



3º SEMINÁRIO INTERNACIONAL SOBRE GÁS NATURAL

PARTICIPAÇÃO DO GÁS NATURAL NO ATENDIMENTO À DEMANDA BRASILEIRA DE GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO

Luciana Bastos de Freitas Rachid ⁽¹⁾

RESUMO A produção de Líquidos de Gás Natural, dentre eles o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), experimentou, em âmbito mundial, um contínuo crescimento e evolução tecnológica até meados da década de 80. Este trabalho apresenta a evolução da atividade de processamento de gás natural no Brasil, nos últimos vinte anos, e o conseqüente aumento da participação do GLP obtido do gás natural na oferta total deste derivado. São analisadas as possibilidades de aumento de tal participação até o ano 2001, em função de considerações econômicas. Discute-se ainda, a capacidade mundial instalada de processamento de gás natural, a projeção de preços do GLP no mercado internacional e sua possível influência na instalação de novas Unidades de Processamento no país.

ABSTRACT Natural Gas Liquids Production. Liquefied Petroleum Gas (LPG) among them, has undergone a continuous growth and technological development until the first half of the eighties. This paper presents the natural gas processing activity development in Brazil, in the last 20 years, and the increasing share of LPG produced from natural gas in the supply of LPG domestic market. Possibilities of achieving greater shares are discussed, based on economics of natural gas processing projects. Worldwide gas processing installed capacity and LPG pricing tendencies, and their influence in the construction of new Natural Gas Processing Units in Brazil, are also discussed.

1. INTRODUÇÃO

Desde os primórdios da indústria do gás natural, a possibilidade de obtenção de produtos líquidos leves - em particular o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) -, através do processamento primário do gás, tem despertado o interesse de produtores de gás em todo o mundo, devido ao maior valor agregado que tais produtos apresentavam comparativamente ao preço do gás natural.

Assim, a atividade de processamento experimentou uma evolução contínua ao longo dos anos, decorrente da conjugação de fatores econômicos e tecnológicos. Muitas unidades de grande porte foram construídas nas décadas de 60 e 70, sempre com maiores recuperações de líquidos e menor consumo de

(1) Engenheira Química, da Divisão de Gás do Departamento de Produção da PETROBRÁS



energia do que as anteriores. A partir de 1980, após o último choque do petróleo, o aumento do preço específico da energia, e a consequente preocupação com a sua conservação, tornou lucrativa até mesmo a instalação de unidades de pequena capacidade, em áreas produtoras isoladas.

O excesso de capacidade instalada fez com que a tendência de implantação de novas unidades revertesse a partir de meados dos anos 80, quando a oferta de produtos líquidos oriundos de processamento se tornou superior à demanda, causando uma acentuada depressão nos preços de tais produtos.

Em 1988 havia 1424 Unidades de Processamento de Gas Natural em operação no mundo, correspondendo a uma capacidade instalada de 4,2 bilhões de m³/d. No entanto, o gás processado não ultrapassou 2,5 bilhões de m³/d, significando 40% de capacidade ociosa. A produção média total de líquidos foi de 3,5 milhões de barris por dia (2).

Da capacidade instalada, 45% encontram-se nos Estados Unidos, 17% no Canadá, 7% no Oriente Médio, 5% no norte da África (Argélia, Líbia e Egito), 5% na Itália e os 20% restantes espalhados pelo resto do mundo.

O elevado percentual de ociosidade das instalações de processamento de gás caracterizam, ainda hoje, uma demanda inferior ao potencial de oferta de líquidos de gás natural, particularmente para países tipicamente exportadores destes produtos, fazendo com que os preços praticados no mercado internacional permaneçam em baixa.

