

FUCAPE WORKING PAPERS

A Influência da regulação do pré-sal no valor de mercado da Petrobrás

Arlton Teixeira (FUCAPE Business School)

Cláudio Bezerra de Mello (FUCAPE Business School)

Graziela Fortunato (FUCAPE Business School)

No.36 / (Novembro) 2012

A INFLUÊNCIA DA REGULAÇÃO DO PRÉ-SAL NO VALOR DE MERCADO DA PETROBRÁS

Arlton Teixeira¹

Cláudio Bezerra de Mello²

Graziela Fortunato³

Resumo

Com a descoberta de petróleo na camada de pré-sal, em setembro de 2008, as reservas brasileiras passaram de 14 bilhões para 33 bilhões de barris, impulsionando mudanças na legislação do petróleo. Em agosto de 2008, foram enviados quatro projetos de lei ao congresso nacional que mudaram o modelo de regulação anterior. O envio dos quatro projetos ao congresso pode ter ocasionado uma queda no preço das ações da empresa devido ao aumento do risco na mudança de regime de exploração de petróleo. Este artigo visa mensurar os impactos da nova regulação do petróleo e a mudança do modelo de concessão sobre o valor de mercado das ações da Petrobras. Para esta análise, foi usada regressão múltipla entre a razão dos preços das ações da Vale e da Petrobras e a razão entre as commodities dessas empresas com defasagens, entre 2000 a 2010. Em seguida, foram realizados testes para identificar a quebra estrutural do comportamento das ações da Petrobras, como o teste de Chow (1960) e Bai e Perron (2003). Os resultados indicam que realmente houve uma quebra estrutural em torno do período de mudança de regulação e uma diferença de recuperação do valor das ações em relação ao mercado, pós crise de 2008.

Palavras-Chave: quebra estrutural, preço das ações, testes de estabilidade, regulação do petróleo, pré-sal.

¹ Fucape Business School, Av Fernando Ferrari, 1358, Vitória, ES, Brasil. 29075-505. E-mail: arilton@fucape.br.

² Mestre em Administração. Fucape Business School, Av Fernando Ferrari, 1358, Vitória, ES, Brasil. 29075-505.

³ Fucape Business School, Av Fernando Ferrari, 1358, Vitória, ES, Brasil. 29075-505. E-mail: grazielafortunato@fucape.br.

1 Introdução

Com a descoberta de petróleo na camada de pré-sal, em setembro de 2008 nos campos de Tupi, Iara e Parque das Baleias, as reservas brasileiras passaram de 14 bilhões para cerca de 33 bilhões de barris, podendo existir prováveis reservas de 50 a 100 bilhões de barris.

Segundo o presidente da Comissão de Regulamentação dos Marcos Regulatórios do Senado, Delcídio Amaral (PT-MS), o tamanho desse potencial impulsionou mudanças na legislação do petróleo. No modelo de exploração anterior era considerado o risco calculado na extração do petróleo, o que não ocorre com o pré-sal, já que são campos com uma produtividade comprovada (Oliveira, 2010). Apesar do modelo em funcionamento vigorar há muitos anos e contribuir para crescimento da indústria brasileira, a nova realidade trouxe a possibilidade de outro modelo de lei.

Para estabelecer a nova regulação, em agosto de 2008 foram enviados ao congresso nacional quatro projetos de lei: Projeto de Lei 7/10, 8/10, 16/10 e 309/09. O envio dos quatro projetos ao congresso pode ter ocasionado uma queda no valor das ações da empresa devido ao aumento do risco na mudança de regime de exploração de petróleo.

O Projeto de Lei 7/10 define a criação do Fundo Social com os recursos da exploração do pré-sal para o desenvolvimento social e tecnológico do país e aborda o sistema de partilha dos *royalties* na exploração e a emenda Simon, estabelecendo novos critérios de distribuição para Estados e Municípios da União.

O Projeto de Lei 8/10, aprovado na Câmara em março de 2010, no Senado em junho de 2010 e convertido em Lei Federal nº 12.276 (de 30/06/2010), aborda a capitalização da Petrobras bem como a cessão onerosa de 5 bilhões de barris de petróleo por parte do governo.

O Projeto de Lei 16/10 propõe o sistema de partilha para explorar o pré-sal distribuindo, de forma igualitária entre os Estados e Municípios da União os *royalties* do pré-sal e os outros em exploração ou licitados. Entretanto, o sistema de partilha e de distribuição dos *royalties* foi incluído ao projeto que cria o Fundo Social e, assim, o Projeto de Lei 16/10 ficou vazio, tendo como saída seu arquivamento ou o veto à emenda Simon.

O Projeto de Lei 309/09 propõe a criação da estatal PPSA (ex-Petro Sal) e foi aprovado na Câmara em novembro de 2009, no Senado em julho de 2009 e promulgado com a Lei Federal nº 12.304 (de 03/08/2010). A estatal representará o governo nos consórcios criados para administrar a exploração/produção de petróleo e gás na camada do pré-sal.

No modelo de partilha, a empresa responsável pela exploração realiza investimentos necessários e se remunera com uma parte do que for extraído, o chamado *profit oil* e o governo fica com uma parcela dos resultados.

Este artigo visa avaliar os impactos da mudança do modelo de concessão e a nova regulação do pré-sal sobre o valor das ações da Petrobras. Para isso, será analisado o modelo de regressão múltipla entre a razão dos preços das ações da Vale e da Petrobras e a razão dos preços das commodities negociada por essas empresas (*metal index* e *fuel energy index*) com defasagens no período de 2000 a 2010. Acrescido a isso, para verificar uma possível quebra estrutural do comportamento das ações da Petrobras, será inserida uma *dummy* de tempo no modelo, identificando o período desta possível quebra em uma primeira análise, será aplicado o teste de Chow (1960) em uma segunda análise e por fim, Bai Perron (2003).

Até o presente, a Petrobras não demonstrou alterações na lucratividade da empresa, pois o pré-sal ainda começará a ser explorado. No entanto, já se percebe uma queda no valor das ações em função de insegurança diante das informações e do risco assumido com a nova regulação.

