

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
Programa de Educação Continuada

Sabrina Fernandes Macedo

Geração, comercialização de energia elétrica, regulação do setor elétrico e interface com
o setor de gás natural

São Paulo
2012

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
Programa de Educação Continuada

Sabrina Fernandes Macedo

Geração, comercialização de energia elétrica, regulação do setor elétrico e interface com
o setor de gás natural

Monografia apresentado ao Programa de
Educação Continuada da Universidade
Estadual de São Paulo.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Castro

São Paulo
Outubro de 2012

FICHA CATALOGRÁFICA

Macedo, Sabrina Fernandes

Geração, comercialização de energia elétrica, regulação do setor elétrico e interface com o setor de gás natural / S.F.

Macedo. -- São Paulo, 2013.

60 p.

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

1. Energia elétrica (Geração; Comercialização) 2. Gás natural I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Programa de Educação Continuada em Engenharia II. t.

Macedo, S.F. **Geração, comercialização de energia elétrica, regulação do setor elétrico e interface com o setor de gás natural.** [Monografia] São Paulo: Universidade Estadual de São Paulo, Programa de Educação Continuada, 2012.

Resumo

Com base nas perspectivas de aumento de demanda, o setor elétrico vem realizando leilões importantes para atender este aumento de consumo de energia elétrica.

A expectativa de grandes ofertas de gás natural (GN) associada à produção petrolífera do Pré-sal pode aumentar a participação do gás natural na matriz energética brasileira.

Os seguimentos que devem ter maior contribuição para absorver este aumento de produção é o Petroquímico, Industrial e a Geração Elétrica.

A utilização do GN na matriz elétrica é significativa, uma vez que as termelétricas complementam a geração hídrica predominante na matriz nacional.

Considerando que parte das usinas hidrelétricas viabilizadas recentemente devem operar a fio d'água, reduzindo a capacidade de armazenamento do Sistema Interligado Nacional (SIN), os despachos de térmicas devem aumentar a fim de atender as exigências sazonais da carga, bem como os períodos de baixas afluências.

Assim as termelétricas a GN devem despontar como alternativa para a diversificação da matriz elétrica, uma vez que possuem maior facilidade na obtenção de licenças ambientais, são uma fonte mais limpa entre as demais térmicas e possuem um custo de operação (CVU – Custo Variável Unitário) menor que térmicas a óleo.

Como a geração térmica no Brasil não é estável, operando a partir de despachos do ONS, os contratos de gás são de natureza interruptível, sendo que o produtor deve estar pronto para atender 100% da capacidade da termelétrica a qualquer tempo.

Este modelo de despacho do setor elétrico causa diversos impactos no setor de gás, tanto do ponto de vista econômico quanto de abastecimento.

Este trabalho avaliará estes impactos evidenciando a disponibilidade do combustível a fim de garantir o fornecimento de energia e ao mesmo tempo, o fornecimento de gás aos demais seguimentos consumidores, mostrando também a influência dos despachos no Custo Marginal de Operação (CMO) do setor elétrico.

Palavras chave: Setor Elétrico, Setor de Gás, despacho térmico, gás natural, energia elétrica, termelétrica.

Abstract

Based on prospect of increased demand, the electricity sector has been conducting important auctions to meet this increase in electricity consumption.

The expectation of large supply of gas associated with oil production from Pre-salt can increase the share of natural gas in the Brazilian Energy Mix.

The segments that should have greater contribution to absorb this increase in production is the Petrochemical, Industrial and Power Generation.

The use of natural gas in the Electric Matrix is significant since thermoelectric plants complement the hydropower, predominant in national mix.

Whereas part of the hydropower recently made feasible are power plant on the run of the river type, reducing the storage capacity of the National Interconnected System, the orders for thermal plant must increase to meet the seasonal supply demands, as well as periods of low rainfall.

Thus the thermoelectric to natural gas should emerge as an alternative to the diversification of energy matrix, since they have greater ease in obtaining environmental licenses, is a cleaner source among the another ones and have an operating cost (Unit Variable Cost) lower than thermoelectric oil.

As thermal generation in Brazil is not stable, operating from ONS orders, the gas contracts are interruptible nature, being that the producer should be ready to meet 100% of the capacity of the thermoelectric any time.

This study will assess these impacts showing the availability of fuel to ensure the supply of power and at the same time, the supply of gas to other consumers, also showing the influence of the others in the Marginal Cost of Operation of the electricity sector.

Keywords: electricity sector, gas sector, thermoelectric sector, thermoelectric orders, natural gas, electricity, thermoelectric.

Tabelas

Tabela 2.1 – Reservas de gás natural no Brasil.....	12
Tabela 2.2 – Previsão de produção bruta nacional de gás natural.....	16
Tabela 2.3 – Consumo nacional de eletricidade na rede por classe.....	17
Tabela 2.4 – Geração elétrica por energético no Brasil.....	17
Tabela 2.5 – Projeção da Carga de Energia no SIN	18
Tabela 2.6 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração	19
Tabela 3.1 – Comparativo entre os Marcos Regulatórios	29
Tabela 4.1 - Importação de gás natural, segundo países de procedência	39
Tabela 4.2 – Balanço da Indústria de Gás Natural na Bolívia.....	42
Tabela 4.3 – Balanço da Indústria de Gás Natural no Chile	43
Tabela 4.4 – Balanço da Indústria de Gás Natural na Argentina	44
Tabela 4.5 – Balanço da Indústria de Gás Natural no Uruguai	45
Tabela 4.6 – Modelos gasistas Europeus.....	46
Tabela 6.1 – Participação do gás nacional na oferta total ao mercado.....	52

Figuras

Figura 2.1 – Reservas provadas de gás natural no Brasil.....	13
Figura 2.2 – Consumo de Gás Natural	13
Figura 2.3 – Consumo Total de Gás Natural.....	14
Figura 2.5 – Geração Elétrica por energético no Brasil.....	15
Figura 2.6 – Evolução da produção de gás natural, por localização.....	16
Figura 2.7 – Evolução da capacidade instalada hidrotérmica do SIN.....	18
Figura 2.7 – Acréscimo de capacidade instalada anual por fonte	19
Figura 2.8 – Distribuição do parque térmico por faixa de CVU e por fonte de geração (MW)	21
Figura 2.9 – Custo marginal de operação por subsistema	21
Figura 4.1 – Preços do Gás Natural no Mundo	37

Sumário

Capítulo 1 – Introdução	7
1.1 Objetivo	8
1.2 Organização do documento.....	9
Capítulo 2 – Análise de histórico e projeções de oferta e demanda	11
2.1 O Setor de Gás	11
2.2 O Setor Elétrico	17
Capítulo 3 – Revisão bibliográfica	22
3.1 O Setor Elétrico	22
3.1.1 Os Modelos Atuais de Contratação do Setor Elétrico	25
3.2 O Setor de Gás	27
3.2.1 Comercialização de Gás e Modelos de Contratação	31
Capítulo 4 – Formação de preços de energéticos.....	34
4.1 Formação de preço.....	34
4.2 Importações e Exportações de Gás	37
4.3 A matriz de gás no Brasil e no mundo	40
4.4 Modelos regulatórios gasistas	46
Capítulo 5 – Mercado livre de gás e mercado spot de energia	48
5.1 Mercado livre de gás	48
5.2 Mercado spot de energia	49
Capítulo 6 – Impactos dos despachos térmicos no setor de gás.....	51
Capítulo 7 – Conclusão	54
Bibliografia fundamental.....	56

Capítulo 1 – Introdução

Uma das características fundamentais do setor elétrico brasileiro é a predominância de usinas hidrelétricas sobre as demais fontes de geração. Este aspecto é função das particularidades hidrográficas do Brasil e também da opção adotada para expansão do parque gerador nacional.

Esta particularidade traz o benefício do baixo custo operacional de geração, mas implica em um risco ao setor elétrico devido a incertezas hidrológicas.

Este problema tende a se agravar nos próximos anos com o advento de projetos de hidrelétricas a fio d'água. Este modelo reduz o impacto ambiental, pois aproveitam a vazão do rio sem a necessidade de grandes reservatórios, no entanto, reduzem a flexibilidade operativa das usinas hidrelétricas.

Estes novos projetos implicam na redução da energia armazenada do sistema, a qual está diretamente associada ao volume de água dos reservatórios.

Grandes reservatórios permitem o armazenamento de água no período úmido que poderá ser utilizada no período seco.

Esta redução da capacidade de regulação dos reservatórios exige maior complementaridade na matriz energética brasileira.

Observando-se os parâmetros de menor custo e menor agressão ao meio ambiente, deve-se esperar uma maior contratação de térmicas a gás natural que devem ser acionadas no período de estiagem, sendo que o fornecimento de gás para atender esta sazonalidade é uma das principais dificuldades do setor de gás.

A comercialização de gás natural de forma geral é feita via contratos bilaterais com formato *take or pay*, embutindo um alto grau de inflexibilidade a estes contratos.

Para o setor elétrico, a Petrobras mantém com os agentes empreendedores de usinas térmicas, um termo de compromisso de oferta de gás às usinas térmicas, o qual prevê penalidades se houver descumprimento do cronograma de oferta do gás.

Muitas vezes o volume acordado não é consumido e fica em *stand by* para ser utilizado em períodos indeterminados, dependendo do que foi estabelecido através do contrato de suprimento de gás.

Este formato de contratação se mostra favorável ao setor elétrico, mas também é responsável por um dos maiores entraves da ampliação da participação do gás natural na matriz elétrica brasileira.

A indústria de gás trabalha com contratos por quantidade. Quanto maior o prazo e o

volume efetivamente consumido, menores são os preços unitários.

Com o setor elétrico evoluindo no aumento da geração térmica no período seco, serão necessárias outras condições de contratação e de despacho de térmicas para que a perspectiva de crescimento da disponibilidade de gás possa ser absorvida de forma efetiva. O que também contribuiria para a modicidade tarifária prevista no modelo do setor elétrico, pois teria impacto direto no custo variável unitário de geração das termoelétricas.

Outros problemas que o setor de gás vem encontrando estão relacionados a licenças ambientais para implantação de terminais e a lei do gás que ainda demonstra fragilidades.

1.1 Objetivo

O objetivo deste trabalho é analisar o mercado de gás brasileiro, destacando seu papel dentro do atual modelo do setor elétrico.

Esta análise iniciará com o levantamento dos principais seguimentos responsáveis pelo aumento da demanda por gás natural, evidenciando a importância do crescimento da geração térmica.

Apresenta-se um histórico da regulamentação dos setores de gás e energia apontando o relacionamento entre eles, as fronteiras de desenvolvimento e ampliação e também os pontos que dificultam a inserção da geração elétrica a gás natural no setor elétrico brasileiro.

Através de uma avaliação sobre o mercado de gás natural no exterior, aponta-se as condições atuais e perspectivas de importação e exportação de gás natural no Brasil, destacando a relação com países da América Latina.

Com base nessa avaliação do mercado internacional, traça-se um comparativo do mercado brasileiro de gás com modelos internacionais como Europa e Estados Unidos, com foco na formação de preços destes mercados e sua relação com o setor elétrico, identificando oportunidades de desenvolvimento para o mercado brasileiro.

Como uma análise complementar, avalia-se o mercado *spot* de energia elétrica no Brasil, analisando a formação de preço da energia comercializada, destacando-se que os modelos matemáticos utilizados no cálculo do preço *spot* de energia levam em consideração a predominância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro bem como a relação da conservação dos níveis dos reservatórios destas usinas através

da utilização de geração térmica.

Para concluir, apresenta-se os impactos dos despachos térmicos do setor elétrico no setor de gás evidenciando a disponibilidade do combustível a fim de garantir o fornecimento de energia e ao mesmo tempo garantir o fornecimento de gás aos demais seguimentos consumidores, mostrando-se a influencia destes despachos no Custo Marginal de Operação do setor elétrico.

1.2 Organização do documento

A partir do Capítulo 2 será analisado um histórico e projeções dos setores de gás e energia no que diz respeito ao consumo e oferta destes energéticos.

O Capítulo 3, é o capítulo de revisão bibliográfica e apresentará um levantamento da evolução regulatória dos setores de gás e elétrico, e uma análise de seus modelos de contratação. Também deverá traçar relações e influências do setor elétrico no setor de gás e aspectos que possam impactar a inserção da geração elétrica a gás natural no sistema elétrico brasileiro.

O Capítulo 4 apresentará as estruturas de formação de preços de energia e gás, abordando qual a influência do preço do gás dentro do setor elétrico. Apontará as condições atuais e perspectivas de importação e exportação de gás, destacando as relações com países da América Latina. Fará uma análise de modelos gasistas internacionais traçando suas relações com o setor elétrico e identificando oportunidades para o mercado brasileiro.

O Capítulo 5 será dividido em dois itens, o primeiro tratará do mercado livre de gás, apresentando suas perspectivas, restrições e possível contribuição ao abastecimento de térmicas.

O segundo item apresentará uma introdução ao mercado *spot* de energia, mostrando também os parâmetros para monitoramento do setor elétrico.

O Capítulo 6 abordará os impactos dos despachos térmicos do setor elétrico no setor de gás, evidenciando a disponibilidade do combustível a fim de garantir o fornecimento de energia e ao mesmo tempo garantir o fornecimento de gás aos demais seguimentos consumidores. Neste item será mostrada a influência destes despachos no Custo Marginal de Operação do setor elétrico e impacto no preço final da energia elétrica.

O Capítulo 7 apresentará as conclusões deste trabalho, que deve abordar aspectos regulatórios, comerciais e operacionais dos setores de gás e energia, evidenciando-se uma

proposta de estudos futuros.

Capítulo 2 – Análises de histórico e projeções de oferta e demanda

Segundo a EPE, em seu Plano Decenal de Expansão 2021, a dificuldade de recuperação da economia mundial tem influenciado negativamente alguns setores da economia brasileira, principalmente aqueles voltados ao setor externo, mas a economia nacional ainda tem se beneficiado com alguns fatores como evolução do consumo interno, oferta de crédito, baixo nível de desemprego e aumento da renda da população.

Há expectativa de que a economia mundial conseguirá evitar uma nova recessão, porém a custo de um crescimento baixo e modesto, mas no caso de países emergentes a perspectiva de expansão a uma taxa mais elevada.

O cenário positivo da economia brasileira está pautado em perspectivas favoráveis tais como investimentos voltados à eventos esportivos e oportunidades ligadas ao setor de infraestrutura e exploração e produção de petróleo.

No que diz respeito ao setor elétrico no Brasil, ressalta-se a significativa participação de fontes renováveis na matriz elétrica a partir de 2015, e por outro lado, devido a possibilidade de ofertas de grandes volumes de gás natural, associado a produção petrolífera do Pré-sal, a expansão da geração termoeletrica a gás pode vir a ocupar maior espaço na matriz energética, principalmente quando se analisa as possíveis dificuldades de licenciamento ambiental de hidrelétricas e linhas de transmissão.

2.1 O Setor de Gás

Segundo o Anuário Estatístico de 2012 da ANP, as reservas provadas de gás natural do Brasil cresceram cerca 8,6%, e as totais de 9,9% em 2011 com relação a 2010.

Este resultado coloca o Brasil na 31ª posição no ranking das maiores reservas provadas do mundo.

A figura 2.1 e a tabela 2.1, mostram a evolução das reservas.