2. HISTÓRICO DA EVOLUÇÃO DO PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

No Brasil, somente no início da década de 60 é que os volumes de gás produzido em uma mesma área justificaram a implantação de uma Unidade de Processamento de Gas Natural (UPGN) na Bahia, onde no final de 1962 entrou em operação a UPGN-Catu. Em dezembro de 1970, também na Bahia, entrou em operação a UPGN-Candeias. Desde então, nove novas unidades foram implantadas em outros Estados produtores de petróleo, de tal sorte que a capacidade nominal de processamento hoje instalada é de 12.810 Mm³/d de gás e 1.500 m³/d de condensado, conforme detalhado na Tabela I.

A evolução da produção brasileira de GLP a partir do gás natural, nos últimos 20 anos é apresentada na Tabela II, onde podem ser visualizados os vários patamares que correspondem às sucessivas entradas de novas UPGN's. No período 1981-1983, a produção adicional, em relação aos anos anteriores, foi devida à entrada em operação da UPGN-Atalaia; um novo patamar pode ser observado nos anos de 1984/85, com a contribuição das Unidades do Rio de Janeiro I e Lagoa Parda. Em 1986, a operação da UPGN-Guamaré acarretou um novo salto de produção e, finalmente, a partir de 1987, com a participação de 3 novas unidades, foi possível atingir uma produção de 1 milhão de m³ de GLP oriundo de processamento do gás natural.

A Tabela III apresenta a evolução do consumo final de GLP no Brasil, no período 1970-1990, bem como as contribuições percentuais do GLP obtido a partir do refino de petróleo e do processamento de gás natural. Nota-se que, conquanto modesta, a participação do GLP de UPGN na oferta total conseguiu se elevar dos 4 a 8%, registrados ao longo dos anos 70 e início da década de 80, até atingir 13,3%, em 1987, tendo se mantido superior a 10% desde então.



TABELA I

UNIDADES DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL E/OU CONDENSADO DA PETROBRÁS

UPGN	ESTADO	ENTRADA EM OPERAÇÃO	CAPACIDADE (Mil m ³ /d) PROJETO/MÉDIA 90	PRODUÇÕES (m ³ /d) PROJETO / MÉDIA 1990		
				LGN	GLP	CS+
CATU	BA	DEZ/62	1400 / 1614	480 / 419	(A)	(A)
CANDEIAS	BA	DEZ/70	2000 / 2387	715 / 528	(A)	(A)
ATALAIA (B)	SE	MAR/81	2000 / 2728	830 / 847	580 / 844	250 / 203
RIO DE JANEIRO I	RJ	NOV/83	2000 / 1865	658 / 483	584 / 411	94 / 72
LAGOA PARDA	ES	NOV/83	150 / 304	43 / 46	31 / 31	12 / 15
GUAMARÉ I	RN	NOV/85	2000 / 1956	634 / 655	545 / 529	89 / 106
ASFOR	CE	ABR/87	350 / 147	180 / 66	147 / 57	33 / 9
CABIÚNAS	RJ	JUN/87	560 / 529	194 / 136	179 / 118	15 / 18
RIO DE JANEIRO II (C)	RJ	JUL/87	2000 / 1111	980 / 198	576 / 162	51 / 36
CARMÓPOLIS	SE	ABR/89	350 / 213	69 / 22	- / -	- / -
URUCU (D)	AM	SET/92	600 / -	189 / -	178 / -	11 / -
TOTAL PETROBRÁS			13410 / 12854	4972 / 3380	2800 / 2589	555 / 758
UPCGN	ESTADO	ENTRADA EM OPERAÇÃO	CAPACIDADE (Mil m ³ /d) PROJETO/MÉDIA 90	PRODUÇÕES (m ³ /d) PROJETO / MÉDIA 1990		
				LGN	GLP	CS+
CABIÚNAS (E)	RJ	JAN/87	1500 / 193	984 / 155	689 / 96	295 / 59

