



2º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS

PERSPECTIVAS PARA O REFINO NO BRASIL: O RISCO DE DESABASTECIMENTO E A QUESTÃO DOS INVESTIMENTOS EM NOVAS PLANTAS

Carla Maria de Souza e Silva¹, Rafael Resende Pertusier²

¹ Mestranda do Instituto de Economia - UFRJ / Bolsista ANP
Av. Pasteur, 250, sala 22, Urca, Rio de Janeiro, RJ CEP 22290-240
afcy@uol.com.br

² Mestrando do Instituto de Economia - UFRJ / Pesquisador Infopetro
Av. Pasteur, 250, sala 22, Urca, Rio de Janeiro, RJ CEP 22290-240
pertusier@prolink.com.br

Resumo – Este artigo tem como objetivo estudar a questão do refino no Brasil. Inicialmente, o artigo delinea as características estruturais da atividade de refino, chamando a atenção para suas baixas margens, a pouca flexibilidade de cada planta em relação ao mix de petróleo utilizado e as tendências globais para o setor. Em seguida, os autores traçam o perfil do refino no Brasil, analisando as perspectivas da abertura num mercado em que a Petrobras é detentora de 98% da capacidade de processamento.

No que concerne o risco de desabastecimento, os autores analisam a evolução da demanda de derivados no país e as causas da disparidade entre os perfis de demanda e produção. Considerando o cronograma de investimentos da Petrobras para os próximos anos, o artigo mostra que a entrada em funcionamento das novas unidades em suas refinarias tende a ajustar esses perfis, mas o aumento de capacidade ainda será insuficiente para abastecer o mercado interno em níveis considerados seguros.

Nesse sentido, o artigo decorre sobre a necessidade de construção de novas plantas, aí analisando os fatores determinantes na decisão da localização de novas refinarias, como proximidade do mercado consumidor, custos e disponibilidade de dutos, ou mesmo a aquisição de uma planta no exterior.

Palavras-chave: Refino; Derivados; Desabastecimento; Importações; Investimentos.

Abstract – This article analyzes the question of refining in Brazil. To begin, the authors discuss global tendencies in the sector, outlining the structural characteristics of refining activity. The authors also call attention to the low margins involved with such activity and the rigidity of plants with regard to the mix of oil products used in refining. The authors then turn to refining in Brazil, analyzing the prospects for liberalization given Petrobras's control over 98% of the nation's processing capacity.

Discussing the risk of a supply shortage, the article examines the demand for oil products in Brazil and the reasons for the disparity between the level of demand and production levels. The authors, furthermore, discuss the need for new refining plants in Brazil, analyzing the main factors determining the location of the new refineries, such as proximity to the consumer market, costs and pipeline availability. The article even studies the possibility of acquiring a plant abroad.

As a result of several errors in the ANP/Booz Allen report on the refining sector, the article does not make use of the figures calculated in this report. Rather, the authors propose a study that captures the current situation more accurately, offering scenarios for the next few years.

Given the difficulties in obtaining data and our decision not to use the ANP/Booz Allen report, the authors ask the organizing commission of the Second Congress on Oil & Gas R&D to consider extending the deadline for this article.

Keywords: Refining; Oil Products; Supply Shortage; Imports; Investments

1. Introdução

Se a abertura da indústria de petróleo traz boas perspectivas para o aumento dos investimentos e a produção de hidrocarbonetos no país, o setor de refino apresenta um cenário que não compartilha das mesmas expectativas. Desde o final dos anos 90, estudos sobre o mercado de derivados brasileiro revelam que a escassez doméstica de alguns desses produtos tende a ser crescente ao longo desta década. Este desequilíbrio acarretará problemas nos níveis setorial e macroeconômico, justificando a reflexão acerca de medidas a serem tomadas no sentido de controlar o problema anunciado.

Este artigo espera, a partir da caracterização das variáveis do mercado de derivados no país, examinar as causas e conseqüências destas perspectivas desfavoráveis para o setor, assim como elucidar questões polêmicas como a localização de novas refinarias, seguindo a lógica privada de novos investimentos, e o desejo de se dotar o mercado de maior competitividade a partir da quebra do monopólio da Petrobras.

