



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

Perspectivas de Oferta de GLP no Brasil até 2015

Superintendência de Planejamento e Pesquisa – SPP

Superintendência de Refino e Processamento de Gás Natural – SRP

Superintendência de Abastecimento – SAB

Novembro de 2009

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP

Autoridade sob regime especial, com personalidade jurídica de direito público e autonomia patrimonial, administrativa e financeira, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com prazo de duração indeterminado, como órgão regulador da indústria do petróleo, nos termos da Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997.

DIRETOR-GERAL: Haroldo Borges Rodrigues Lima

DIRETORES: Nelson Narciso Filho

Allan Kardec Duailibe Barros Filho

Magda Maria de Regina Chambriard

Victor de Souza Martins

As **NOTAS TÉCNICAS** têm por objetivo divulgar resultados de estudos desenvolvidos pela Agência, visando dar suporte à constituição de uma base de conhecimento interna sobre a indústria do petróleo e gás. Objetiva-se também prover um amplo acesso externo aos conhecimentos gerados internamente, procurando assegurar transparência e credibilidade às decisões e regulamentações promovidas pela Agência.

Escritório Central:

Av. Rio Branco, 65 – 12º ao 22º andar

Centro - Rio de Janeiro - RJ – 200090-004

Tel.: (21) 2112-8100

Fax: (21) 2112-8129 / 39 / 49

www.anp.gov.br

e-mail: crc@anp.gov.br

Sede:

SGAN, Quadra 603, Módulo I, 3º andar

Brasília - DF - 70830-902

Tel.: (61) 3426-5199

Fax: (61) 3226-0699

Unidades Administrativas Regionais:**São Paulo**

Av. Indianópolis, 1111

São Paulo - SP - 04063-002

Tel.: (11) 2275-0168/ 2276-1175/
2276-1168

Salvador

Av. Tancredo Neves, 450, sala 1.401

Edifício Suarez Trade

Salvador - BA - 41820-020

PABX: (71) 3496-9800

É permitida a reprodução deste texto, desde que obrigatoriamente citada a fonte.

Reproduções para fins comerciais são rigorosamente proibidas.

Superintendência de Planejamento e Pesquisa – SPP

Superintendente: Florival Rodrigues de Carvalho

Superintendente Adjunto: Ney Maurício Carneiro da Cunha

Superintendência de Refino e Processamento de Gás Natural – SRP

Superintendente: José Carlos de Andrade

Superintendente Adjunto: Waldyr Martins Barroso

Superintendência de Abastecimento

Superintendente: Dirceu Amorelli Júnior

Superintendente Adjunto: Carlos Orlando da Silva

Coordenação: Jacqueline Barboza Mariano – ANP/SPP

Equipe:

Abrão Antônio Júnior – ANP/SAB

Alexandre Carlos Camacho Rodrigues – ANP/SRP

José Carlos Soares Tigre – ANP/SPP

ÍNDICE

1. Introdução	7
2. Oferta Atual de GLP no Brasil	8
2.1. Produção de GLP no Brasil	9
2.2. Importações de GLP	13
2.3. Exportações de GLP	14
3. Perspectivas Futuras	15
3.1. Expansão e Modernização das Refinarias já Existentes	17
3.1.1. REPLAN – Refinaria de Paulínia (São Paulo)	17
3.1.2. REVAP – Refinaria Henrique Lage (São Paulo)	18
3.1.3. RECAP – Refinaria de Capuava (São Paulo)	18
3.1.4. RPBC – Refinaria Presidente Bernardes (São Paulo)	18
3.1.5. REPAP – Refinaria Presidente Vargas (Paraná)	19
3.1.6. REDUC – Refinaria Duque de Caxias (Rio de Janeiro)	19
3.1.7. REGAP – Refinaria Gabriel Passos (Minas Gerais)	19
3.1.8. RLAM – Refinaria Landulpho Alves (Bahia)	19
3.1.9. REMAN – Refinaria de Manaus (Amazonas)	20
3.1.10. REFAP – Refinaria Alberto Pasqualini (Rio Grande do Sul)	20
3.1.11. LUBNOR – Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (Ceará)	20
3.1.12. Refinaria de Manguinhos (Rio de Janeiro)	20
3.1.13. Refinaria Riograndense (Rio Grande do Sul)	21
3.1.14. SIX – Unidade de Processamento de Xisto (Rio Grande do Sul)	21
3.2. UPGNs Existentes	21
3.2.1. Atalaia e Carmópolis (Sergipe)	21
3.2.2. Catu e Candeias (Bahia)	21
3.2.3. Cabiúnas (Rio de Janeiro)	22
3.2.4. Cacimbas (Espírito Santo)	22
3.2.5. Caraguatatuba (São Paulo)	22
3.2.6. Lagoa Parada (Espírito Santo)	23
3.2.7. Alagoas	23
3.2.8. LUBNOR (Ceará)	23
3.2.9. REDUC (Rio de Janeiro)	23
3.2.10. RPBC (São Paulo)	24
3.2.11. São Francisco (Bahia)	24
3.2.12. Urucu (Amazonas)	24
3.2.13. Sul Capixaba (Espírito Santo)	24
3.2.14. Guamaré (Rio Grande do Norte)	25
4. Metas do PLANGAS	25
5. Novas Refinarias de Petróleo	27
5.1. Refinarias Premium	27
5.1.1. Refinaria Premium I – Maranhão	28
5.1.2. Refinaria Premium II – Ceará	29
5.2. RNEST (Refinaria Abreu e Lima) – Pernambuco	29
5.3. COMPERJ (Rio de Janeiro)	32
6. Centrais Petroquímicas	35
6.1. Braskem	35
6.2. Quattor	36
7. Oferta Total – Dados Consolidados	37
8. Conclusões	39
9. Referências Bibliográficas	40

Apresentação

O presente trabalho tem por objetivo apresentar um estudo sobre as perspectivas de oferta de gás liquefeito de petróleo (GLP) no Brasil, nos próximos cinco anos e propor uma curva para sua produção interna. Para tanto, foram coletadas informações junto às empresas produtoras de GLP no país, sobre novos projetos de construção e ampliação de unidades industriais, informações sobre novos empreendimentos do setor no horizonte da projeção e também informações sobre as autorizações da Superintendência de Refino e Processamento de Gás Natural – SRP – da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Em alguns casos (sempre indicados no texto), estão sendo consideradas informações fornecidas pelos agentes econômicos em apresentações públicas, visto ainda não haver, para as referidas instalações, nenhum pedido de Autorização para Construção/Operação em curso na ANP.

A alteração no panorama atual de oferta de GLP deve-se a modernizações e ampliações de refinarias (que alterem o perfil de produção ou aumentem a capacidade nominal de processamento de algumas unidades), à construção de novas unidades produtoras e à construção de unidades de separação de propeno, que afetem o volume das correntes de GLP e também à construção de unidades de processamento de gás natural ou condensado de gás natural, quer seja ele associado ou não.

Cabe mencionar, entretanto, que as estimativas apresentadas no presente estudo buscam apenas oferecer indicativos para o mercado deste derivado, podendo ser modificadas em função de novos projetos e empreendimentos e/ou de atrasos e/ou modificações nos projetos aqui considerados. Ademais, como os dados recebidos pela SRP só atingem um panorama de cinco anos, não seria possível a previsão da produção para além desse horizonte temporal.

Para o referido estudo, algumas considerações gerais foram feitas, a saber:

- Massa Específica do GLP – $0,552 \text{ t/m}^3$ (média brasileira segundo o Anuário Estatístico da Indústria do Petróleo e do Gás Natural publicado pela ANP);
- Ano operacional composto de 360 dias (operação contínua de UPGNs, UPCGNs, refinarias e demais unidades produtoras);
- Percentual de GLP quando do aumento da capacidade nominal instalada das Unidades de Destilação Atmosférica – 4% (considerando a atual complexidade

do parque de refino brasileiro, incluindo unidades tais como FCC, coqueamento retardado e outras).

1. Introdução

O GLP é um dos energéticos mais importantes consumidos no Brasil, sendo seu uso essencialmente voltado para os setores residencial e comercial (uso para cocção), mas também consumido pelo setor industrial.

A importância de se executar um estudo sobre as perspectivas de oferta de GLP no Brasil se dá especialmente em virtude das discussões sobre a flexibilização do uso deste derivado, atualmente com utilização proibida em veículos automotores, caldeiras, e para o aquecimento de piscinas e saunas (Lei 8.176/91 e Resolução ANP nº 15/05). Cabe também mencionar que a ANP tem como uma de suas atribuições o planejamento indicativo da infra-estrutura de abastecimento dos derivados de petróleo, gás natural e biocombustíveis e o estudo da oferta pertence a tal escopo.

Até o presente momento, a Petrobras tem sido a grande produtora de GLP no país, sendo, portanto, o maior agente da oferta. Somente uma parte muito pequena da produção é oriunda das refinarias privadas e de centrais petroquímicas que não contam com a participação da companhia. O Plano de Negócios 2009-2013 da Petrobras apresentou os investimentos previstos para a área de abastecimento, e, para essa área, o maior objetivo da companhia reside na ampliação da capacidade de refino no Brasil, acompanhando o crescimento da produção nacional de petróleo, o aumento do volume de óleo nacional processado e o atendimento aos padrões de qualidade de derivados exigidos pelo mercado internacional e pela legislação ambiental recente que já entrou em vigor no Brasil (Resoluções CONAMA sobre o Teor de Enxofre no óleo diesel).

O aumento da carga processada será resultado não apenas da operação de novas refinarias já incluídas no planejamento da companhia, mas também de *revamps* nas plantas antigas de refino e de processamento de gás natural, e da construção de novas UPGNs.

Com as novas refinarias, UPGNs e *revamps*, a Petrobras pretende chegar em 2013 processando 2,27 milhões de barris de petróleo por dia contra 1,78 milhão de barris por dia em 2008.

De acordo com a companhia, o foco da expansão das unidades se encontra na consecução dos seguintes objetivos:

- Ampliação do processamento do petróleo nacional, ácido e pesado – agregação de valor;
- Redução da exportação de petróleo nacional pesado;

- Redução da importação de derivados leves e médios (GLP, nafta petroquímica e óleo diesel);
- Atendimento a exigências ambientais (produção de diesel e de gasolina com menores teores de enxofre – 50 e 10 ppm, respectivamente);
- Atendimento a novos requisitos de qualidade do produto;
- Adequação do perfil do parque de refino nacional ao perfil da demanda brasileira por derivados (redução de importações): redução da produção de óleo combustível, aumento da produção de óleo diesel e de GLP;
- Aumento da escala e do grau de complexidade do parque de refino nacional;
- Redução de custos logísticos seja na exportação de petróleo seja na importação de derivados.

Em tal contexto, o aumento da produção nacional de GLP nos próximos cinco anos será função dos seguintes projetos:

- Expansão e *revamps* e das refinarias já existentes
- Expansão das UPGNs já existentes
- Construção de novas Refinarias
- Construção de novas UPGNs
- Expansão de Centrais Petroquímicas
- Construção de novas Plantas Petroquímicas

Nos próximos itens serão apresentados detalhes sobre tais projetos, no horizonte da projeção de demanda de GLP tratado no presente trabalho, isto é, nos próximos cinco anos.