Tabela 2.1 – Reservas de gás natural no Brasil

Reservas de gás natural (milhões m3)											11/10 %
Ano	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Totais	353.654	351.616	498.158	454.454	588.617	584.472	589.207	601.518	824.723	906.531	9,92
Provadas	244.547	245.340	326.084	306.395	347.903	364.991	364.236	367.095	423.003	459.403	8,61

(Fonte: ANP/SDP, Anuário Estatístico de 2012)

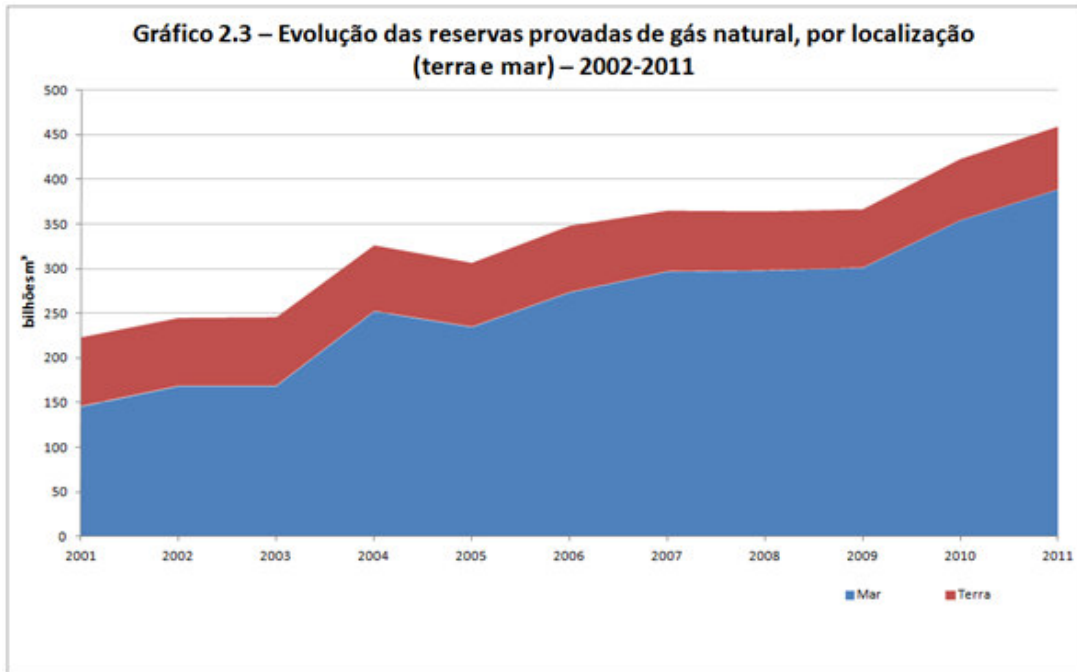


Figura 2.1 – Reservas provadas de gás natural no Brasil (fonte: ANP/SDP, Anuário Estatístico de 2012)

A figura 2.2 mostra a evolução do consumo de gás nos segmentos de maior responsabilidade pelo aumento do consumo de gás natural.

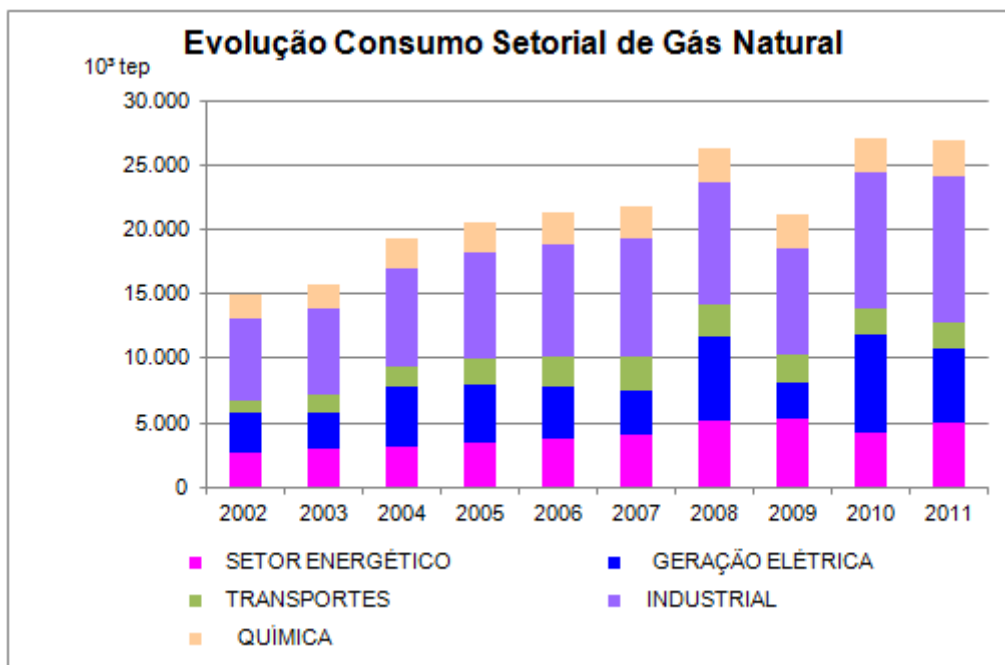
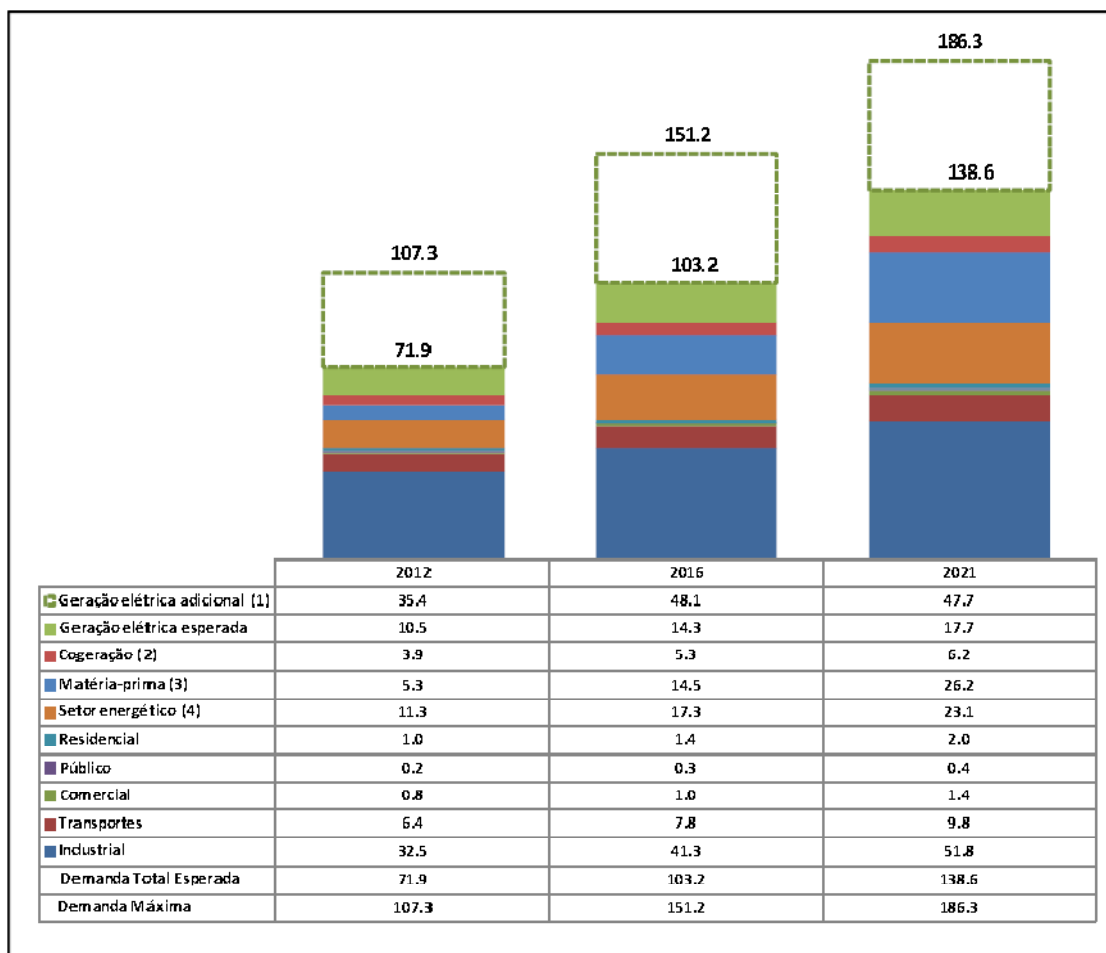


Figura 2.2 – Consumo de Gás Natural (Fonte: EPE, Balanço Energético Nacional, 2011)

A EPE, no Plano Decenal de 2021 prevê que o consumo médio diário de gás natural

aumento de 72 milhões de m³, projetados para 2012, para 139 milhões de m³ até 2021. Vale ressaltar que até 2021 as termoelétricas devem demandar uma média de 26 milhões de m³/dia (Figura 2.3), sendo que a demanda total por gás natural, considerando o máximo despacho térmico, poderá atingir 186 milhões de m³/dia (EPE, Nov/2011).



(1) Corresponde à diferença entre a geração máxima e a esperada.

(2) Inclui cogeração industrial e comercial.

(3) Inclui o consumo como insumo em refinarias (produção de hidrogênio) e unidades de fertilizantes.

(4) Inclui refinarias e compressão em gasodutos. Não inclui consumo em atividades de E&P.

Fonte: EPE

Figura 2.3 – Consumo Total de Gás Natural (Fonte: EPE, Plano Decenal 2021, 2012).

A utilização de gás natural na matriz elétrica brasileira é significativa, uma vez que as termoelétricas complementam a geração hídrica predominante. Segundo a EPE, as usinas térmicas podem ficar meses sem gerar energia, na medida em que o despacho ótimo de energia prioriza fontes renováveis. Segundo o Plano Decenal de 2021 a perspectiva de crescimento das usinas térmicas por fonte está representada na figura 2.4.

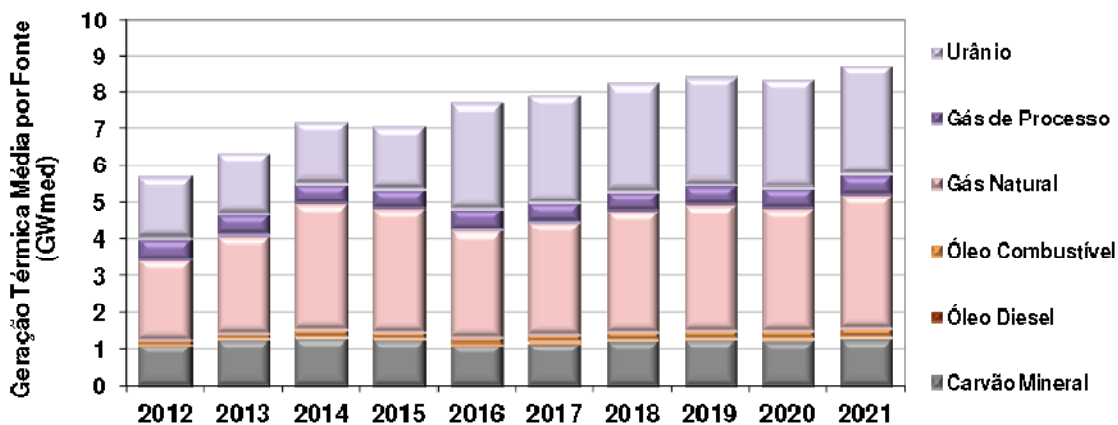


Figura 2.4 – Geração Térmica por Fonte (Fonte: EPE, Plano Decenal 2020, Nov/2011)

A figura 2.5 mostra o posicionamento do gás natural na Matriz Elétrica Brasileira em sua totalidade.

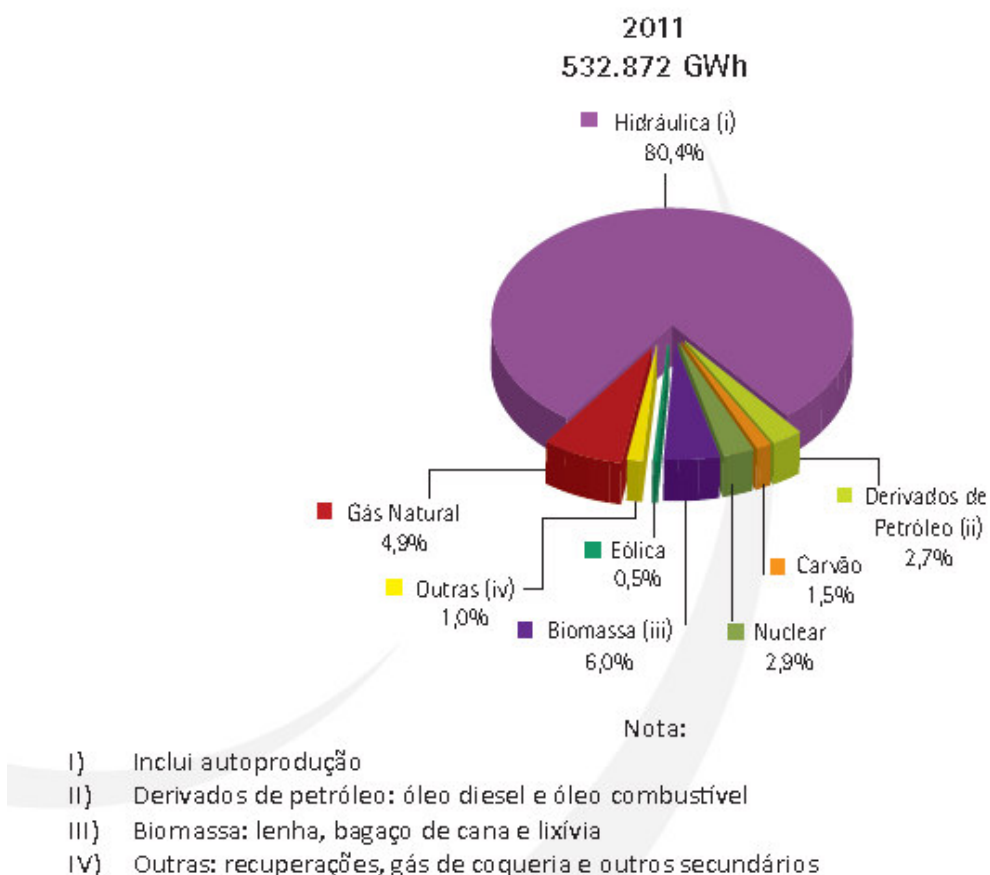


Figura 2.5 – Geração Elétrica por energético no Brasil (Fonte: BEEN 2012, Resultados Preliminares)

A produção de gás natural vem apresentando um crescimento médio de 5% ao ano. A figura 2.6 mostra a evolução da produção de gás natural no Brasil.

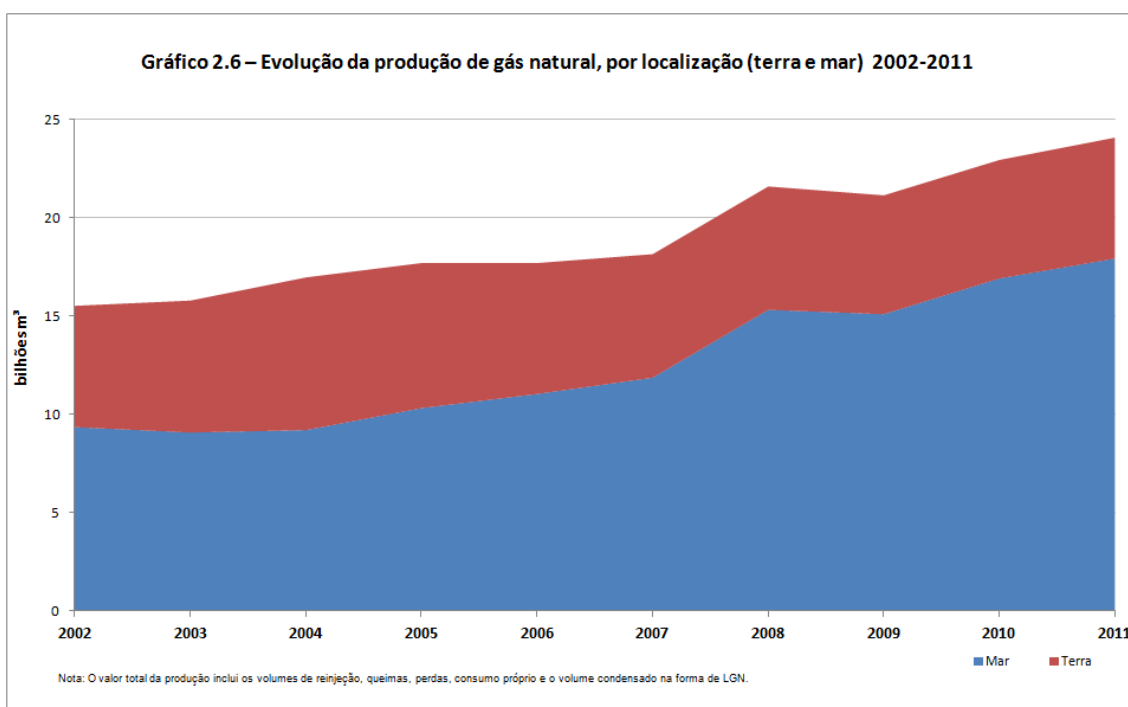


Figura 2.6 – Evolução da produção de gás natural, por localização (terra e mar) (Fonte: EPE/SDP, Anuário Estatístico de 2012)

A tabela 2.2 traz a previsão nacional de produção bruta de gás natural segundo o PDE 2021, classificadas por nível de incerteza e com a contribuição do Pré-sal Legal (PSL) e Extra Pré-sal Legal (EPSL) em áreas concedidas.