2. Aspectos Econômicos da Atividade de Refino

A atividade de refino é aquela que apresenta as menores margens de lucro na cadeia de valor do petróleo. Segue, portanto, a lógica da verticalização. Os elevados investimentos, com longo prazo de maturação, e o grau de risco no segmento de exploração & produção, levam a uma tendência natural da integração das atividades, uma vez que as empresas necessitam um fluxo contínuo e estável de receitas para fazer frente a seus investimentos. O papel do refino é, portanto, a de um canal de vendas, agregando valor ao petróleo e alavancando a monetização das reservas, sem consistir, *per se*, numa atividade atrativa.

Ademais, devido aos custos de logística, o transporte de petróleo cru, por dutos ou navios, oferece vantagens sobre o transporte de derivados¹. Na estrutura de custos do refino, o transporte responde por 2,5 vezes o custo de processamento. Em função dessas economias de escala, as refinarias são construídas próximas aos centros consumidores, não aos centros produtores. Um de seus requisitos, portanto, é a maior adequação ao perfil da demanda. Conseqüentemente, a exportação de derivados não constitui a atividade principal das refinarias, tratando-se de uma atividade intrinsecamente residual, que trata de comercializar aquela produção que não foi absorvida pela demanda local.

Segundo o *BP Statistical Review of World Energy 2002*, a capacidade de refino mundial em 2001 era de 82.205 mil bpd, o que em muito excede a demanda por derivados, de 72.295 mil bpd. Embora os dados indiquem um excesso de capacidade de refino no mundo, diversos fatores tornam esta discussão controversa. O primeiro deles refere-se à introdução de legislações ambientais mais rigorosas em diversos países, que têm levado ao fechamento de diversas plantas. O segundo refere-se às mudanças nos padrões de consumo. As especificações de qualidade de derivados, relativas às preocupações ambientais, aliadas aos padrões de consumo, têm tornado a demanda por derivados bastante especializada, indicando que parte da capacidade de refino existente não está apta a atender a exigência de determinados países. Logo, apesar deste excesso de capacidade, a tendência do setor, com o processo de fusões e aquisições e o fechamento de plantas menos eficientes e/ou adequadas ao atendimento destes novos padrões, é de esgotamento.

No relatório *World Oil Market Forecast* de setembro de 2002, a consultoria PIRA analisa a capacidade de refino no mundo fazendo a distinção entre derivados claros e escuros. Os derivados cujas demandas crescem a maiores taxas são os claros, enquanto que a capacidade de refino instalada favorece a produção de escuros. O estudo afirma que na Bacia do Atlântico há um crescente estrangulamento da oferta de derivados leves/claros, indicando a necessidade de investimentos em unidades adicionais de conversão, em especial unidades de hidrocrackeamento e dessulfurização. O estudo mostra, ainda, que, na ausência de investimentos em conversão, os países do Atlântico dependerão das exportações vindas dos países asiáticos e do Oriente Médio. Em reportagem, a *Petroleum Economist* (“*Profits Collapse Again*”, setembro, 2002) analisa as margens de refino no mundo no primeiro semestre de 2002 e conclui que a tendência de extrema baixa deve-se à queda no nível de utilização da capacidade de refino. Na ausência de unidades de conversão de derivados escuros em derivados mais claros, as refinarias reduzem seu nível de utilização. Não surpreendentemente, como a oferta de derivados leves não atende a demanda, o prêmio por estes produtos aumenta. Da ótica do refinador, unidades de conversão, apesar de seu alto custo, aumentam a margem de refino ao possibilitar maior utilização da torre de destilação, garantindo melhores preços a seus produtos.

3. O Refino no Brasil

O parque de refino brasileiro conta com treze plantas. Salvo a Refinaria de Petróleo Ipiranga e a participação da espanhola Repsol nas refinarias de Manguinhos e na REFAP (30%), o capital da Petrobras domina o mercado, detendo o controle de 11 plantas e aproximadamente 98% da capacidade de produção de derivados no país, o que a

¹ Apesar das diferenças em viscosidade e acidez, o petróleo cru é um produto mais homogêneo que os derivados. Estes, por não poderem se misturar a resíduos, não podem ser transportados em petroleiros ou dutos sem que haja lavagem das paredes.

torna monopolista virtual. No que tange os custos operacionais, as refinarias brasileiras são consideradas competitivas, apresentando um custo médio de barril processado de US\$ 1,07, e meta de US\$ 0,85 para 2005. Comparada com a média de US\$ 3,00 por barril nos EUA, esta diferença é explicada pela ainda baixa complexidade do parque de refino nacional.