2. Oferta Atual de GLP no Brasil

A oferta de GLP no Brasil é composta por duas parcelas, uma parcela oriunda da produção interna e a outra oriunda das importações. A projeção da oferta para o curto prazo será feita apenas em relação à parcela da produção interna, na medida em que o déficit será automaticamente importado, independentemente de qual seja este volume.

A produção interna de GLP é oriunda de três tipos de instalações industriais: refinarias de petróleo, UPGNs – Unidades de Processamento de Gás Natural – e Centrais Petroquímicas. A quantidade de GLP produzida em tais instalações depende de sua capacidade de processamento, de seu perfil de produção (tipo de unidades que

compõem uma refinaria), do tipo de petróleo e de gás natural processados, bem como das paradas programadas das unidades para manutenção.

Por exemplo, em unidades de processamento de gás natural adjacentes a campos de petróleo, as características do gás natural podem variar ao longo do tempo, e o que se verifica normalmente é que a riqueza do gás diminui, diminuindo, conseqüentemente, o rendimento da produção de GLP.

2.1. Produção de GLP no Brasil

A seguir apresentamos um panorama recente da produção de GLP no Brasil. A produção de GLP em 2008 (ANP, 2009) foi a seguinte:

- **Refinarias de Petróleo** – 4.136.000 toneladas
- **UPGNs** – 1.711.000 toneladas
- **Centrais Petroquímicas** – 89.000 toneladas

A Figura 1 apresenta o perfil da produção de GLP no Brasil, em 2008, por tipo de unidade produtora.

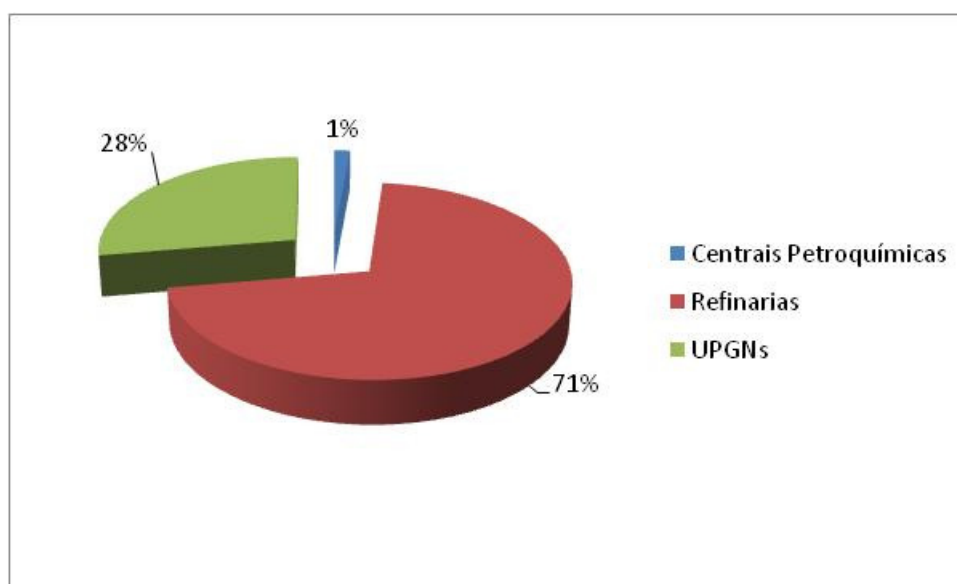


Figura 1. Perfil da Produção de GLP no Brasil em 2008

Fonte: a partir de ANP, 2009.

A Tabela 1 apresenta a produção de GLP no Brasil, por unidade produtora, em 2008,

Tabela 1. Produção de GLP em 2008 por Unidade Produtora

UNIDADE	TIPO	PRODUÇÃO DE GLP (mil m ³)
REFINARIA RIOGRANDENSE (RS)	Refinaria	3
REMAN (AM)	Refinaria	109
LUBNOR (CE)	Refinaria	11
RLAM (BA)	Refinaria	893
REDUC (RJ)	Refinaria	1.038
REPLAN (SP)	Refinaria	1.698
REFAP (RS)	Refinaria	635
REGAP (MG)	Refinaria	742
RECAP (SP)	Refinaria	307
REVAP (SP)	Refinaria	1.091
RPBC (SP)	Refinaria	467
REPAR (PR)	Refinaria	949
SIX (RS)	Unidade de Processamento de Xisto	18,5
BAHIA (BA)	UPGN	247
GUAMARÉ (RN)	UPGN	308
PILAR (AL)	UPGN	26
ATALAIA (SE)	UPGN	185
CABIÚNAS (RJ)	UPGN	1.176
LAGOA PARDA (ES)	UPGN	12
URUCU (AM)	UPGN	973
REDUC (RJ)	UPGN	122
RPBC (SP)	UPGN	-
LUBNOR (RJ)	UPGN	6
QUATTOR	Central Petroquímica	88
BRASKEM	Central Petroquímica	74

*Notas sobre as UPGNs: Atalaia inclui os volumes produzidos nas UPGNs Bahia, Catu e Carmópolis. O LGN produzido na UPGN de Carmópolis é fracionado em GLP e C₅⁺ na UPGN de Atalaia. Bahia inclui os volumes produzidos nas UPGNs Bahia, Catu e Candeias. O LGN produzido nestas UPGNs é fracionado na RLAM. Cabiúnas Inclui a produção da UPGN, da URGN, das URLs e da UPCGN de Cabiúnas. O LGN produzido na URGN é fracionado na UPCGN. O LGN produzido nas URLs é fracionado na UFL da REDUC. Guamaré inclui os volumes produzidos nas UPGNs Guamaré I, Guamaré II e Guamaré III. Lagoa Parda inclui os volumes produzidos na UPGN Lagoa Parda, DPP Lagoa Parda e DPP Cacimbas. REDUC inclui os volumes produzidos nas UPGNs REDUC I e II. A UGN RPBC apenas separa e estabiliza o condensado de linha. Urucu inclui os volumes produzidos nas UPGNs Urucu I, II e III.

Fonte: ANP, 2009.

A Figura 2 apresenta a localização das unidades que atualmente produzem GLP no Brasil.

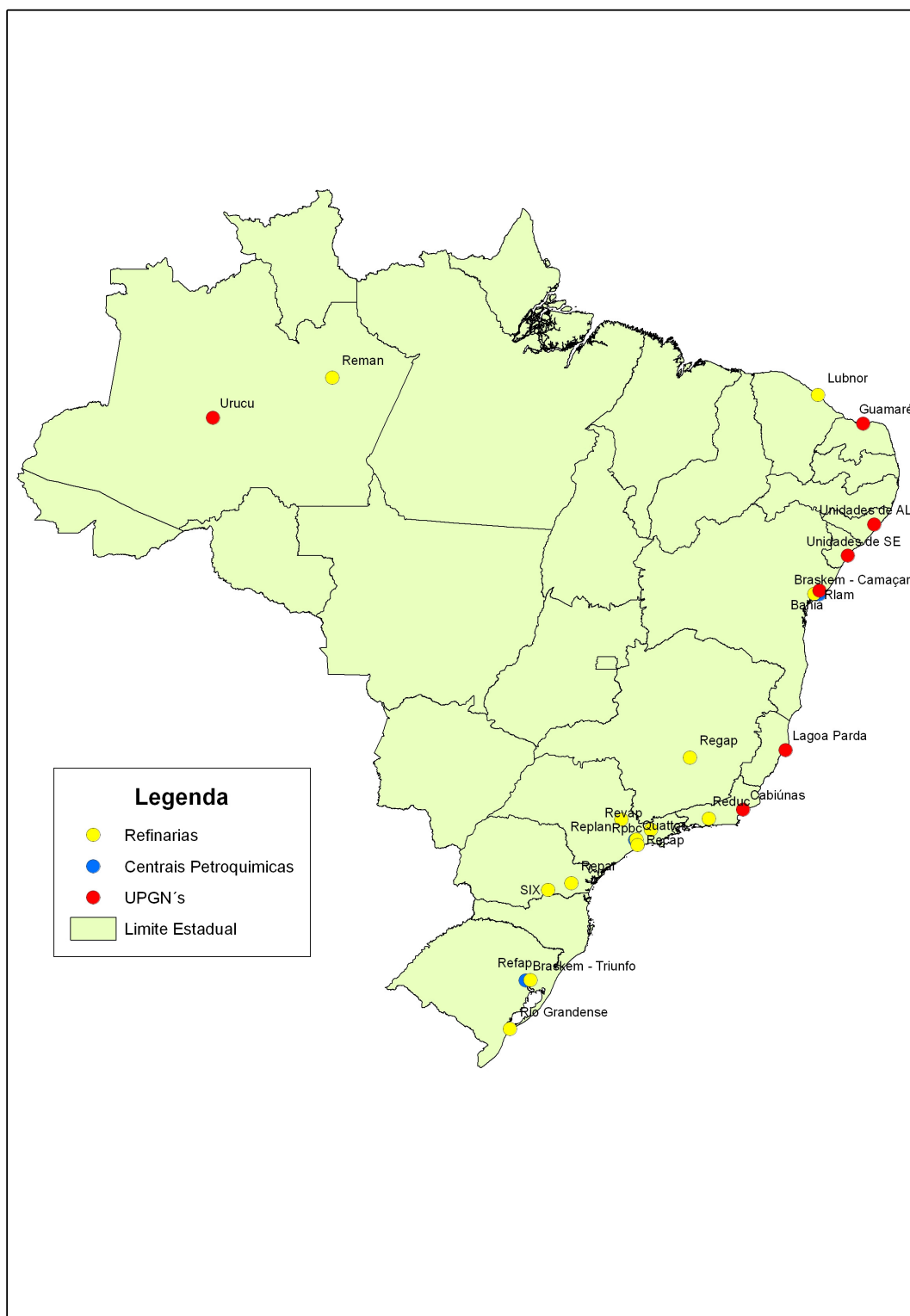


Figura 2. Unidades Produtoras de GLP no Brasil

Fonte: ANP, 2009.

O histórico da produção de GLP no Brasil, por refinaria, no período de 2000 a 2008, é mostrado na Figura 3, e por tipo de unidade produtora, no mesmo período, é apresentado na Figura 4.

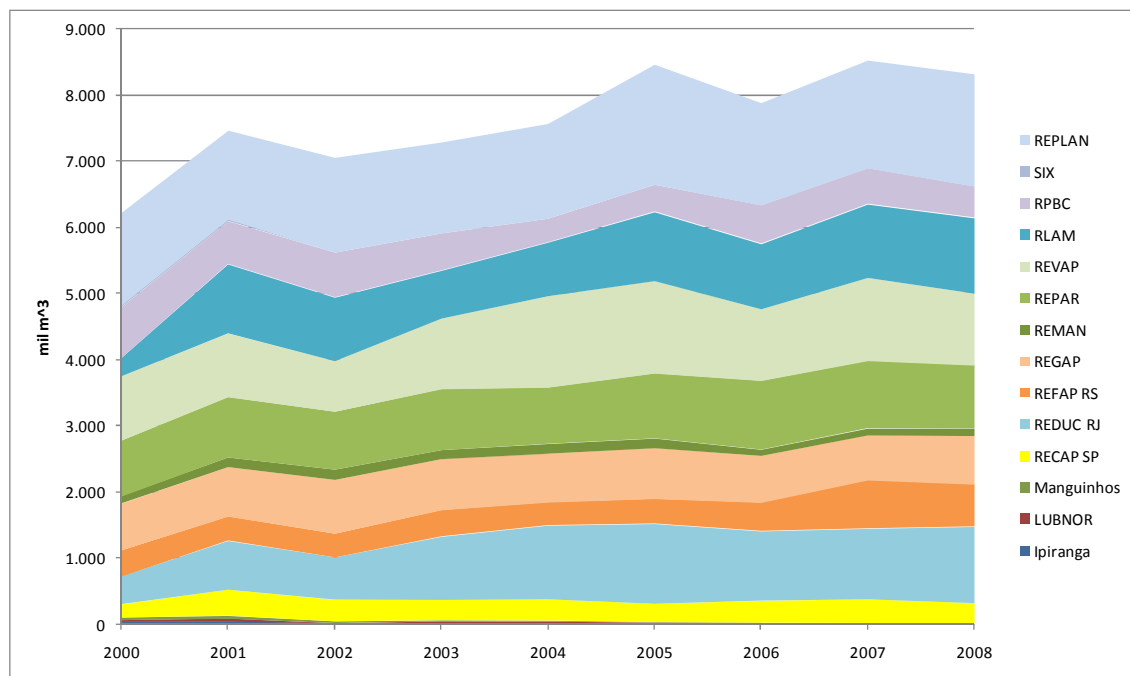


Figura 3. Produção de GLP no Brasil, por Refinaria, no Período de 2000 a 2008

Fonte: a partir de ANP, 2009.