A literatura acadêmica dispõe-se de pouca pesquisa sobre o tema do pré-sal, visto ser este ainda incipiente. No entanto, há vasta literatura sobre risco de mercado e risco operacional, que serão confrontados com o conteúdo dos projetos de lei enviados ao

Congresso, a fim de verificar se houve relação com a queda no valor das ações da empresa. Os riscos de mercado e operacional, neste caso, são devidos ao cenário pós-regulação e mudanças na legislação; à necessidade de capitalização para exploração em águas profundas; à maior participação acionária do governo e à dúvida sobre a quantidade e qualidade do petróleo ainda não foi explorado

Este estudo será dividido da seguinte forma: no referencial teórico, apresentam-se: processo de abertura do monopólio da exploração petrolífera no Brasil; a descoberta de petróleo no pré-sal; os projetos de lei e suas funções; a necessidade de capitalização da Petrobras e os riscos inerentes à mudança do modelo de exploração para o modelo de partilha. Em seguida, será apresentada a metodologia para avaliar o impacto dos quatro projetos de lei enviados ao congresso no valor das ações da Petrobras e uma possível mudança no seu comportamento quando comparado ao período anterior. Por fim, será apresentada a análise dos resultados e as considerações finais.

2 Referencial Teórico

2.1 A flexibilização do monopólio

Diante da necessidade de grandes investimentos e questionamentos sobre a eficiência do monopólio da Petrobras, dá-se início a desregulamentação do mercado petrolífero em 1990. Segundo Serour (2003), no mesmo ano de 1990, foi extinto o CNP (Conselho Nacional do Petróleo) e criado o DNC (Departamento Nacional de Combustíveis). O DNC, entre suas funções, concede licenças de comercialização de combustíveis entre empresas e a Petrobras no regime de contrato ou de cotas. Este regime visa proteger os pequenos distribuidores contra o monopólio das grandes empresas.

Em outubro de 1995, foi colocado em votação pelo governo federal, a Emenda Constitucional nº 9 de flexibilização do monopólio, abrindo o mercado para empresas estrangeiras e oferecendo concorrência nos leilões de blocos de exploração de petróleo. Nesse contexto, a União, detentora do monopólio, buscou flexibilizar a forma de execução das atividades de exploração, produção, importação, exportação e transporte de petróleo, gás natural e seus derivados. Em agosto de 1997, ocorreu a promulgação da nova Lei 9478, que pôs fim ao monopólio, cujo objetivo era atrair investimentos estrangeiros e desenvolver o setor (Oliveira, 2010).

Em 1998, foi criada a Agencia Nacional do Petróleo (ANP), cuja função é definir mecanismos de concessão e autorização de atuação no mercado do petróleo brasileiro para outras empresas, além da Petrobras.

Segundo Borges e Castro (2003), no Relatório Anual de 2000 da área de planejamento estratégico do Tribunal de Contas da União – TCU estavam entre as funções da ANP: (i) supervisionar o poder de mercado dos operadores e concessionários para evitar práticas anti-competitivas; (ii) incentivar a participação de novos agentes nos segmentos do setor, estimulando a eficiência, a inovação tecnológica e a distribuição dos ganhos da produtividade entre consumidores e indústria; (iii) estabelecer regras que proporcionem a criação de um mercado mais competitivo e dinâmico, trazendo vantagens para o país, com aumento da arrecadação fiscal e diminuição das importações de petróleo e; (iv) aumentar a qualidade dos derivados de petróleo e evitar abusos no mercado com uma política de preços que seja condizente com o comportamento do mercado internacional.

Com a Lei do Petróleo, inicia-se uma nova fase de abertura no mercado de combustíveis, flexibilizando o acesso dos distribuidores aos postos e considerando o fornecimento de petróleo e seus derivados como de utilidade pública para o país.

Com a desregulamentação do setor, era de se esperar que a Petrobras enfrentasse dificuldades pela perda do direito de monopólio, no entanto, o oposto foi observado

(Bridgman, Gomes & Teixeira, 2011). A Petrobras não enfrentou a concorrência de imediato, pois não havia empresas no mercado que oferecessem a mesma estrutura. A simples ameaça da concorrência e privatização foram suficientes para gerar ganhos de produtividade (Bridgman *et al.*, 2011). Segundo esses autores, algumas razões que justifiquem tais ganhos podem ser: (i) a ameaça de concorrência e a privatização promoveram uma mudança nas prioridades da empresa que otimizou o uso dos insumos ao reduzir o excesso de pessoal e ao transferir a produção para os poços mais produtivos e; (ii) a expansão da economia na década de 90, recuperando-se de sua depressão de 80, quando muitas reformas foram realizadas, tais como, a liberalização comercial, a estabilização monetária, a desregulamentação e as privatizações.

Em atendimento à Lei 9.478, foi criada a Transpetro (Petrobras Transporte S.A.) em junho de 1998, que atuava em dois segmentos: transporte marítimo e transporte dutoviário com operação de terminais de petróleo, derivados e gás. A criação da Transpetro se divide em duas fases: a absorção da gestão operacional dos navios da Fronape (a maior transportadora de petróleo no hemisfério sul) em janeiro de 2000 e a absorção dos dutos e terminais em maio de 2000. A Petrobras tinha responsabilidade sob ambas atividades operacionais (Ribeiro & Campos, 2011)

Na década de 90, a Bacia de Campos representou a expressividade em produção e tecnologia aplicada, com grandes descobertas como os campos de Albacora, Barracuda e Roncador, que representa a maior parcela da produção de óleo brasileira. Em seguida, surgiram duas novas grandes áreas: a Bacia de Santos e o Pré-Sal no Espírito Santo (Rodriguez, Colela Jr, & Suslick, 2008).

2.2 Pré-Sal

O estudo do pré-sal é relevante por ser uma extração não convencional. Por se tratar de extração em águas profundas, a exploração torna-se muito onerosa. No entanto, estima-se ter encontrado grandes reservas de petróleo de alta qualidade e baixo risco de exploração (Bridgman *et al.*, 2011).

A Petrobras define pré-sal como conjunto de rochoso localizado nas porções marinhas de grande parte do litoral brasileiro, trecho que vai de Santa Catarina ao Rio de Janeiro (Campos), com potencial de geração e acúmulo de petróleo. Convencionou-se chamar pré-sal, por se tratar de uma camada formada por rochas de até 2.000 metros de extensão que foram depositadas abaixo da camada de sal. O petróleo dessa camada pode atingir distâncias de até 7.000 metros de profundidade (Petrobras, 2009).