Tabela 1: Capacidade do Refino no Brasil – 2001 (em milhares de barris por dia)

Planta	Capacidade
REPLAN	352
RLAM	263
REDUC	242
REVAP	225
REPAR	189
REFAP	189
RPBC	170
REGAP	151
RECAP	53
REMAN	46
Manguinhos	14
Ipiranga	13
LUBNOR	6
Total	1.914
Produção	1.636
Utilização	85,40%

Fonte: ANP

O parque de refino da Petrobras tem passado por um programa de modernização centrado em investimentos em novas unidades de conversão. Os investimentos programados pela estatal no lustro de 2000 a 2005 totalizam US\$ 4,7 bilhões, visando a melhoria da qualidade de seus produtos e a ampliação da capacidade de processamento do petróleo brasileiro. Para este último, a Petrobras investe US\$ 800 milhões no Programa de Tecnologias Estratégicas (PROTER), que objetiva capacitar o parque de refino a processar uma maior porcentagem do petróleo pesado extraído da Bacia de Campos. É importante notar os impactos macroeconômicos deste programa, uma vez que a diminuição da necessidade de importação do petróleo leve, mais caro, acarretará em posições superavitárias da Petrobras na comercialização de cru. A modernização e a instalação das unidades de processamento, por sua vez, elevarão o índice de utilização das refinarias, e possibilitarão a maior convergência entre os perfis de produção e de consumo no país, conseqüentemente trazendo ganhos às margens do setor através da melhoria da qualidade e da maior oferta de produtos de maior valor agregado.

Mais importante que o aumento da capacidade de refino, a adaptação do parque à oferta de petróleo nacional e à demanda de derivados implicam no aumento do fator de utilização das plantas (hoje em 85,4%). Como a capacidade produtiva de uma refinaria está associada à capacidade de sua torre de destilação atmosférica (o primeiro estágio de refino), o investimento em unidades de conversão possibilita o aumento do fator de utilização da cadeia de processo, uma vez que se pode transformar os derivados mais pesados resultantes das etapas iniciais em produtos mais leves e de maior valor agregado, reduzindo os gargalos no processo e otimizando as plantas.

4. A Demanda por Derivados no Brasil

Em função da importância do modal rodoviário no transporte de cargas, o consumo de gasolina e, principalmente, diesel é o componente mais importante na demanda por derivados no país. Nos últimos anos, a maior parte do crescimento da demanda ocorreu nesses dois segmentos, permanecendo estável o consumo de óleo combustível, sub-produto do processo de petróleo pesado pelas refinarias nacionais, de baixa complexidade. Em virtude desta pouca capacidade das refinarias em processar o petróleo pesado nacional em derivados leves, o crescimento das importações desses produtos é explicado, em grande parte, pelo crescimento da diferença entre os perfis de produção e consumo. A predominância do consumo de diesel na composição da demanda por derivados torna ainda esse descasamento mais agudo, havendo excesso de capacidade produtiva de gasolina em relação à demanda. Em 2001, demanda por derivados no país totalizou, segundo a ANP, a média diária de 1.836 mil bpd, sendo a produção de 1.694 mil bpd². As exportações de derivados (principalmente gasolina e óleo combustível) foram de 173 mil bpd, enquanto que as importações (em especial diesel, GLP e Nafta) somaram de 315 mil bpd, resultando num déficit de importações de 142 mil bpd.

² A discrepância entre os valores do total da produção das plantas de refino (97,5% do total) e o total produzido no país decorre da produção das centrais petroquímicas (0,7%) e das unidades de processamento de gás natural (1,8%).

O problema acerca do déficit projetado de oferta de derivados no Brasil, em especial diesel, GLP e nafta, vem sendo anunciado desde final da década passada. Estudos diversos apontam para a necessidade de ampliação da capacidade de refino no Brasil e para o risco de desabastecimento, com déficits crescentes na conta corrente com a importação dos produtos a partir dos próximos anos.

O processo de ampliação das refinarias existentes enfrenta duas limitações. Uma é simplesmente física, posto que a expansão das plantas instaladas não seria capaz de adequar a oferta às projeções de demandas futuras. Outra, mais importante, diz respeito à posição da Petrobras no mercado nacional, em que a construção de mais uma refinaria seria um sério obstáculo à consolidação da abertura do mercado de derivados. Assim, a ampliação da capacidade existente da Petrobras passa pela busca por sócios privados para novos investimentos, como seria o caso da REDUC, tal qual ocorreu com a REFAP. Se a questão do desabastecimento nacional busca soluções que foquem a abertura do mercado nacional, estas devem considerar o aumento da participação dos operadores privados na capacidade de refino nacional.