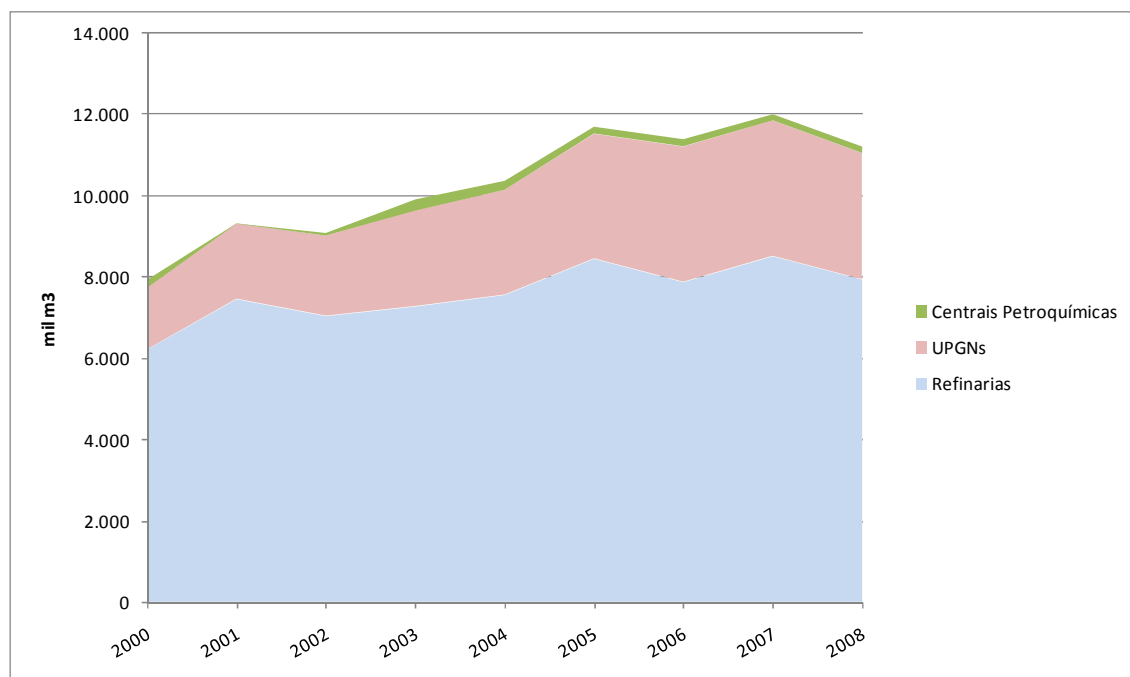


Figura 4. Produção de GLP no Brasil, por Tipo de Unidade Produtora, no Período de 2000 a 2008

Fonte: a partir de ANP, 2009.

2.2. Importações de GLP

O GLP, o óleo diesel e a nafta compõem o grupo de derivados de petróleo importados em maior quantidade pelo Brasil, que ainda busca a auto-suficiência na sua produção. Conforme pode ser observado, as importações do derivado diminuíram no período entre 2000 e 2005, devido a reduções no seu consumo, voltando a aumentar a partir de 2006. Tal redução se deu em virtude do aumento da produção nacional de GLP. Cabe também mencionar que o Brasil importa GLP essencialmente da Argentina, da Argélia e da Noruega. A Figura 5 mostra a origem das importações no Brasil em 2009, até o mês de outubro.

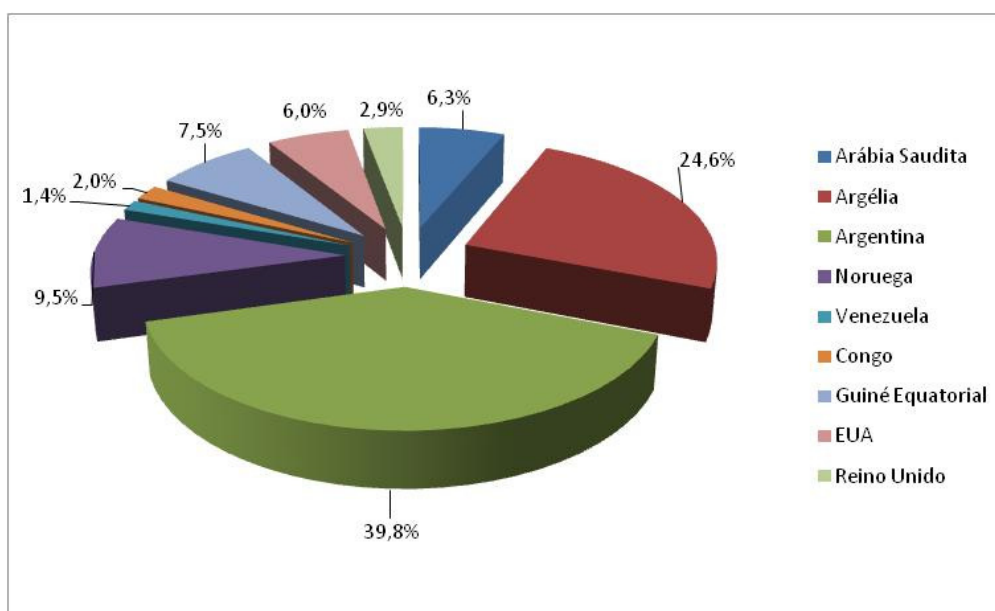


Figura 5. Origem das Importações de GLP no Brasil em 2009 (até o mês de Outubro)
Fonte: a partir de ANP, 2009.

A Figura 6 apresenta a evolução das importações de GLP nos últimos anos no Brasil.

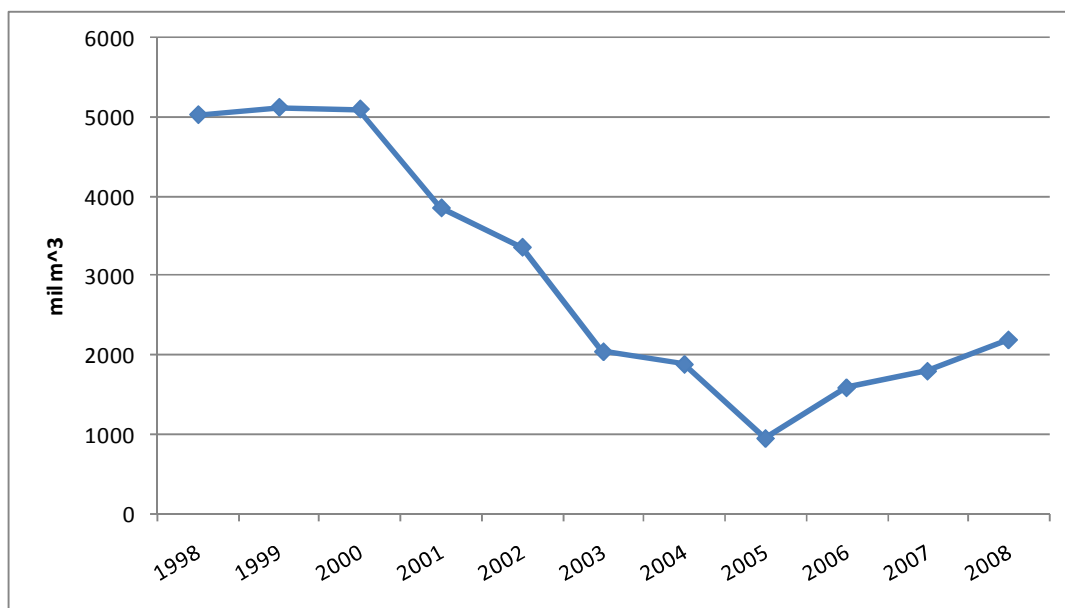


Figura 6. Importações de GLP no Brasil no Período de 1998 a 2008
Fonte: a partir de ANP, 2009.

2.3. Exportações de GLP

Apesar de ser um importador líquido de GLP, o Brasil também exporta quantidades muito pequenas deste tipo de derivado. Tal fato se dá essencialmente em regiões de fronteira, para países da América do Sul, em especial para o Paraguai.

O balanço entre produção, importações e exportações de GLP é apresentado na Figura 7.

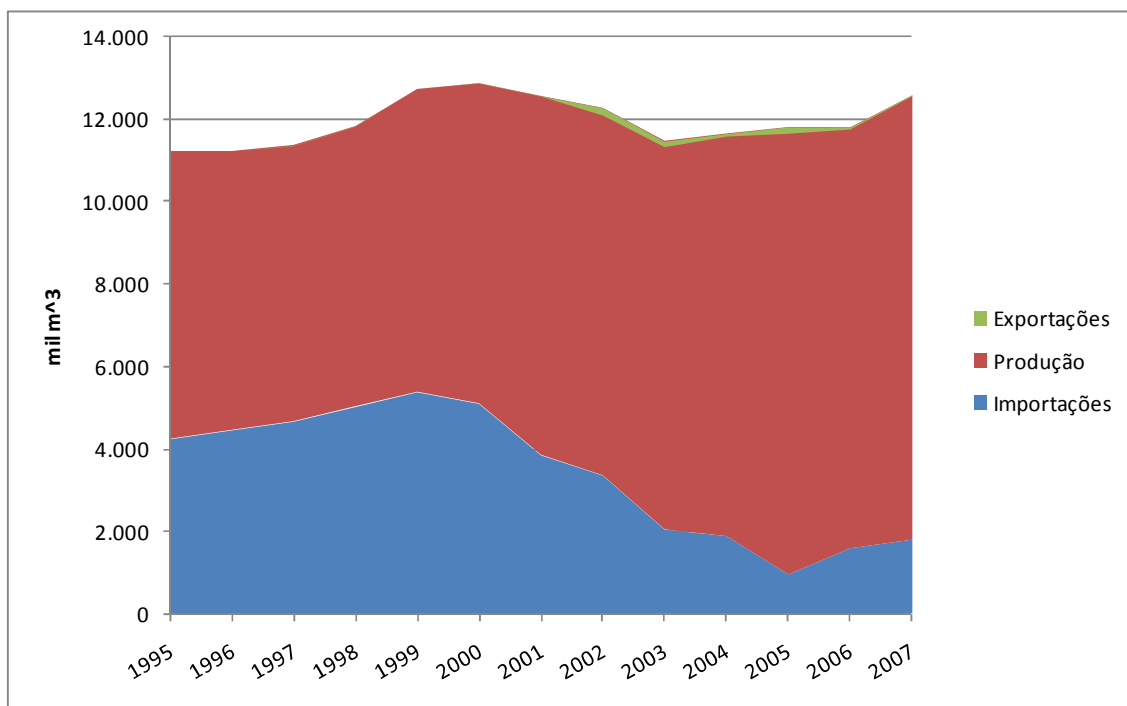


Figura 7. Importações, Exportações e Produção de GLP no Brasil no Período de 1995 a 2007

Fonte: a partir de EPE, 2008.