Com a descoberta do pré-sal, percebeu-se a possibilidade de um novo modelo de exploração petrolífera a ser adotado no país, visto que, as reservas de óleo do pré-sal têm risco reduzido de exploração, boa qualidade e produtividade comprovada (Bridgman *et al.*, 2011; Oliveira, 2010). Desta forma, foram enviados ao Congresso, em agosto de 2008, quatro projetos de lei que mudaram o modelo de exploração e distribuição do petróleo brasileiro.

2.3 Fundo Social

O Projeto Lei 7/10 propõe a criação do Fundo Social que fica sob regulamentação do Comitê de Gestão Financeira e tem como objetivo o desenvolvimento social e tecnológico do país:

Projeto Lei 7/10 – “proposta de criação do Fundo Social com parte dos valores arrecadados com o petróleo do pré sal. O projeto ainda contempla o sistema de partilha na exploração e a emenda Simon, que estabelece novos critérios de distribuição dos *royalties* para União, Estados e Municípios” (Senado Federal, Projeto de Lei da Câmara 7/2010 de 08/03/2010).

Portanto, o Fundo Social será criado para reinvestir os valores da exploração do pré-sal, tendo como objetivos: (i) aumentar a aplicação em tecnologia, (ii) realizar investimentos em pesquisa e desenvolvimento (P&D) no Brasil, (iii) aumentar a demanda por conhecimento nas universidades; (iv) combater a pobreza; (v) constituir poupança pública de longo prazo, arrecadando receitas auferidas pela União; (vi) oferecer recursos regulares para desenvolvimento social e local, diminuindo flutuações de preços e renda na economia brasileira.

O Comitê de Gestão Financeira (CGFFS), com composição e funcionamento regulados pelo Poder Executivo e participação do ministro da Fazenda, do ministro do Planejamento e presidente do Banco Central, definirá a política de investimentos do Fundo Social.

O risco da criação do Fundo Social não está em sua finalidade, mas sim na administração dos recursos utilizados pelo governo.

2.4 A capitalização da Petrobras e a cessão onerosa

Para investir em tecnologia de exploração em águas profundas, a Petrobras precisa se capitalizar. Com isso, realizou oferta pública de novas ações ao mercado, obtendo US\$35 bilhões. Por sua vez, o governo optou por fazer a cessão onerosa de 5 bilhões de barris de petróleo ainda não explorados do pré-sal como aporte de recursos na empresa, conforme projeto de lei:

Projeto Lei 8/10 – “capitalização da Petrobras, autorizando a União a ceder onerosamente, na forma de títulos da dívida pública brasileira, o valor o equivalente a cinco bilhões de barris de petróleo” (Senado Federal, Projeto de Lei da Câmara 8/2010 de 11/03/2010).

Mais efetivamente, a capitalização ocorreu com a oferta pública de novas ações no mercado nacional e internacional. Cada ação ordinária no mercado nacional atingiu R\$29,65 e a ação preferencial, R\$26,30. Já as ações lançadas no mercado externo, atingiram respectivamente US\$34,49 e US\$30,59. Além disso, ainda foi dada a oportunidade para o público participar desta operação usando até 30% do saldo de FGTS.

Apesar da operação ter arrecadado R\$115,5 bilhões (US\$66,9 bilhões), a Petrobras usará aproximadamente 68% para pagamento da cessão onerosa e 32% para financiar os investimentos da empresa. Ou seja, cerca de US\$35 bilhões foram destinados ao caixa da empresa.

O governo federal, principal acionista da Petrobras com 32% do capital total e 64% das ações ordinárias, teria que desembolsar uma grande quantia para participar da capitalização da empresa e manter seu percentual de participação acionária. Em vez disso, optou por fazer a cessão onerosa, cedendo 5 bilhões de barris de petróleo, ainda não explorados da camada pré-sal da Bacia de Santos, pertencentes à União (Assis & Araújo, 2011)

Em contrapartida e, segundo o Projeto de Lei 8/10, a Petrobras entregará ao governo títulos da dívida pública mobiliária federal a valor de mercado, em pagamento à exploração dos 5 bilhões de barris de petróleo (Senado Federal, 2010).

O valor da cessão onerosa na capitalização da Petrobras foi de US\$42.533 bilhões, o equivalente a R\$74.807 bilhões, o que corresponde aos 5 bilhões de barris de petróleo. A Petrobras pagará o equivalente a US\$8,51/barril de óleo extraído do pré-sal ao governo por meio de títulos públicos. O valor foi definido pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), comunicado pelo Ministro da Fazenda Guido Mantega aos membros do Conselho Administrativo da Petrobras.

Com essa operação, o governo mantém ou amplia seu percentual de participação no capital da Petrobras sem ter que se descapitalizar ou abrir mão de títulos públicos. Mais especificamente, somando o BNDES, o fundo soberano (FBS) e a União, o governo passará de 40% para 48% do total das ações da Petrobras, aumentando o risco de interferência do governo nos rumos da empresa, além de revelar o alto valor pago pela concessão do petróleo no pré sal.

Portanto, a necessidade de capitalização da empresa foi devido ao alto investimento em tecnologia de extração em águas profundas, à aquisição dos direitos de exploração e produção de petróleo nas camadas do pré-sal e à continuidade do seu plano de negócios 2010/14, que prevê investimentos de US\$224 bilhões. Tudo isso representa risco, aumentando o custo de capital da empresa.

2.5 A Petro-sal

A Petro-sal, estatal sem vínculos com a Petrobras, representará o governo nos contratos de partilha, garantindo o menor custo com o maior lucro nos contratos, gerando mais recursos para a União.

O Projeto de Lei 309/09 criou a Petro-sal, Empresa Brasileira de Petróleo e Gás Natural S.A., responsável pela administração de novos contratos e venda de petróleo e gás nas novas reservas em exploração, com maior participação da União e subordinada ao Ministério das Minas e Energia.

Projeto de Lei 309/2009 - “autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - PETRO-SAL” (Senado Federal, Projeto de Lei da Câmara 309/2009 de 27/11/2009).

