Capital próprio	Participação	%	30,0%	
	Taxa de remuneração	%	12,0%	
Capital de terceiros	Participação	%	70,0%	
	Taxa financiamento	%	9,0%	
	Tipo amortização		SAC	
	Prazo do financiamento	anos	14	
	Desembolso	ano	(X-2)	(X-1)
		%	50%	50%
Taxa de câmbio	R\$/US\$		2,1	

A seguir, são apresentados esclarecimentos sobre os dados de entrada utilizados na estimativa do custo unitário de geração de uma termelétrica a gás natural não contratada:

**Fator de capacidade:** É definido como a relação entre a geração da usina e a sua potência instalada. Em um sistema hidrotérmico, o fator de capacidade de uma termelétrica varia sobremaneira. Como já visto anteriormente, o ONS despacha primeiro as usinas de menor custo variável de operação, o que faz com que as térmicas a gás natural fiquem inoperantes durante grande parte do tempo. Nas simulações do CMO efetuadas pela EPE para os leilões A-5 e A-3 de 2008, o fator de capacidade das térmicas a gás natural ficou em torno de 10%. Esse será o valor considerado no caso de referência.

**Fator de disponibilidade:** É a probabilidade de que a termelétrica esteja disponível no momento de despacho. Corresponde à fração de horas no ano em que ela esteve em operação ou em reserva (Lora, 2004). Adotou-se o valor de 95%.

**Investimento:** O valor do kW instalado de uma termelétrica a gás natural varia consideravelmente em função de sua configuração. A Energy Information Administration - EIA

dos Estados Unidos estima que uma termelétrica a ciclo combinado a gás natural avançada custe 706 US\$ (moeda de 2006)/kW em uma região típica dos Estados Unidos (EIA, 2008). Para colocação dessa usina no Brasil, admitiu-se que os custos de transporte, seguro e internação da turbina representam 20 % do valor indicado pela EIA. Assim o custo da referida termelétrica no Brasil seria de aproximadamente US\$ 890 US\$/kW (em moeda de 2008<sup>135</sup>). Já no PNE 2030, foi considerado que o custo de investimento de uma termelétrica a ciclo combinado com tamanho típico de 500 MW seria de 750 US\$/kW (EPE, 2007). No cenário de referência, adotar-se-á térmica de 300 MW e custo de investimento de 900 US\$/kW.

Na oportunidade, convém informar que o valor médio do investimento nas termelétricas a GNL informados pelos empreendedores durante o processo de habilitação técnica foi de US\$ 1.094/kW (referente a seis termelétricas), como se pode ver na Tabela 23. Afigura-se importante sublinhar, todavia, que em função da competição durante os leilões os valores iniciais do parâmetro “Receita Fixa”<sup>136</sup> são reduzidos ao longo do certame. Esse fato reforça o sentimento de que a adoção de valor do custo de investimento de 900 US\$/kW é razoável.

**Tabela 23- Valores dos investimentos nas termelétricas a GNL contratadas**

LEILAO TIPO	DATA	USINA	ESTADO	POTÊNCIA MW	INVESTIMENTO R\$	INVESTIMENTO UNITARIO	
						R\$/kW	US\$/kW
A-5	16/10/2007	Santa Cruz Nova	RJ	500,00			
A-3	17/9/2008	José de Alencar	CE	300,00	631.249.000,00	2.104,16	1.178,1
A-3	17/9/2008	Linhares	ES	204,00	283.148.000,00	1.387,98	777,1
A-5	30/9/2008	Cacimbaes	ES	126,59	261.572.000,00	2.066,29	1.156,9
A-5	30/9/2008	Escolha	ES	337,56	634.363.000,00	1.879,26	1.052,2
A-5	30/9/2008	MC2 Joinville	ES	330,00	685.867.000,00	2.078,38	1.163,7
A-5	30/9/2008	MC2 João Neiva	ES	330,00	685.867.000,00	2.078,38	1.163,7
Total				1.628,15	3.182.066.000,00	1.954,41	1.094,3

Fonte: EPE

US\$ médio de dez/2007

1,786

Custo unitário de Operação e Manutenção - O&M: Compreende custos fixos e variáveis. O custo O&M fixo engloba custos que são incorridos mesmo quando a usina não está sendo despachada, como, por exemplo, custo de mão-de-obra e de manutenção. Já o custo O&M variável é diretamente proporcional à energia gerada. Na elaboração do PNE 2030, foram considerados para as termelétricas a gás natural custos de operação e manutenção fixos e

<sup>135</sup> Admitiu-se variação de preços de 2,5% ao ano em 2007 e 2008.

<sup>136</sup> Como já visto anteriormente, a Receita Fixa destina-se a cobrir o custo total do empreendimento (e.g. custos sócio-ambientais, juros durante a construção, custos fixos relacionados à operação e manutenção da usina, custo fixo associado ao nível de inflexibilidade da usina, remuneração do investimento)

variáveis (exclusive combustível) de 25 US\$/kW e 1,9 US\$/MWh, respectivamente. Foram esses os valores adotados no cenário de referência.

Vida útil: Adotou-se vida útil da termelétrica de 20 anos. Considerou-se, portanto, taxa de depreciação anual igual a 5% ao ano.

Combustível: Como já visto anteriormente, a Petrobrás tem informado aos empreendedores interessados em construir novas termelétricas a gás natural que não dispõe de gás natural de origem doméstica. Oferece, então, GNL cujos preços são referenciados aos preços do gás natural nos Estados Unidos (preço no *Henry Hub*), com variação em função da localização do terminal supridor e do terminal regaseificador no Brasil<sup>137</sup>. À guisa de simplificação, estimou-se que o preço pago pelo gerador termelétrico seria de 5,0 US\$/MM BTU no cenário básico (o preço do gás no Henry Hub em fevereiro de 2009 foi 4,51 US\$/MM BTU e a margem de distribuição situa-se próxima de US\$ 0,25/MM BTU).

Heat Rate: Trata-se de uma medida da eficiência da unidade geradora em transformar combustível em eletricidade. Ele é calculado pela fórmula indicada a seguir:

$$HR = \frac{1000}{0,2933 \times \eta} \quad (5.2)$$

onde:

- HR – *heat rate* (BTU/kWh);
- $\eta$  – eficiência.

Como se pode perceber da análise da fórmula, quanto menor o Heat Rate, mais eficiente é a central geradora. É importante ressaltar que se admite que o Heat Rate seja constante ao longo do tempo, quando na realidade ele varia em função de vários fatores, entre os quais: a temperatura ambiente e nível de utilização da turbina.

---

<sup>137</sup> O custo de regaseificação diminui com o aumento da capacidade de regaseificação. Assim, é de se supor que o custo de regaseificação no terminal da Baía de Guanabara (capacidade de 14 milhões m<sup>3</sup>/dia) seja inferior ao do terminal de Pecém (capacidade de 7 milhões m<sup>3</sup>/dia).

Para termelétricas a gás natural a ciclo combinado, a literatura aponta valores de eficiência que oscilam em torno de 0,49 (Tolmasquim, 2005) a 0,60 (Lora, 2004). Já a EPE, considerou na elaboração do PNE 2030 (EPE, 2007), que como se sabe trata-se de peça do planejamento oficial de longo prazo, eficiência igual a 0,55. No presente trabalho, será adotada postura mais conservadora. A eficiência considerada no cenário de referência será igual 0,50. O Heat Rate correspondente a essa eficiência é de 6.818,96 BTU/kWh.