3. Perspectivas Futuras

A Petrobras está investindo em diversos projetos que também contribuirão para o aumento da oferta interna de GLP já no curto prazo. Estes projetos incluem a construção de novas refinarias e Unidades de Processamento de Gás Natural – UPGNs –, ampliações e *revamps* em refinarias antigas e em UPGNs. Os principais projetos de modernização (*revamps* e ampliações), aumento da capacidade de conversão (instalação de unidades de coqueamento retardado) e de melhoria da qualidade de produtos (instalação de unidades de hidrodessulfurização) já definidos pela companhia são apresentados na Figura 8 e detalhados na Tabela 2, que apresenta o aumento esperado para a capacidade de produção de GLP nas unidades produtoras da Petrobras. Os itens a seguir mostrarão tais projetos com mais detalhes.

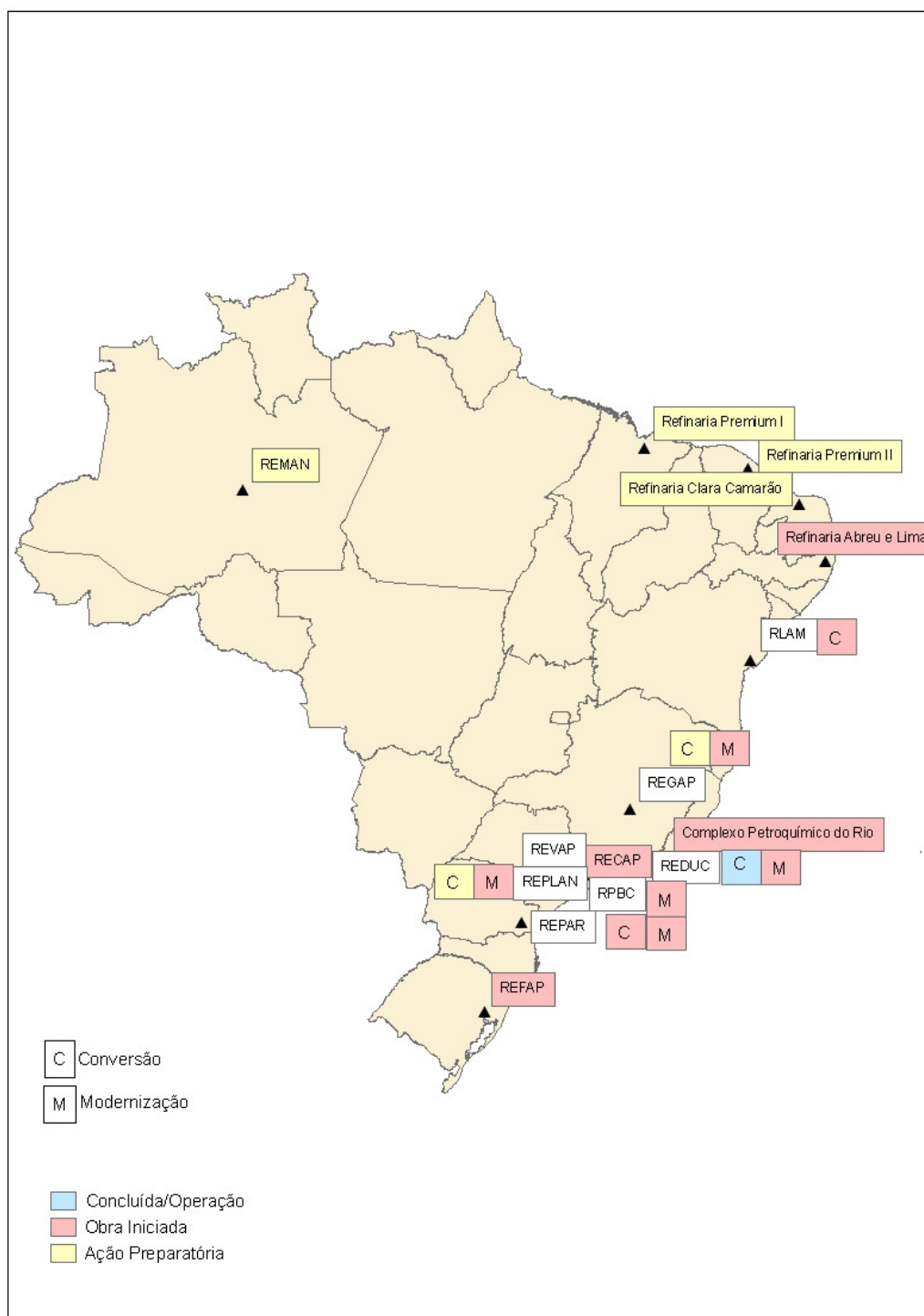


Figura 8. Principais Projetos da Petrobras para a Área de Abastecimento

Fonte: MME, 2008.

Tabela 2. Novos Empreendimentos, Ampliações e Revamps da Petrobras que aumentam a Produção de GLP

Empreendimento	Local	Ano de Entrada em Operação	Produção de GLP (toneladas/mês)
Unidade de Coque REDUC	Duque de Caxias (RJ)	2008	4.000
Unidade de Coque REVAP	São José dos Campos (SP)	2009	4.000
Revamp FCC REDUC	Duque de Caxias (RJ)	2010	5.000
Unidade de Coque da REPAR	Araucária (PR)	2011	3.000
Refinaria Abreu e Lima	Ipojuca (PE)	2012	28.000
Refinaria do Maranhão	(MA)	2013	50.000
Refinaria do Ceará	(CE)	2014	30.000
Unidade de Coque da REPLAN	Paulínia (SP)	2014	3.000
Ampliação da Unidade de Destilação da LUBNOR	Fortaleza (CE)	Ainda não definida	~ 650

Fonte: Petrobras, 2009.

3.1. Expansão e Modernização das Refinarias já Existentes

O incremento de produção de GLP devido a *revamps* em refinarias já existentes é somente possível naquelas refinarias que terão a adição ou a ampliação de unidades de Coqueamento Retardado e de FCC – Craqueamento Catalítico Fluido, e naquelas, que, no horizonte de tempo considerado, passarão por ampliações da capacidade de processamento de suas unidades de destilação atmosférica (elevação da capacidade nominal de processamento).

Os principais projetos que afetarão a produção de GLP nas refinarias brasileiras são detalhados nos itens a seguir. As fontes das informações apresentadas no presente estudo são: a própria ANP, através da SRP – Superintendência de Refino e Processamento, a Petrobras, as refinarias privadas e as centrais petroquímicas.

3.1.1. REPLAN – Refinaria de Paulínia (São Paulo)

Em 2006 houve uma queda de produção de GLP na REPLAN e este novo patamar foi mantido nos anos seguintes. Em maio de 2009 foi inaugurada uma Unidade de

Separação de Propeno, cuja entrada em operação reduziu a produção de GLP, na medida em que uma fração de sua corrente foi retirada para a produção de propeno. A ampliação da Unidade de Destilação Atmosférica está prevista para entrar em operação até o final de 2009. Também está prevista a entrada em operação de uma nova unidade de coqueamento retardado, que irá agregar cerca de 3.000 toneladas/mês à produção já existente de GLP (quantidade estimada pela Petrobras), em 2014 (Petrobras, 2009), ainda sem processo de autorização junto à ANP. A produção estimada para os próximos anos até 2014 é de cerca de 729.000 t de GLP/ano.

3.1.2. REVAP – Refinaria Henrique Lage (São Paulo)

A REVAP passou por modernizações que foram recentemente concluídas e em junho de 2008 entrou em operação uma Unidade de Separação de Propeno, que contribui para a redução da produção de GLP. Está também prevista ainda para 2009 a partida de uma unidade de coqueamento retardado que irá agregar 4.000 toneladas/mês à produção já existente de GLP da refinaria (quantidade nominal estimada pela Petrobras). A produção estimada para esta refinaria para os próximos anos é de 496.800 t/ ano de GLP.

3.1.3. RECAP – Refinaria de Capuava (São Paulo)

A produção de GLP na Refinaria de Capuava tem se mantido constante nos últimos anos e não há perspectivas de ampliações ou construções que tenham impacto sobre a produção de GLP nos próximos anos. A produção de GLP estimada para a RECAP, para os próximos anos é de cerca de 165.600 t/ano.

3.1.4. RPBC – Refinaria Presidente Bernardes (São Paulo)

A produção de GLP na RPBC tem se mantido constante nos últimos anos e não há perspectivas de ampliações ou construções que tenham impacto sobre a produção de GLP no curto prazo. A produção de GLP estimada para a RPBC, para os próximos anos é de cerca de 237.350 t/ano.

3.1.5. REPAR – Refinaria Presidente Vargas (Paraná)

Estão previstos para os próximos anos o aumento da capacidade de destilação, inauguração de uma unidade de separação de propeno e a inauguração de uma unidade de coqueamento retardado para 2011, agregando cerca de 36.000 t/ano à produção de GLP já existente. Em 2011, a previsão de produção da REPAR é de cerca de 458.200 t/ano.

3.1.6. REDUC – Refinaria Duque de Caxias (Rio de Janeiro)

A produção de GLP na Refinaria Duque de Caxias tem se mantido constante nos últimos anos. Recentemente entrou em operação uma nova unidade de coqueamento retardado, agregando 4.000 toneladas/mês à produção já existente de GLP (quantidade nominal estimada pela Petrobras). Também está prevista a ampliação da unidade de FCC da REDUC, com partida prevista para 2010. Este *revamp* irá agregar mais 5.000 toneladas/mês à produção já existente de GLP da refinaria (Petrobras, 2009). Até a partida desta unidade, a previsão de produção de GLP estimada para a REDUC é de cerca de 662.400 t/ano.

3.1.7. REGAP – Refinaria Gabriel Passos (Minas Gerais)

A produção de GLP tem se mantido aproximadamente constante nos últimos anos na REGAP. Está prevista a inauguração de uma Unidade de Separação de Propeno em Março de 2010, fato que irá provocar uma redução na produção do derivado. Sem considerarmos a produção de propeno de tal unidade, a produção de GLP prevista para a REGAP está estimada em cerca de 419.500 t/ano.

3.1.8. RLAM – Refinaria Landulpho Alves (Bahia)

A produção de GLP tem se mantido aproximadamente constante nos últimos anos na RLAM. Não estão previstas ampliações ou construções que impactem a produção futura deste derivado. A produção de GLP para os próximos anos está estimada em 579.600 t/ano.

3.1.9. REMAN – Refinaria de Manaus (Amazonas)

Não estão previstas ampliações ou construções que impactem a produção futura de GLP na REMAN para o curto prazo. A produção de GLP da REMAN está estimada em 53.150 t/ano.