Não caberá a Petro-sal assumir riscos ou fazer investimentos, com isso, não terá lucros com a exploração, nem possuirá ativos. O CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) definirá os blocos que irão a leilão. As regras dos editais e contratos serão estabelecidos pelo Ministério de Minas e Energia (MME), para que a ANP possa realizar as licitações. Definidos os vencedores, o MME assina, em nome do governo, e encaminha a informação para os comitês, formados de forma paritária por representantes das empresas, incluindo a Petrobras e representantes do governo na Petro-sal. O presidente do comitê será um dos representantes da Petro-sal, com direito a voto com poder de veto.

Dentre as funções do Petro-sal estão: (i) administrar os contratos de partilha participando dos comitês, (ii) representar a União no comércio de petróleo e gás natural e; (iii) avaliar dados sísmicos (Oliveira, 2010).

A Petrobras sempre estará presente em todos os consórcios, com no mínimo 30% de participação, sendo a única operadora a participar de todos os blocos. O governo poderá ainda delegar a exploração de um bloco à estatal, sem licitação e contratá-la para executar os estudos exploratórios que antecedem às contratações das áreas, pelo sistema de partilha. Essa exclusividade demonstra a influência que o governo terá sobre o futuro da Petrobras e como poderá intervir em suas decisões. Essa maior participação do governo, que antes era menos evidente, gera insegurança e risco, que pode ter refletida em uma queda no valor das ações da e a uma recuperação tardia pós-crise de 2008, em relação ao mercado.

2.6 Transição do regime de concessão para o modelo de partilha

A principal mudança do novo modelo de pré-sal será a transição do modelo de concessão para o modelo de partilha, o que permitirá ao governo ter maior participação nas explorações e produção do petróleo.

No modelo atual do regime de concessão, o setor privado adquire o direito de explorar uma área, mediante pagamentos de bônus, *royalties* e participações ao poder público.

No modelo de partilha, o petróleo fica no domínio do governo e as empresas são remuneradas pelos serviços de exploração em petróleo (*profit oil*) (Barbi & Silva, 2008). Nesse modelo, o consórcio composto por empresas privadas, explora e produz, assumindo risco, de acordo com sua participação. Em caso de sucesso, o consórcio receberá em petróleo o que investiu, e o restante será partilhado entre a União e as empresas, em um percentual definido a cada contrato. O percentual da partilha (parte do governo e do consórcio) será um dos critérios para definição de vencedores dos leilões, e caso não haja leilão, este será definido pela União.

O custo da produção será aprovado anteriormente pela União e monitorado pela Petro-sal. Para as áreas do pré-sal delimitadas ou novas áreas estratégicas, os contratos serão realizados mediante licitações públicas (leilões) ou contratação direta da Petrobras.

O modelo de Partilha da Produção, geralmente, é adotado por países que não tem um regime fiscal/tributário estruturado, exigindo a criação de uma estatal para contratar e fiscalizar as atividades de exploração/produção. Esse modelo não oferece transparência, visto que a contratação de bens ou serviços é feita depois da adoção do modelo. Na Noruega, por exemplo, não há leilão para escolher as empresas que explorarão os campos, ficando a cargo do Governo defini-las.

A opção pelo modelo de partilha exigiu que fossem feitas mudanças na lei que podem gerar incertezas e insegurança, reduzindo investimentos, afetando a prospecção e produção, atrasando as extrações no pré-sal e, possivelmente afetando, o valor das ações da Petrobras. Esse modelo é criticado pelas empresas petrolíferas e por alguns especialistas. O principal argumento é que a lei atual é aceita internacionalmente e que sua mudança pode afastar possíveis investidores.

2.7 Riscos

Existem basicamente 4 tipos de risco: risco operacional, risco de mercado, risco de crédito e de liquidez (Ross, Westerfield & Jaffe, 1995, p.232).

Gitman (1997) define risco como a possibilidade de prejuízo financeiro ou, mais formalmente, classifica o termo risco como incerteza ao referir-se à variabilidade de retornos associados a um ativo. Ainda segundo Gitman (1997), os ativos expostos a maiores possibilidades de perdas são vistos como mais arriscados na comparação com aqueles que possuem menores possibilidades de perdas. Quando se adquire ações de uma empresa, espera-se que essa traga bons rendimentos, mas deve-se estar ciente dos riscos das oscilações de mercado.

Segundo Crouhy et al. (2001), os riscos operacionais podem ser classificados em duas categorias: os de natureza interna e as de natureza externa à organização. A primeira está associada à deficiência nos controles internos, principalmente decorrentes de falhas em pessoas, tecnologia e processos. A segunda está associada a eventos não controláveis, mas gerenciáveis, como, por exemplo, o risco de escolher uma determinada estratégia não condizente com os fatores ambientais. Segundo Deloach (2001), o risco operacional representa a chance de que as operações sejam ineficientes ou ineficazes ao executar o modelo de negócios da empresa, ao satisfazer as necessidades dos clientes, ao atender a requisitos de qualidade, custo e desempenho. Saunders (2000) relata que o risco operacional pode surgir sempre que a tecnologia existente deixar de funcionar adequadamente, ou quando os sistemas de apoio falhar.

No caso da Petrobras, há a possibilidade do aumento no seu risco operacional pela necessidade de capitalização para adquirir recursos e tecnologias de exploração em águas profundas. Isso caracterizaria um risco interno, pela incerteza e desconhecimento do custo

dessa nova tecnologia, do tempo necessário desenvolvê-la e da viabilidade econômica. Analogamente, é possível caracterizar a descoberta de novos campos do pré-sal como um risco externo à organização, de novo, afetando o risco de mercado.

Ao analisar o valor de mercado da Petrobras durante a mudança de regulação do petróleo brasileiro, percebe-se a lenta recuperação do valor das ações face às outras empresas pós crise de 2008. Esse efeito deve estar associado às incertezas provocadas: (i) pelo cenário pós-regulação devido à necessidade de capitalização para exploração em águas profundas, que inclusive, pode ser insuficiente, correndo o risco de haver necessidade de novas capitalizações; (ii) pelas mudanças na legislação, já que a empresa fica obrigada a participar de todos os consórcios de exploração; (iii) pela cessão onerosa de 5 bilhões de barris de petróleo ainda não explorados pelo governo, aumentando sua participação acionária, possibilitando maior intervenção sobre a exploração com a adoção do modelo de partilha, que é menos transparente e; (iv) pela dúvida sobre a quantidade e qualidade do petróleo ainda não foi explorado e seu elevado custo de extração.