Tabela 2.2 – Previsão de produção bruta nacional de gás natural (valores em milhões de m³ diários)

RECURSO:	ANO										
	GÁS	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
RND-E (EPSL)	-	-	0,784	2,697	3,405	12,092	20,193	29,797	30,564	27,818	
RND-E (PSL)	-	-	0,039	0,287	0,756	1,490	2,825	4,567	6,489	7,914	
RD (EPSL)	44,069	47,859	51,627	55,547	67,901	67,2013	70,354	68,123	63,422	60,590	
RD (PSL)	39,570	41,338	47,941	55,343	64,502	85,568	103,761	113,879	120,144	124,225	
TOTAL	83,639	89,198	100,391	113,875	136,564	166,363	197,132	216,366	220,618	220,546	

RND-E - recursos não descobertos contratados em blocos exploratórios sob concessão até a Rodada 10

RD – Recursos descobertos

(Fonte: EPD, PDE 2021)

2.2 O Setor Elétrico

Segundo a EPE, é esperado um crescimento da economia mundial em função do melhor desempenho das economias emergentes. Estudos conduzidos pela EPE apontam que a economia do Brasil deve crescer acima da média mundial nos próximos 10 anos. (EPE, dez/2011).

A tabela 2.3 mostra a projeção do consumo nacional de energia elétrica na rede (incluindo autoprodução) por classe de consumo. É esperado um crescimento médio de 4,2% ao ano, atingindo 656 TWh em 2021.

Tabela 2.3 – Consumo nacional de eletricidade na rede por classe (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2012	117.088	192.206	77.388	62.985	449.668
2016	140.053	225.262	96.617	72.609	534.541
2021	173.706	266.546	128.876	86.962	656.090
Período	Variação (% a.a.)				
2011-2016	4,6	4,2	5,6	2,6	4,3
2016-2021	4,4	3,4	5,9	3,7	4,2
2011-2021	4,5	3,8	5,8	3,1	4,2

(Fonte: EPE, PDE 2021)

As tabelas 2.4 e 2.5 mostram a evolução da geração de energia e projeção de geração de energia no Brasil respectivamente.

A previsão é que em 2021 a carga de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) atinja 88.921 MW médios.

Tabela 2.4 – Geração elétrica por energético no Brasil (GWh)

	2007	2008	2009	2010	2011	Δ% (2011/10)	Part. % (2011)
<i>Total</i>	445.044	463.120	462.976	515.799	532.872	3,3	100,0
Gás Natural	15.696	28.778	13.182	36.476	26.242	-28,1	4,9
Hidráulica (I)	374.015	369.556	389.858	403.290	428.571	6,3	80,4
Derivados de Petróleo (II)	12.191	15.628	12.549	16.065	14.402	-10,4	2,7
Carvão	6.011	6.730	5.416	8.263	7.883	-4,6	1,5
Nuclear	12.350	13.969	12.957	14.523	15.659	7,8	2,9
Biomassa (III)	17.211	19.199	20.572	31.523	32.197	2,1	6,0
Eólica	668	1.183	1.238	2.177	2.705	24,2	0,5
Outras (IV)	6.901	8.076	7.205	3.481	5.213	49,7	1,0

(Fonte EPE, Anuário estatístico de Energia Elétrica 2012)

Tabela 2.5 – Projeção da Carga de Energia no SIN

Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
2012	4.312	8.726	37.644	10.047	60.729
2016	6.654	10.432	44.319	11.624	73.029
2021	8.050	13.144	53.720	14.007	88.921
Período	Variação (% a.a.)				
2011-2016	10,3	4,4	4,3	3,6	4,7
2016-2021	3,9	4,7	3,9	3,8	4,0
2011-2021	7,1	4,6	4,1	3,7	4,3

Obs.: Considerada a LT Tucuruí - Macapá- Manaus em funcionamento a partir de janeiro de 2013 e a interligação do sistema Boa Vista a partir de 2014

Fonte: EPE, Plano Decenal 2021.

A figura 2.7 mostra a evolução da capacidade instalada hidrotérmica por tipo de fonte, a capacidade deve crescer de 116 GW em dez/11 para 182 GW no final de 2021.

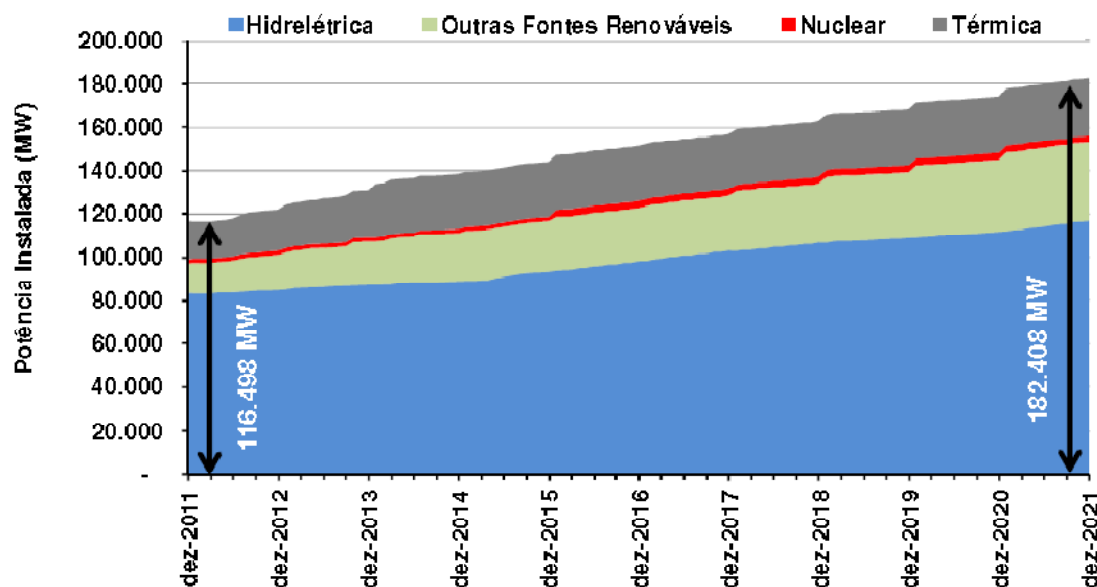


Figura 2.7 – Evolução da capacidade instalada hidrotérmica do SIN (MW) (Fonte: EPE, Plano Decenal 2021)

Grande parte das usinas hidroelétricas viabilizadas recentemente devem operar a fio d'água, sem capacidade de armazenamento. Esta característica prejudica a capacidade de armazenamento no SIN. Uma das consequências desta característica deverá ser o maior despacho térmico para atender as exigências sazonais da carga.

A tabela 2.6 mostra a evolução da capacidade instalada por fonte de geração e a figura

2.7 a projeção da capacidade instalada, considerando a expansão de fontes já contratadas e expansão planejada.

Tabela 2.6 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (MW)

FONTE	2011 ^(c)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
RENOVÁVEIS	97.37	101.057	107.230	111.118	116.553	122.616	128.214	134.151	139.172	144.889	152.952
HIDRÓ ^(a)	83.604	85.159	87.637	89.216	93.511	98.181	103.049	106.806	108.917	111.784	116.837
OUTRAS	13.713	15.898	19.593	21.902	23.042	24.435	25.165	27.345	30.255	33.105	36.115
NÃO RENOVÁVEIS	19.181	20.766	23.395	27.351	27.351	28.756	28.756	28.756	28.756	28.756	29.456
URÂNIO	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
GÁS NATURAL	10.209	10.350	11.362	12.055	12.055	12.055	12.402	12.402	12.402	12.402	13.102
CARVÃO	1.765	2.845	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
ÓLEO COMBUSTÍVEL	3.316	3.402	4.739	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002
ÓLEO DIESEL	1.197	1.395	1.395	1.395	1.395	1.395	1.048	1.048	1.048	1.048	1.048
GÁS DE PROCESSO	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687
TOTAL^(b)	116.498	121.823	130.625	138.469	143.904	151.372	156.970	162.907	167.928	173.545	182.408

Notas: Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHE.

(a) Inclui a estimativa de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico Paraguaib.

(b) Não considera a autoprodução, que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga. A evolução da participação da autoprodução de energia é descrita no Capítulo II.

(c) Valores de capacidade instalada em dezembro de 2011, incluindo as usinas já em operação comercial nos sistemas isolados. Fonte: ONE.

(Fonte: EPE, Plano Decenal 2021)

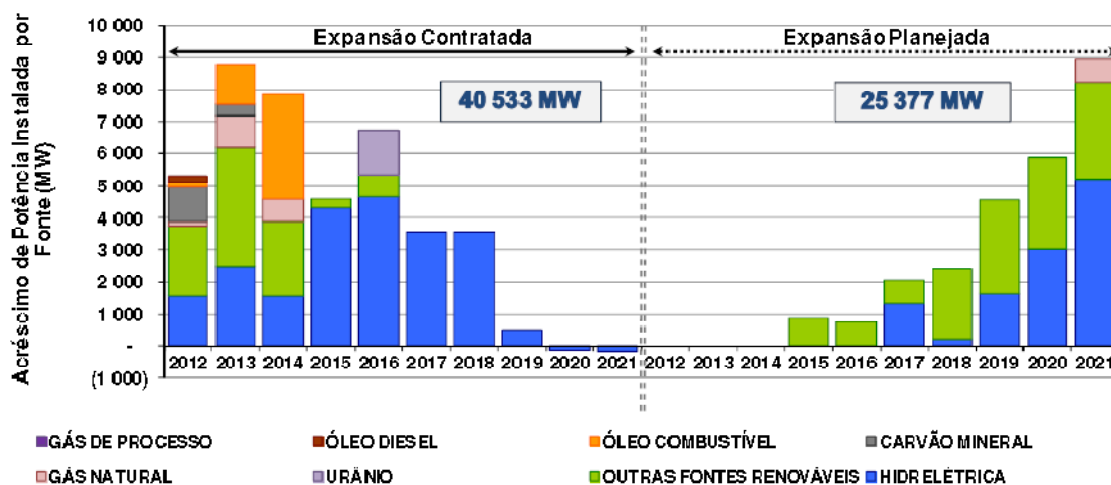


Figura 2.7 – Acréscimo de capacidade instalada anual por fonte (MW) Fonte: EPE, Plano Decenal 2021

Segundo a EPE, a expansão planejada depende principalmente de licenças prévias ambientais, caso as licenças não sejam viabilizadas para que as usinas possam participar dos leilões de compra de energia de novos empreendimentos, deve acontecer uma expansão de projetos térmicos, principalmente movidos a gás natural como alternativa para o atendimento à demanda.

As usinas a gás natural tem maior facilidade na obtenção de licença ambiental, além de ser uma fonte limpa entre as térmicas.

Segundo o ministério do meio ambiente, a utilização do gás natural como insumo energético apresenta algumas vantagens ambientais se comparada com outras fontes fósseis (carvão mineral e derivados de petróleo) de energia. Entre eles pode-se citar:

- baixa presença de contaminantes;
- combustão mais limpa, que melhora a qualidade do ar, pois substitui formas de energias poluidoras como carvão, lenha e óleo combustível, contribuindo também para a redução do desmatamento;
- menor contribuição de emissões de CO₂ por unidade de energia gerada (cerca de 20 a 23% menos do que o óleo combustível e 40 a 50% menos que os combustíveis sólidos como o carvão);
- pequena exigência de tratamento dos gases de combustão;
- maior facilidade de transporte e manuseio, o que contribui para a redução do tráfego de caminhões que transportam outros tipos de combustíveis;
- não requer estocagem, eliminando os riscos do armazenamento de combustíveis;
- maior segurança; por ser mais leve do que o ar, o gás se dissipa rapidamente pela atmosfera em caso de vazamento;
- contribuição para a diminuição da poluição urbana quando usado em veículos automotivos, uma vez que reduz a emissão de óxido de enxofre, de fuligem e de materiais particulados, todos presentes no óleo diesel.

Outro atrativo das fontes térmicas é o seu custo de operação (CVU – Custo Variável Unitário) segue em torno de 50 R\$/MWh, já de térmicas a óleo o CVU fica acima de R\$400/MWh (EPE, Plano Decenal 2021).

Vale destacar que quanto menor o CVU maior a probabilidade de despacho da usina térmica.

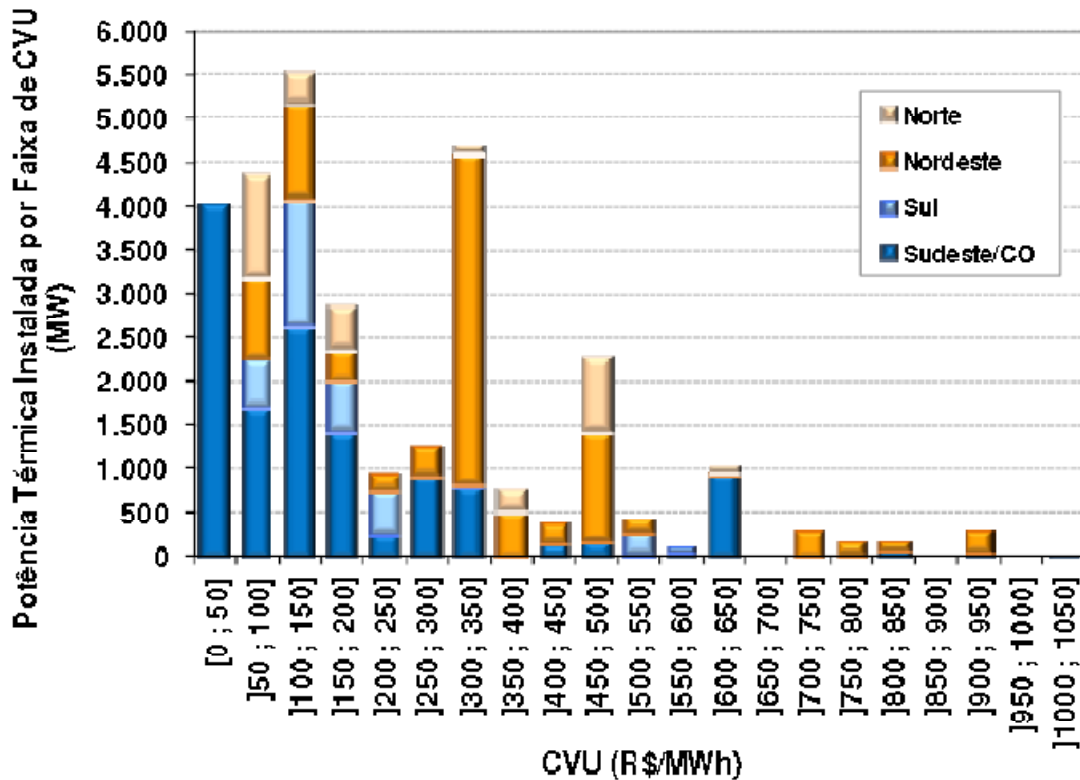


Figura 2.8 – Distribuição do parque térmico por faixa de CVU e por fonte de geração (MW) (Fonte: EPE, Plano Decenal 2021)

Obs.: Data de referência dos CVU: PMO de maio de 2012 (ONS)

Para atender o planejamento da expansão da oferta de energia elétrica, a figura 2.9 apresenta os custos marginais de operação dos quatro grandes centros de carga do SIN.