3.1.10. REFAP – Refinaria Alberto Pasqualini (Rio Grande do Sul)

Em 2006 entrou em operação a Unidade de Coqueamento Retardado da REFAP, finalizando o último projeto de ampliação da refinaria. Não estão previstas outras ampliações ou construções que impactem a produção futura de GLP no curto prazo. Nesse contexto, a produção esperada seria de cerca de 380.880 t/ano do derivado para os próximos anos.

3.1.11. LUBNOR – Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (Ceará)

A ampliação prevista na Unidade de Destilação (aumento da capacidade de processamento) aumentará a produção futura de GLP na LUBNOR. Existe um projeto de ampliação, em 1.000 m³/dia, da Unidade de Destilação Atmosférica – UDA – da LUBNOR, mas ainda sem data definida para a partida (a última ampliação da UDA, de 1.000 m³/dia para 1.300 m³ dia aconteceu em 2007). Caso se concretize, tal projeto ocasionará um ligeiro acréscimo na produção de GLP da instalação. A produção de GLP estimada para a LUBNOR para os próximos anos é de cerca de 3.900 t/ano, sem que se considere a nova ampliação da UDA, anteriormente mencionada.

3.1.12. Refinaria de Manguinhos (Rio de Janeiro)

A Refinaria de Manguinhos não está mais produzindo GLP, e atualmente está operando apenas como uma unidade formuladora de gasolina. Desta forma não foi incluída nas projeções de oferta do derivado.

3.1.13. Refinaria Riograndense (Rio Grande do Sul)

A Refinaria Riograndense, antiga Refinaria Ipiranga, produz anualmente cerca de 5.000 toneladas de GLP e não estão previstas modernizações ou ampliações de suas unidades, no curto prazo, que afetem a produção deste derivado.

3.1.14. SIX – Unidade de Processamento de Xisto (Rio Grande do Sul)

A SIX, Unidade de Industrialização de Xisto da Petrobras processa diariamente 7.800 toneladas de xisto. Entre os produtos oriundos de tal processamento estão o óleo combustível, a nafta e também o GLP, cuja produção anual para os próximos anos está estimada em 13.800 toneladas/ano. Não há previsão de ampliação desta unidade no curto prazo.

3.2. UPGNs Existentes

Os principais projetos que afetarão a produção de GLP nas UPGNs brasileiras são detalhados nos itens a seguir.

3.2.1. Atalaia e Carmópolis (Sergipe)

Não estão previstas ampliações ou *revamps* destas instalações no horizonte da projeção da oferta de GLP. A previsão é de que as produções do derivado nestas unidades se mantenham constantes, num total de 110.400 t/ano nos próximos anos.

3.2.2. Catu e Candeias (Bahia)

A UPGN de Catu, a primeira instalação deste tipo do Brasil, iniciou sua operação em 1962, e sua produção tem diminuído nos últimos anos, na medida em que está havendo o declínio da riqueza do gás natural processado. Sua produção é normalmente contabilizada junto com a produção da RLAM.

A produção de GLP da UPGN de Candeias também é normalmente contabilizada junto à produção de GLP da RLAM. A riqueza do gás natural processado está em declínio,

devido a características do reservatório, e, conseqüentemente, sua produção de GLP. Desta forma, não há expectativas de elevação na produção deste derivado no horizonte considerado para a projeção da oferta do derivado.

A URGN-3 entrou em operação em 2005 e já opera próximo da sua capacidade máxima. Sua produção é enviada para a RLAM. Não estão previstas ampliações ou *revamps* destas instalações no horizonte da projeção da oferta de GLP. A previsão é de que as produções do derivado nestas unidades se mantenham constantes, num total de 136.344 t/ano nos próximos anos.

3.2.3. Cabiúnas (Rio de Janeiro)

A UPGN de Cabiúnas está passando por ampliações no âmbito do PLANGAS (vide item 6) e terá sua capacidade de processamento de gás natural ampliada em 2010, devido à construção de uma nova UPGN, de URL – Unidade de Recuperação de Líquidos de Gás Natural – e da UPCGN III (Unidade de Processamento de Condensado e de Gás Natural). A expectativa é de que a produção de GLP em Cabiúnas nos próximos anos seja equivalente a 662.400 t/ano, considerando-se as ampliações previstas.

3.2.4. Cacimbas (Espírito Santo)

A ampliação de Cacimbas, também no âmbito do PLANGAS, através da construção de mais três UPGNs e mais três UPCGNs (Unidade de Processamento de Condensado e de Gás Natural), contribuirá para a ampliação da capacidade de produção de GLP deste pólo. A estimativa de produção de GLP para os próximos anos é de 343.900 t/ano.

3.2.5. Caraguatatuba (São Paulo)

A entrada em operação de uma nova UPCGN – Unidade de Processamento de Condensado e de Gás Natural – e de uma nova UAPO – Unidade de Ajuste de Ponto de Orvalho, projetos no âmbito do PLANGAS, afetarão positivamente a oferta de GLP do pólo de Caraguatatuba. Tais unidades deverão entrar em operação em 2011, com uma oferta projetada de cerca de 27.200 t/ano de GLP e irão processar o gás natural

oriundo do Campo de Mexilhão e do Campo de Uruguá e Tambaú, do bloco BS-500, situados na Bacia de Santos, que só deverão entrar em produção em 2010.

3.2.6. Lagoa Parda (Espírito Santo)

A UPGN encontra-se em operação e processando o gás de Golfinho. A DPP encontra-se em estado de espera, caso seja solicitada sua operação por Cacimbas. Não estão previstas ampliações ou construções nesta UPGN que afetem significativamente sua produção de GLP no curto prazo. A produção estimada para estas unidades, para os próximos anos, é estimada em 6.600 t/ano de GLP.

3.2.7. Alagoas

O pólo de processamento de gás natural de Pilar entrou em operação em 2003 e atualmente opera na sua capacidade máxima, sem alteração significativa da riqueza e do volume do gás natural processado. No horizonte de tempo considerado na projeção, nenhuma ampliação ou construção que impacte a produção de GLP está prevista. A previsão de produção de GLP para os próximos anos é de 38.640 t/ano.

3.2.8. LUBNOR (Ceará)

A produção de GLP desta UPGN é contabilizada junto à produção da refinaria LUBNOR. A unidade opera com a riqueza do gás natural processado em declínio, e também da razão GLP/Gás Rico. Nenhuma ampliação ou construção que impacte a produção de GLP está prevista para um horizonte de curto prazo. A previsão da produção de GLP para os próximos anos é de 3.312 t/ano.

3.2.9. REDUC (Rio de Janeiro)

Esta unidade processa parte do gás natural proveniente da Bacia de Campos, após passar pela remoção do condensado, em Cabiúnas. Está prevista a ampliação da capacidade de processamento desta UPGN, resultando no aumento de 40.000

toneladas/mês na sua produção. Sem a consideração deste incremento da produção de GLP, a estimativa para os próximos anos é de cerca de 82.800 t/ano do derivado.

3.2.10. RPBC (São Paulo)

Esta unidade está passando por modernizações nos processos de processamento de gás natural e de condensado, o que, no futuro, afetará a produção de GLP contabilizada na refinaria Presidente Bernardes. A previsão de produção de GLP nesta UPGN é de cerca de 205.000 t/ano.

3.2.11. São Francisco (Bahia)

Esta UPGN é a responsável pelo processamento do gás natural do Campo de Manati. Não são previstas ampliações ou construções que impactem a produção de GLP no curto prazo. Não é esperada produção significativa deste derivado, nesta unidade, no horizonte da projeção.

3.2.12. Urucu (Amazonas)

Este pólo de processamento de gás natural está operando em sua capacidade máxima e não estão previstas ampliações ou construções que impactem a produção de GLP no curto prazo. Considerando-se que a riqueza do gás natural processado e a razão de GLP/Gás Rico se manterão constantes, como têm se mantido nos últimos anos, espera-se que a produção da unidade também não sofra grandes variações. Assim sendo, a estimativa de produção para esta UPGN, para os próximos anos, é de cerca de 552.000 t/ano do derivado.

3.2.13. Sul Capixaba (Espírito Santo)

Há a previsão de construção de uma UAPO e de uma UPCGN em Anchieta, que irão processar gás associado dos campos de Parque das Baleias e Parque das Conchas (esta última um consórcio entre a Petrobras e a Shell). Até o presente momento, não é possível prever a produção desta unidade. Sua entrada em operação está prevista para 2010.

3.2.14. Guamaré (Rio Grande do Norte)

Está prevista a expansão do pólo de processamento de gás natural de Guamaré, com a implantação de uma unidade de gasolina. Sua capacidade de processamento, atualmente de 26.400 barris por dia, não será alterada pelo projeto. O pólo de Guamaré já produz gás natural, diesel, GLP e querosene de aviação. A partir de 2010 o pólo passará a produzir também gasolina e diesel de baixo teor de enxofre. Não há previsão de aumento da produção de GLP, que deverá se manter em torno de 170.016 t/ano.

4. Metas do PLANGAS

O Plano de Antecipação da Produção de Gás Natural – PLANGAS – é constituído de projetos de exploração, produção, processamento e infra-estrutura de transporte de gás natural nas regiões Sul e Sudeste. A principal justificativa para a criação do PLANGAS foi assegurar o suprimento firme de gás natural nas regiões Sul e Sudeste, especialmente o gás natural de uso térmico.

A aceleração da produção nacional de gás natural irá resultar num aumento da produção de GLP, uma vez que tal derivado é um dos produtos resultantes do processamento do gás natural.

O objetivo inicial do PLANGAS era o aumento de 24 milhões de m³/dia na oferta de gás natural, saindo de 15,6 milhões de m³/dia em 2006 para 40 milhões de m³/dia no final de 2008, e, posteriormente, 55 milhões de m³/dia em 2010.

Cabe também mencionar que, ao longo de 2006, uma série de notícias veiculadas na mídia indicava que o Brasil, ainda neste mesmo ano, se tornaria auto-suficiente na produção de GLP, devido à entrada em produção do campo gasífero de Manati, localizado no sul da Bahia. Entretanto, o gás natural produzido em Manati é pobre e não permite a extração de frações líquidas, como o GLP e a gasolina natural em escala comercial.

Os principais projetos do PLANGAS que irão afetar a oferta interna de GLP são mostrados na Tabela 3, que também apresenta o estágio atual das obras. Estes projetos incluem novas Unidades de Processamento de Gás Natural¹ que estão

¹ **UPCGN** – Unidade de Processamento de Condensado de Gás Natural: Instalação industrial que tem por objetivo separar as frações leves existentes no condensado do gás natural, separando o mesmo em três correntes: gás residual (C1 e C2), GLP (C3/C4) e gasolina natural (C5+); **UAPO** – Unidade de Ajuste de Ponto de Orvalho: Instalação

previstas para entrar em operação no horizonte de tempo considerado na projeção e também ampliações de unidades já existentes. A Figura 9 apresenta as metas do PLANGAS.