Pode-se, então, calcular o custo do combustível para gerar 1 MWh de eletricidade pelo produto do Heat Rate pelo preço do gás natural, que para uma usina termelétrica a ciclo combinado operando na base (base load) pode representar até 70% do custo de geração (Gas Turbine Handbook, 2007)<sup>138</sup>, como mostrado a seguir.

$$\text{Custo de combustível} = 5,0 \text{ US\$/MMBTU} \times 6.818,96 \text{ BTU/kWh} = 34,1 \text{ US\$/MWh.}$$

Considerando taxa de câmbio de 2,10 R\$/US\$, obtém-se o custo do combustível em unidade monetária nacional.

Custo de combustível = 34,1 US\$/MWh x 2,10 R\$/US\$ = 71,6 R\$/MWh, o que corresponde a aproximadamente 67% do custo de geração de uma termelétrica com fator de capacidade de 60% e preço de gás natural de 5 US\$/MM BTU (107 R\$/MWh).

Custo de transmissão de energia: As tarifas de uso das instalações de transmissão componentes da rede básica - TUSTg do Sistema Interligado Nacional aplicáveis às centrais geradoras em vigor no período de 1 de julho de 2008 a 30 de junho de 2009 foram estabelecidas pela Resolução ANEEL nº 671, de 24 de junho de 2008. A análise desse ato revela que os valores das referidas tarifas variam consideravelmente em função da localização da central geradora, estando as tarifas correspondente às unidades geradoras situadas no Estado do Rio de Janeiro entre as mais baixas do país. Ademais, é nessa unidade da federação que se localiza o maior terminal de GNL do Brasil. Por essas razões, adotou-se o valor médio das TUSTg referente às termelétricas situadas no mencionado estado, o que corresponde a aproximadamente 25 R\$/kWano.

---

<sup>138</sup> No custo de geração estão incluídos os seguintes custos: aquisição dos equipamentos, serviço da dívida, operação da usina.

Estrutura de capital: Os financiamentos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES são a fonte mais barata de crédito de longo prazo no Brasil. Assim, admitiu-se participação de terceiros no capital de 70% (valor máximo da participação do financiamento do BNDES) e participação de capital próprio de 30%.

Custo do capital de terceiros: A taxa de juros dos financiamentos do BNDES é formada pela Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP acrescida de spread básico e spread de risco. A TJLP varia trimestralmente e seu valor no período de janeiro a dezembro de 2008 foi de 6,25% ao ano. Assim, considerou-se que a taxa de juros do financiamento seria de 9%.

Custo do capital próprio: Assumiu-se que a remuneração do capital próprio seria de 12 % ao ano.

Tipo de amortização: Sistema de Amortização Constante - SAC

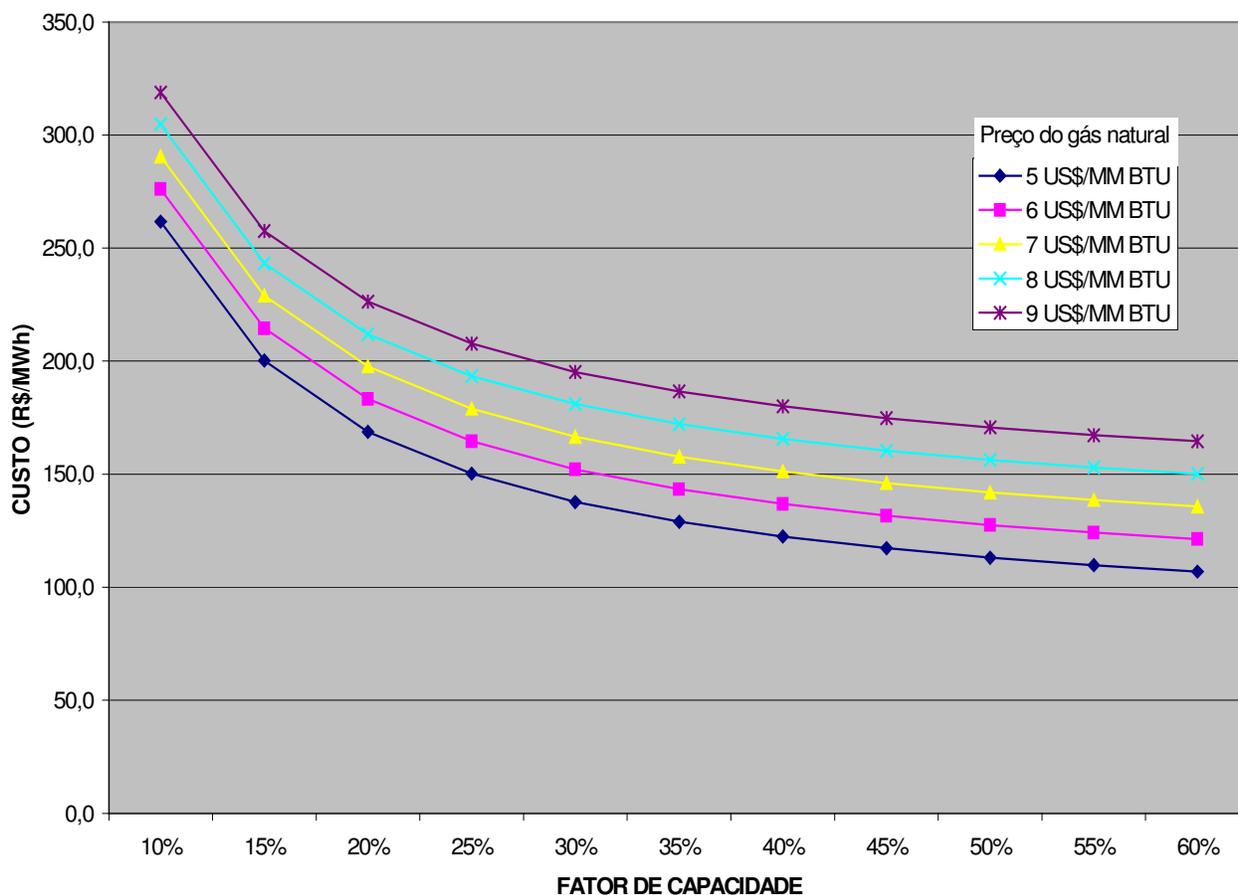
Prazo de amortização do financiamento: 14 anos.

Juros durante a construção: Serão contabilizados na planilha de fluxo de caixa de acordo com o cronograma de desembolso do financiamento.

Desembolso do financiamento: Considerou-se que 50% do financiamento seriam liberados no início do segundo ano anterior ao início da operação da usina (X-2) e que 50% seriam liberados no início do ano anterior ao início do funcionamento da usina (X-1).

Taxa de câmbio: Adotou-se taxa de câmbio de 2,1 R\$/US\$

O custo unitário de geração de uma termelétrica a ciclo combinado a gás natural foi estimado por meio da construção de fluxo de caixa do empreendimento (Anexo V) elaborado com base nos parâmetros relacionados anteriormente e do emprego da ferramenta atingir meta do software Excel (taxa interna de retorno=12%). Percebe-se, desde logo, que a sensibilidade do custo unitário de geração a variações do fator de capacidade da termelétrica e do preço do gás natural pago pelo gerador termelétrico (*commodity*+transporte+margem de distribuição) é muito grande, como se pode verificar na Figura 12.



**Figura 12 - Custo unitário de geração de uma termelétrica a gás natural**

O fator de capacidade das termelétricas a GNL correspondente à matriz de CMO<sup>139</sup> divulgada pela EPE por ocasião dos leilões A-5 e A-3 realizados em 2008 fica em torno de 10%. Para este fator de capacidade, um aumento do preço do gás natural de 5 US\$/MM BTU para 9 US\$/MM BTU acarreta aumento de cerca de 22% no custo de geração (variação de 262 R\$/MWh para 319 R\$/MWh).