5. Novas Plantas no Brasil

O risco de desabastecimento e o aumento no déficit em conta corrente representam um fator de interesse nacional para que se favoreça a expansão da capacidade nacional de refino, uma vez que a construção de novas plantas implicaria na redução da necessidade de importação de derivados. Contudo, esse benefício, na forma de economia de divisas, não é absorvido pelo eventual investidor. Caberia ao governo, ou ANP, reverter parte desses ganhos do país em instrumentos de fomento para a instalação de plantas. Sem isso, a lógica privada pode não decidir pela construção de uma nova refinaria no Brasil.

Um dos fatores alegados como um desincentivo à construção de novas plantas no Brasil é o excesso de capacidade de refino no mundo. Conforme visto, esta é uma questão controversa, em especial se considerarmos a localização desta capacidade e suas especificações. Por outro lado, as projeções quanto aos déficits de oferta são bastante claros quanto às demandas de diesel, GLP e nafta, mesmo que haja sobre a demanda da gasolina incertezas derivadas da possibilidade da retomada do pró-álcool e do aumento da participação do GNV. A despeito dos investimentos em andamento da Petrobras, os estudos indicam que há espaço para a construção de pelo menos uma nova refinaria no país.

Por outro lado, seguindo a tendência mundial, uma nova refinaria, para ter margens que justifiquem o empreendimento, deve apresentar ao mínimo um grau moderado de complexidade, o que torna o investimento mais caro. A este grau de incerteza se alia o poder dominante da Petrobras, tanto como concorrente de uma eventual nova refinaria, quanto como ainda principal fornecedora de matéria-prima. Dessa maneira, uma condição para viabilizar uma nova planta no Brasil seria justamente a participação da estatal. Ainda que minoritária, sua participação representaria garantia de fornecimento e proteção contra práticas de poder abusivo por sua parte.

O início da produção de petróleo por operadores estrangeiros (em especial a Shell, a partir de 2003) traria novas perspectivas à instalação de uma planta privada no país, podendo minimizar o receio da dependência do fornecimento da Petrobras. Contudo, as características do petróleo nacional demandariam uma planta com elevado grau de complexidade, elevando seus custos, o que remonta à discussão da viabilidade de uma nova refinaria no país.

5.1. RENOR

Dito isto, cabe analisar os projetos atualmente em discussão. O primeiro deles refere-se ao antigo projeto de construção de uma refinaria na Região Nordeste, a RENOR. A RENOR apresenta razoabilidade econômica, uma vez que localizaria a refinaria próxima ao centro consumidor com maior déficit de oferta no Brasil, que chegou a 171 mil bpd em 2001. O Nordeste atualmente conta com apenas duas refinarias: a LUBNOR (CE), com capacidade efetiva de 5,6 mil bpd, e a RLAM (BA), com capacidade efetiva de 263 mil bpd. Com relação à infra-estrutura, o porto de Suape, no Recife, garante condições necessárias a tal empreendimento. Outra localização citada como possibilidade para a instalação da nova planta é Fortaleza. Alguns Estados acenam com a possibilidade de incentivos fiscais, como Pernambuco e Ceará. O projeto já conta com fontes de financiamento definidas, mas o principal problema é a formatação final da composição societária.

5.2. RENORTE

O segundo projeto refere-se à construção de uma refinaria no Norte Fluminense, a RENORTE. O principal argumento deste projeto é o fato da região ser a que concentra a maior parte da produção nacional de petróleo. A RENORTE conta com um fundo criado exclusivamente para sua construção, o qual é capitalizado com 50% dos recursos excedentes das receitas recebidas em royalties e em participações especiais por parte dos municípios. Vale notar que o projeto tem mais suporte político que econômico, uma vez que representaria mais uma refinaria na Região Sudeste, que conta com sete das treze refinarias atualmente existentes no país, concentrando mais de 60% da capacidade de produção efetiva. Em tempo: o superávit de produção da região em 2001 foi de 167 mil bpd. O investimento de uma refinaria na região demandaria um conjunto de investimentos adicionais em infra-estrutura de transporte, que tem seu potencial pouco desenvolvido.

A argumentação de que regiões como o Golfo do México exemplificam a lógica da proximidade entre produção e refino de petróleo não procede para o caso da Bacia de Campos. A inexistência de uma rede de dutos que dêem economias de escala ao transporte de derivados (como na costa Norte-Americana no Golfo do México), como já

visto, torna irrelevante a vantagem desta proximidade, sendo de maior racionalidade econômica a instalação de uma nova planta junto a um centro de consumo em déficit de oferta, como o Nordeste.