Por outro lado, a capitalização da Petrobras fez que com a empresa se alavancasse, possibilitando financiamento para desenvolvimento de novas tecnologias e geração de capital para colocar em prática seu plano de negócios de 2010 a 2014. Segundo Damodaram (1999), a taxa de crescimento e o retorno sobre patrimônio líquido e sobre os ativos são conseqüências da alavancagem que trarão benefícios caso exceder a taxa de juros do mercado após a dedução de impostos pagos sobre a dívida. Além disso, quando a Petrobras perdeu o direito de monopólio na exploração petrolífera, a ameaça de concorrência e de privatização levou a empresa a uma mudança nas suas prioridades, otimizando insumos, reduzindo o excesso de pessoal e transferindo a produção para os poços mais produtivos. O mesmo pode ser visto nas 3 dimensões da reestruturação: (i) reestruturação de ativos e projetos com a aquisição de novos ativos e eliminação de projetos não lucrativos, (ii) mudança da estrutura de capital, aumentando ou reduzindo o financiamento da dívida na empresa alterando o risco, (iii) mudanças na política de dividendos, uma redução ou aumento nos dividendos levará a um redução ou aumento no índice de retenção e um aumento na taxa de crescimento esperada. Damodaram (1999, p196).

3 Metodologia

Este artigo consiste em avaliar os impactos da mudança do modelo de concessão e a nova regulação do pré-sal sobre o valor de mercado das ações da Petrobras. A hipótese é de que, após essas mudanças, o valor das ações da Petrobras tenha caído, ou se recuperado em ritmo menor em relação ao período pré-sal. Segundo Fraletti e Famá (2003), tal fato poderia ser explicado pelas incertezas geradas devido aos riscos operacionais e de mercado.

Para testar essa hipótese, foi usado um modelo regressão múltipla entre o preço relativo das ações ordinárias e preferenciais da Vale e Petrobras como variável dependente e a razão entre os valores de commodities *metal index*ⁱ e *fuel energy index*ⁱⁱ com defasagens como variáveis explicativas. Os dados de preços de fechamento das ações ordinárias (VALE3 e PETR3) e das ações preferenciais (VALE5 e PETR4)ⁱⁱⁱ e o valor das commodities *metal index* e *fuel energy index* foram coletados em frequência mensal entre os anos de 2000 a 2010.

As ações da Vale foram adotadas como parâmetro por ter porte semelhante ao da Petrobras e trabalhar com commodities em larga escala nos mercados nacional e internacional. É importante destacar que não existia preço de minério de ferro no mercado à vista no período da pesquisa, adotando-se assim o *metal index*, pois ao estudar o comportamento dos principais produtos como petróleo e minério de ferro, avalia-se também o valor das empresas que os tem como produtos principais (Tilton, Humphreys & Radetzki, 2011). Neste caso, comparando as variações de preços das ações dessas duas empresas e a

relação com as commodities, verifica-se a uma possível mudança estrutural no comportamento das ações da Petrobras.

Para testar se houve mudança estrutural no comportamento do valor das ações da Petrobras após a mudança da regulação, foram realizadas três análises. A primeira, adicionou-se ao modelo uma *dummy* de tempo para identificar o período de uma quebra estrutural. A *dummy* assume o valor 1 a partir do mês da suposta quebra. Na segunda análise, retira-se a *dummy* de tempo e aplica-se o teste de Chow (1960) no modelo para verificar a hipótese de estabilidade estrutural. Por fim, confirma-se os resultados com Bai e Perron (2003) para múltiplos períodos de mudança estrutural.

Chow (1960) relata que estudos sobre o modelo de regressão linear têm sido amplamente aplicados para mensuração de relações econômicas, política de dividendos, preços das ações das empresas e funções de custo e oferta. Pode-se testar estatisticamente se houve mudanças, comparando dois conjuntos de observações pertencentes ao mesmo modelo regressão. No entanto, a maioria dos testes assume somente um período de mudança estrutural. Bai e Perron (1998) testaram no modelo linear, múltiplas mudanças estruturais e em seguida, desenvolveram um algoritmo baseado nos princípios de programação dinâmica para qualquer número de quebra estrutural (Bai e Perron, 2003).

O modelo para aplicação do teste estabilidade estrutural segue a partir dos preços relativos (*relative prices*) das ações ordinárias representados por *RP33* (VALE3/PETR3) e preferenciais representado por *RP54* (VALE5/PETR4) e dos índices de commodities *RCOM* (*metal index/ fuel energy index*), com defasagens da seguinte forma:

$$RP_{it} = \alpha + \sum_{n=0}^{12} \beta_n RCOM_{(t-n)} + \phi \delta_j + \varepsilon_t \quad (1)$$

onde:

RP_{it} – *relative price* das ações ordinária (i=33) ou preferencial (i=54) da Vale e Petrobras no período t;

$RCOM_{(t-n)}$ – *relative price* das commodities *metal index* e *fuel energy index* com defasagem n;

α – coeficiente linear;

δ_j – *dummy* de tempo (j=mar08 a mar09) onde dummy = 1 a partir de j até o final do período da amostra;

ε_t – i.i.d $\square Normal(0, \sigma^2)$.

Caso a *dummy* de tempo seja estatisticamente significativa, estaria constatada alteração no *RP33* (VALE3/PETR3) referente às ações ordinárias ou no *RP54* (VALE5/PETR4) referentes às ações preferenciais a partir da data assumida pela *dummy*. Isso significaria que a mudança na regulação influenciou no valor das ações da Petrobras, já controlado pelo valor das commodities.