Como se vê, os custos de geração das usinas a gás natural regaseificado que operam com baixos fatores de capacidade são bem superiores ao Custo Marginal de Expansão – CME apontado no PDE 2008/2017 (R\$ 146/MWh), aos preços da energia comercializada no âmbito do PROINFA, aos preços da energia registrados nos leilões públicos de energia nova realizados até

<sup>139</sup> Custos marginais de operação do período 2009 a 2016 dos estudos do Plano Decenal de Energia Elétrica PDE 2007-2016.

dezembro de 2008 e ao Preço de Liquidação de Diferenças - PLD na maior parte do tempo. É possível, no entanto, melhorar consideravelmente a competitividade dessas termelétricas caso se logre obter um maior fator de capacidade ou reduzir o preço do gás natural. À guisa de ilustração, basta citar que um aumento do fator de capacidade de 10% para 60% acarreta redução de cerca de 59% no custo de geração de uma termelétrica a gás natural (passa de 262 R\$/MWh para 107 R\$/MWh) para preço do combustível igual a 5 US\$/MM BTU.

Pode-se argumentar que não apenas o custo de geração, mas também o custo de transmissão da energia gerada, que é inferior para as termelétricas já que elas se encontram mais próximas dos centros de carga do que as novas hidrelétricas, tem de ser considerado na determinação do planejamento da expansão da capacidade instalada. Essa diferença de custo de transmissão é, no entanto, pequena quando comparada com as diferenças entre o custo da energia gerada em uma termelétrica a gás natural que opere com baixo fator de capacidade e o preço da energia comercializada nos leilões públicos realizados até o final de 2008.

Claro está, portanto, que a contratação de gerador de termelétricas a gás natural, mormente as a GNL, somente é viável na modalidade de disponibilidade de energia. Na modalidade de quantidade de energia, a sua contratação seria inviável economicamente dada a expectativa de não operação das termelétricas na maior parte do tempo. Essa limitação econômica também explica a dependência das termelétricas do mercado regulado. No mercado livre, os consumidores buscam contratar a energia mais barata possível.

## Capítulo 6

### Conclusões e Sugestões para Próximos Trabalhos

O Plano Decenal de Energia 2008/2017 sinaliza que a capacidade instalada de termelétricas a gás natural continuará a registrar significativo crescimento (acréscimo de 3.967 MW no período). Há, no entanto, elementos que indicam que o aludido incremento de capacidade será ainda maior. Refere-se às dificuldades para licenciamento ambiental de usinas hidrelétricas, aos óbices para retomada da construção da usina nuclear de Angra 3 e à recente exigência de compensações ambientais para o licenciamento de termelétricas movidas a óleo combustível e a carvão<sup>140</sup>, o que vai reduzir a competitividade dessas centrais geradoras nos leilões de energia.

Para assegurar o fornecimento de gás natural às termelétricas, o governo vem envidando esforços no sentido de aumentar a produção doméstica de gás natural e de diversificar as fontes de suprimento desse combustível. Uma das principais linhas de ação é dotar o País de capacidade de importar Gás Natural Liquefeito – GNL, o que é feito por meio de terminais dedicados. Dois já estão prontos e um terceiro terminal de GNL será construído até 2013, de acordo com a Petrobrás. Com esses terminais, obteve-se flexibilidade no suprimento de gás natural, o que possibilitou a construção de novas termelétricas a GNL. Isso, por seu turno, dá significativa contribuição para a normalidade do abastecimento de energia elétrica. Também permite a redução do risco de falta de gás para outros segmentos do mercado quando houver necessidade de despacho simultâneo de grande número de termelétricas a gás natural e, mesmo, na eventualidade de acidentes que diminuam a oferta interna desse produto.

---

<sup>140</sup> Instrução Normativa IBAMA nº 7, de 13/4/2009.

A despeito dessas ações, constatou-se que pode ocorrer falta ou sobra de gás natural nos próximos anos, mesmo considerando a operação dos terminais de GNL em Pecém e na Baía de Guanabara (capacidade conjunta da 21 milhões m<sup>3</sup>/dia), a depender da necessidade de despacho das termelétricas (o despacho de todas as termelétricas exigiria o consumo de cerca de 49 milhões m<sup>3</sup>/dia). A partir de 2013, com a importação de significativa quantidade de GNL e o expressivo aumento da produção doméstica de gás natural esperado, consoante o Plano de Negócios 2009-2013 da Petrobrás, será possível assegurar o fornecimento de gás natural a todas as termelétricas hoje existentes e já contratadas.

Neste cenário, a exigência, pela ANEEL, de apresentação pelo gerador de contrato que garanta o fornecimento de gás natural para autorização da operação da central geradora aumenta a confiabilidade do abastecimento de energia elétrica, mas dificulta a expansão do mercado de distribuição de gás, porquanto na maior parte do tempo não há necessidade de operar as termelétricas a gás natural. Isso impede a comercialização desse hidrocarboneto na modalidade firme inflexível, que é a mais demandada pelos consumidores.

Pode-se argumentar que existe a possibilidade de criação de um mercado interruptível de gás natural para aproveitar esse hidrocarboneto quando não houver despacho das termelétricas. Entretanto, a comercialização de volumes significativos nessa modalidade de suprimento não é fácil, uma vez que o mercado alvo para esse gás é formado, essencialmente, por indústrias que possam substituir esse produto por outro combustível. Adicionalmente, é preciso que essa substituição seja permitida por órgãos ambientais, que a indústria disponha de espaço para estocar o combustível alternativo e que seu preço seja atrativo. Em suma, não parece provável que o segmento interruptível seja capaz de absorver parcela muito grande do mercado potencial de gás natural térmico.

No que respeita à competitividade das usinas termelétricas em leilões na modalidade de energia, cumpre reiterar que a contratação de uma usina é definida pelo valor do Índice Custo-Benefício – ICB, o qual é função de parâmetros do conhecimento apenas do empreendedor e da EPE (COP e CEC). Na ausência dessas informações, recorreu-se a estimativa do custo de geração para aferir a competitividade de uma termelétrica a gás natural. Foi constatado que o custo unitário de geração nessa central geradora é fortemente influenciado pelo período de tempo durante o qual ela permanece em operação e pelo preço do combustível. Com efeito, as

estimativas realizadas para uma termelétrica a ciclo combinado a gás natural (suprida com GNL) de 300 MW revelaram que o aumento do fator de capacidade da usina reduz consideravelmente o custo unitário de geração, enquanto que um aumento do preço do gás natural aumenta sensivelmente o referido custo.

Restou evidenciado, também, que o custo de geração das usinas termelétricas a GNL para baixos fatores de capacidade é muito alto quando comparado com os preços da energia comercializada nos leilões de energia nova, com o preço da energia contratada no âmbito do PROINFA e com o Preço de Liquidação de Diferenças – PLD (durante a maior parte do tempo). Isso poderia levar a açodado diagnóstico de que não seria viável economicamente a contratação de térmicas a GNL no Brasil.

O que se observou, pelo contrário, foi a contratação de 1.319 MW médios de energia de termelétricas a gás natural regaseificado, distribuídos em 7 usinas, nos leilões públicos realizados da instituição do “novo modelo do setor elétrico” até o final de outubro de 2008. Adicionalmente, a análise das informações prestadas pelos empreendedores à EPE revelam que esses investimentos se mostram bastante atrativos em termos de valor presente líquido, taxa interna de retorno e *payback*. Isso foi possibilitado pelo fato de a contratação ter se dado na modalidade de disponibilidade de energia (o gerador tem a cobertura dos custos do investimento e sua remuneração garantida pela receita fixa decorrente da disponibilização da usina) e porque as distribuidoras de energia elétrica são obrigadas por lei a contratar 100% do seu mercado nos leilões oficiais.