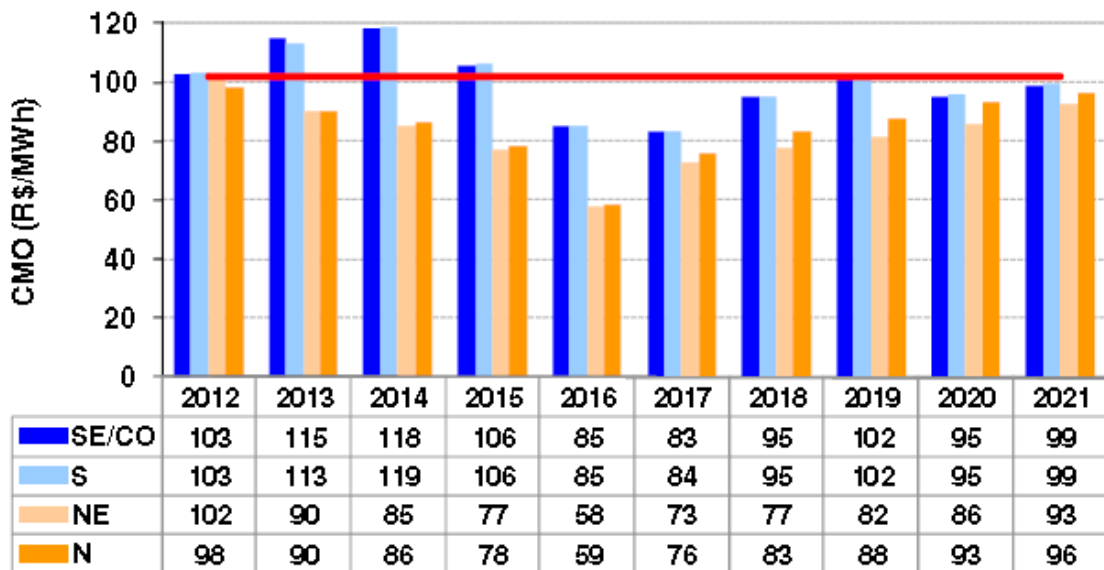


Figura 2.9 – Custo marginal de operação por subsistema (R\$/MWh) (Fonte: EPE, Plano Decenal 2021)

Capítulo 3 – Revisão bibliográfica

3.1 O Setor Elétrico

Segundo Tolmasquim, em meados da década de 1940 a indústria elétrica no Brasil era caracterizada pela falta de legislação específica. Até então a regulação era realizada por contratos entre municípios e empreendedores.

A partir da publicação do Código de Águas e da Constituição de 1934, a União passou a controlar todas as fases da indústria elétrica, ou seja, geração, transmissão e distribuição.

Em 1945 foi criada a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf), marcando uma divisão do setor onde a União fica responsável pela construção de grandes usinas e do sistema de transmissão e os estados ficam responsáveis pela distribuição da energia elétrica. Sendo que este acordo teve suas exceções, como a construção de grandes usinas por empresas estaduais como CEMIG, CESP, CEEE, entre outras.

Com a lei nº 2.308 de 1954 foram criados o Fundo Federal de Eletrificação (FFE) e o Imposto Único de Energia Elétrica (IUEE) ambos controlados pelo Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Estas medidas foram fundamentais para financiar a expansão do setor na década de 1950.

A Eletrobrás foi instituída em 1962 que também contribuiu para a expansão do setor elétrico.

Na década de 1970 foi instituída uma política tarifária de garantia de remuneração e equalização de tarifas que consistia no ajuste da remuneração das concessionárias através de recursos excedentes de empresas superavitárias para deficitárias.

Na década de 1980 se instaurou uma grande crise no setor motivada pela extinção do imposto único e por esta política de remuneração garantida.

A partir de então se percebeu a necessidade de uma reforma do setor elétrico e da introdução de um mercado competitivo, com menor intervenção do estado. Assim o governo dá início ao processo de privatização das empresas de energia elétrica, antes mesmo de definir um novo modelo regulatório.

Em 1990 instituiu-se o Plano Nacional de Desestatização (PND, lei nº 8031/1990) que foi a base da privatização.

A lei nº 8.631/1993 trouxe contribuições como a extinção da equalização tarifária,

instituiu o serviço pelo custo da própria concessionária, tornou obrigatória a existência de contratos de suprimento entre geradores e distribuidores.

Nesta mesma data é editada a medida provisória 890/1995 criando regras específicas para a prorrogação de concessões de energia elétrica. Esta medida logo é convertida na Lei nº 9.074, criando a figura do Produtor Independente de Energia (PIE), comercializando energia por sua conta, não estando sujeito ao controle de preços pelo Poder Concedente. Cria também a figura do Consumidor Livre, o qual pode celebrar contratos de compra e venda com o PIE.

Com estas modificações do setor elétrico, o governo propôs uma ampla reforma do Estado que foi encabeçado pelo Plano Diretor da Reforma do Aparelho do Estado (PDRAE) que tinha como objetivo dar continuidade aos processos de privatizações, regular monopólios naturais que fossem privatizados e implantar contratos de gestão nas empresas que não pudessem ser privatizadas.

Em conformidade com o PDRAE a Lei nº 9.427 foi editada em 1996, instituindo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com a finalidade de regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

Para incentivar este processo de privatização instituiu-se o Programa de Estímulo às Privatizações (PEPE), através deste programa o BNDES antecipava recursos financeiros aos Estados por conta das receitas que seriam obtidas nos leilões, ajudando na recomposição das finanças estaduais. (Tolmasquim, 2011).

Paralelo aos programas de privatização, foi iniciado em 1996 o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Uma das principais contribuições foi a desverticalização dos ativos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. A geração e a comercialização foram organizadas de modo a incentivar a competição destas áreas de negócio, já a transmissão e distribuição continuaram sendo reguladas como serviços públicos. (MME, 2001)

Em 1998 foi criado o Mercado Atacadista de Energia (MAE – Lei nº 9.648/98), um ambiente onde a livre competição propiciou a formação de preços. É criada também a ASMAE (Administradora de Serviços do MAE)

Neste mesmo ano foi criada a figura do Operador Nacional do Sistema (ONS), a fim de operar os sistemas de geração e transmissão de energia elétrica no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN), planejando e programando a operação do sistema e o despacho centralizado, com objetivo de otimizar os recursos hídricos.

Em abril de 2001, segundo Tolmasquim, o nível dos reservatórios se encontravam em

torno de 32% da capacidade de armazenamento, sendo necessária a tomada de medidas urgentes para evitar uma crise de abastecimento. Para agravar a situação, a inadimplência no MAE era crescente, além de garantias físicas de energia superestimadas, assegurando cobertura contratual às distribuidoras, evitando a necessidade de compra de energia, inviabilizando o crescimento do setor.

Frente a este cenário, em primeiro de julho de 2001 o governo foi obrigado a decretar o racionamento de energia elétrica nas regiões Sudeste, Centro Oeste, Norte e Nordeste do país.

Para gerir o racionamento, foi criada a Câmara de Gestão de Crise de Energia Elétrica (GCE) pela medida provisória nº 2.147 de 15/05/2001.

Como medidas de racionamento foram estabelecidas cotas de consumo, aumento tarifário, bônus e cortes programados.

Esta crise de abastecimento alertou para a necessidade de novas fontes de abastecimento. Neste período as termoeletricas a gás ganharam destaque aumentando sua participação na matriz energética nacional.

Surge também a necessidade da construção de um novo modelo para o setor elétrico brasileiro que vise segurança no abastecimento, modicidade tarifária e universalização dos serviços de energia elétrica.

Em fevereiro de 2003 o Ministério de Minas e Energia editou a portaria nº 40, criando um Grupo de Trabalho a fim de estabelecer um Novo Modelo do Setor Elétrico.

Em síntese este Novo Modelo representou o aperfeiçoamento do setor e foi concebido pelas Leis nº 10.847 e nº 10.848 de 15 de março de 2004 e o Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004.

Segundo Tolmaquim, Dentre as modificações ocorridas, pode-se destacar os seguintes aspectos:

- Modificações na Comercialização de Energia, com a criação de um ambiente de contratação livre e outro regulado;
- Substituição do MAE pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- Criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- Proposta uma estabilidade regulatória com intuito de atrair investimentos, reduzir riscos e expandir o mercado;
- Ampliação da autonomia do ONS.

(Tolmasquim, 2011).

3.1.1 Os Modelos Atuais de Contratação do Setor Elétrico

As operações de compra e venda de energia ficaram estruturadas em dois ambientes de contratação, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

O ACR é formado por concessionárias de distribuição, que são responsáveis pelo atendimento de unidades consumidoras de sua respectiva área de concessão. A principal característica do ACR é a obrigatoriedade de licitação para a compra de energia elétrica por parte dos agentes de distribuição do SIN.

Finalizada esta licitação, ou leilão, são firmados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) entre os agentes vendedores vitoriosos e os distribuidores que participaram do leilão. O CCEAR inclui um contrato de constituição de garantias (CCG) contra possíveis inadimplementos por parte do distribuidor.

As exceções a esta regra são a Usina Hidroelétrica de Itaipu, cuja energia é comercializada pela Eletrobrás junto a distribuidores do Sudeste, Centro Oeste e Sul, a geração distribuída, o Proinfa¹, e energia proveniente de Angra I e II.

Com o novo modelo, distribuidores não podem comercializar energia com consumidores livres, sendo apenas responsáveis pela rede, recebendo por este serviço valores definidos pelas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

A fim de evitar diferenças de preços de energia, os leilões do ACR dividem os geradores em dois segmentos: energia existente e energia nova. Usinas existentes, com investimentos amortizados, tem preços diferentes de usinas que ainda precisam recuperar o capital investido.

Em leilões de fontes alternativas de energia (pequenas centrais hidrelétricas, eólicas, biomassa), este critério não é aplicado.

Além da distinção da idade do empreendimento, o novo modelo também instituiu uma sequência temporal de eventos de compra e venda de energia no ACR.

Conforme a figura 3.1, é designado como A o ano de início de entrega da energia, cinco e três anos antes, (A-5 e A-3) são realizados leilões para contratação de energia nova,

¹ Proinfa: Programa de incentivo a fontes alternativas de energia elétrica.

com base nas declarações de necessidade das distribuidoras.

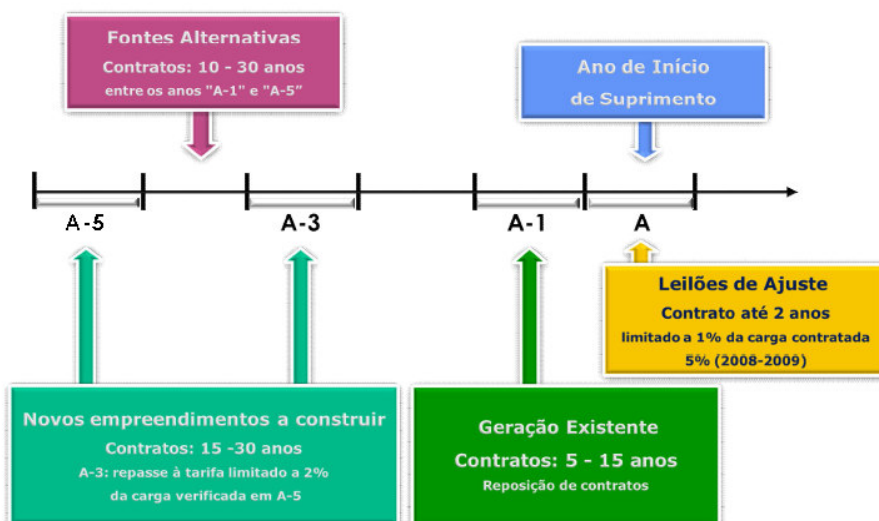


Figura 3.1: Eventos de Contratação de Energia no ACR (Fonte CCEE)

É importante ressaltar que os CCEAR podem ser firmados em duas modalidades, por quantidade (CCEARQ) onde o fornecedor assume o risco hidrológico ou por disponibilidade (CCEARD) onde o distribuidor assume o risco hidrológico.

Na contratação por CCEARQ, o gerador entrega uma certa quantidade de energia a um preço fixo, assumindo riscos de indisponibilidade e preço de combustível, no caso de térmicas. A energia é entregue no submercado do gerador e o distribuidor assume diferenças de preço de submercado.

Na contratação por CCEARD, o gerador disponibiliza uma quantidade máxima de energia, recebe uma receita fixa anual e assume riscos de indisponibilidade acima da declarada. Os distribuidores pagam o combustível gasto em função dos despachos do ONS, com base no Custo Variável Unitário (CVU) declarado pelo gerador no momento do leilão. Gastos com combustíveis por despacho fora de ordem de mérito são ressarcidos por todos consumidores, cativos e livres. Os distribuidores também assumem riscos de exposição no mercado de curto prazo, mas também com repasse garantido as tarifas.

No ACR existe ainda o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), que é um mecanismo de gestão de risco de curto prazo.

CCEAR por quantidade, provenientes de empreendimentos de energia nova, permitem compensações de sobras e déficits de montantes contratados de acordo com o Decreto nº 5.163/2004. O MCSD é composto por agentes cedentes que declaram sobras e

agentes cessionários que declaram déficits.

No Ambiente de Contratação Livre (ACL) são realizadas operações de compra e venda de energia por contratos bilaterais livremente negociados. Participam deste nicho concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia, consumidores livres e especiais (Tolmasquim, 2011).

A CCEE viabiliza toda comercialização de energia elétrica do SIN, tanto no ACR quanto no ACL, atuando como agente promotor de leilões e administrador dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCEAR).

3.2 O Setor de Gás

O Conselho Nacional do Petróleo (CNP) em 1938 foi a primeira iniciativa do governo para regular a indústria do petróleo.

Na década seguinte toma forma a campanha popular “O Petróleo é Nosso” em defesa do monopólio do petróleo nas mãos do Estado, culminando na publicação da Lei nº 2.004 em 1953, criando a Petrobras, determinando o monopólio desta empresa na indústria de petróleo e gás e responsabiliza o CNP pela fiscalização das atividades decorrentes do monopólio.

Assim a Petrobras começa a produzir e vender gás natural diretamente a consumidores finais.

A descoberta de reservas de petróleo e gás na Bacia de Campos, na década 1980, permitiu o aumento do consumo de gás natural no país.

A Constituição de 1988 estabelece algumas alterações na indústria de gás, uma das principais alterações foi dar exclusividade aos Estados da Federação sobre a distribuição de gás natural canalizado.

Assim a Petrobras passa a não vender diretamente a consumidores finais, mas ainda se mantém presente neste seguimento com participação societária na maioria das companhias de distribuição.

Na década de 1990, num contexto de Reforma do Estado foram implementadas algumas mudanças na indústria de petróleo e gás. A Emenda Constitucional nº 5 de 1995 permitiu que os Estados concedessem a empresas privadas a exploração de serviços locais de gás canalizado, a Ementa Constitucional nº 9 de 1995 determina a quebra do monopólio da Petrobras sobre atividades de pesquisa e lavra de jazidas, refino,

importação e exportação de hidrocarbonetos e transporte marítimo ou por meio de conduto de petróleo e gás natural.

Apenas com a Lei nº 9.478 de 1997, denominada como “Lei do Petróleo”, as flexibilizações mencionadas foram implementadas.

Esta lei determina a propriedade da União sobre os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos, criando a Agência Nacional do Petróleo (ANP) e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

A ANP fica responsável pela regulamentação, contratação e fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria de petróleo e gás natural. A ANP fica responsável pelos leilões de concessão das atividades de exploração e produção (E&P) de hidrocarbonetos.