No modelo de regressão, o estimador adotado foi o de mínimos quadrados ordinários com matriz de variância e covariância estimada via *Newey-West*. Foi feita a seleção da escolha da melhor defasagem dos preços relativos das commodities após todas as combinações possíveis dentro do período de 12 meses através dos critérios de *Schwarz* e *Akaike* em mais de 4.000 interações. Ambos geraram resultados semelhantes.

$$RP33 = 0,20 + 0,40RCOM_{(-4)} + 0,49RCOM_{(-10)} - 0,07RCOM_{(-12)} + 0,18Dset08 \quad (2)$$

(0,387) (0,006) (0,032) (0,738) (0,007)

Fstatisc= 5,9167; *Akaike info criterion*= 0,1986; *Schwarz criterion*= 0,2860

$$RP54 = 0,43 + 0,52RCOM_{(-8)} + 0,11RCOM_{(-12)} + 0,17Dset08 \quad (3)$$

(0,013) (0,000) (0,448) (0,004)

Fstatisc= 7,8428; *Akike info criterion*= -0,0830; *Schwarz criterion*= 0,0109

O teste de Chow (1960) foi aplicado ao modelo, sem a *dummy* de tempo, em frequência mensal de março de 2008 a março de 2009. O teste objetiva reforçar os resultados anteriores e verificar se os efeitos da regulação do pré-sal influenciaram no valor da Petrobras no antes, durante ou depois da regulação, visto que a mudança de regulação ocorreu em setembro de 2008.

Tabela 1 – p-valores do teste de estabilidade (Chow) para os modelos de regressão

		P-valor	
Data		$RP33 = \alpha + \beta_1 RCOM_{(-4)} + \beta_2 RCOM_{(-10)} + \beta_3 RCOM_{(-12)} + \varepsilon_t$	$RP54 = \alpha + \beta_1 RCOM_{(-8)} + \beta_2 RCOM_{(-12)} + \varepsilon_t$
6	mar/08	0.1616	0.1007
5	abr/08	0.1289	0.0993
4	mai/08	0.1258	0.0966
3	jun/08	0.1104	0.0892
2	jul/08	0.0439*	0.0543
1	ago/08	0.0089*	0.0330*
0	set/08	0.0013*	0.0194*
1	out/08	0.0011*	0.0069*
2	nov/08	0.0011*	0.0009*
3	dez/08	0.0009*	0.0007*
4	jan/09	0.0008*	0.0007*
5	fev/09	0.0008*	0.0008*
6	mar/09	0.0007*	0.0011*

Nota. *nível de significância de 5%

A proposta de Bai e Perron (2003) é permitir observar múltiplas quebras estruturais, cuja vantagem é a não imposição da data da mudança estrutural, considerando que as datas possam ser variáveis e aleatórias. Segundo Bai e Perron (1998, 2003), se o número de quebras é conhecido, a metodologia proposta consiste em estimar a primeira quebra. Em seguida, divide-se a amostra em duas e estima-se o modelo de quebra em cada uma para gerar novos pontos de quebra. O objetivo é promover a maior redução na soma dos quadrados dos resíduos, repetindo o processo até esgotar o número de quebras estruturais. Se o número de quebras é desconhecido, testa-se uma hipótese nula de “x” quebras estruturais contra a hipótese alternativa de “x+1” quebras.

No caso da Petrobras, não se estabeleceu o número de quebras esperadas. Verifica-se a hipótese de pelo menos uma quebra estrutural em setembro de 2008, data da mudança de regulamentação. As Tabelas 2 e 3 mostram o Teste de Bai-Perron (2003) e o número e a data das quebras estruturais encontradas.

Tabela 2: Bai-Perron para o modelo $RP33 = \alpha + \beta_1 RCOM_{(-4)} + \beta_2 RCOM_{(-10)} + \beta_3 RCOM_{(-12)} + \varepsilon_t$ **Bai-Perron breakpoint test**

Date: 08/28/12 Time: 16:08

Sample: 2000M01 2010M10 IF RESID<>NA

Included observations: 118

Breakpoints	0	1	2	3	4
BIC	9.886101	-51.87807	-59.53445	-59.7159	-44.04419
Log-Lik	4.598319	45.02177	58.39133	68.02342	69.72894
RSS	6.390867	3.221112	2.567991	2.181185	2.119036
N. Coefs	4	8	12	16	20

Chosen number of breaks: 3

Breaks : 2002M11

2006M12

2008M11

Nota. Fonte: autores**Tabela 3: Bai-Perron para o modelo** $RP54 = \alpha + \beta_1 RCOM_{(-8)} + \beta_2 RCOM_{(-12)} + \varepsilon_t$ **Bai-Perron breakpoint test**

Date: 08/28/12 Time: 16:08

Sample: 2000M01 2010M10 IF RESID<>NA

Included observations: 118

Breakpoints	0	1	2	3	4
BIC	41.26139	-35.31154	-44.65819	-53.0303	-36.63177
Log-Lik	-8.703984	41.50919	58.10923	74.22198	77.94944
RSS	8.007132	3.418705	2.580299	1.963656	1.843435
N. Coefs	5	10	15	20	25

Chosen number of breaks: 3

Breaks : 2002M11

2006M10

2008M09

Nota. Fonte: autores

4 Análise dos Resultados

Os resultados das três análises propostas neste estudo confirmam a hipótese de que o preço das ações tenha caído, ou se recuperado em ritmo menor em relação ao período pré-sal. Nas três análises, o objetivo era identificar se houve mudança estrutural do comportamento das ações em torno de setembro de 2008. Essa análise é baseada na razão entre os preços das ações ordinárias e preferencias da Vale e da Petrobras, e a razão entre os preços das commodities dessas empresas com defasagens como variáveis de controle.

Os resultados das primeiras análises, quando inserida no modelo uma *dummy* de tempo (*Dset08*), mostra que seu regressor apresentou-se positivamente significante, tanto para as ações ordinárias (*RP33*), quanto para as ações preferenciais (*RP54*) em +0,18(0,007) e +0,17 (0,004), respectivamente, de acordo com o esperado. Esses primeiros resultados evidenciam que realmente, em setembro de 2008, houve um descolamento entre os valores das ações da Vale e Petrobras.