Também pode-se afirmar que preços (ICB) oferecidos pelos empreendedores de termelétricas a GNL nos leilões de energia foram baixos por conta da expectativa de despacho das térmicas apenas durante cerca de 10% do tempo, de acordo com a EPE. Naturalmente, se fosse previsto despacho das termelétricas durante mais tempo, o custo total da geração (contratação e produção) dessas centrais geradoras seria maior, o que poderia impedir a sua contratação.

O despacho das térmicas em períodos hidrológicos desfavoráveis, tal como acontecido no início de 2008, demonstrou, uma vez mais, que as térmicas constituem-se em verdadeiro “seguro” para manutenção da normalidade do suprimento de energia elétrica em todo o Sistema

Interligado Nacional. Por essa razão, afigura-se justo que todos contribuam para o pagamento dos dispêndios relativos à contratação por disponibilidade de energia (receita fixa das térmicas) e não apenas os consumidores atendidos com energia contratada no ambiente de contratação regulada, como ocorre hoje. Essa situação configura, portanto, uma insuficiência do modelo regulatório do setor elétrico. Por oportuno, registre-se que divisão mais equânime dos encargos de “seguro” similar já ocorre no caso da energia de reserva.

Em uma perspectiva de mais longo prazo (horizonte do Plano de Energia 2030), pode-se afirmar, tendo em conta a dificuldade de construção de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios, que serão necessárias usinas termelétricas que operem com fator de capacidade bem mais elevados (operação na base). Nessa circunstâncias, é essencial que as térmicas apresentem baixos custos variáveis, isto é, sejam acionadas por combustíveis baratos. Assim, para possibilitar o crescimento da capacidade das termelétricas a gás natural nessa ocasião será preciso assegurar a oferta desse hidrocarboneto a preços competitivos. Não parece provável que isso possa ser feito com GNL dada a elevada concentração na demanda desse combustível em poucos países asiáticos de elevada renda *per capita*, mas é possível que o expressivo crescimento da produção de gás na área do Pré-Sal melhore a condição de comercialização desse produto no Brasil.

Como recomendação de trabalhos futuros, sugere-se verificar a possibilidade de capturar o benefício econômico proporcionado aos geradores hidrelétricos pelo despacho de usinas fora da ordem de mérito de que trata a Resolução CNPE nº 8, de 2007, para favorecer a modicidade tarifária. Outro trabalho a fazer é a avaliação da possibilidade de introdução de leilões por fonte para privilegiar a contratação de usinas que emitam menos gases de efeito estufa. É de utilidade, outrossim, o estudo das distorções no setor energético causadas pelas grandes diferenças de preços de gás natural em função da sua origem (nacional, importado da Bolívia e importado na forma de GNL). No que se refere aos geradores hidrelétricos, um estudo interessante seria a determinação da potência térmica ideal a contratar para reduzir sua exposição ao risco hidrológico.

## Referências Bibliográficas

- ABEGÁS, **Consumo de Gás Natural no Brasil**, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO – ABEGÁS, Rio de Janeiro, janeiro a dezembro de 2008. URL: <http://abegas.org.br>, acesso em 02/02/2009.
- AGENERSA, **Relatório Técnico Final da Revisão Quinquenal da Concessionária CEG**, AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO – AGENERSA, Rio de Janeiro, 2008. URL: <http://agenersa.rj.gov.br>, acesso em 16/3/2009.
- ANEEL, **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, 3ª Edição, Brasília, 2008a.
- ANEEL, **Edital do Leilão nº3/2008-ANEEL**, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, Brasília, 2008b. URL: <http://aneel.gov.br>, acesso em 12/01/2009.
- ANP, **A Indústria de Gás Natural no Brasil**, AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, Rio de Janeiro, 2004.
- ANP, **Anuário Estatístico 2008**, AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP, Rio de Janeiro, 2008. URL: <http://anp.gov.br>, acesso em 15/01/2009.
- ANP, **Boletim Mensal do Gás Natural – Referência:Dezembro/2008**, AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP, Rio de Janeiro, 2009. URL: <http://anp.gov.br>, acesso em 15/04/2009
- ANP, **Indústria Brasileira de Gás Natural: Regulação Atual e Desafios Futuros**, AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, Rio de Janeiro, 2001.
- ARSESP, **Nota Técnica “Revisão Tarifária da COMGÁS\_Terceiro Ciclo Tarifário\_Cálculo da Margem Máxima e Fator X”**, AGÊNCIA REGULADORA DE SANEAMENTO E ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO – ARSESP, São Paulo, 2009a. URL: <http://arsesp.sp.gov.br>, acesso em 6/5/2009.
- ARSESP, **Nota Técnica Nº RTM/02/2009 - Metodologia Detalhada para o Processo de Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado do Estado de São Paulo**,

- AGÊNCIA REGULADORA DE SANEAMENTO E ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO – ARSESP, São Paulo, 2009b. URL: <http://arsesp.sp.gov.br>, acesso em 6/5/2009
- BP, **Statistical Review of World Energy 2008**, London, 2008. URL: <http://bp.com>, acesso em 27/10/2008.
- BURGER, M. GRAEBER, B., SCHINDLMAYR, G., **Managing Energy Risk – An Integrated View on power and other Energy Markets**, editora John Wiley & Sons, Ltd, 1ª ed. England, 2007, 294 p.
- CEDIGAZ, **LNG Trade and Infrastructures – Liquefaction Plants**, Paris, Outubro 2008.
- CENTER FOR ENERGY ECONOMICS – CEE, **Introduction to LNG: An Overview on Liquefied Natural Gas (LNG), its Properties, the LNG Industry, Safety Considerations**, Sugar Land, Texas, CEE, 2003.
- DEMORI, M., **GNL como Mecanismo de Flexibilização do Suprimento de Gás Natural para Geração Termelétrica no Brasil**, São Paulo, PIPGE-USP, 2008, 165p. Dissertação (Mestrado).
- EIA, **Assumptions to the Annual Energy Outlook 2008**, ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - EIA, June 2008.
- EIA, **International Energy Outlook**, ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - EIA, Washington, 2008.
- EIA, **The Global Liquefied Natural Gas Market: Status and Outlook**, ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION-EIA, Washington, 2003.
- EIA, **U.S. Natural Gas Markets: Relationship Between Henry Hub Spot Prices and U.S. Wellhead prices**, ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - EIA, 2001.
- EPE, **1º Leilão de Energia de Reserva – 2008: Definição do Preço Inicial**, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, Rio de Janeiro, 2008d.
- EPE, **Avaliação Econômica da Proposta da Expansão**, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, Rio de Janeiro, 2007a.
- EPE, **Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica**, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, Rio de Janeiro, 2008b. URL: <http://epe.gov.br>, acesso em 21/1/2009
- EPE, **Metodologia de Cálculo do ICB de Empreendimentos de Geração Termelétrica a GNL com Despacho Antecipado**, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, Rio de Janeiro, 2007b.