A Lei determinou que o CNPE ficasse responsável por propor políticas nacionais de acordo com princípios da política energética nacional, visando aumentar a participação do gás natural na matriz energética do país.

Como a indústria de gás natural se difere da indústria de petróleo, a partir de 1998 a ANP começou a editar novas normas para a atuação dos agentes, uma vez que foi determinado que as atividades seriam exercidas por concessão.

A ANP publicou a Portaria ANP nº 43/98, estabelecendo procedimentos para obtenção de autorização para importação de gás. O principal marco para a importação de gás do Brasil foi a entrada em operação do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) em 1999.

A Portaria ANP nº 169/98, regulamentou regras de acesso à infraestrutura de movimentação de gás natural e a Portaria ANP nº 170/98, que trata dos requisitos necessários à obtenção de autorização para construção, ampliação e operação de instalações de transporte e transferência de gás natural.

Com a importação de gás natural da Bolívia, há perspectiva de aumento dos projetos de termoeletriciticas atuando como âncoras do consumo de gás e também suprimindo a necessidade prevista de geração de energia elétrica.

A fim de incentivar estes projetos o MME lançou o Programa Prioritário de Termoeletriciticas (PPT) através do Decreto nº 3.371 de 2000.

Durante a crise do setor elétrico que culminou no racionamento, foi publicada a Portaria Interministerial MME/MF nº 176, que definiu o preço máximo e a sistemática da correção do preço do gás a ser ofertado pela Petrobras para as térmicas do PPT. A partir de então as termoeletriciticas a gás passam a integrar a matriz elétrica brasileira de forma complementar à hidroeletricitidade.

Após a crise de 2001 começa a despontar o Novo Modelo do Setor Elétrico, culminando na Lei nº 10.848/2004, conforme discutido anteriormente.

A fim de garantir o suprimento de gás às termoeletricas e também com a nacionalização dos hidrocarbonetos pela Bolívia em 2006, foram iniciados investimentos em infraestrutura de transporte de gás natural, em especial com o Plano de Antecipação de Gás do Sudeste – PLANGÁS e a construção de píeres de GNL.

Apesar dos avanços que a Lei nº 9.478/97 trouxe, era evidente a necessidade de uma legislação exclusiva para a indústria de gás natural, assim em 2005 começou a tramitar no senado o Projeto “Lei do Gás”, que em 2009 culminou na Lei nº 11.909/09.

A principal contribuição da Lei do Gás foi de ordem jurídica, trazendo um conteúdo específico para o gás natural. A lei tem um grande viés para a regulação do transporte de gás natural, mas dispõe também sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. (ANP, 2009)

A Lei do Gás só é regulamentada com o decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010.

A partir de então a EPE fica responsável pelo desenvolvimento de estudos que venham a subsidiar a elaboração do Plano Decenal de Expansão da Malha Dutoviária (PEMAT) do país. (Araujo, 2012)

As principais diferenças entre a Lei do Petróleo e a Lei do Gás estão na tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Comparativo entre os Marcos Regulatórios

	Lei 9.478/97 (“Lei do Petróleo”)	Lei 11.909/09 (“Lei do Gás”)
Transporte de gás natural	Autorizado pela ANP - não havia data de expiração da autorização. Porém, a partir de set/2007 as autorizações passaram a ter validade coincidente ao licenciamento ambiental, com prorrogação garantida quando apresentadas as novas licenças válidas.	Concedido por meio da ANP -contratos de concessão firmados com MME - 30 anos (prorrogáveis por até o mesmo período) Autorizado em casos específicos : -gasodutos que envolvam Acordos Internacionais - gasodutos existentes (em 05/03/2009) - gasodutos que em 05/03/2009 tenham: (i) sido autorizados pela ANP, mas não tenham iniciado a construção; (ii) inicia-

		do licenciamento ambiental. - ampliações dos gasodutos enquadrados nos requisitos anteriores
Contratos de transporte	ANP recebia os contratos depois de firmados (15 dias após)	ANP necessita aprovar os contratos previamente
Novos gasodutos	Propostos pelos agentes de mercado	Propostos pelo MME (Iniciativa própria ou terceiros) Licitação para a concessão da construção/ampliação do duto
Acesso	Negociado entre as partes	Acesso Regulado por contratação de serviço de transporte firme, interruptível e extraordinário.
Tarifas de Transporte	Negociada entre as partes	Concessão: Tarifa máxima fixada pela ANP Autorização: Tarifa aprovada pela ANP
Estocagem	Não contemplada	Concedida (em reservatórios de hidrocarbonetos devolvidos à União e em outras formações geológicas não produtoras de hidrocarbonetos) ou autorizada (em instalações distintas das anteriores) pela ANP
Importação e Exportação	Autorizada pela ANP	Autorizada pelo MME
Comercialização	Livre	Mediante celebração de contratos registrados na ANP
Contingência	Não contemplada	-ANP realizará a supervisão da movimentação de gás natural nas redes de transporte; -Comitê de Contingência Coordenado pelo MME

Introdução de Novos Agentes	-	Autoprodutor; Autoimportador; Consumidor Livre.
-----------------------------	---	---

(Fonte: ANP, Fórum de Política Energética, agosto/2011)

Segundo a ANP, com a produção de petróleo do Pré-sal, a oferta de gás natural do país aumentará significativamente até 2020. Com a Nova Lei a produção de gás do Pré-sal poderá ficar sob controle de outras empresas que não só a Petrobras, criando condições para que produtores privados tenham estímulo para investir na expansão da malha de gasodutos brasileira, tornando o mercado mais aberto e competitivo no segmento de transporte. Com novas opções de dutos, a tendência é que a estatal seja forçada a cobrar preços mais razoáveis pelo gás. Do contrário, a indústria terá opção de adquiri-lo dos novos produtores, a preços mais competitivos. (Wagner, 2011). Vale ressaltar que atualmente a Petrobrás tem concessão para atividades de E&P em uma determinada região do Pré-sal. A Lei nº12.276 autoriza a União a ceder onerosamente esta área, aumentando a fatia do Governo Federal na participação do capital social da Petrobrás. (ANP, 2011)

Segundo a colunista Silvia Calou, da revista Brasil Energia, a lei do gás ainda tem alguns itens que precisam ser aprimorados, principalmente na consolidação de como as agências estaduais vão regular as tarifas de uso das redes de distribuição (TUSD) para autoprodutores, autoimportadores e consumidores livres. (Calou, 2012).

3.2.1 Comercialização de Gás e Modelos de Contratação

Segundo a ANP, a partir da publicação da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, a comercialização de gás natural ficou definida como a “atividade de compra e venda de gás natural, realizada por meio da celebração de contratos negociados entre as partes e registrados na ANP” (ANP, 2009).

A Resolução ANP n.º 52/2011 regulamentou os dispositivos atinentes à comercialização de gás natural trazidos pela Lei nº 11.909/2009 e pelo Decreto nº 7.382/2010, a resolução autoriza a prática da atividade de comercialização de gás natural dentro da esfera de competência da União, autoriza também o registro de agente vendedor e o registro de contratos de compra e venda de gás natural.

A partir da outorga de autorização e do registro, os agentes estão aptos a celebrar contratos de compra e venda de gás natural. Após assinados, os contratos devem ser obrigatoriamente encaminhados à ANP para registro no prazo de até 30 (trinta) dias, aplicando-se o mesmo prazo para o encaminhamento de quaisquer alterações contratuais. (ANP, 2009).

O Registro de Agente Vendedor será efetuado pela ANP por ocasião da outorga da autorização para Atividade de Comercialização de Gás Natural. Os agentes autorizados a comercializar Gás Natural receberão um número de registro, o qual ficará disponível juntamente com as respectivas informações cadastrais do agente vendedor no sítio na Internet da ANP (parágrafo único do art. 6º da Resolução ANP nº 52/2011).

A figura 3.3 trás um diagrama de como ficam organizadas as operações de comercialização do gás natural.

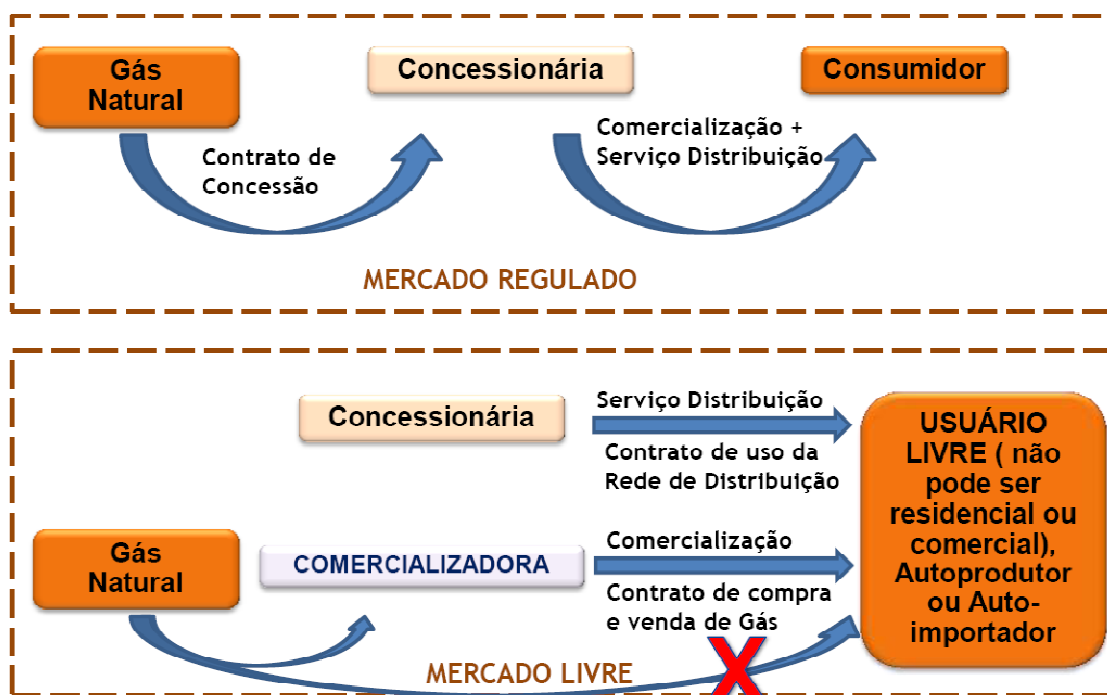


Figura 3.2 – Novo ambiente regulatório (Fonte: Gás Energy, Mercado Livre do Gás Natural, agosto de 2012)

Fazendo referência a contratação de gás no ambiente livre, o que se verifica é a busca por contratos de longo prazo, visando a remuneração de investimentos em produção e infraestrutura. Os contratos usualmente têm cláusulas de *take or pay* e/ou *chip or pay*,

estas cláusulas tem intuito de mitigar riscos e administrar incertezas inerentes à indústria gasífera.

De maneira geral, os contratos são classificados como Firmes, caracterizados com cláusulas de *take or pay* ou *chip or pay*, geralmente destinados à indústria, consumidor veicular, residências e estabelecimentos comerciais. Geralmente são contratos de longo prazo e tem pequena variação de volume.

Os contratos Preferenciais são destinados a Termoelétricas, como a geração térmica no Brasil não é estável, operando a partir de despachos do ONS, os contratos de gás são interruptíveis por parte do cliente, e garantem a prioridade no fornecimento de gás sempre que a usina for despachada. Por ter esta característica estes contratos são caros, pois o produtor deve estar pronto para atender até 100% da capacidade da termoelétrica a qualquer tempo.

Outro tipo de contrato é o Interruptível por parte do fornecedor, respeitando acordo contratual com o cliente, estes contratos em geral tem preço melhor que os outros, mas o consumidor fica sujeito a ficar sem o suprimento de gás, tendo que recorrer a outros combustíveis.

Vale ressaltar que os contratos de fornecimento de gás são enquadrados na legislação de cada estado, em São Paulo, por exemplo, temos a ARSESP (Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo) como órgão regulador.

Capítulo 4 – Formação de preços de energéticos

4.1 Formação de preço

As operações de compra e venda de energia no Mercado de Curto Prazo (MCP) são valoradas com base no Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O MCP permite que as partes zerem suas posições por meio de compra ou venda de energia.

O PLD é calculado semanalmente pela CCEE, por patamar de carga (pesado, médio e leve) e por submercado. O PLD reflete o Custo Marginal da Operação (CMO), sendo diferenciado por ter um teto e um piso determinados anualmente pela ANEEL.

O CMO é calculado de forma a otimizar a operação do SIN, sendo que a premissa mais econômica é a máxima utilização de energia hidrelétrica disponível, no entanto esta premissa resulta em maiores riscos de déficits futuros, em contrapartida a premissa de maior confiabilidade é manter o nível dos reservatórios utilizando geração térmica, o que aumenta o custo de operação. Diante destas premissas, o papel do ONS é otimizar as condições de operação do SIN.

A CCEE utiliza os mesmos modelos do ONS de programação e despacho de geração com adaptações necessárias para refletir as condições de formação de preços na CCEE.

O processo completo do cálculo do PLD é realizado utilizando os modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, que produzem o CMO, respectivamente em base mensal e semanal (CCEE).

Segundo a CCEE o CMO representa o custo variável do recurso de geração mais caro despachado que possa suprir o próximo incremento de carga do sistema. Este custo variável geralmente é representado pela última térmica despachada por ordem de mérito, ou seja, que apresenta custo variável unitário (CVU) menor ou igual ao CMO.

Segundo Mielnik, as termoelétricas são escolhidas obedecendo critérios econômicos (custo de geração), de segurança de fornecimento (acesso a combustíveis) e ambientais (emissão de gases de efeito estufa) (Mielnik, 2011).

O critério crítico para termoelétricas a gás é a questão da segurança de abastecimento. Uma solução adotada em todo mundo são usinas a gás natural com ciclo combinado, as quais permitem a operação com um segundo combustível em caso de problemas com o suprimento de gás (GasNet, 2007).

Com relação ao custo de geração, considerando o disposto nas Portarias MME nº. 42, de 1º de março 2007 e nº. 46, de 9 de março de 2007 (com a redação dada na Portaria nº

175, de 16 de abril de 2009) o CVU é constituído de duas parcelas: custo do combustível e demais custos variáveis, não considerando custos fixos ou remuneração do investimento.

$$CVU = C_{comb} + C_{o\&m} \quad (1)$$

Da expressão 1, temos:

$C_{o\&m}$ = custos variáveis, em R\$/MWh, a ser informado pelo agente à Empresa de Pesquisa Energética – EPE, no Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia – AEGE.

Para fins de determinação da Garantia física (GF) e custos variáveis de geração térmica (COP e CEC), $C_{combustível} = i \cdot e \cdot Pref$, onde:

i = Fator de Conversão, informado pelo agente no AEGE, que constará no CCEAR permanecendo invariável por toda a vigência do contrato, usado para transformar o preço do combustível em R\$/MWh.

e = Média anual da Taxa de Câmbio, de venda do dólar dos Estados Unidos da América, expressa em R\$/US\$, divulgada pelo Banco Central do Brasil – BACEN.

$Pref$ = Expectativa de preço futuro dos combustíveis referenciados no § 2º do art. 3º da Portaria MME nº 42, de 1º de março de 2007 - para o período de dez anos contados, no qual se inclui o ano de realização do leilão, estimado com base em projeções de combustíveis equivalentes, no cenário de referência publicado pela Energy Information Administration – EIA² no Annual Energy Outlook – AEO (early release/2011), conforme metodologia descrita em Nota Técnica da EPE –DEE/DPG - RE- 001/2009 – r1, “Projeção dos Preços dos Combustíveis para Determinação do CVU das Termelétricas para Cálculo da Garantia Física e dos Custos Variáveis da Geração Termelétrica (COP e CEC)”, disponibilizada no sítio - www.epe.gov.br.