OBS: (A) - O LGN DE CATU E CANDEIAS É FRACIONADO NA REFINARIA LANDULPHO ALVES

MÉDIA DE 1990: GLP = 636 m³/d E CS+ = 299 m³/d

(B) - INCLUI O GLP E O CS+ ORIUNDO DO LGN DE CARMÓPOLIS QUE É FRACIONADO EM ATALAIA

(C) - NO LGN DE PROJETO ESTÁ INCLUIDA A PRODUÇÃO DE 363 m³/d DE ETANO LÍQUIDO

(D) - EM CONSTRUÇÃO

(E) - UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE CONDENSADO DE GÁS NATURAL



TABELA II

**EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO
DE GLP DE GÁS NATURAL**

ANO	GLP de UPGN (Mil m ³)
1970	105
1971	154
1972	167
1973	159
1974	189
1975	215
1976	212
1977	229
1978	232
1979	224
1980	231
1981	282
1982	329
1983	383
1984	541
1985	647
1986	850
1987	1048
1988	988
1989	917
1990	1024

FONTES: BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL (1)
PETROBRÁS (1988 e 1990)

TABELA III

**PARTICIPAÇÃO DO GLP DE GÁS NATURAL
E DE REFINO NO CONSUMO FINAL DE GLP**

ANO	CONSUMO FINAL (Mil m ³)	GLP DE REFINO (%)	GLP DE UPGN (%)
1970	2225	72,0	4,7
1971	2401	71,5	6,4
1972	2654	72,2	6,3
1973	2944	83,4	5,4
1974	3137	80,4	6,0
1975	3281	91,2	6,6
1976	3597	86,5	5,9
1977	3788	83,5	6,0
1978	4195	92,4	5,5
1979	4634	89,0	4,8
1980	4951	89,1	4,7
1981	5250	85,3	5,4
1982	5884	70,4	5,8
1983	6158	72,4	6,2
1984	6098	79,8	8,9
1985	6621	77,3	9,8
1986	7184	70,9	11,8
1987	7874	68,4	13,3
1988	8458	65,1	11,7
1989	8668	60,2	10,6
1990	9144	59,4	11,2
TAXA DE CRESCI- MENTO(%) 1970/90	7,3	6,3	12,1

FONTES: BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL (1)
PETROBRÁS (1988 e 1987)



Observa-se que, nos últimos vinte anos, o consumo final de GLP cresceu a uma taxa de 6,3% a.a., enquanto o crescimento da produção de GLP de UPGN foi de 12,1% a.a.. A contribuição do GLP proveniente do refino cresceu apenas a uma taxa de 6,3% a.a., no mesmo período, tendo sua participação na oferta total decrescido de 92,4% em 1978 para 59,4% em 1990. O déficit gerado pela demanda superior à oferta tem sido coberto pela importação do produto. Em 1978, a parcela de GLP importado correspondeu a apenas 2,1% do consumo final deste derivado; nos dois últimos anos, no entanto, este percentual se situou em torno de 29% da demanda total.

3. PREVISÕES DE DEMANDA E DE PRODUÇÃO

Estima-se que até o ano 2000 a demanda anual de GLP cresça a uma taxa média de 3,4% a.a., bastante inferior àquelas observadas nas décadas de 70 (8,5% a.a.) e 80 (6,4% a.a.). Tal estimativa baseia-se em duas suposições: a) fim da fase de substituição intensiva de outros combustíveis particularmente a lenha, pelo GLP e que foi responsável por tão elevado crescimento de consumo nos últimos 20 anos; b) adoção e efetiva aplicação de medidas que coibam o uso ilegal do produto, o qual representa um percentual expressivo da demanda nacional.

Quanto à oferta de GLP obtido do processamento do gás natural, a previsão de potencial de produção está mostrada na Tabela IV, onde observa-se a possibilidade de aumento, em cerca de 475 mil m³, da produção deste derivado, a partir de 1995. Este aumento será decorrente da maior produção de gás natural prevista no período 1995-2001. Para tanto, será necessária a implantação de três novas Unidades de Processamento, no Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte e Amazonas.