- EPE, **Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017**, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, Rio de Janeiro, 2008c. URL: <http://epe.gov.br>, acesso em 7/1/2009
- EPE, **Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica – Dezembro 2008**, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, Rio de Janeiro, 2009.
- FACTS GLOBAL ENERGY, **Gas Insights**, Singapore, September 2008.
- GTW HANDBOOK, **2007-08 GAS TURBINE WORLD HANDBOOK**, Pequot Publishing Inc, Fairfield, CT USA, 2007.
- IEA, **Flexibility in Natural Gas Supply and Demand**, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA, Paris, 2002.
- IEA, **World Energy Outlook 2008**, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA, Paris, 2008.
- KELMAN et al, **Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica**, Brasília, 2001.
- LORA, E. e NASCIMENTO, M. (coordenadores), **Geração Termelétrica – Planejamento, Projeto e Operação**, Rio de Janeiro, 2004.
- MACHADO, A.C.F., **Novas Regras e a Busca da Estabilidade no Mercado Livre**, Apresentação feita no seminário “5 anos do Novo Modelo do Setor Elétrico”, Rio de Janeiro, Maio de 2009.
- MME, **Balço Energético Nacional 2008 – Ano Base 2007**, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME, Brasília, 2008.
- MME, **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural – Janeiro, Fevereiro, Março e Abril de 2009**, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME, Brasília, 2009b.
- MME, **Plano Nacional de Energia 2030**, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME, Brasília, 2007.
- MME, **Resenha Energética Brasileira – Exercício de 2008**, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, Brasília - MME, 2009a.
- ONS, **Benefícios e Competitividade da geração térmica com alta inflexibilidade**, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS, Rio de Janeiro, 2008.
- PETROBRÁS, **Análise Financeira e Demonstrações Contábeis**, PETRÓLEO BRASILEIRO S.A - PETROBRÁS, Rio de Janeiro, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007 e 2008a.
- PETROBRÁS, **Novas Modalidades de Contratação de Gás natural**, PETRÓLEO BRASILEIRO S.A - PETROBRÁS, Rio de Janeiro, 2006.

PETROBRÁS, **Plano de Negócios 2009-2013**, PETRÓLEO BRASILEIRO S.A – PETROBRÁS, Rio de Janeiro, 2009.

PETROBRÁS, **Relatório Anual**, PETRÓLEO BRASILEIRO S.A - PETROBRÁS, Rio de Janeiro, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007 e 2008b.

PINTO, H(org.), E. F. Almeida, J.V. BOMEMPO, M. IOOTY, R.G. BICALHO, **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**, Elsevier e Campus, Rio de Janeiro, 2007.

THE ECONOMIST, **Liquefied Natural Gas – a More Liquid Market**, London, October 4th 2008.

TOLMASQUIM, M. (coordenador), **Geração de Energia Elétrica no Brasil**, Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2005.

TUSIANI, M., SHEARER, G., **LNG: A Nontechnical Guide**, Editora Penwell, 1ª ed., 2007, 433p.

UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY, **Liquefied Natural Gas: Understanding the basic facts**, 2005.

WISE SYSTEMS, **A Competitividade do Carvão Mineral Nacional na Produção de Energia Elétrica – Avaliação para a Associação Brasileira de Carvão Mineral - ABCM**, 2008.

## **Anexos**

### **Anexo I – Termo de Compromisso PETROBRÁS/ANEEL**

- TERMO

#### **TERMO DE COMPROMISSO**

Por meio deste instrumento, a Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS por seu Presidente, José Sergio Gabrielli de Azevedo, e a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, no exercício de suas atribuições legais, neste ato representada por seu Diretor-Geral, Jerson Kelman, nos termos do inciso V, art. 10, Anexo I do Decreto n.º 2.335, de 6 de outubro de 1997, e tendo em vista deliberação da Diretoria Colegiada dessa Agência, doravante designada simplesmente ANEEL, acordam entre si o presente Termo de Compromisso ("Termo") regido pelas condições estabelecidas pelas cláusulas a seguir:

1) A PETROBRAS proporcionará ao Sistema Interligado Nacional ("SIN") oferta de combustível compatível com a capacidade de geração simultânea das usinas térmicas, conforme cronograma apresentado no Anexo, que é parte integrante deste Termo.

2) Durante a vigência desse Termo, a ANEEL determinará ao Operador Nacional do Sistema (ONS) e à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) que utilizem, para efeito de programação, despacho e formação do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), o cronograma de disponibilidade de geração previsto no Anexo, com as eventuais atualizações previstas na cláusula 16. Para todos os efeitos deste Termo, aplicar-se-á para determinado semestre as quantidades de energia previstas para o

semestre imediatamente anterior no referido Anexo.

3) O ONS, quando acionado pela ANEEL, realizará teste, consistindo no despacho simultâneo de usinas definidas pela ANEEL, com duração de até 14 (quatorze) dias consecutivos, para verificar o cumprimento do cronograma estabelecido.

4) Quando o teste de que trata a cláusula 3 for de iniciativa da ANEEL, o correspondente custo será coberto por meio de encargo de serviço de sistema (ESS).

5) Os agentes proprietários das usinas termelétricas afetadas pelos testes de dezembro de 2006 poderão solicitar ajuste do Custo Variável Unitário (CVU) para a parcela relativa à capacidade instalada que consta do Anexo (em MW), descontada a disponibilidade média (em MW) resultante do teste realizado em dezembro de 2006.

6) O pedido de ajuste do CVU, quando representar mudança superior ao IPCA do período, só será acatado após fiscalização da ANEEL e emissão de Portaria do Ministério de Minas e Energia contendo novo valor para a correspondente Garantia Física.

7) As taxas equivalentes de indisponibilidade forçada apurada ("TEIFa") e programada ("TEIP"), bem como a disponibilidade observada ("DISPo") deverão ser apuradas em conformidade com as potências despachadas pelo ONS.

8) Após a assinatura desse Termo, ficam cancelados os efeitos da aplicação da Resolução ANEEL 231/06, para as usinas constantes do Anexo, exceto as usinas Norte Fluminense, Juiz de Fora, Termopernambuco e Termofortaleza, no período de janeiro de 2006 até 30 de abril de 2007, desde que não sejam acionadas as condições suspensivas deste Termo, descritas na cláusula 15.

9) Quando a potência disponibilizada em um determinado mês por alguma usina térmica do Anexo for inferior ao estabelecido em despacho do ONS, por ordem de mérito ou teste, devido à falta de combustível, a PETROBRAS pagará multa.

10) A potencia disponibilizada ( $P_{disp}$ ) em um determinado mês é igual

$(a+b+c)/d$

onde

a = energia gerada pela própria usina, em MWh

b = energia anteriormente gerada "fora da ordem do mérito", em MWh c =  
"geração substituta", em MWh

d = número de horas de despacho do mês

11) As parcelas (b) e (c) referidas na cláusula 10, serão nulas enquanto não existir regulamentação específica da ANEEL que permita contabilizá-las.

12) A multa referida na cláusula 9 será igual a:  $(P_{\text{desp}} - P_{\text{disp}}) * H * Z$ , onde:

$P_{\text{desp}}$  = potência despachada, em MW, pelo ONS, por ordem de mérito ou teste

$P_{\text{disp}}$  = potência disponibilizada, em MW, definida na cláusula 10

H = intervalo de tempo, medido em horas, entre a despacho do ONS não integralmente atendido e o momento em que ocorra o restabelecimento da disponibilidade de combustível, com comprovação por novo despacho de mérito ou por teste solicitado pela PETROBRAS.

- Z =  $PLD_{max}/4$  na primeira ocasião em que a multa for aplicada
- Z =  $2PLD_{max}/4$  na segunda ocasião em que a multa for aplicada
- Z =  $3PLD_{max}/4$  na terceira ocasião em que a multa for aplicada
- Z =  $PLD_{max}$  nas subseqüentes ocasiões em que a multa for aplicada

$PLD_{max}$  = preço máximo de liquidação das diferenças, em R\$/MWh, estabelecido em resolução específica da ANEEL

13) A multa a que se refere a clausula 9 será aplicada somente a partir do 2º semestre de 2007.