² A EPE definiu a EIA como base para a definição e projeção dos preços dos combustíveis a serem considerados no cálculo da GF e dos custos variáveis de geração termelétrica (COP e CEC)

Para fins de despacho do ONS, o preço de referência de usinas a gás natural (fora do PPT), em conformidade ao disposto no art. 3º da Portaria MME 42/2007, será dado 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 Gás Futures Contracts - NG1). Para o Gás Natural indexado ao Petróleo Brent é utilizada a plataforma Platts (EPE, 2009).

Segundo Pires, no Brasil a definição do preço do Gás Natural possui 4 critérios, o preço do gás boliviano, reajustado a cada três meses, levando em consideração uma cesta de óleos; o preço do gás nacional, com o mesmo critério de reajuste do gás boliviano; o preço do GNL, o preço do gás consumido em térmicas construídas dentro do PPT (Pires, 05/2011).

Segundo Araujo, o preço gás nacional é formado por uma parcela variável e uma parcela fixa. A parcela variável, ou o preço da molécula, é reajustado trimestralmente em função da variação das cotações de uma cesta de óleos no mercado internacional e do câmbio, relativos aos três meses anteriores, com fator de amortecimento de 50%. A parcela fixa, ou preço do transporte, é reajustado anualmente pelo IGPM, sendo que o valor inicial reflete os custos com transporte considerando investimentos em infraestrutura realizados pela Petrobras.

O preço do gás boliviano é formado pelo preço da commodity somado ao transporte. A commodity é reajustada da mesma forma que o preço nacional sendo que o valor é definido em dólar e a conversão para R\$ é feita no dia da emissão da fatura (exposição cambial). O transporte é fixado em dólar e reajustado pelo PPI e remunera o investimento na construção do GASBOL.

O preço do gás para o setor térmico, de usinas construídas no PPT, são reajustados mensalmente pela variação do PPI (80%) e do IGPM (20%). No caso de GNL, indexado ao Henry Hub ou Brent, sujeitos a flutuações destes mercados, sem fator de amortecimento (Araujo, 2012).

A figura 4.1 mostra os preços anuais de gás natural no Brasil e no mundo, atualizados até jun/12

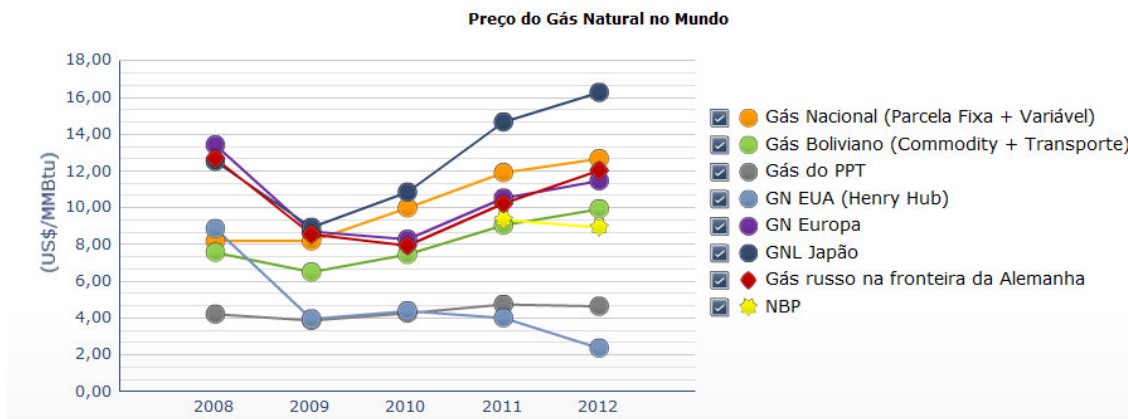


Figura 4.1 – Preços do Gás Natural no Mundo (Fonte ABIAPE, ago/2012)

A unificação dos preços e a adoção de uma política de preços mais competitivos, incentivaria o consumo do excedente de produção previsto, considerando a exploração do Pré-sal.

É necessário rever a estrutura de custos da cadeia de gás natural, principalmente a precificação da molécula atrelada ao petróleo contraria a tendência mundial, principalmente se consideramos o potencial de aumento da produção no país. O preço da molécula deveria estar atrelado às atividades de E&P do setor, preservando a manutenção e acréscimo das reservas nacionais, dando um sinal de maturidade deste mercado aos agentes do setor.

Também é preciso rever as tarifas de transporte (parcela fixa), uma vez que a margem das distribuidoras de gás canalizado é a parcela que remunera os investimentos e serviços prestados pelas concessionárias de distribuição. Assim, os processos de reajustes devem ter maior transparência detalhando indicadores operacionais permitindo avaliar o desempenho da concessionária na gestão do ativo e criar mecanismos que possam contribuir para a modicidade tarifária.

4.2 Importações e Exportações de Gás

Com relação as importações e exportações de gás natural, o anuário estatístico da ANP registra que em 2011 as importações brasileiras de gás natural caíram 17% frente a 2010, totalizando 10,5 bilhões m³, dos quais 9,8 bilhões m³ ou 93,5% se originaram da Bolívia. O volume restante foi de GNL, proveniente de Trinidad e Tobago, Catar e Estados Unidos (tabela 4.1). Até julho de 2012 a importação brasileira segue com 7 bilhões de m³. Com a volta de frequentes despachos térmicos, o consumo de gás tem

registrado níveis superiores aos anos de 2008 e 2010, assim a importação de GNL tem sido fundamental para suprir o aumento da demanda termelétrica.

Segundo a Abegas, estamos em um momento de alta de preços do GNL, as cotações do petróleo e do Henry Hub estão descolados do inflacionado preço do GNL no mercado spot, sendo que a Petrobras tem absorvido este aumento de custo de fornecimento para as UTEs, pois o CVUs são reajustados pela variação de cestas de óleo e do gás norte americano, e não pela variação do custo de importação do GNL.

O aquecimento da demanda asiática após a desativação de reatores nucleares no Japão tem puxado esta alta de preços. A Petrobras no primeiro semestre de 2011 vinha pagando em torno de US\$7/MMBTU, e agora no segundo semestre de 2012 vem desembolsando de US\$13 a US\$ 15/MMBTU.

Este cenário evidencia as deficiências do modelo de geração térmica do país, pois para contratos com alta flexibilidade, e para o CVU máximo permitido pelo governo em leilões de energia nova de R\$100/MWh, segundo a Gás Energy as térmicas teriam que consumir GN a US\$ 6/MMBTU, considerando ciclo combinado e também margem da distribuidora e uma inflexibilidade de no mínimo 50%. (Abegas, ago/2012).

Tabela 4.1 - Importação de gás natural, segundo países de procedência – 2002-2011

Países	Importação de gás natural (milhões m ³)										11/10
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	%
Total (a)+(b)	5.269	5.947	8.086	8.998	9.789	10.334	11.348	8.543	12.647	10.481	-17,13
Gás Natural (a)	5.269	5.947	8.086	8.998	9.789	10.334	11.313	8.108	9.820	9.796	-0,25
Argentina	492	350	451	349	475	166	135	-	-	-	..
Bolívia	4.777	5.597	7.635	8.648	9.314	10.168	11.178	8.108	9.820	9.796	-0,25
Gás Natural Liquefeito (GNL)¹ (b)	-	-	-	-	-	-	35	435	2.827	686	-75,74
Abu Dhabi	-	-	-	-	-	-	-	-	32	-	..
Bélgica	-	-	-	-	-	-	-	-	79	-	..
Catar	-	-	-	-	-	-	-	-	635	295	-53,56
Estados Unidos	-	-	-	-	-	-	-	-	88	166	87,98
Guiné Equatorial	-	-	-	-	-	-	-	-	89	-	..
Nigéria	-	-	-	-	-	-	-	75	869	-	..
Peru	-	-	-	-	-	-	-	-	154	-	..
Trinidad e Tobago	-	-	-	-	-	-	35	360	880	225	-74,48

Fonte: ANP/SCM, conforme a Portaria nº 43/1998.

Nota: O Brasil começou a importar gás natural em 7/1999 e GNL em 11/2008.

¹Refere-se às importações de GNL, em volume, na forma gasosa.

Fazendo uma referência a exportações, vale destacar que em 2011, o Brasil exportou 50,2 milhões m³ de GNL, sendo 85,3% deste volume para a Argentina e o restante para o Kuwait.

Em abril deste ano de 2012 a Petrobras reexportou uma carga de 73 milhões de m³ de gás natural para o Japão em abril, devido à sobrecontratação do energético. O valor da exportação, de US\$ 10,50/MMBTU, ficou abaixo do valor negociado na importação, de US\$ 13/MMBTU (Abegas, ago/2012).

4.3 A matriz de gás no Brasil e no mundo

Segundo Gomes (2012) o gás natural representa 21% do consumo mundial de energia, segundo a Agência Internacional de Energia (AIE) pode chegar a 25% em 2035.

Em 2011 o gás representou cerca de 10% da oferta de energia primária no Brasil, e vem crescendo a uma taxa média de 8% nos últimos dez anos.

O setor industrial consome cerca de 60% do gás disponível no mercado brasileiro, sendo que 11% do combustível representa o consumo de energia. Para conquistar uma maior fatia deste mercado seria preciso melhorar a infraestrutura de transporte e distribuição, sendo que o gás ainda teria que substituir o uso da lenha e carvão e ter um uso mais intensivo como matéria prima na indústria petroquímica e de fertilizantes.

Nestes segmentos, o gás nacional também teria que competir com produtos dos EUA, onde a previsão de preços do Henry Hub para 2015 é de cerca de US\$5/MMBTU, ou com produtos do oriente médio, com preço do gás é associado em maior parte e vão de US\$0,75 a US\$2/MMBTU. No Brasil, o preço do gás para consumidor industrial de grande porte, sem tributos, oscila entre US\$ 12 e US\$13/MMBTU. Logo, há necessidade de analisar as possibilidades de crescimento do uso do gás em outros setores.

Em países com elevada participação do gás, como Argentina, Reino Unido e EUA, os setores residencial, comercial e de transportes representam cerca de 35%, 43% e 40% respectivamente. Na China o gás representa apenas 4% do consumo de energia, os três setores em questão correspondem por 40% do consumo.

No Brasil estes setores correspondem por cerca de 10% do consumo de GN. No setor residencial a parcela é de 1,2%, sendo que o GLP responde por 27%. Para os setores comercial e residencial, o preço do GLP é mais competitivo que o GN, e também possui precária infraestrutura de transporte e distribuição e também baixa demanda unitária,

relacionada a questões climáticas e ausência de metas de universalização por parte do poder concedente.

A Índia enfrenta problemas similares, onde estes setores correspondem a apenas 4,5% do consumo de gás.

O setor elétrico no Brasil vem correspondendo por 25% do consumo total de gás em 2012, sendo que em 2011 registrou 17%. A participação do gás no setor caiu de 6,6% em 2010 para 4,6% em 2011, o que demonstra volatilidade do setor elétrico como potencial ancora para o consumo do combustível.

Nos EUA o consumo de gás no setor cresceu de 25% em 2009 para 32% em 2012, em decorrência dos baixos preços do gás em relação ao carvão.

Na Índia o setor elétrico responde por cerca de 50% do consumo de gás, neste país o governo prioriza o uso de gás doméstico na produção de fertilizantes e em termoelétricas. No entanto o baixo preço do gás não associado (US\$4,2/MMBTU) não tem estimulado a produção doméstica.

No Reino Unido, a taxa de carbono ajuda a melhorar a competitividade do gás na indústria e termoelétricas, mas os preços de importação entre US\$8 e US\$10/MMBTU e o crescimento de energias renováveis não tem contribuído para o crescimento de plantas com geração a gás.

No Brasil, a produção de gás deve duplicar até 2020, o consumo deste combustível na indústria não ancorará todo esse volume. Segundo Gomes, o Brasil precisará de políticas vigorosas para estimular o uso do gás nos diferentes seguimentos, e principalmente garantir a geração termoelétrica na base. (Gomes, set/2012).

As tabelas 4.2, 4.3, 4.4 e 4.5 apresentam um balanço da indústria do gás natural na Bolívia, Chile, Argentina e Uruguai respectivamente, apresentando a utilização do gás em diversos seguimentos.

Tabela 4.2 – Balanço da Indústria de Gás Natural na Bolívia

	Média	Média	Média	Média	2011												Média	2011	2012			Média	2012
	2007	2008	2009	2010	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	2011	%	jan	fev	mar	2012	%
PRODUÇÃO NACIONAL	41,72	41,99	36,74	41,71	39,14	46,01	44,34	39,84	41,96	47,79	46,04	47,69	47,60	47,52	47,04	43,83	45,07		40,59	47,79	49,43	45,94	
Reinjeção	2,16	0,88	1,35	0,30	0,00	0,01	0,05	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
Queima e perda	0,22	0,22	0,19	0,24	0,42	0,15	0,14	0,16	0,11	0,14	0,43	0,17	0,39	0,86	0,59	0,29	0,32	0,7	0,21	0,16	0,11	0,16	0,4
Consumo nas unidades de E&P	0,78	0,80	0,78	0,78	0,76	0,79	0,80	0,77	0,79	0,82	0,83	0,71	0,81	0,83	0,82	0,82	0,80	1,8	0,82	0,85	0,85	0,84	1,9
Convertido em líquido	0,51	0,49	0,45	0,47	0,45	0,49	0,49	0,46	0,47	0,50	0,49	0,50	0,51	0,53	0,52	0,50	0,49	1,1	0,49	0,53	0,55	0,52	1,2
Consumo no Transporte	0,80	0,85	0,90	0,96	1,21	0,84	1,03	1,08	1,03	1,16	1,31	1,17	0,98	0,86	0,94	0,98	1,05	2,3	0,96	0,87	1,14	0,99	2,2
DISPONIBILIZADO	37,24	38,74	33,06	38,96	36,30	43,73	41,83	37,36	39,58	45,17	44,96	45,14	44,91	44,45	44,17	41,24	42,41	94,1	38,11	45,38	46,78	43,42	96,3
CONSUMO INTERNO DE GÁS	4,03	5,72	6,36	7,34	7,62	7,21	6,64	7,36	8,28	8,54	8,71	9,01	9,04	8,88	8,75	8,49	8,21	18,2	8,35	7,80	7,55	7,90	17,5
Residencial	0,07	0,09	0,12	0,14	0,15	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17	0,18	0,19	0,19	0,18	0,19	0,18	0,17	0,4	0,19	0,20	0,19	0,19	0,4
Comercial	0,06	0,07	0,08	0,09	0,09	0,11	0,09	0,10	0,11	0,11	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,10	0,2	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11	0,2
Veicular	0,69	0,89	1,08	1,23	1,35	1,39	1,36	1,39	1,36	1,39	1,36	1,45	1,49	1,46	1,53	1,49	1,42	3,1	1,45	1,57	1,49	1,50	3,3
Geração Elétrica	2,50	2,88	3,11	3,82	3,99	3,30	3,01	3,54	4,48	4,71	4,79	4,98	4,81	4,75	4,59	4,51	4,29	9,5	4,42	3,59	3,57	3,86	8,6
Refinarias	0,22	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,23	0,26	0,27	0,27	0,26	0,25	0,27	0,25	0,27	0,26	0,6	0,24	0,22	0,25	0,24	0,5
Indústria	1,48	1,52	1,72	1,80	1,77	2,00	1,76	1,94	1,91	1,89	2,01	2,02	2,18	2,12	2,09	1,92	1,97	4,4	1,95	2,10	1,95	2,00	4,4
EXPORTAÇÃO	32,22	33,02	26,70	31,63	28,68	36,51	35,20	30,06	31,29	36,62	36,27	36,13	35,87	35,57	35,41	32,75	34,20	75,9	29,76	37,59	39,23	35,53	78,8
BRASIL	27,60	30,51	22,04	26,79	22,68	29,40	27,87	23,32	23,92	29,47	28,65	28,97	28,51	27,81	27,58	22,70	26,74	59,3	19,72	28,01	30,88	26,20	58,1
Petrobras	26,62	30,48	22,04	26,78	22,68	29,40	27,87	23,32	23,92	29,47	28,65	28,97	28,51	27,81	27,58	22,70	26,74	59,3	19,72	28,01	30,88	26,20	58,1
EPE	0,54	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	
BG	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	
ARGENTINA	4,62	2,52	4,66	4,84	6,00	7,11	7,33	6,73	7,37	7,15	7,61	7,16	7,36	7,76	7,83	10,05	7,46	16,5	10,04	9,57	8,35	9,32	20,7