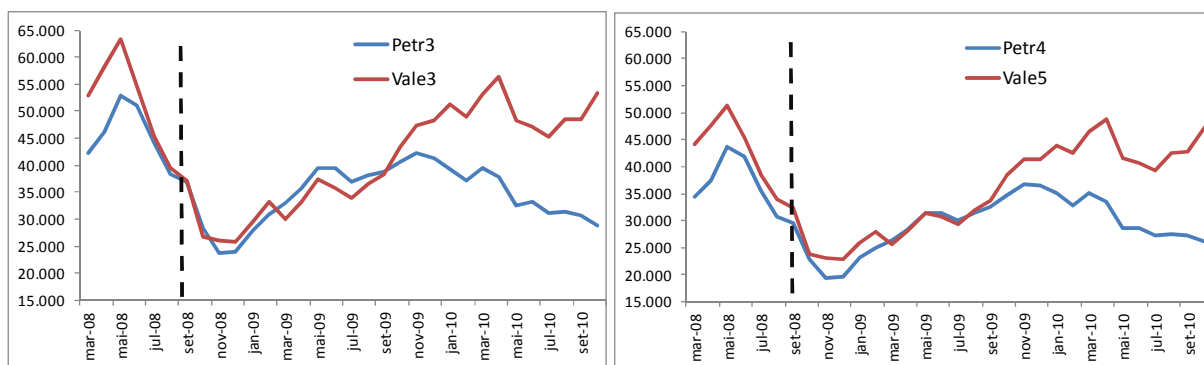


Figura 1 e 2 – Comportamento do preço das ações da Petrobras e Vale

Na Figura 2, essas informações podem ser percebidas mais fortemente em Petr4 e Vale5, pois em setembro de 2008 já se inicia um descolamento entre os valores das ações, ficando mais evidente a partir de 2010. Esse gráfico não mostra o resultado do modelo, pois não considera as commodities, serve somente como ilustração e a intuição da proposta do trabalho.

Os resultados da segunda análise dizem respeito ao teste de estabilidade de Chow (1960). Retira-se as *dummies* de tempo do modelo e verifica-se a hipótese nula de estabilidade. A Tabela 1 apresenta os *p*-valores do teste de estabilidade (Chow, 1960). Pode-se constatar que, após julho de 2008, começa a haver rejeição da hipótese nula de estabilidade a 5% de nível de significância na regressão das ações ordinárias (RP33), enquanto que as ações preferenciais (RP54) também sofrem efeitos da regulação a partir de setembro de 2008, quando a hipótese nula de estabilidade é rejeitada.

A Figura 3, baseada na tabela anterior, mostra que a partir de julho de 2008, as ações ordinárias (RP33) começam a entrar na área de rejeição da hipótese nula que definimos a 5% e a partir de agosto de 2008, as ações preferenciais (RP54) também entram na área de rejeição, indicando que a regulação teve efeitos sobre ações ordinárias e preferenciais. Fica clara a diferença do comportamento das ações antes da regulação e a constância dos seus efeitos sobre as ações após setembro de 2008.

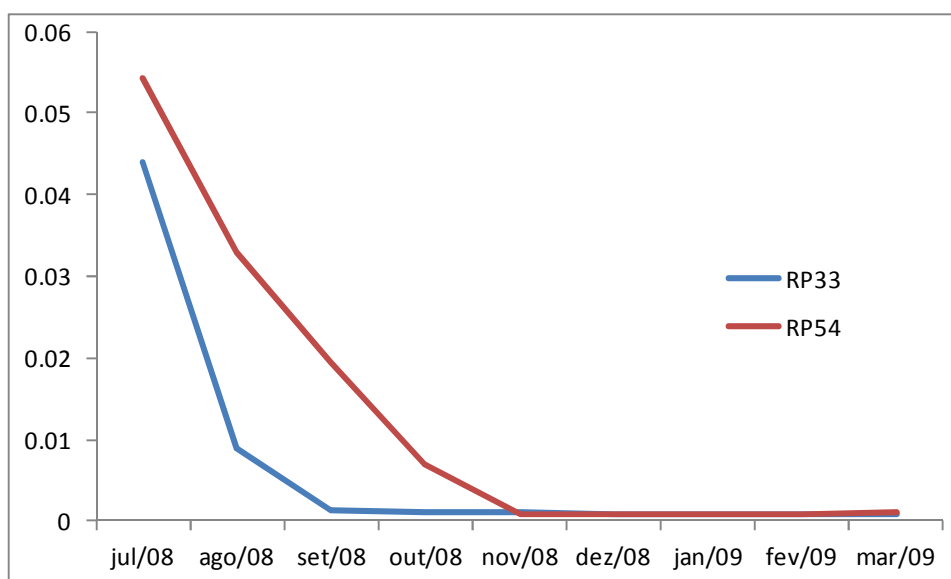


Figura 3 – Teste de Chow e o Período de Quebra de Estabilidade

Os resultados da terceira análise (Tabela 2 e 3), ao ser empregada a proposta de Bai e Perron (2003), confirmam os resultados nas análises anteriores e ainda reafirma várias quebras estruturais do comportamento das ações da Petrobras. De acordo com o esperado, para as ações ordinárias (RP33), há uma quebra exatamente em setembro de 2008, data da mudança da regulamentação. Para esse modelo, mais duas quebras foram identificadas Por Bai e Perron (2003): (i) em novembro de 2002, quando houve a crise da Argentina e a iminência da primeira vitória do Partido dos Trabalhadores (PT) nas eleições presidenciais; (ii) outubro de 2006, crise do *subprime*, desencadeada neste período, chegando a público no início de 2007. Para o modelo das ações preferenciais (RP54), a quebra se revelou em novembro de 2008, com mais dois momentos de quebra estrutural como no modelo das ações ordinárias (RP33).