14) O montante de recursos arrecadado por multa calculada segundo cláusula 12 será revertido para a modicidade tarifária, nos termos da Regra de Comercialização adotada para o caso de insuficiência de lastro.

15) São condições suspensivas da eficácia deste Termo:

(a) a revogação, a anulação ou qualquer outro ato que resulte na perda, pela PETROBRAS ou de seus sucessores, da qualidade de Produtor Independente de Energia (PIE) ou de fornecedor de gás natural para a termelétrica;

ou

(b) a falta de combustível para atendimento das usinas térmicas do Anexo por período superior a 60 (sessenta dias), consecutivos ou não.

16) Serão realizadas reuniões semestrais para acompanhamento da execução deste Termo, para avaliar a necessidade de adequar a cronograma a fatos que, no entendimento das Partes, comprovadamente escapem ao controle da PETROBRAS.

17) O presente Termo representa a integralidade do entendimento das Partes em relação as questões aqui tratadas. Quaisquer modificações somente poderão ser implementadas mediante aditivos.

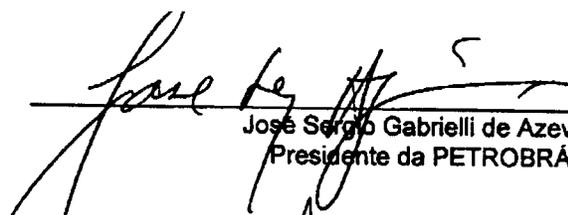
18) As Partes declaram que: (a) a assinatura do presente Termo não implica confissão de pratica de conduta ilícita pela PETROBRAS, referindo-se, tão--somente, ao cumprimento de ações da PETROBRAS para proporcionar ao SIN garantia de oferta de gás natural para geração de energia elétrica, tal como previsto no cronograma do Anexo; (b) as disposições contidas neste Termo

constituem obrigações válidas e exeqüíveis e estão em consonância com a legislação vigente; (c) o presente Termo tem validade pelo período compreendido da data de sua assinatura ate 31 de dezembro de 2011, podendo ser suspenso em conformidade com o disposto na cláusula 15.

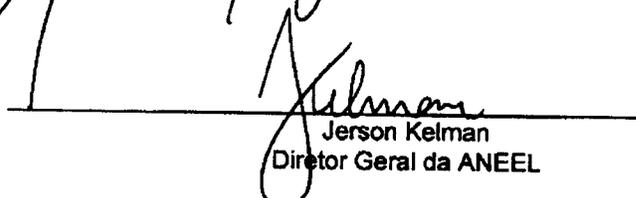
19) A eficácia do presente Termo é condicionada à emissão de Portaria pelo Ministério de Minas e Energia contendo a evolução da Garantia Física das usinas constantes do Anexo, exceto as usinas Norte Fluminense, Juiz de Fora, Termopemambuco e Termofortaleza, considerando a potência disponível no cronograma do Anexo, o Custo Variável Unitário (CVU) , a inflexibilidade e as taxas de indisponibilidades, com as eventuais atualizações previstas na cláusula 16, no período de 2007 a 2011.

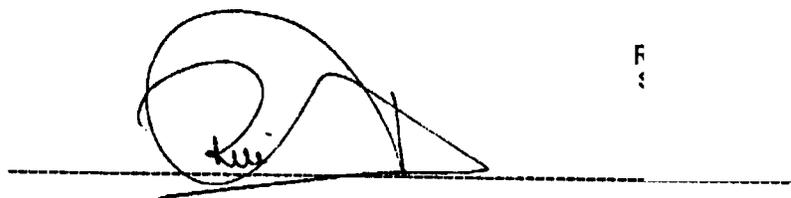
20) As Partes elegem o foro da cidade de Brasília para solução de eventuais controvérsias oriundas deste Termo.

Brasília, 4 de maio

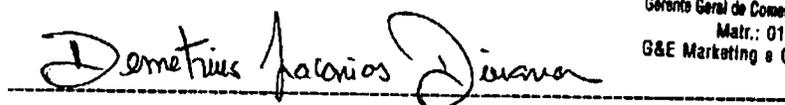
  
\_\_\_\_\_  
José Sérgio Gabrielli de Azevedo  
Presidente da PETROBRÁS

de 2007

  
\_\_\_\_\_  
Jerson Kelman  
Diretor Geral da ANEEL

  
\_\_\_\_\_

F  
S

  
\_\_\_\_\_

DEMETRIUS ZACARIAS DIUANA  
Gerente Geral de Comercialização de Energia  
Matr.: 0169710  
G&E Marketing e Comercialização

Testemunha

ANEXO (Em MW)

Usina SE-CO Usina	2007		2008		2009		2010		2011	
	1º sem.	2º sem								
CCBS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	193,0	193,0	193,0	193,0
Eletrobolt	25,5	25,5	170,0	247,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0
Ibiritermo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	212,2	212,2	212,2	212,2	212,2
Juiz de Fora	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0
Norte Fluminense	785,3	785,3	785,3	785,3	785,3	785,3	785,3	785,3	785,3	785,3
Nova Piratininga	0,0	0,0	0,0	0,0	260,9	260,9	521,7	521,7	521,7	521,7
Piratininga 1 e 2 (óleo)	0,0	87,7	175,3	175,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Piratininga 3 e 4 (óleo)	0,0	0,0	0,0	160,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0
Macaé Merchant	0,0	0,0	885,3	885,3	885,3	885,3	885,3	885,3	885,3	885,3
Termorio Total	409,3	409,3	409,3	471,7	998,0	998,0	998,0	998,0	998,0	998,0
Três Lagoas	190,7	190,7	0,0	0,0	190,7	190,7	190,7	190,7	190,7	190,7
<b>Total</b>	<b>1.489,9</b>	<b>1.577,5</b>	<b>2.504,2</b>	<b>2.803,6</b>	<b>3.784,1</b>	<b>3.996,3</b>	<b>4.450,2</b>	<b>4.450,2</b>	<b>4.450,2</b>	<b>4.450,2</b>

Usina Sul Usina	2007		2008		2009		2010		2011	
	1º sem.	2º sem								
Aruacária	458,2	458,2	230,0	230,0	230,0	230,0	458,2	458,2	458,2	458,2
Canoas	0,0	76,5	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0
<b>Total</b>	<b>458,2</b>	<b>534,7</b>	<b>383,0</b>	<b>383,0</b>	<b>383,0</b>	<b>383,0</b>	<b>611,2</b>	<b>611,2</b>	<b>611,2</b>	<b>611,2</b>

Nordeste Usina	2007		2008		2009		2010		2011	
	1º sem.	2º sem	1º sem.	2º sem	1º sem.	2º sem	1º sem.	2º sem	1º sem.	2º sem
FAFEN	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0
Fortaleza	0,0	0,0	163,4	326,7	326,7	326,7	326,7	326,7	326,7	326,7
Termobahia	96,0	96,0	96,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
Termo Ceará	0,0	0,0	108,8	217,6	217,0	217,0	217,0	217,0	217,0	217,0
Termopernambuco	0,0	0,0	177,9	177,9	493,5	493,5	493,5	493,5	493,5	493,5
Vale do Açu	0,0	0,0	142,5	285,1	285,1	285,1	285,1	285,1	285,1	285,1
<b>Sub-Total 1</b>	<b>221</b>	<b>221</b>	<b>814</b>	<b>1.282</b>	<b>1.597</b>	<b>1.597</b>	<b>1.597</b>	<b>1.597</b>	<b>1.597</b>	<b>1.597</b>
BAHIA I	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
CABO	-	48	48	48	48	48	48	48	48	48
PETROLINA	-	128	128	128	-	-	-	-	-	-
<b>Sub-Total 2</b>	<b>31</b>	<b>207</b>	<b>207</b>	<b>207</b>	<b>79</b>	<b>79</b>	<b>79</b>	<b>79</b>	<b>79</b>	<b>79</b>
<b>Total</b>	<b>252</b>	<b>428</b>	<b>1.021</b>	<b>1.489</b>	<b>1.676</b>	<b>1.676</b>	<b>1.676</b>	<b>1.676</b>	<b>1.676</b>	<b>1.676</b>