Fontes:

Demanda de Gás Local: Superintendência de Hidrocarburos e Superintendência de Eletricidade

Produção: Informe mensal de produção nacional de gás natural por empresa - YPFB

Exportação: Balanço PEB

Tabela 4.3 – Balanço da Indústria de Gás Natural no Chile

	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	5,51	5,93	4,33	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d							n/d
IMPORTAÇÃO *	6,63	1,18	4,35	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d							n/d
OFERTADO AO MERCADO	12,15	7,11	8,68	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d							n/d
CONSUMO INTERNO DE GÁS	12,15	7,11	8,68	11,32	13,70	14,44	14,60	14,02	14,16	12,99							13,99
Residencial e Comercial	1,45	1,22	1,29	1,61	1,02	1,04	1,13	1,46	1,80	1,21							1,28
Veicular	0,06	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05							0,05
Geração Elétrica	2,71	1,35	2,31	5,59	8,62	9,34	9,26	8,92	8,53	7,99							8,78
Industriais	0,91	0,22	0,62	1,43	1,27	1,43	1,53	1,40	1,49	1,47							1,43
Petroquímica e Refinaria	6,97	4,25	4,38	2,60	2,72	2,56	2,61	2,14	2,23	2,20							2,41
Outros	0,05	0,04	0,05	0,05	0,03	0,03	0,03	0,05	0,05	0,06							0,04

Fonte: Comisión Nacional de Energía - CNE

n/d: dados não disponíveis

* Os dados de importação foram calculados pela diferença entre a produção e o consumo interno e englobam a importação de GNL e a importação por gasodutos da Argentina

Tabela 4.4 – Balanço da Indústria de Gás Natural na Argentina

	Média	Média	Média	Média	2011												Média	2011	2012			Média	2012
	2007	2008	2009	2010	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	2011	%	jan	fev	mar	2012	%
PRODUÇÃO NACIONAL	130,21	126,13	126,49	126,91	123,06	123,45	121,54	120,41	124,86	127,20	126,47	127,74	127,26	126,50	124,74	123,00	124,69		123,02	119,54	121,06	121,21	
Austral	23,53	22,86	26,24	28,58	26,37	27,12	25,87	30,26	30,88	31,61	30,59	31,34	31,23	31,02	29,68	29,82	29,63	23,76	29,58	28,86	29,07	29,17	23,39
Golfo San Jorge	12,56	12,80	13,79	14,30	13,97	14,07	13,90	10,09	11,53	11,75	12,88	13,83	14,25	14,48	14,50	14,93	13,35	10,71	14,75	14,48	14,36	14,53	11,65
Neuquina	76,64	74,85	71,54	71,22	69,51	69,29	69,05	68,08	69,53	70,68	70,16	69,81	69,23	68,79	68,49	66,37	69,08	55,40	67,19	64,82	66,41	66,14	53,04
Noroeste	17,47	17,62	16,92	14,81	13,24	12,97	12,72	11,98	13,12	13,16	12,84	12,77	12,57	12,21	12,07	11,88	12,63	10,13	11,50	11,38	11,22	11,37	9,12
Reinjeção	2,04	2,62	3,44	3,67	3,80	3,39	3,38	3,80	2,86	2,46	2,34	2,83	2,54	3,08	3,05	3,10	3,05	2,45	3,26	3,04	2,82	3,04	2,44
Queima e Perda	2,39	2,40	2,71	2,39	2,50	2,41	2,40	2,19	2,28	2,43	2,42	2,35	2,06	2,50	2,39	5,66	2,63	2,11	5,67	5,05	4,98	5,23	4,20
Convertido em Líquido	5,65	5,09	5,67	5,18	5,27	5,33	4,77	4,56	5,30	4,65	4,53	4,58	5,37	5,27	5,53	2,44	4,80	3,85	2,81	2,80	2,81	2,81	2,25
Consumo nas unidades de E&P	12,52	12,89	15,80	13,14	12,77	12,73	12,77	10,53	11,49	12,38	15,46	14,42	14,60	12,78	13,30	13,14	13,03	10,45	12,96	12,80	12,92	12,90	10,34
PRODUÇÃO DISPONÍVEL	107,61	105,14	100,86	104,53	98,74	98,99	96,22	99,33	102,93	105,26	101,73	103,56	102,71	102,66	100,47	96,66	101,17	81,14	96,31	95,84	97,52	97,23	77,97
IMPORTAÇÃO DA BOLÍVIA + GNL	4,74	2,46	5,04	10,05	11,01	12,42	12,62	11,58	18,63	24,39	26,51	29,56	22,10	19,64	16,27	16,25	18,43	14,78	18,28	20,17	16,35	18,27	14,65
Importação da Bolívia	-	-	-	5,06	6,03	7,10	7,31	6,72	7,53	7,16	7,64	7,15	7,33	7,76	7,81	10,00	7,46	5,98	10,01	9,53	8,30	9,28	7,44
Importação GNL	-	-	-	4,99	4,98	5,32	5,31	4,86	11,10	17,23	18,87	22,41	14,77	12,08	8,46	6,25	10,97	8,80	8,27	10,65	8,05	8,99	7,21
CONSUMO INTERNO DE GÁS	106,23	105,41	103,68	113,26	106,74	111,03	109,65	110,25	121,16	129,26	127,63	132,63	124,35	122,22	116,47	114,73	119,04	99,47	116,47	115,82	113,61	113,30	92,47
Residencial	26,55	25,76	23,70	27,19	9,66	11,54	13,08	18,74	36,74	55,15	59,96	56,00	32,43	22,88	13,22	11,25	28,39	22,77	9,21	10,91	13,92	11,35	9,10
Comercial	4,00	4,49	4,41	4,59	2,55	2,67	2,84	3,54	5,50	7,57	8,24	7,89	5,61	4,06	2,87	2,70	4,67	3,74	2,77	2,97	3,09	2,94	2,36
Veicular	7,84	7,50	7,09	7,19	6,67	7,12	7,22	7,37	7,08	7,63	7,61	7,81	7,81	7,70	7,64	7,77	7,45	5,98	7,22	7,28	7,57	7,36	5,90
Geração Elétrica	33,44	34,02	38,30	31,22	48,19	46,51	42,07	36,35	24,07	19,55	17,46	21,23	32,38	40,33	49,07	50,22	35,62	28,57	55,67	53,06	46,79	51,84	41,58
Industriais	33,39	33,63	30,19	32,76	35,22	36,32	37,43	36,52	35,81	29,10	25,73	28,78	36,73	38,28	35,59	35,01	34,21	27,44	34,98	35,67	35,38	35,34	28,34
Consumo no sistema	-	-	-	10,31	6,45	6,87	7,21	7,73	11,96	10,27	8,84	10,92	9,41	8,96	8,08	7,79	8,71	6,98	6,62	5,92	6,87	6,47	5,19
EXPORTAÇÃO	7,00	2,36	2,22	1,19	1,03	0,98	0,91	0,63	0,39	0,39	0,40	0,49	0,45	0,49	0,27	0,19	0,55	0,44	0,14	0,20	0,26	0,20	0,16
Brasil	0,34	0,19	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Chile	6,40	1,98	2,08	0,97	0,72	0,77	0,62	0,29	0,19	0,18	0,18	0,19	0,20	0,30	0,13	0,05	0,32	0,26	0,05	0,09	0,15	0,10	0,08
Uruguai	0,27	0,20	0,10	0,22	0,31	0,21	0,29	0,34	0,20	0,21	0,23	0,31	0,25	0,18	0,13	0,13	0,23	0,19	0,09	0,11	0,11	0,10	0,08

Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, nº 63, jun/2012

Tabela 4.5 – Balanço da Indústria de Gás Natural no Uruguai

	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2012		Média 2012
			jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		jan	fev	
IMPORTAÇÃO	0,19	0,21	0,31	0,20	0,30	0,34	0,21	0,23	0,30	0,30	0,23	0,16	0,13	0,12	0,24	0,12	0,11	0,11
Argentina	0,19	0,21	0,31	0,20	0,30	0,34	0,21	0,23	0,30	0,30	0,23	0,16	0,13	0,12	0,24	0,12	0,11	0,11
OFERTA DE GÁS	0,19	0,21	0,31	0,20	0,30	0,34	0,21	0,23	0,30	0,30	0,23	0,16	0,13	0,12	0,24	0,12	0,11	0,11
CONSUMO INTERNO DE GÁS	0,18	0,21	0,31	0,20	0,30	0,33	0,21	0,25	0,30	0,30	0,23	0,16	0,13	0,11	0,24	0,12	0,11	0,11
Residencial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comercial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Veicular	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geração Elétrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Industriais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Consumo próprio setor energético	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: Ministerio de Industria, Energia y Minería

4.4 Modelos regulatórios gasistas

No mercado internacional há varias referências para o preço do gás natural, na Europa e no Japão, os preços do gás são predominantemente baseados nos preços de derivados de petróleo que competem com o gás ou mesmo nos preços do petróleo.

Grande parte do GN vendido na Europa utiliza contratos de longo prazo, com preços indexados ao preço do petróleo (EIA, 2009).

Na Europa existem dois modelos regulatórios gasistas, o modelo do Reino Unido e o modelo Continental. A tabela 4.6 traz suas principais características.

Tabela 4.6 – Modelos gasistas Europeus

Modelos	Reino Unido	Continental
Processo	Mercado livre competitivo; mais desenvolvido que no restante da Europa	Mercado livre ainda emergente
Oferta / Produção	Qualquer empresa tem acesso ao mercado, desde que tenha uma base de clientes e siga as regras aprovadas pelo regulador do UK	Mercado regido por acordos bilaterais entre produtores e fornecedores (transporte) da EU, tendo como base contratos take-or-pay de longo prazo
Transporte, distribuição e estoque	Baseado em transporte comum; Monopólio natural do sistema de transporte, mas estende a utilização do sistema a todos os interessados conforme regulação vigente. Mercado comum, o operador do sistema de transporte é controlado por um órgão regulador e independente dos fornecedores. Transparência de informação Acesso ao armazenamento, com base em condições e tarifas negociadas (exceto regulados por TPA)	Baseado em transporte por contrato Os usuários devem ter contratos de capacidade para transportar o gás Armazenamento regulado por TPA
Comercialização	Maior competitividade entre diferentes mercados	Falta concorrência entre os países de fronteira, refletindo em preços diferentes

(Fonte: EC; Roland Berger Strategy Consultants)

Nos Estados Unidos, os preços do GN na cabeça do poço variam, em geral com base em flutuações de curto prazo na oferta e demanda do GN, sendo que a referência mais

comum de preço é o Henry Hub. Trata-se de um mercado maduro com diversos players, conectados por uma extensa malha de gasodutos e grande capacidade de armazenamento (Souza, 2010).

Capítulo 5 – Mercado livre de gás e mercado spot de energia

5.1 Mercado livre de gás

Segundo a revista Brasil Energia, o mercado livre de gás deve ganhar novos agentes a partir de 2013, principalmente com a expectativa da entrada de novos produtores do energético.

Embora o cenário ainda não seja tão promissor, a Arsesp em São Paulo e a ANP já tem agentes comercializadores aprovados e realizando estudos para possíveis migrações de consumidores ao mercado livre de gás. Uma vez que esta migração precisa ser estruturada, pois prevê um aviso prévio obrigatório, cujo prazo pode variar de estado para estado e também devem atender a um volume mínimo de consumo, variando também de estado para estado.

O GNL vem se colocando também como uma opção para este mercado, visto a dificuldade de acesso a malha de transporte. Sendo que esta opção conta com a importação do gás.

Além de comercializadoras, produtores também vêm obtendo licenças para comercializar o combustível, principalmente no estado de São Paulo. Alguns estados como São Paulo e Espírito Santos ainda não permitem que produtor e comercializador sejam a mesma pessoa jurídica (Brasil Energia, 2012).

Segundo a PSR, para que o mercado livre se desenvolva é preciso que os estados insiram esta questão em sua legislação, mesmo nos estados onde há previsão de abertura ainda há muitas barreiras. No Rio de Janeiro, por exemplo, é exigido um consumo mínimo de 100 mil m³/dia para migrar do mercado cativo para o livre, condição que inviabiliza a migração de diversos consumidores.

Ao criar a figura do consumidor livre, autoprodutor e autoimportador de gás, a Lei do Gás inicia a reversão de parte das dificuldades.

Este novo cenário deve proporcionar o ingresso de outros agentes na produção, transporte e comercialização, colaborando para o desenvolvimento a médio prazo de novos fornecedores.

Mesmo considerando esta abertura, ainda há fortes incertezas relacionadas a este mercado, principalmente no que diz respeito a legislação. (PSR, 2011).

Segundo Calou, o principal objetivo deste mercado é criar oportunidades para que haja concorrência no fornecimento de gás, uma vez que a rede de distribuição continua sob

monopólio natural.

A perspectiva de aumento da oferta deste combustível é muito positiva, tanto do ponto de vista nacional quanto mundial. A evolução tecnológica do GNL, que permite transporte do gás em navios a custos atrativos, as descobertas e desenvolvimento de tecnologias viáveis de extração de fontes não convencionais como o shale gas³ e o tight gas⁴. Nos EUA principalmente, há crescimento da oferta destes e outros gases não convencionais. No Brasil há descobertas de shale gás nas bacias do Paraná e do Parnaíba e de tight gás na bacia de São Francisco.

Assim, para ancorar investimentos que permitam a elevação da oferta de modo a baixar preços é preciso haver um mercado firme para o gás.

Os principais desafios deste mercado será explorar o consumo em alguns segmentos como o químico, petroquímico, cogeração e termelétricas.

Para Calou, uma política integrada de gás e energia favoreceria o desenvolvimento das termelétricas (GasNet, 2012).

5.2 Mercado spot de energia

Os agentes do mercado livre de energia utilizam o mercado de curto prazo ou mercado spot para equacionar contratos de compra, consumo e contratos de venda.

Os volumes negociados no spot são valorados ao PLD somado de um ágio.

Dentre outros fatores o PLD tem suas variações atreladas às revisões de afluência no país, além de ter como base o CMO (custo marginal de operação).

Os parâmetros abaixo influenciam a formação do PLD:

- Afluência hidrológica;
- Projeções de crescimento de carga;
- Expansão do parque gerador;
- Combustível das termelétricas;
- Requisitos mínimos de armazenamento de energia de cada submercado, necessários ao atendimento pleno da carga (Curva de Aversão ao Risco);

³ Shale gas, ou gás de xisto: gás recuperável nas rochas de xisto, que possuem baixa porosidade e baixíssima permeabilidade

⁴ Tight gas: Gás natural contido em rochas de baixa porosidade e permeabilidade

- Parâmetros econômicos (taxa de desconto, custo do déficit);
- Limites de intercâmbio de transmissão;
- Disponibilidade, custo variável e inflexibilidade das usinas térmicas despachadas centralizadamente;
- Disponibilidade, dados operativos, histórico de vazões das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente.

Atualmente os modelos computacionais Newave e Decomp cruzam as variáveis acima a fim de otimizar a operação em horizontes de longo e curto prazo respectivamente, resultando no valor do CMO.

O Modelo Newave é utilizado para otimizar a política de operação num horizonte de médio prazo (5 anos). Este modelo possui discretização mensal, tendo como objetivo definir a proporção ótima de geração hidráulica, térmica e intercâmbio entre submercados. Avalia também o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios versus o custo de combustível das usinas termoelétricas, através de um processo iterativo que utiliza uma Função de Custo Futuro (FCF), a qual relaciona o valor esperado dos custos futuros, volume dos reservatórios e tendência hidrológica.