Tabela 3. Estágio atual dos empreendimentos do PLANGAS sob análise da SRP/ANP

Empreendimentos	Capacidade Autorizada (m³/d)	Previsão do Início de Operação
UTGN – Sul Capixaba • UAPO • UPGCN	2.500.000 100 (líquido)	Jun/2010
UTGC – Cacimbas^a • 3 UPGNs • 3 UPGCNs	3.500.000 1.500 (líquido)	Abr/2010
UPGN – TECAB – Cabiúnas • URL III • UTGN II • UPGCN III	5.400.000 5.400.000 1.500 (líquido)	Nov/2009
UPGN-REDUC • UFL II • U-MEA II	5.350 (líquido) 40.440 N m ³ /h	Dez/2009 (50% da carga) Mar/2010 (100%)
UTGN – Caraguatatuba (UTGCA) • UAPO I • UAPO II • UPGCN	7.500.000 7.500.000 118 t/h	Fev/2011 Jun/2011 Fev/2011
UTGN – Caraguatatuba (UTGCA) • UAPO III	3.000.000	Jul/2010
UGN RPBC • U-1230	2.300.000	Dez/2009
REVAP • Sistema de Descarregamento de C5+, LCO e gasóleo	-	Mai/2010

Fonte: Petrobras, 2009.

industrial que visa a separação das frações mais pesadas do gás natural (C3+) através da liquefação, objetivando o enquadramento do gás processado (C1/C2), não possuindo grandes compromissos com a especificação técnica do líquido gerado (C3+); **UTGN** – Unidade de Tratamento de Gás Natural: Instalação industrial cujo objetivo é realizar a retirada de H₂S do gás natural. Após este tratamento, o gás natural é enviado para a URL ou UPGN para seu devido processamento; **UPGN** – Unidade de Processamento de Gás Natural: Instalação industrial cujo objetivo é realizar a separação das frações pesadas (propano e mais pesados) existentes no gás natural, do metano e etano, gerando GLP (C3/C4) e gasolina natural (C5+); **URL** – Unidade de Recuperação de Líquido: Instalação industrial que tem por objetivo separar o metano (C1) das frações mais pesadas, contendo C2+ na forma de líquido (LGN); **UFL** – Unidade de Fracionamento de Líquido: Instalação industrial que objetiva separar o LGN (C2+) obtido na URL em correntes contendo etano, propano, GLP e C5+; **U-MEA** – Unidade de Monoetanolamina (MEA): - Instalação industrial que tem por objetivo o tratamento do etano (C2) produzido na UFL, removendo CO₂.

processamento do parque de refino nacional, somando investimentos da ordem de US\$ 30 bilhões. O perfil de produção dessas refinarias volta-se basicamente para a produção de óleo diesel de baixo teor de enxofre, havendo também produção de GLP, nafta, óleo combustível, asfalto e querosene de aviação. Parte do coque produzido será consumida nas próprias unidades das refinarias, para geração de hidrogênio e energia. O perfil de produção das refinarias Premium é mostrado na Figura 10, nos próximos itens, são apresentados os detalhes dos projetos.

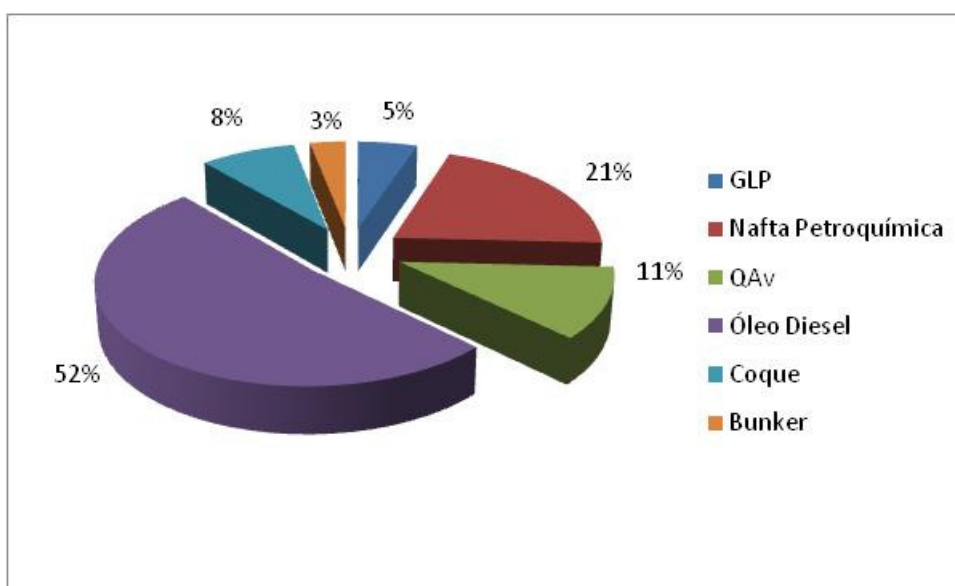


Figura 10. Perfil de Produção das Refinarias Premium da Petrobras
Fonte: Petrobras, 2008.

5.1.1. Refinaria Premium I – Maranhão

A Refinaria *Premium I* será construída no Estado do Maranhão e terá capacidade de processamento de 600 mil barris/dia de petróleo de cerca de 20° API. A partida da primeira unidade está prevista para 2015. O principal foco da instalação é produzir derivados de petróleo de alta qualidade com o objetivo de atender os mercados interno e externo. Serão quatro trens de processamento de 150.000 barris/dia de capacidade, iguais ao fluxograma apresentado na Figura 10. A vazão de GLP prevista é equivalente a 4.976 m³/dia a partir de 2013.

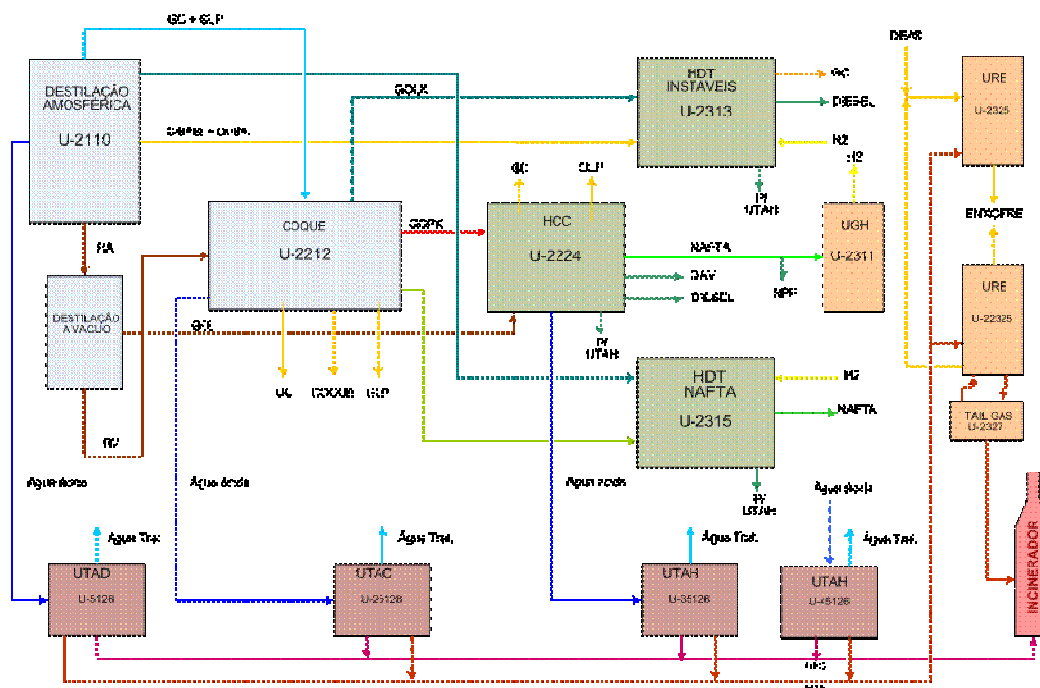


Figura 10. Fluxograma Simplificado das Refinarias Premium da Petrobras
Fonte: Petrobras, 2009.

5.1.2. Refinaria Premium II – Ceará

A segunda refinaria Premium da Petrobras será construída na área do Porto de Pecém, no Estado do Ceará, e terá 300.000 barris/dia de capacidade. Investimentos da ordem de U\$ 11,07 bilhões. A partida das unidades da primeira fase está prevista para Setembro de 2014 e a das unidades da segunda fase, para setembro de 2016.

Conceitualmente, o projeto da Refinaria Premium II é exatamente igual ao da Premium I, mas com a metade de sua capacidade de processamento. Em vez de quatro trens de processamento de 150.000 barris/dia de capacidade, esta terá apenas dois.

A Refinaria Premium II produzirá 2.053 m³/dia de GLP a partir de 2015 (dificilmente entrará em operação neste ano), além de nafta, Diesel S10 (10 ppm de enxofre), QAV e óleo combustível do tipo *bunker*, para embarcações.

5.2. RNEST (Refinaria Abreu e Lima) – Pernambuco

A Refinaria Abreu e Lima S.A. (RNEST) foi constituída em 07 de março de 2008 como uma sociedade anônima de capital fechado. A companhia tem sede no Complexo Industrial Portuário do SUAPE, no Município de Ipojuca, Estado de Pernambuco, e tem

como objetivo a construção e operação de uma refinaria de petróleo, bem como o transporte, a exportação, importação e comercialização de petróleo e seus derivados e também de biocombustíveis.

O início das operações da RNEST está previsto para o primeiro semestre de 2012. A Refinaria Abreu e Lima terá capacidade para processar 200.000 barris/dia de petróleo, ocupando uma área de seis quilômetros quadrados. Cerca de 65% do total de derivados produzidos será de óleo diesel, mas também serão produzidos GLP, nafta petroquímica e coque.

De acordo com a companhia, o projeto da refinaria é especialmente avançado no que se refere à tecnologia. A instalação será a primeira, no Brasil, adequada ao processamento de uma carga composta 100% por petróleo pesado. Além disso, a instalação estará voltada para a produção de derivados com baixo teor de enxofre.

O principal objetivo da RNEST é a produção de óleo diesel, para complementar a oferta desse produto no mercado brasileiro, que hoje ainda depende de importações. A Refinaria Abreu e Lima iniciará suas operações produzindo diesel com 50 ppm (partes por milhão) de enxofre, podendo também produzir diesel com 10 ppm de enxofre, atual padrão europeu de qualidade e futuro padrão brasileiro para veículos novos fabricados a partir de 2013.

Entretanto, a refinaria produzirá também outros produtos, como a nafta – 958.287 t/ano, o GLP (gás liquefeito de petróleo) – 297.784 t/ano, o coque de petróleo – 1.932.693 t/ano e o enxofre – 200.455 t/ano. Para tal, o projeto da RNEST contempla as unidades industriais apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5. Unidades de Processamento da RNEST

Unidade	Número de Unidades	Capacidade de Processamento por Unidade
Destilação Atmosférica	2	15.900 m ³ /dia
Coqueamento Retardado	2	10.500 m ³ /dia
Hidrotratamento de Diesel	2	13.000 m ³ /dia
Hidrotratamento de Nafta	2	3.000 m ³ /dia
Geração de Hidrogênio	2	3.000.000 Nm ³ /dia
Tratamento Cáustico Regenerativo	2	600 t/dia
Tratamento de Amina	2	Para vazões de: • 40.000 kg/h de GLP • 48.000 kg/h de Gás Combustível • 24.000 kg/h de Gás Combustível dos HDSs de Nafta e Diesel
Tratamento de Águas Ácidas	4	3.500 m ³ /dia
Recuperação de Enxofre	2	250 t/dia
Unidade de Tail Gas + Incinerador	1	-
Unidade de Abatimento de Emissões	2	600.000 Nm ³ /h
Estação de Tratamento de Água Bruta	1	n.d.
Estação de Tratamento de Efluentes	1	n.d.
Tochas	2	-
Unidades de Utilidades	2	n.d.