Backup

<b>Total Geral</b>	<b>2.200,1</b>	<b>2.540,2</b>	<b>3.907,8</b>	<b>4.675,9</b>	<b>5.843,4</b>	<b>6.055,6</b>	<b>6.737,7</b>	<b>6.737,7</b>	<b>6.737,7</b>	<b>6.737,7</b>
--------------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------

## Anexo II – Usinas Termelétricas do PPT

ITEM	NOME DA USINA	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	PARTICIPAÇÃO SOCIETÁRIA (%)	MUNICÍPIO	UF	BI -COMBUSTIVEL	
						Sim	Não
1	AES Uruguiana	639,9	100 % AES URUGUAIANA	Uruguiana	RS	x	
2	Araucária	484,5	80 % COPEL e 20 % ELETROBRÁS	Araucária	PR		x
3	Arjona I / II	206,4	100 % TRACTEBEL	Campo Grande	MS	x	
4	Camaçari	346,8	100 % CHESF	Camaçari	BA	x	
5	Canoas	160,6	100 % PETROBRÁS	Canoas	RS	x	
6	Central de Cogeração Baixada Santista - CCBS	249,9	100 % PETROBRÁS	Cubatão	SP		x
7	Eletrobolt	385,9	100 % PETROBRÁS	Seropédica	RJ		x
8	Fafen	138,0	100 % PETROBRÁS	Camaçari	BA		x
9	Fortaleza	346,6	100 % CENTRAL GERADORA TERMELÉTRICA FORTALEZA S/A	Pecém Caucaia	CE		x
10	Ibirité	226,0	100 % PETROBRÁS	Ibirité	MG		x
11	Juiz de Fora	87,0	50% CAT-LEO 50% ALLIANT ENERGY DO BRASIL	Juiz de Fora	MG		x
12	Macaé Merchant	922,6	100% TERMOMACAÉ	Macaé	RJ		x
13	Norte Fluminense	868,9	90%EDF INTERNATIONAL 10% PETROBRAS	Macaé	RJ		x
14	Nova Piratininga	386,1	100 % PETROBRÁS	São Paulo	SP		x
15	Santa Cruz (Nova)	350,0	100 % FURNAS	Rio de Janeiro	RJ	x	
16	Termobahia	185,9	29 % PETROBRÁS. 48 % BLADE SECURITIES LIMITED E 23% OUTROS SÓCIOS	São Francisco do Conde	BA		x
17	Termo Ceará (*)	220,0	100 % PETROBRÁS	Pecém - Caucaia	CE	x	
18	Termonorte I e II	404,0	100% RONDONIA POWER COMPANY	Porto Velho	RO		x
19	Termopernambuco	532,8	100 % TERMOPERNAMBUCO S/A	Ipojuca	PE		x
20	Termorio	1.058,3	100 % PETROBRÁS	Duque de Caxias	RJ		x
21	Três Lagoas	368,3	100 % PETROBRÁS	Três Lagoas	MS		x
22	Vale do Açu	367,9	80 % PETROBRÁS E 20% NEOENERGIA	Alto do Rodrigues	RN		x
<b>TOTAL</b>		<b>8.936,4</b>					

Fonte: MME / ANEEL / ONS

As usinas Anhanguera, Bongoi, Paracambi, Campo Grande, Campos, Carioba II, Coteminas, Duke Energy 1, Mogi Mirim-DSG, Norte Capixaba, Paraíba, Paulínea II- DSG, Ribeirão

Observação: Posição em outubro de 2008

## Anexo III – Custo variável das usinas térmicas

**ANEXO III – Custo variável das usinas térmicas utilizadas para a elaboração do PMO do mês de Fevereiro/09, semana operativa de 31/01/2009 a 06/02/2009.**

**Tabela 0-2: Custo variável das usinas térmicas (R\$/MWh)**

USINA TÉRMICA	CUSTO VARIÁVEL (R\$/MWh)
<b>NUCLEAR</b>	
Angra 1	20,17
Angra 2	18,78
<b>CARVÃO</b>	
Charqueadas	143,28
Figueira	218,77
J. Lacerda A1	170,49
J. Lacerda A2	129,14
J. Lacerda B	129,12
J. Lacerda G G	105,39
P. Médici A e B	115,90
S. Jerônimo	248,31
<b>ÓLEO</b>	
Alegrete	564,57
Bahia I	430,19
Carioba	937,00
Igarapé	645,30
Nuteva	780,00
Petrolina	612,63
Piratininga 1 e 2	470,34
R. Silveira	523,35
S. Cruz	310,41
Termocabo	470,73
<b>DIESEL</b>	
S. Tiaraju	541,93
Altos	549,22
Aracati	549,22
Baturité	549,22
Brasília	1047,38
Camaçari	834,35
Campo Maior	549,22
Caucaia	549,22
Crato	549,22
Daia	598,02
Goiânia II	650,85
Iguatu	549,22
Jaguarari	558,67
Juazeiro do Norte	549,22
Marambaia	549,22
M. Covas	634,03
Nazária	549,22
Pecém	549,22
S. Cruz Diesel	730,54
William Arjona	808,02
Xavantes	867,03

<b>USINA TÉRMICA</b>	<b>CUSTO VARIÁVEL</b>
	<b>(R\$/MWh)</b>
<b>GÁS</b>	
A. Chaves	77,46
Araucária	219,00
B. L. Sobrinho – TC	139,23
B. L. Sobrinho – Teste	149,67
B. L. Sobrinho – Leilão	159,29
C. Furtado	204,43
Temoceará - TC	492,29
Temoceará - Leilão	168,71
Camaçari	200,08
F. Gasparian	180,00
Fortaleza	80,65
G. L. Brizola – Leilão	140,58
G. L. Brizola – Teste	147,56
G. L. Brizola – TC	214,48
Jesus Soares Pereira	287,83
Juiz de Fora	150,00
L. C. Prestes – Teste	140,34
L. C. Prestes – Leilão	98,31
M. Covas	6,27
M. Lago	253,83
Norte Fluminense 1	37,80
Norte Fluminense 2	51,93
Norte Fluminense 3	90,69
Norte Fluminense 4	131,68
R. Almeida	188,15
Temopernambuco	70,16
Uruguaiana	141,18
William Arjona	197,85
Sepé Tiaraju	385,22
<b>VAPOR</b>	
Piratininga 3 e 4	317,98
<b>BIOMASSA</b>	
Cocal	127,55
PIE-RP	138,65
Colorado	39,35
Cisframa	163,96
<b>INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS (*)</b>	
QENI – 240,81 MW (Argentina 1A)	44,45
QENI – 14,9 MW (Argentina 1B)	206,11
QENII – 131,82 MW (Argentina 2A , 2B e 2C)	53,07
QENII – 13,18 MW (Argentina 2D)	205,99