5 Considerações Finais

O objetivo desse trabalho foi estudar as mudanças que o novo modelo de regulação e a mudança do modelo de concessão para o modelo de partilha tiveram sobre o valor das ações da Petrobras no mercado. A hipótese de que a lenta recuperação do valor das ações face às outras empresas pós crise de 2008 foi baseada na existência de risco de mercado e risco operacional, o que pode ter gerado insegurança por parte dos investidores e outros segmentos do mercado. Os riscos operacionais e de mercado estão relacionados à necessidade de capitalização para adquirir recursos e tecnologia de exploração em águas profundas, que, inclusive, pode ser insuficiente; às mudanças na legislação, obrigando a empresa participar de todos os consórcios de exploração; ao aumento da participação acionário do governo, possibilitando sua maior intervenção na empresa; às dúvidas sobre a quantidade e qualidade e custo de extração do petróleo ainda não explorado

Para verificar se houve mudança no comportamento das ações da Petrobras, em torno de setembro de 2008, período da mudança do modelo de regulação, foram realizadas três análises. As análises se basearam na razão entre os preços das ações da Vale e Petrobras e a razão entre as duas commodities. Nas três análises feitas, a *dummy* no modelo de regressão, no teste de Chow (1960) e Bai e Perron (2003), identificou-se no período da mudança do modelo de regulação a quebra estrutural dos preços das ações da Petrobras. Dessa forma, há evidências de que os riscos de mercado, com o novo modelo de regulação, e os riscos operacionais, devido à capitalização para aquisição de equipamentos e tecnologia, possam ter interferido no valor das ações da Petrobras, promovendo uma diferente recuperação em comparação com outras empresas do mercado.

No entanto outras questões para futuras pesquisas podem ser levantadas: quais serão as conseqüências de investimento sem a certeza sobre a quantidade ou qualidade do petróleo que não foi explorado? Qual seria a conseqüência do alto investimento em tecnologia para sua extração em águas profundas sobre o preço do petróleo? Quais os riscos em ter o governo como principal acionista (48% das ações) da única empresa que fará a exploração e ainda ter uma estatal administrando os campos e escolhendo as empresas que farão o beneficiamento do óleo?

6 Referências

- Assis, N.M.F., & Araújo, L. G. F. (2011). Novo marco regulatório do pré-sal: o retorno do monopólio estatal na indústria petrolífera? *Direito E-nergia*, 3(1), 1-19.
- Bai, F. & Perron, P. (1998). Estimating and testing linear models with multiple structural changes. *Econometrica*, 66, 47-78.
- Bai, F. & Perron, P. (2003). Computation and analysis of multiple structural change models. *Journal of Applied Econometrics*, 18, 1-22.
- Barbi, F.C., & Silva, A.L.P. (2008). O petróleo do pré-sal: os desafios e as possibilidades de uma nova política industrial no Brasil. *Pesquisa & Debate Revista do Programa de Estudos Pós-Graduados em Economia Política*, 19(2), 255-271.
- Borges, I.F.F., & Castro, L.M.C. (2003, junho). A ANP e sua função reguladora da indústria petrolífera. *Anais do 2o Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2.
- Bridgman, B., Gomes, V., & Teixeira, A. (2011). Threatening to increase productivity: evidence from Brazil's oil industry. *World Development*, 39(8), 1372-1385.
- Chow, G., C. (1960). Tests of Equality between Sets of Coefficients in Two Linear Regressions. *Econometrica*, 28, 591-605.
- Crouhy, M, Galai, D., & Mark, R. (2001). *Risk Management*. New York: McGraw-Hill.
- Damodaram, A. (1999). *Avaliação de investimentos, Ferramentas Técnicas para a Determinação do Valor de Qualquer Ativo*. Rio de Janeiro: Qualitymark.
- Deloach, J.W. (2001). *Administração Corporativa de Risco: Estratégia para Relacionar Risco e Oportunidade*. New York: Pearson Educação.
- Fraletti, P. B., Famá, R. (2003, março). Gestão de riscos de mercado: elemento diferenciador na administração de empresas não financeiras. *Anais do VI SemeAd - Seminários em Administração do Departamento de Administração da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo - FEA/USP*, São Paulo, SP, Brasil, 6.
- Gitman, L. J. (1997). *Princípios de Administração Financeira*. 7.ed. São Paulo: Harbra.
- Oliveira, D.A. (2010). Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil: O caso “Pré-Sal”. *Direito Administrativo e Administração Pública*, 1(1), 30-45.
- Petrobras. (2009). Perguntas e Respostas. Recuperado em 20 abril, 2011, de <http://www.petrobras.com.br/minisite/presal/pt/perguntas-respostas/>
- Ribeiro, D.V., & Campos, C.H., (2011). O transporte de petróleo, gás natural e biocombustíveis. *Direito E-nergia*, 3(1), 149-160.
- Rodriguez, M. R., Colela Jr., O., & Suslick, S.B. (2008). Os processos de licitação de áreas exploratórias e áreas inativas com acumulações marginais no Brasil. *Revista Brasileira de Geociência*, 38(2), p.63-79.
- Ross, S.A.; Westerfield, R.W., & Jaffe, J. (1995). *Corporate Finance*. São Paulo: Atlas.
- Saunders, A. (2000). *Administração de Instituições Financeiras*. 2.ed. São Paulo: Atlas.
- Senado Federal - Portal Atividade Legislativa – Projetos e Matérias Legislativas. PLC - Projeto de Lei da Câmara, nº 7 de 2010. Recuperado em 5 de junho, 2011 de http://www.senado.gov.br/atividade/materia/detalhes.asp?p_cod_mate=95866
- Senado Federal - Portal Atividade Legislativa – Projetos e Matérias Legislativas. PLC - Projeto de Lei da Câmara, nº 8 de 2010. Recuperado em 5 de junho, 2011 de http://www.senado.gov.br/atividade/materia/detalhes.asp?p_cod_mate=95916
- Senado Federal - Portal Atividade Legislativa – Projetos e Matérias Legislativas. PLC - Projeto de Lei da Câmara, nº 309 de 2009. Recuperado em 5 de junho, 2011 de http://www.senado.gov.br/atividade/materia/detalhes.asp?p_cod_mate=94362
- Serour, T. (2003). *Impactos da Desregulamentação sobre o Desempenho do Setor*

Petrolífero Brasileiro. Dissertação de Mestrado, IBMEC-RJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
Tilton, J.E., Humphreys, D., & Radetzki, M. (2011). Investor demand and spot commodity prices. *Resources Policy*, 36, 187-195.

ⁱ Commodity Metals Price Index, 2005 = 100, includes Copper, Aluminum, Iron Ore, Tin, Nickel, Zinc, Lead, and Uranium Price Indices. Fonte: <http://www.indexmundi.com>

ⁱⁱ Commodity Fuel (energy) Index, 2005 = 100, includes Crude oil (petroleum), Natural Gas, and Coal Price Indices. Fonte: <http://www.indexmundi.com>

ⁱⁱⁱ Base de dados Económica