Fonte: ANP, 2009.

A Figura 11 apresenta o fluxograma simplificado da RNEST.

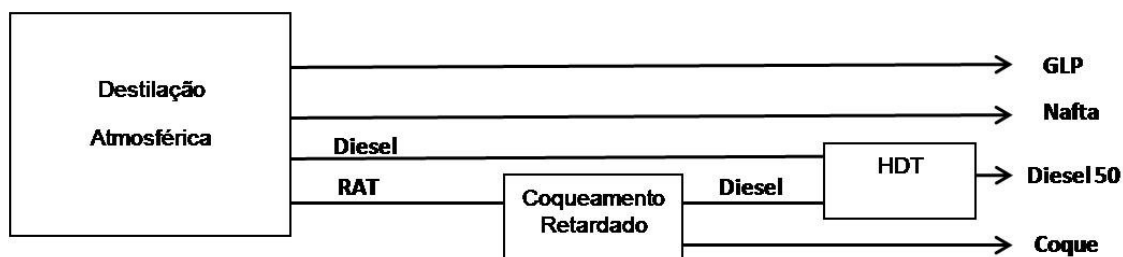


Figura 11. Fluxograma Simplificado da RNEST

Fonte: Brasil Energia, 2008.

O perfil de produção da refinaria é apresentado a seguir, na Tabela 6.

Tabela 6. Perfil de Produção Previsto para a RNEST

Produto	Capacidade de Produção (t/ano)	Participação % de Cada Derivado na Produção
GLP	297.784	4,5%
Nafta	958.287	5,1%
Óleo Diesel	6.468.976	70,5%
Bunker	277.000	5,6%
Coque	297.784	14,9%
Enxofre	200.455	-
Ácido Sulfúrico	129.600	-
Consumo de Água	2.000.000 l/h	-

Fonte: Petrobras, 2008.

5.3. COMPERJ (Rio de Janeiro)

O projeto do COMPERJ abrange o refino de petróleo e a geração de produtos petroquímicos, com a produção, na primeira geração, de benzeno, p-xileno, eteno, propeno e butadieno.

Na segunda geração serão produzidos diversos produtos petroquímicos, entre os quais, polietilenos, polipropileno, PTA, PET, etilenoglicol e estireno. Secundariamente, serão produzidos produtos típicos de uma refinaria, embora em quantidade reduzida, tais como óleo diesel, nafta, coque e enxofre.

A capacidade de processamento da instalação será de 150.000 barris/dia e o COMPERJ será instalado no Município de Itaboraí, Estado do Rio de Janeiro, e sua partida está prevista para 2012.

O complexo do COMPERJ será constituído das unidades industriais mostradas na Tabela 4, além de sistemas auxiliares, interligações e tancagens para petróleo, intermediários e derivados.

Tabela 4. Unidades Industriais do COMPERJ

Unidade	Tipo de Unidade de Processamento	Capacidade
U-2100	1 Unidade de Destilação Atmosférica e a Vácuo	22.164 t/dia
U-2200	1 Unidade de Coqueamento Retardado	7.640 t/dia
U-2300	1 Unidade de Hidrotratamento de nafta	3.732 t/dia
U-2500	1 Unidade de Hidrotratamento de destilados médios	7.035 t/dia
U-2600	1 Unidade de Hidrotratamento de querosene	1.600 t/dia
U-3500	1 Unidade de Hidrotratamento de gasolina de pirólise e nafta	4.309 t/dia
U-3550	1 Unidade de Hidrotratamento de correntes de C4	1.730 t/dia
U-2400	1 Unidade de Hidrocraqueamento (HCC)	8.100 t/dia
U-3100	1 Unidade de Craqueamento Catalítico em Leito Fluidizado Petroquímico (FCC Petroquímico)	7.700 t/dia
U-3200	1 Unidade de Craqueamento a Vapor (Pirólise)	10.400 t/dia
U-3400	1 Complexo de Aromáticos contendo uma Unidade de Reforma Catalítica	6.275 t/dia
U-3600	1 Unidade de Extração de Butadieno	1.415 t/dia
U-4110 U-4130	2 Unidades de Tratamento Cáustico Regenerativo	562,5 t/dia 427 t/dia
U-4210	1 Unidade de Tratamento de Amina MDEA	3.479 t/dia
U-4410 U-4430 U-4450	3 Unidades de Recuperação de Enxofre	75 t/dia cada
U-4470	1 Unidade de Gás Residual (<i>Tail Gas</i>)	150 t/dia
U-4490	1 Incinerador de Amônia	552 t/dia
U-4510 U-4530 U-4550 U-4570	4 Unidades de Águas Ácidas	2.400 t/dia 3.480 t/dia 3.600 t/dia 3.600 t/dia
U-4710 U-4730	2 Unidades de Geração de Hidrogênio	120.000 Nm ³ /h cada

Fonte: ANP, 2009.

Além da Unidade Petroquímica Básica (UPB), da Central de Utilidades e das Unidades de Segunda Geração, o Comperj terá uma central de escoamento de produtos líquidos para terminais de carregamento na Baía de Guanabara.

Inicialmente a capacidade de produção de GLP prevista no projeto do COMPERJ era de 844.000 toneladas por ano, mas de acordo com as últimas informações divulgadas pela Petrobras, todo o GLP será usado como matéria-prima para a produção de produtos petroquímicos básicos. Desta forma, sua produção de GLP foi considerada igual a zero nas projeções de oferta apresentadas no presente trabalho.

As Figuras 12 e 13 apresentam, respectivamente, o fluxograma da refinaria e o fluxograma da unidade de petroquímicos básicos do Comperj, de acordo com a Petrobras.

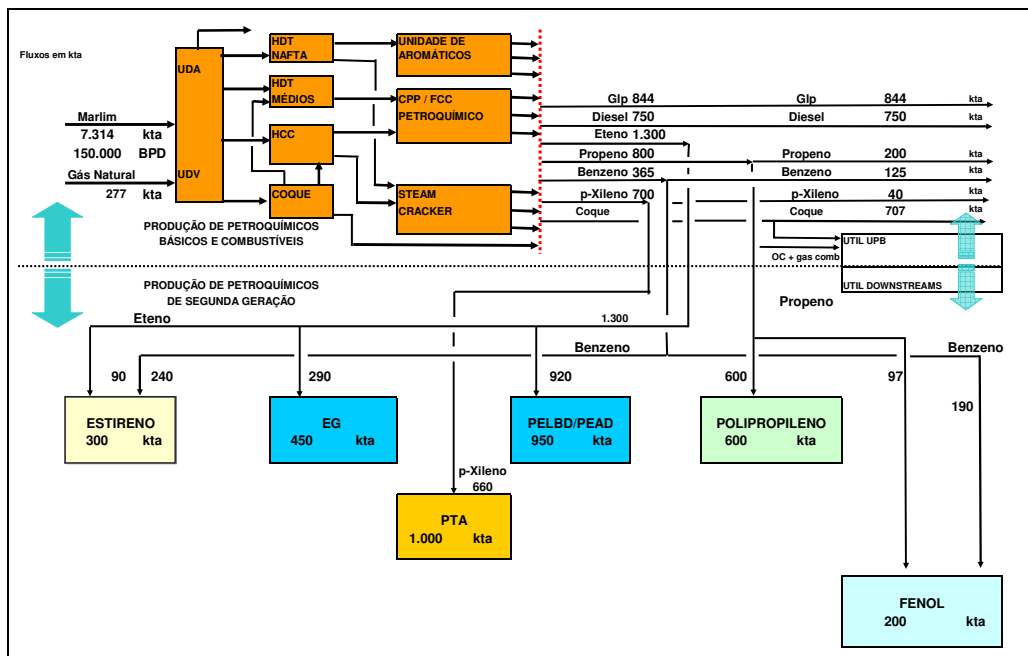


Figura 10. Fluxograma de Processos do Comperj – Refinaria

Fonte: Petrobras, 2008.

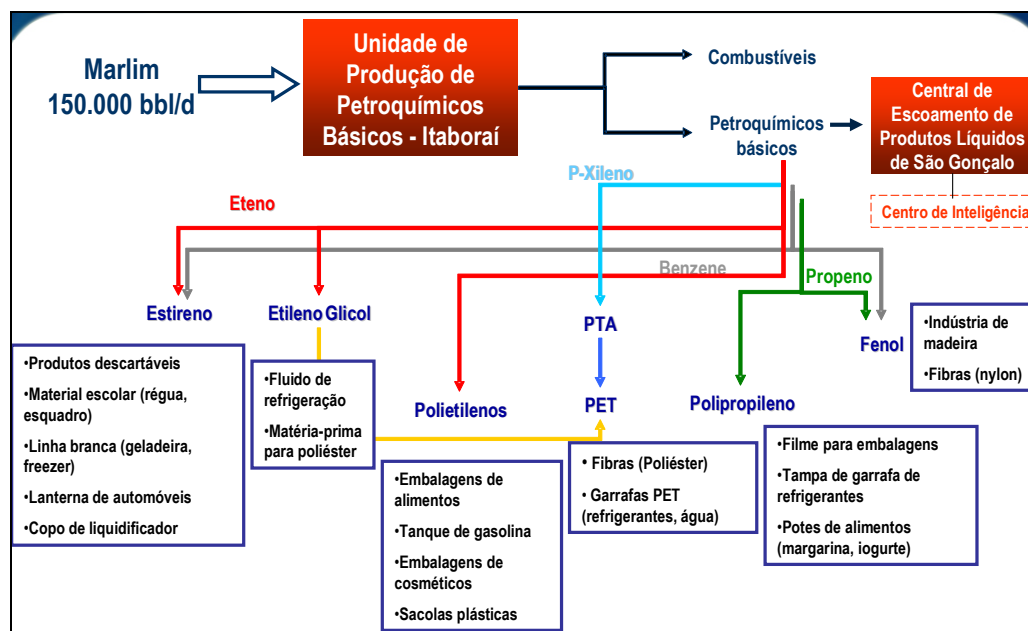


Figura 11. Fluxograma de Processos do Comperj – UPB

Fonte: Petrobras, 2008.

6. Centrais Petroquímicas

O Setor Petroquímico brasileiro encontra-se distribuído em quatro pólos: São Paulo (SP), Camaçari (BA), Triunfo (RS) e Duque de Caxias – (RJ). Em todos esses pólos há a produção de GLP, conforme foi visto no item 2, ainda que tal produção represente uma parcela muito pequena do que é atualmente produzido no Brasil (apenas 1% do total em 2008).

A Quattor e a Braskem são as produtoras de GLP neste segmento tendo ambas a Petrobras como acionista. Em 2008, a produção da Quattor foi de cerca de 48.000 toneladas, a da COPESUL foi de cerca de 28.000 toneladas e a da Braskem foi de cerca de 13.500 toneladas.

A unidade industrial da Rio Polímeros, situada em Duque de Caxias, no Estado do Rio de Janeiro não produz GLP.

Cabe também mencionar que a produção de GLP nas centrais petroquímicas brasileiras varia em função da produção das matérias-primas processadas e dos produtos petroquímicos básicos que serão gerados num determinado momento.

Entre os novos investimentos para o setor petroquímico, não está prevista a construção de unidades que produzam GLP, no curto prazo.