## Anexo IV – Fluxo de Caixa de Uma Termelétrica Contratada (MC2 Joinville)

Fator de capacidade	0%																			Unidade: mil R\$		
	Investimento	Financiamento	amortização	Juros	FC	receita	receita	Receita	custo	custo fixo	custo variável	TUSTg	taxa de	seguro	Depreciação	Receita	Imposto de	Lucro	Fluxo Caixa	FC	FC	
					financiamento	fixa	variável	total	combustível	de O&M	de O&M		fisc ANEEL			tributável	renda	após IR	após IR	acumulado	acumulado	
																					descontado	
0	-685.867	-480.107			-480.107															-205.760	-205.760	-205.760
1			34.293	43.210	-445.814	161.905	0	161.905	0	9.900	0	8.250	810	2.058	34.293	106.595	36.242	27.143	61.436	-144.324	-128.860	
2			34.293	49.218	-411.520	161.905	0	161.905	0	9.900	0	8.250	810	2.058	34.293	106.595	36.242	21.135	55.428	-88.896	-70.867	
3			34.293	45.432	-377.227	161.905	0	161.905	0	9.900	0	8.250	810	2.058	34.293	106.595	36.242	24.921	59.214	-29.682	-21.127	
4			34.293	41.646	-342.934	161.905	0	161.905	0	9.900	0	8.250	810	2.058	34.293	106.595	36.242	28.707	63.000	33.319	21.175	
5			34.293	37.860	-308.640	161.905	0	161.905	0	9.900	0	8.250	810	2.058	34.293	106.595	36.242	32.493	66.786	100.105	56.802	
6			34.293	34.074	-274.347	161.905	0	161.905	0	9.900	0	8.250	810	2.058	34.293	106.595	36.242	36.279	70.572	170.677	86.470	
7			34.293	30.288	-240.053	161.905	0	161.905	0	9.900	0	8.250	810	2.058	34.293	106.595	36.242	40.065	74.358	245.035	110.841	
8			34.293	26.502	-205.760	161.905	0	161.905	0	9.900	0	8.250	810	2.058	34.293	106.595	36.242	43.851	78.144	323.179	130.527	
9			34.293	22.716	-171.467	161.905	0	161.905	0	9.900	0	8.250	810	2.058	34.293	106.595	36.242	47.637	81.930	405.109	146.086	
10			34.293	18.930	-137.173	161.905	0	161.905	0	9.900	0	8.250	810	2.058	34.293	106.595	36.242	51.423	85.716	490.825	158.032	
11			34.293	15.144	-102.880	161.905	0	161.905	0	9.900	0	8.250	810	2.058	34.293	106.595	36.242	55.209	89.502	580.327	166.830	
12			34.293	11.358	-68.587	161.905	0	161.905	0	9.900	0	8.250	810	2.058	34.293	106.595	36.242	58.995	93.288	673.615	172.900	
13			34.293	7.572	-34.293	161.905	0	161.905	0	9.900	0	8.250	810	2.058	34.293	106.595	36.242	62.781	97.074	770.689	176.622	
14			34.293	3.786	0	161.905	0	161.905	0	9.900	0	8.250	810	2.058	34.293	106.595	36.242	66.567	100.860	871.549	178.336	
15						161.905	0	161.905	0	9.900	0	8.250	810	2.058	34.293	106.595	36.242	104.646	138.939	1.010.488	184.612	
16						161.905	0	161.905	0	9.900	0	8.250	810	2.058	34.293	106.595	36.242	104.646	138.939	1.149.428	187.497	
17						161.905	0	161.905	0	9.900	0	8.250	810	2.058	34.293	106.595	36.242	104.646	138.939	1.288.367	187.643	
18						161.905	0	161.905	0	9.900	0	8.250	810	2.058	34.293	106.595	36.242	104.646	138.939	1.427.306	185.606	
19						161.905	0	161.905	0	9.900	0	8.250	810	2.058	34.293	106.595	36.242	104.646	138.939	1.566.246	181.852	
20						161.905	0	161.905	0	9.900	0	8.250	810	2.058	34.293	106.595	36.242	104.646	138.939	1.705.185	176.771	
																		VPL	380.901,54			
																		TIR calc	32,0%			

## Anexo V – Fluxo de Caixa de Uma Termelétrica a GNL não Contratada

Fator de capacidade	60%																Unidade: mil R\$		
	Investimento	Financiamento	amortização	Juros	FC financiamento	receita energia	custo combustível	custo fixo de O&M	custo variável de O&M	TUSTg	taxa de fisc ANEEL	seguro	Depreciação	Receita tributável	Imposto de renda	Lucro após IR	Fluxo Caixa após IR	FC acumulado	FC acumulado descontado
0	-567.000	-396.900			-396.900												-170.100	-170.100	-170.100
1			28.350	35.721	-368.550	160.188	107.253	15.750	5.977	7.500	801	1.701	28.350	-42.865	0	-14.515	13.835	-156.265	-139.522
2			28.350	40.688	-340.200	160.188	107.253	15.750	5.977	7.500	801	1.701	28.350	-47.832	0	-19.482	8.668	-147.397	-117.504
3			28.350	38.137	-311.850	160.188	107.253	15.750	5.977	7.500	801	1.701	28.350	-45.280	0	-16.930	11.420	-135.977	-96.786
4			28.350	35.585	-283.500	160.188	107.253	15.750	5.977	7.500	801	1.701	28.350	-42.729	0	-14.379	13.971	-122.006	-77.537
5			28.350	33.034	-255.150	160.188	107.253	15.750	5.977	7.500	801	1.701	28.350	-40.177	0	-11.827	16.523	-105.483	-59.854
6			28.350	30.482	-226.800	160.188	107.253	15.750	5.977	7.500	801	1.701	28.350	-37.626	0	-9.276	19.074	-86.409	-43.777
7			28.350	27.931	-198.450	160.188	107.253	15.750	5.977	7.500	801	1.701	28.350	-35.074	0	-6.724	21.626	-64.783	-29.304
8			28.350	25.379	-170.100	160.188	107.253	15.750	5.977	7.500	801	1.701	28.350	-32.523	0	-4.173	24.177	-40.606	-16.400
9			28.350	22.828	-141.750	160.188	107.253	15.750	5.977	7.500	801	1.701	28.350	-29.971	0	-1.621	26.729	-13.877	-5.004
10			28.350	20.276	-113.400	160.188	107.253	15.750	5.977	7.500	801	1.701	28.350	-27.420	0	930	29.280	15.403	4.959
11			28.350	17.725	-85.050	160.188	107.253	15.750	5.977	7.500	801	1.701	28.350	-24.868	0	3.482	31.832	47.235	13.579
12			28.350	15.173	-56.700	160.188	107.253	15.750	5.977	7.500	801	1.701	28.350	-22.317	0	6.033	34.383	81.618	20.949
13			28.350	12.622	-28.350	160.188	107.253	15.750	5.977	7.500	801	1.701	28.350	-19.765	0	8.585	36.935	118.553	27.169
14			28.350	10.070	0	160.188	107.253	15.750	5.977	7.500	801	1.701	28.350	-17.214	0	11.136	39.486	158.039	32.338
15						160.188	107.253	15.750	5.977	7.500	801	1.701	28.350	-7.144	0	21.206	49.556	207.596	37.927
16						160.188	107.253	15.750	5.977	7.500	801	1.701	28.350	-7.144	0	21.206	49.556	257.152	41.947
17						160.188	107.253	15.750	5.977	7.500	801	1.701	28.350	-7.144	0	21.206	49.556	306.708	44.670
18						160.188	107.253	15.750	5.977	7.500	801	1.701	28.350	-7.144	0	21.206	49.556	356.264	46.328
19						160.188	107.253	15.750	5.977	7.500	801	1.701	28.350	-7.144	0	21.206	49.556	405.821	47.119
20						160.188	107.253	15.750	5.977	7.500	801	1.701	28.350	-7.144	0	21.206	49.556	455.377	47.207
																VPL	193,03		
																TIR calc	12,0%		