TABELA IV

PREVISÃO DA DEMANDA TOTAL DE GLP E DA PRODUÇÃO DE GLP DE UPGN

(Mil m³)

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
DEMANDA _TOTAL	9237	9485	9817	10190	10578	10969	11353	11739	12120	12497	12900
GLP DE UPGN	1100	1173	1179	1190	1652	1673	1687	1672	1703	1647	1604
PARTICIPAÇÃO (%)	11,9	12,4	12,0	11,7	15,6	15,3	14,9	14,2	14,0	13,2	12,4



4. VIABILIDADE ECONÔMICA DE NOVAS UPGN's

A matéria-prima de uma Unidade de Processamento é a parcela do gás natural que é liquefeita e fracionada em GLP e C5+. Raros são os casos em que este insumo tem custo zero por não ter um uso alternativo. De um modo geral, o gás liquefeito tem um custo de oportunidade igual ao preço de venda do gás, estipulado pelo Departamento Nacional de Combustíveis (DNC), preferencialmente para uso como combustível, cujo preço é o mais elevado da estrutura vigente.

Se considerarmos que uma UPGN é uma unidade industrial que transforma uma energia que se encontra no estado gasoso em energia no estado líquido (GLP e C5+), é fácil verificar que deve haver uma diferença de preço específico entre estas duas formas de energia (em Cr\$/milhão Kcal, por exemplo) de modo a cobrir os custos operacionais e remunerar os investimentos a uma taxa de retorno superior à taxa mínima de atratividade adotada pela empresa.

As recentes avaliações econômicas de projetos de implantação de UPGN's têm demonstrado a baixa atratividade de tais projetos, sob o ponto de vista empresarial, adotando-se uma taxa de desconto de 15% a.a.. Considera-se, ainda, para valoração dos produtos, a estrutura de preços do DNC, correspondendo ao Valor Médio de Realização dos Derivados (VMR) para o GLP, uma vez que será utilizado no abastecimento do mercado interno, e ao Preço CIF da estrutura do petróleo nacional para o C5+, dado que sua produção será adicionada ao óleo, gerando um volume adicional do mesmo.

Com base nestas premissas, somente nos casos em que o gás natural não é valorado tem sido possível viabilizar a implantação de novas UPGN's. Tal é o caso da unidade que será instalada no Amazonas para processar o gás produzido e injetado durante a fase do Projeto Piloto do Campo de Rio Urucu.

5. UNIDADES DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL SOB O ENFOQUE SOCIAL

No caso de empresas estatais, a análise econômica para a implantação de qualquer projeto deve sempre considerar o ponto de vista do interesse do país (análise social), o qual leva em conta a economia líquida de divisas proporcionada pelo projeto em questão. Particularmente no caso do GLP, qualquer incremento da sua produção no país significa redução de importações com conseqüente reflexo no mercado cambial, além de redução da dependência externa para abastecimento do mercado interno.

A análise econômica sob o enfoque social considera, dentre outras premissas, as projeções de preços médios de importação dos produtos a serem produzidos, os quais são estimados em função de cenários que definem o ambiente e as tendências internacionais no período considerado.

Diante do quadro de excesso de capacidade mundial instalada de processamento de gás natural, descrito anteriormente, espera-se que o preço médio de importação do GLP, CIF Brasil, se estabilize em torno de US\$ 200/ton. O Gráfico I mostra a evolução deste preço de 1979 a 1990 e sua projeção até o ano 2000, quando deverá se situar em torno de US\$ 215/ton. Cabe notar que, após ter atingido valores elevadíssimos no início dos anos 80, a reversão do balanço oferta/demanda, a partir de 1984, teve como reflexo uma queda acentuada do preço do produto, o qual, colocado no Brasil, chegou a menos de US\$ 150/ton.