6.1. Braskem

A Braskem S.A. é a empresa resultante da integração dos grupos petroquímicos Odebrecht e Mariani, que se consorciaram para adquirir o controle da COPENE – antiga Companhia Petroquímica do Nordeste (Pólo Petroquímico de Camaçari, no Estado da Bahia), quando do leilão de sua privatização, em 2002.

Em 2007, a Braskem adquiriu também o controle da COPESUL e da Petroquímica Triunfo (Pólo Petroquímico de Triunfo, no Município de Triunfo), localizadas no Estado do Rio grande do Sul.

De acordo com dados fornecidos pela própria Braskem à SRP/ANP, a produção total das unidades da empresa, evoluirá ao longo do tempo conforme mostra a Tabela 10.

Tabela 10. Projeção da Produção de GLP nas Unidades da Braskem até 2017

GLP (t/ano)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Camaçari	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000
Triunfo	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000
TOTAL	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000

Fonte: Braskem, 2008

6.2. Quattor

A Quattor é uma empresa petroquímica resultante da união de ativos da UNIPAR e da Petrobras, sendo atualmente formada por um conjunto de cinco empresas: Quattor Participações S.A., Quattor Químicos Básicos S.A. (ex Petroquímica União S.A.), Quattor Petroquímica S.A. (ex-Suzano Petroquímica S.A.), Polietilenos União S.A. e Rio Polímeros S.A..

De acordo com dados fornecidos pela própria Quattor à SRP/ANP, a projeção da produção total de GLP das unidades da empresa até 2019 é apresentada a seguir, na Tabela 11. Conforme pode ser observado, a produção de GLP da Quattor, num horizonte de curto prazo, irá variar muito pouco, não sendo planejadas expansões de capacidades.

Tabela 11. Projeção de Produção de GLP da Quattor até 2019

Produção de GLP (t/ano)	GLP C3	GLP C4	GLP Total
2010	18.221	21.647	39.868
2011	18.221	22.513	40.734
2012	18.221	23.015	41.236
2013	18.221	23.652	41.873
2014	18.221	23.652	41.873
2015	18.221	23.652	41.873
2016	18.221	23.652	41.873
2017	18.221	23.652	41.873
2018	18.221	23.652	41.873
2019	18.221	23.652	41.873

Fonte: Quattor, 2009.

7. Oferta Total – Dados Consolidados

A projeção da oferta interna total de GLP é composta pela soma das projeções de produção dos conjuntos de unidades produtoras – refinarias, UPGNs e Centrais Petroquímicas, para cada ano, considerando-se a entrada em operação de cada uma das unidades mencionadas no presente texto. Às projeções de produção de GLP das instalações da Petrobras foram adicionadas às projeções de produção das refinarias de petróleo que não pertencem à companhia e também a projeção da produção das outras unidades produtoras, no caso, as centrais petroquímicas. A Tabela 12 apresenta as projeções, por unidade produtora e a Figura 14 resume as informações apresentadas.

Tabela 12. Projeção de Oferta de GLP, por Unidade Produtora, até 2015

UNIDADE	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
REPLAN	823.860	728.640	728.640	728.640	728.640	728.640	764.640
REVAP	496.800	544.800	544.800	544.800	544.800	544.800	544.800
RECAP	165.600	165.600	165.600	165.600	165.600	165.600	165.600
RPBC	222.340	237.360	237.360	237.360	237.360	237.360	237.360
REPAR	579.600	413.450	458.160	494.160	494.160	494.160	494.160
REDUC	662.400	770.400	770.400	770.400	770.400	770.400	770.400
REGAP	419.520	419.520	419.520	419.520	419.520	419.520	419.520
RLAM	443.256	443.256	443.256	443.256	443.256	443.256	443.256
REMAN	53.158	53.158	53.158	53.158	53.158	53.158	53.158
REFAP	380.880	380.880	380.880	380.880	380.880	380.880	380.880
LUBNOR	3.864	3.864	3.864	3.864	3.864	3.864	3.864
RIOGRANDENSE	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
RNEST	0	0	0	247.350	247.350	247.350	247.350
PREMIUM I	0	0	0	0	600.000	600.000	600.000
PREMIUM II	0	0	0	0	0	360.000	360.000
COMPERJ	0	0	0	0	0	0	0
UPGNs SERGIPE	110.400	110.400	110.400	110.400	110.400	110.400	110.400
UPGNs BAHIA	136.344	136.344	136.344	136.344	136.344	136.344	136.344
CABIÚNAS	580.400	662.400	662.400	662.400	662.400	662.400	662.400
CACIMBAS	343.900	343.900	343.900	343.900	343.900	343.900	343.900
CARAGUATATUBA	0	0	27.214	27.214	27.214	27.214	27.214
GUAMARÉ	170.016	170.016	170.016	170.016	170.016	170.016	170.016
LAGOA PARDA	6.624	6.624	6.624	6.624	6.624	6.624	6.624
LUBNOR	3.312	3.312	3.312	3.312	3.312	3.312	3.312
PILAR	38.640	38.640	38.640	38.640	38.640	38.640	38.640
UPGN REDUC	82.800	82.800	82.800	82.800	82.800	82.800	82.800
UPGN RPBC	0	204.958	204.958	204.958	204.958	204.958	204.958
URUCU	552.000	552.000	552.000	552.000	552.000	552.000	552.000
SUL CAPIXABA	0	0	0	0	0	0	0
QUATTOR	39.000	39.868	40.734	41.236	41.873	41.873	41.873
BRASKEM	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000
SIX	13.800	13.800	13.800	13.800	13.800	13.800	13.800
TOTAL	6.355.714	6.553.190	6.625.979	6.909.831	7.510.468	7.870.468	7.906.468

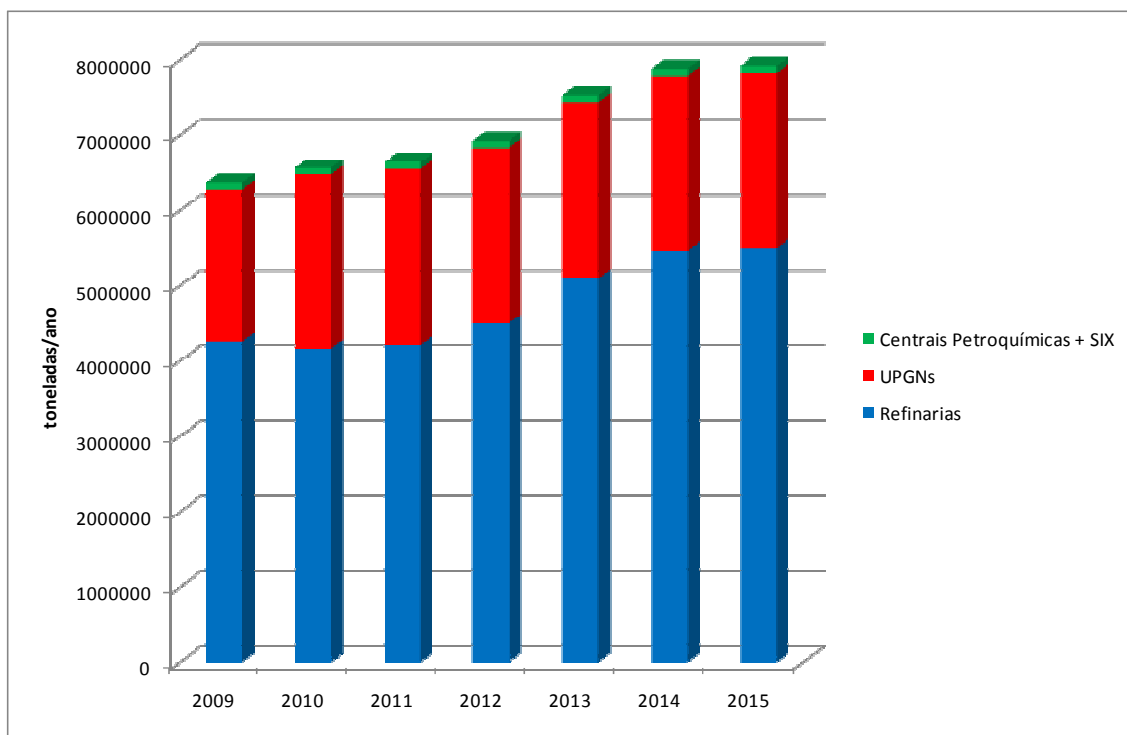


Figura 14. Projeção de Oferta de GLP até 2015, por Unidade Produtora

8. Conclusões

O cenário atual brasileiro e as perspectivas de ampliação da oferta de GLP para o médio prazo são bastante positivas, na medida em que estão previstas a construção de três novas refinarias de petróleo e a ampliação/*revamps* de unidades antigas, conforme pode ser visto ao longo do presente estudo. Também são positivas as perspectivas de ampliação da oferta interna de gás natural devido à entrada de campos produtores situados nas Bacias de Santos e do Espírito Santo e também, num futuro não tão próximo, nas áreas do pré-sal. O gás natural produzido em tais áreas deverá, necessariamente, ser processado, e sua riqueza contribuirá para o incremento da produção de GLP do país.

No entanto, cabe ressaltar, que vários dos projetos apresentados podem sofrer atrasos em seus cronogramas de execução, além de modificações ou até mesmo cancelamentos.

Outro ponto importante reside no fato de que o GLP produzido nas UPGNs é resultante do processamento de gás natural, nos casos em que tal gás é oriundo de campos de gás não associado, a sua produção e a do GLP (em consequência) somente ocorrerá se houver demanda por gás natural, isto é, caso não haja mercado a

unidade irá operar abaixo de sua capacidade de processamento. Atualmente, o mercado nacional de gás natural está fortemente atrelado à geração elétrica de origem térmica, que por sua vez está atrelada ao despacho das usinas em épocas de seca. Em resumo, isto significa que em épocas em que os reservatórios das usinas hidrelétricas estiverem cheios e, portanto, não houver necessidade de despacho de usinas térmicas a gás, a produção de GLP sofrerá redução.

Os números apresentados consideram a entrada em operação, nas datas previstas, de todos os empreendimentos planejados, bem como a operação das unidades em sua plena capacidade de processamento, e os números de oferta total apresentados devem, portanto, ser entendidos dentro de tal perspectiva.

9. Referências Bibliográficas

ANP, *Anuário Estatístico da Indústria do Petróleo e do Gás Natural 2009*, ANP, Rio de Janeiro, 2009.

ANP, *Perspectivas de Suprimento de GLP no Brasil*, Relatório Consolidado 2002/2007, Rio de Janeiro, RJ, 2003.

EPE, *Balanco Energético Nacional 2008 (Ano Base 2007)*, Rio de Janeiro, 2008.

PETROBRAS, *Perspectiva Futura*, Palestra Proferida por Sillas de Oliva Filho, Gerente Geral de Comércio de Produtos Especiais, em Abril de 2009 no IBP.

PETROBRAS, *Planejamento Estratégico 2009-2015*, Rio de Janeiro, 2009. Disponível no site www.petrobras.com.br.

PETROBRAS, *Relatório de Atividades 2008*, caderno especial publicado junto com o jornal Valor Econômico, Valor Econômico, Rio de Janeiro, Edição de 16 de março de 2009.

SRP/ANP, *Previsão de Oferta de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) no Brasil até 2011*, Nota Técnica SRP nº 097/2007, ANP, Rio de Janeiro, 2007.

SRP/ANP, *Projeção de Oferta de GLP no Período de 2007 a 2011*, Palestra Interna para o Fórum de GLP, 2007.