5.3. Centro-Oeste

Cabe mencionar, ainda, a hipótese aventada sobre a construção de uma refinaria na Região Centro-Oeste, região que não conta com qualquer planta. A possibilidade foi aberta pelo anúncio da Petrobras da construção de um duto de escoamento, interligando a Bacia de Campos a São Paulo. O oleoduto, com previsão de início de operações em 2005, reduzirá a dependência do transporte marítimo do petróleo para o parque de refino de São Paulo, a partir de onde, com a interligação à rede local, poderia-se bombear petróleo até a nova refinaria no Centro-Oeste. Contudo, a demanda na região não é expressiva e, em função da atividade agrícola, é fortemente intensiva em diesel, o que, com a utilização do petróleo da Bacia de Campos, implicaria na necessidade de uma planta complexa e cara. Ademais, a existência de um poliduto interligando São Paulo e o Distrito Federal oferece uma alternativa ao investimento na região.

5.4. Uma Planta no Exterior

Do ponto de vista da Petrobras, a opção que otimizaria suas operações de refino seria a aquisição de uma planta no exterior. Já há estudos para a compra de capacidade de refino no Golfo do México, o que não somente representaria um menor dispêndio (mesmo em caso de necessidade de modernização) como ainda traria uma série de benefícios à empresa. Não seria coerente supor que a estatal venha a utilizar essa planta para abastecer o mercado brasileiro. Uma refinaria no exterior representaria uma fonte de receita em divisas, diminuindo o risco cambial da Petrobras e possibilitando captações a custos mais baixos, e, igualmente importante, facilitaria a colocação do petróleo pesado do campo produtor de Marlim, em volumes crescentes, sem perda de margem. A questão é pertinente uma vez que, sem a licença da ANP para a construção de uma nova refinaria no Brasil, restaria à Petrobras a opção de compra de uma planta no exterior para refinar seu petróleo. Não resolveria, contudo, a questão do déficit nacional de refino, a debilitação das contas externas e a exposição do país ao risco de uma dependência de importações acima do nível recomendado.

6. Reflexões Conclusivas

Do ponto de vista nacional, o aumento esperado da produção de petróleo sem contrapartida de ampliação da capacidade de refino consolida a posição do país como exportador líquido de petróleo cru, havendo crescente participação das importações na oferta doméstica de derivados. Esta situação, desvantajosa do ponto de vista cambial, também coloca o Brasil numa situação de crescente fragilidade frente ao funcionamento do mercado de derivados internacional. Enquanto 44% do petróleo circulam no mercado internacional, o mercado de derivados movimenta apenas 13% de sua produção. Isto se deve, como já analisado, ao fato dos parques de refino serem voltados ao atendimento de mercados cativos, configurando o mercado internacional de derivados num mercado de excedentes de produção. Em geral, os países não dependem excessivamente desse comércio, sendo a prática internacional manter, no máximo, 20% do mercado doméstico suprido por importações. Em 2001, segundo a ANP, as importações de derivados foram responsáveis por 17,2% do atendimento do consumo interno. Assim sendo, importações em maior volume, em especial dos derivados claros, de maior demanda mundial, se darão num contexto em que o risco de desabastecimento por incapacidade de oferta não pode ser desconsiderado.

No segmento de refino, esta situação se apresenta como completamente nova e complexa aos formuladores de políticas, uma vez que, ao mesmo tempo em que há um objetivo de estímulo à concorrência, o único agente capaz de assumir o papel de realizar os investimentos em refino já detém 98% da capacidade do país.

7. Referências

- Brasil Energia – “Novo Modelo para o Refino”, agosto 2002
CARVALHO e SALAS, Unicamp, 1999
Conjuntura & Informação, ANP, agosto-outubro 2002
Petroleum Economist – “Profits Collapse Again”, “Major Products Shortage Looms”, setembro 2002
SOUZA E SILVA, Carla Maria de, PERTUSIER, Rafael R. – “Perspectivas para o Setor de Refino no Brasil”, Boletim Petróleo & Gás Brasil, novembro 2002
WISDOM, Lawrence, PEER, Eric, BONNIFAY, Pierre – “Cleaner Fuels Shift Refineries to Increased Resid Hydroprocessing”, IFP North America, Inc.