O modelo Decomp é utilizado para determinar o despacho de geração que minimize o custo total de operação ao longo do período de planejamento, tendo como resultado o CMO, que limitado por um piso e um teto, origina o PLD (InfoPLD, 2012).

Entre as variáveis que influenciam o modelo Decomp, destaca-se a Energia Natural Afluente - ENA média para acoplamento com o Newave.

O Decomp é utilizado para horizontes de curto prazo (até 12 meses) e utiliza a Função de Custo Futuro do Newave como dado de entrada. (CCEE).

Vale ressaltar que a natureza hidráulica da matriz energética brasileira faz com que o PLD tenha uma volatilidade muito superior a outras commodities. Não é possível contar com um “estoque” de água a longo prazo, resistindo a sazonalidade das chuvas.

Seria necessário um modelo de despacho de usinas ótimo para suavizar esta variação.

Capítulo 6 – Impactos dos despachos térmicos no setor de gás

Com as expectativas futuras de incremento da produção de gás natural, as termoeletricas são vistas como ancoras para o escoamento desta produção. A fim de estruturar esta tendência, os leilões para contratação de termoeletricas vem passando por processos de aperfeiçoamento.

Entre o LEN A-3 de 2011 e o LEN A-5 de 2011, foi verificada uma alteração regulatória importante para a contratação de termoeletricas a gás natural.

Uma das medidas regulatórias foi a Resolução nº 52 da ANP de 29 de setembro de 2011 que diz que os agentes vendedores autorizados devem celebrar contratos de compra e venda de gás natural registrados na ANP, sendo que os vendedores de gás natural devem demonstrar possuir reservas de gás suficientes para respaldar seus contratos de suprimento. A ANP fica responsável por informar a origem ou caracterização das reservas que suportarão o fornecimento dos volumes de GN contratados.

Outra modificação na regulação foi colocada pela Portaria MME nº 514 de 2 de setembro de 2011 que se refere a comprovação de reservas do combustível para respaldar projetos candidatos e não projetos vencedores do leilão.

A nova legislação pode dificultar a participação das térmicas a gás natural nos leilões de energia nova. Considerando que o gás efetivamente consumido em uma planta térmica estará de acordo com os despachos do ONS, a reserva exigida pode estar muito abaixo do volume necessário, inviabilizando a participação de novos empreendimentos.

Esta questão da flexibilidade das térmicas deve ser amenizada em um horizonte de longo prazo devido a redução da capacidade de regulação do sistema hídrico, assim a diversificação da matriz deverá ser feita e contratada de forma a otimizar a operação e o custo de geração do sistema elétrico.

Hoje esta diversificação é feita com base em termoeletricas, sendo que o parque térmico brasileiro é composto por dois tipos de usinas:

- térmicas inflexíveis: devido a suas características técnicas ou contratos take-or-pay de combustíveis, operam de forma continua;
- térmicas flexíveis: são despachadas quando o ONS indica que é recomendável para manter baixo o risco de abastecimento ou por razões elétricas

Como usinas flexíveis são despachadas apenas em condições adversas, há incertezas com relação aos impactos destes despachos tanto do ponto de vista financeiro como de

abastecimento. O setor de gás natural associado a geração térmica trás estas preocupações, por tratar-se de um potencial de consumo altamente volátil o setor não pode contar com a receita de eventuais vendas de gás para a geração elétrica para amortizar investimentos o que dificulta o planejamento do setor e também a sua inclusão na matriz de geração de eletricidade.

Uma alternativa para dar destino ao gás ocioso do segmento termoeletrico foi a criação do mercado secundário no inicio de 2011. Grandes indústrias do ramo siderúrgico e também de cimento e cal tem visto este mercado como uma boa oportunidade de se obter o combustível a preços mais acessíveis em épocas de hidrologia favorável. Este mercado é destinado a indústrias que consomem energéticos baratos como coque, carvão e vapor, o que torna inviável a contratação de gás firme. Quando há gás disponível a um preço mais competitivo que seu combustível principal as empresas optam pelo uso do gás secundário.

Este mercado é operado de acordo com os despachos termelétricos do ONS, ou seja, semanalmente a Petrobras avalia se há ou não disponibilidade de gás, se houver a companhia programa o fornecimento para clientes do mercado secundário por uma semana. Os contratos para este fornecimento são de longo prazo (de três a cinco anos) e os preços são estabelecidos pelos consumidores, sendo que o fornecimento é priorizado aos contratos de maior preço. A distribuidora faz um contrato com o cliente e um contrato espelho com a Petrobras. As margens obtidas pelas distribuidoras são pequenas, mas por outro lado permite às distribuidoras otimizar a malha, além disso, se o gasoduto estiver ocioso qualquer ganho marginal é melhor que nada (Ramalho, 2012).

Hoje a produção interna de gás natural é insuficiente para atender a demanda nacional, dependendo de importação. A tabela 6.1 mostra a participação da produção nacional na oferta total de gás ao mercado.

Tabela 6.1 – Participação do gás nacional na oferta total ao mercado

	média 2008	média 2009	média 2010	média 2011	jan/12	fev/12	mar/12	abr/12	mai/12	média 2012
PARTICIPAÇÃO DO GÁS NACIONAL NA OFERTA TOTAL AO MERCADO (%)	49,40%	49,70%	45,40%	55,10%	66,80%	57,70%	52,30%	47,75%	48,90%	54,60%

(Fonte: Boletim mensal de Acompanhamento da indústria de gás natural, jun/2012)

Desde 1998 a ANP vem realizando leilões que resultam em descobertas de novas

reservas no País permitindo também o ingresso de novos agentes no setor. Desde a Lei do Petróleo, a ANP realizou dez rodadas de leilões, sendo que o processo foi paralisado na 10ª rodada. A 11ª rodada deveria ter sido realizada em 2011, o que não acontece e também não há previsão de acontecer.

Segundo a ABIAPE, a paralisação das rodadas está associada a aprovação da nova regulação das áreas do Pré-sal, que estabelece regime de partilha da produção e distribuição dos royalties. O novo marco regulatório já foi aprovado, o que ainda está em discussão é uma proposta para os royalties.

A postergação de novos processos licitatórios compromete o desenvolvimento do setor de petróleo e gás e também a diversificação das fontes de suprimento, fundamental para a competitividade da indústria (ABIAPE, 2012).

Capítulo 7 – Conclusão

A EPE em seu Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico de 2021 considera que a economia mundial deve crescer em função de economias emergentes, apontando também que a economia do Brasil deve crescer acima da média mundial nos próximos anos.

Acompanhando esta projeção, é esperado um aumento médio do consumo de energia elétrica da ordem de 4,6% ao ano. Sendo que a carga de energia do SIN deve crescer em linha com esta projeção, através da realização de leilões de energia nova.

Grande parte da energia a ser disponibilizada nestes leilões deve ser proveniente de hidrelétricas com operação a fio d'água.

Esta característica prejudica a capacidade de armazenamento no SIN e uma das consequências deste fato será o maior despacho térmico para atender as exigências sazonais da carga.

Por outro lado, a produção de gás também deve aumentar significativamente nos próximos anos, principalmente com o Pré-sal. Assim será preciso criar um mercado robusto, capaz de escoar este aumento de produção.

Os seguimentos que devem ancorar esta produção são os consumidores industriais, o petroquímico e as termoeletricas, sendo que ainda existem vários entraves impostos ao setor de gás que inviabilizam seu desenvolvimento.

Considerando o setor elétrico, os parâmetros de despacho do ONS, de menor custo e menor impacto ambiental, é esperada a maior contratação de térmicas a gás natural.

Hoje grande parte das térmicas tem 100% de flexibilidade de acionamento, sendo despachadas apenas para atender situações adversas de baixa hidrologia.

Para atender esta exigência do setor elétrico, os contratos de gás das termelétricas são de caráter interruptível por parte do comprador, sendo que o produtor deve ser capaz de atender 100% da capacidade da planta a qualquer tempo.

Este modelo de despacho causa diversos impactos ao setor de gás, tanto do ponto de vista econômico quanto de abastecimento.

Quanto a questão econômica, com este consumo volátil, o setor de gás não pode contar com receitas provenientes destes contratos para amortizar investimentos, dificultando o planejamento do setor e também a sua inclusão na matriz de geração de eletricidade.

Outra questão é o CVU das térmicas que indexados a cesta de óleos e gás norte americana. Considerando que o Brasil importa grande parte do GNL destinado às UTEs

e o atual descolamento do inflacionado custo do GNL frente as cotações de petróleo no HH, a Petrobras vem absorvendo estas diferenças de preços para manter o abastecimento.

Outra questão econômica é a política de preços para o gás produzido no país. O gás associado ao petróleo o torna um subproduto do petróleo, que continua sendo o principal recurso a ser encontrado e comercializado pelos agentes produtores, logo, deveria ter um preço inferior ao gás não associado, tanto de origem nacional quanto importado. Além disso, o escoamento do gás deveria ser subsidiado pelo petróleo, uma vez que é o petróleo que viabiliza a exploração campo. Considerando também que a exploração e produção do petróleo e gás é caracterizada por grandes incertezas e altos investimentos com retornos de longo prazo, é necessária a criação de mecanismos que viabilizem estes investimentos e assegurem o potencial de aumento da oferta de gás.

Outra alternativa para o amadurecimento do mercado de gás brasileiro, aparentemente seria o aumento da produção interna de gás, considerando a volta das licitações de áreas de exploração de hidrocarbonetos, desvinculando questões de cunho político, como a distribuição de royalties. Considerar também o incentivo a produção de gás não convencional, o qual tem ganhado grande espaço no mercado mundial, devido ao seu baixo custo. Estas medidas contribuem com a diversificação das fontes de suprimento favorecendo a competitividade da indústria nacional.

Criar uma demanda regular para o consumo de gás também seria fundamental para o desenvolvimento do setor. Termelétricas na base do sistema elétrico e o incentivo da cogeração garantiriam maior inflexibilidade ao mercado de gás.

A eficácia da utilização dos gasodutos também é um ponto de atenção, isto poderia ser viabilizado com a criação de agências reguladoras independentes em todos os estados para a condução de processos de revisão tarifária. O processo de revisão tarifária também precisa de maior transparência, sendo que a implantação de audiências públicas poderia ampliar esta transparência, permitindo a participação e manifestação de todos agentes do setor, garantindo legitimidade ao processo.

Um operador independente, assim como o ONS opera o setor elétrico, pode viabilizar ganhos de produtividade e eficiência do setor.

Bibliografia fundamental

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Plano Decenal de Expansão Energética de 2021, disponível em <<http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>>, acessado em 7 de novembro de 2012.

Texto de Discussão do Setor Elétrico – TDSE nº 44, disponível em <<http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/tdse/>>, acessado em 18 de agosto de 2012.

Tolmasquim, M.T. Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, Brasília: Synergia Editora, 2011.

ANP - Agencia Nacional de Petróleo e Gás Natural e Biocombustíveis, disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>, acessado em 18 de agosto de 2012.

ANEEL – Agencia Nacional de Energia Elétrica, disponível em <<http://www.aneel.gov.br/>>, acessado em 18 de agosto de 2012.

CCEE – Camara de Comercialização de Energia Elétrica, disponível em <<http://www.ccee.org.br/>>, acessado em 18 de agosto de 2012.

ONS – Operador Nacional do Sistema, disponível em <<http://www.ons.org.br/>>, acessado em 18 de agosto de 2012.

Araujo, S.C.S., Visão geral da indústria de gás natural, maio de 2012.

MME - Ministério de Minas e Energia, Projeto RESEB-COM, outubro de 2001.

ANP - Agencia Nacional de Petróleo e Gás Natural e Biocombustíveis, Evolução da Indústria Brasileira de Gás Natural: Aspectos Técnico - Econômicos e Jurídicos, novembro de 2009.

Wagner, R., Nova Lei do Gás no Brasil gera expectativa no setor, Oil & Gas Journal

Latinoamericana, nº 3, jul/ago/set/2011.

Calou, S., Lei do Gás nebulosa para autoprodutores, autoimportadores e consumidores livres, Brasil Energia, nº 381, agosto de 2012.

Chabar, R. M., Otimização da operação sob incerteza de usinas termelétricas com contratos de combustível com cláusulas take-or-pay, 2005. Dissertação (Pós-Graduação) – Centro Tecnico Cientifico. Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro.

ANP, PRÉ-SAL, DESENVOLVIMENTO E SOBERANIA; 8 de agosto de 2011; disponível em <http://www.anp.gov.br>, acesso em 01/09/2012.

ANP, Anuário Estatístico Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2012; disponível em: <http://www.anp.gov.br>, acesso em 01/09/2012.

BEN – Balanço Energético Nacional 2011; disponível em <https://ben.epe.gov.br>, acesso em 01/09/2012.

BEN – Balanço Energético Nacional 2012, Resultados Preliminares; disponível em <https://ben.epe.gov.br>, acesso em 01/09/2012.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Caracterização do cenário macroeconômico para os próximos 10 anos (2012 – 2021), dez/2011; disponível em <http://www.epe.gov.br>, acesso em 01/09/2012.

Mielnik, O., Energia Elétrica e Inovações Elétricas, FGV Projetos, nº 1, ano 1, julho de 2011.

GasNet, Termoelétrica Ciclo Combinado, 2007; disponível em http://www.gasnet.com.br/novo_termeletricas/ciclo.asp, acesso em 20/09/2012.

Nota Técnica EPE-DEE/DPG-RE-001/2009-r1, Estudo para a Licitação da Expansão da Geração, outubro de 2009; disponível em www.epe.gov.br; acesso em 20/09/2012.

Pires, A., Os preços do gás natural no Brasil; Brasil Econômico, São Paulo, 05 de maio de 2011; disponível em www.nuca.ie.ufrj/gesel, acesso em 20/09/2012.

Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, nº 63, jun/2012; disponível em www.cogen.com.br , acesso em 20/09/2012.

Gomes, I., A matriz de gás no Brasil e no mundo: contrastes e paradigmas, , Brasil Energia, nº 382, setembro de 2012.

Abegas redação, Liquefeito e caro, 6 de agosto de 2012; disponível em www.abegas.org.br; acesso em 01/10/2012.

Souza, F. J. R., O Setor de gás natural no mundo; Biblioteca digital da câmara dos deputados; disponível em [HTTP://bd.camara.gov.br](http://bd.camara.gov.br); acesso em 01/10/2012.

Ramalho, A., Ambiente livre ganha agentes, Brasil Energia, ano 31, nº 378, maio/2012.

PSR, Oportunidades e Desafios no Mercado de Geração Termelétrica a Gás Natural; fevereiro de 2011.

Calou, S., O mercado livre de gás – perspectivas e desafios, GasNet, 31 de maio de 2012; disponível em <http://www.gasnet.com.br/conteudo/14018>, acesso em 01/10/2012.

Avila, P., Bezerra, B., Barroso, L.A., Rosenblatt, J., Pereira, M. V., Requisito de lastro de gás natural para viabilizar a participação de termelétricas nos leilões de energia nova: análise de propostas; Oil & Gas Expo and Conference 2012, Rio de Janeiro, setembro de 2012, disponível em www.psr-inc.com; acesso em 01/10/2012.

Castro, N. J., Brandão, R., Dantas, G. A., Considerações sobre a implantação de geração complementar ao parque hídrico brasileiro; Textos de discussão do setor elétrico brasileiro, nº 15, Rio de Janeiro, janeiro de 2010.

MME, ANP, Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural, nº 63, junho de 2012; disponível em

www.mme.gov.br/spg/menu/boletim_acompanhamento.html, acesso em 02/10/2012.

Proposta de política nacional para o gás natural no Brasil; Fórum das associações empresariais pró-desenvolvimento do mercado de gás natural; Brasília, 16 de outubro de 2012.

MMA – Ministério do Meio Ambiente, Gás Natural; disponível em <http://www.mma.gov.br/clima/energia/fontes-convencionais-de-energia/gas-natural>, acesso em 7 de novembro de 2012.