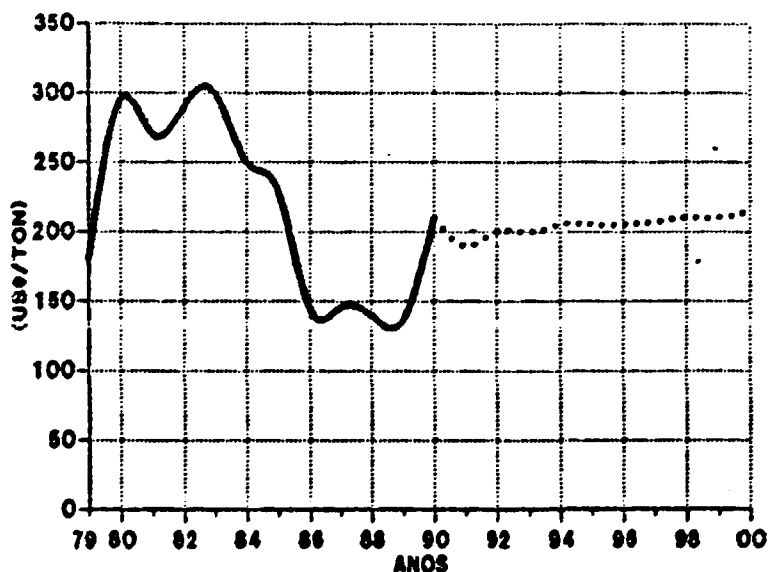
Assim sendo, a implantação de novas Unidades de Processamento de Gás Natural pode ser viabilizada, sob a ótica social, a depender, dentre outros fatores, dos preços internacionais esperados para a importação de GLP e petróleo, este último devendo atingir US\$ 27/bbl no final do século.

É claro que, além do fator preço, investimentos e custos operacionais influirão decisivamente nos resultados econômicos a serem obtidos. Em princípio, serão necessários processos de alta eficiência e baixo consumo de energia, que se traduzam em menores custos operacionais, além de simplificações nos projetos das unidades de modo a se obter valores reduzidos de investimento.

Cabe frisar que decisões baseadas em análises econômicas sob o ponto de vista social só têm sentido no âmbito de empresas estatais e que jamais são tomadas pela iniciativa privada.

GRÁFICO I

PREÇO MEDIO DO GLP CIF BRASIL





6. CONCLUSÕES

Com base no que foi exposto, podemos concluir que:

- A implantação de Unidades de Processamento de Gás Natural no país contribuiu significativamente para o atendimento da demanda de GLP, tendo a participação do GLP obtido a partir de UPGN's crescido da faixa dos 4 a 6% para 13% em 1989;
- as previsões de potencial de produção de GLP, a partir de gás natural, até o ano 2001, indicam que aquela participação poderá se manter acima de 10%, considerando um crescimento da demanda da ordem de 3,4%, desde que novas Unidades de Processamento sejam implantadas até 1995;
- Considerando-se o custo de oportunidade da parcela do gás natural que será liquefeito, a implantação de novas UPGN's se tornam projetos de difícil viabilização, sob o ponto de vista empresarial;
- A análise de tais projetos sob o ponto de vista do país (análise social) pode conduzir à viabilização dos mesmos, a depender, dentre outros fatores, dos preços esperados para a importação dos produtos que seriam produzidos através do processamento;
- A projeção dos preços de importação de GLP indicam uma tendência à estabilização em torno de US\$ 200/ton. o que, aliado a fatores tais como investimento e custos operacionais reduzidos, poderá conduzir a indicadores, na análise econômica social, que aconselhem a implantação de novas Unidades de Processamento de Gás Natural no Brasil.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1- Brasil, Ministério das Minas e Energia. Balanço Energético Nacional. Brasília, 1989. p.32,117,121-39.
- 2- 1990 Worldwide Refining & Gas Processing Directory. 47 ed., Tulsa, PennWell Publishing Company. 1989. 474p.