

Biblioteca Digital da Câmara dos Deputados

Centro de Documentação e Informação

Coordenação de Biblioteca

<http://bd.camara.gov.br>

"Dissemina os documentos digitais de interesse da atividade legislativa e da sociedade."



A CESSÃO ONEROSA DE ÁREAS DO PRÉ-SAL E A CAPITALIZAÇÃO DA PETROBRÁS

Francisco José Rocha de Sousa
Consultor Legislativo da Área XII
Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos

ESTUDO

FEVEREIRO/2011



Câmara dos Deputados
Praça 3 Poderes
Consultoria Legislativa
Anexo III - Térreo
Brasília - DF



SUMÁRIO

Introdução.....	3
A Cessão onerosa de áreas do Pré-sal à Petrobrás.....	4
O Contrato de cessão onerosa.....	10
Capitalização da Petrobrás.....	12
Considerações Finais.....	14
Referências bibliográficas.....	15
ANEXO I – Valor da cessão onerosa - Estimativa da <i>Gaffney, Cline and Associates</i>	16
ANEXO II – Valor da cessão onerosa - Estimativa da <i>DeGolyer and MacNaughton</i>	17

© 2011 Câmara dos Deputados.

Todos os direitos reservados. Este trabalho poderá ser reproduzido ou transmitido na íntegra, desde que citados(as) o(a) autor(a) e a Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados. São vedadas a venda, a reprodução parcial e a tradução, sem autorização prévia por escrito da Câmara dos Deputados.

Este trabalho é de inteira responsabilidade de seu(sua) autor(a), não representando necessariamente a opinião da Câmara dos Deputados.



A CESSÃO ONEROSA DE ÁREAS DO PRÉ-SAL E A CAPITALIZAÇÃO DA PETROBRÁS

Francisco José Rocha de Sousa

INTRODUÇÃO

A Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, autorizou a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobrás, dispensada a licitação, o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas não concedidas localizadas no Pré-sal, não podendo a produção exceder 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo. Como contrapartida pela referida cessão, o mencionado ato legal determinou que o pagamento devido pela Petrobras fosse efetivado prioritariamente em títulos da dívida pública mobiliária federal, precificados a valor de mercado. Resta claro, por conseguinte, que essa operação configura uma antecipação de recursos da União.

Adicionalmente, a referida lei autorizou a União a subscrever ações do capital social da Petrobrás e integralizá-las com títulos da dívida pública mobiliária federal. Estabeleceu, outrossim, que serão devidos apenas *royalties* sobre o produto da lavra de que trata esta Lei nos termos do art. 47 da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997. Em consequência disso, não haverá a incidência de participação especial¹ nessas áreas.

O contrato de cessão onerosa, que foi celebrado em 03 de setembro de 2010, relacionou seis áreas definitivas (Florim, Franco, Sul de Guará, Entorno de Iara, Sul de Tupi, Nordeste de Tupi) e uma contingente (Peroba), bem como estabeleceu o valor inicial do barril de petróleo equivalente em US\$ 8,51. Pelo direito de explorar e produzir petróleo e gás natural nessas áreas, a Petrobras pagou à União R\$ 74,8 bilhões.

¹ Participação governamental instituída pela Lei nº 9.478/1997, que é devida no caso de grande volume de produção ou de grande rentabilidade (bloco contratado sob o regime de concessão).

A CESSÃO ONEROSA DE ÁREAS DO PRÉ-SAL À PETROBRÁS

A cessão onerosa de áreas do Pré-sal à Petrobrás foi proposta pelo Poder Executivo, por meio do Projeto de Lei nº 5.941, de 31 de agosto 2009, com o fito de antecipar o usufruto dos benefícios representados pelo Pré-sal (antecipação de receita da União) e dotar a Petrobrás de recursos necessários ao desempenho do papel central a ela atribuída pelo regime de partilha de produção² em áreas do Pré-sal e em áreas estratégicas (operadora exclusiva das áreas, com participação mínima de 30% nos consórcios), bem como para o pagamento da áreas objeto da cessão onerosa e para os investimentos correspondentes nessa áreas.

A mencionada proposição foi convertida na Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, sem que fossem promovidas alterações de vulto pelo Legislativo. O referido diploma legal autorizou a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobrás, dispensada a licitação, o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas não concedidas localizadas no Pré-sal de volume de até 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo. Como contrapartida pela referida cessão, o mencionado ato legal determinou que o pagamento devido pela Petrobras fosse efetivado prioritariamente em títulos da dívida pública mobiliária federal, precificados a valor de mercado.

A Lei nº 12.276, de 2010, definiu, outrossim, que serão devidos apenas *royalties* sobre a produção de petróleo e gás natural, não havendo, por conseguinte a incidência de participação especial³. É importante consignar que o legislador optou por manter a proposta do Poder Executivo⁴ de não cobrar participação especial⁵ por concordar que essa medida propiciaria aumento do preço a ser pago pela Petrobrás pelas áreas objeto da cessão onerosa.

Manteve a forma de distribuição dos *royalties* prevista para os campos contratados sob o regime de concessão nos termos previstos na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a saber: i) a parcela do valor dos *royalties* que representar 5% (cinco por cento) da produção será distribuída segundo os critérios estipulados pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1.989; ii) A parcela do valor dos *royalties* que exceder a 5% (cinco por cento) da produção será distribuída nos termos do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478/1997.

Para avaliar o valor das áreas a serem cedidas, a Agência Nacional do Petróleo, Gás natural e dos Biocombustíveis - ANP e Petrobrás contrataram as entidades

² A exploração e produção de petróleo e gás natural sob o regime de partilha de produção foi instituída pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.

³ Participação governamental instituída pela Lei nº 9.478/1997, que é devida no caso de grande volume de produção ou de grande rentabilidade (bloco contratado sob o regime de concessão).

⁴ O PL nº 5.941/2009, de autoria do Poder Executivo, não contemplava a cobrança de participação especial nas áreas objeto de cessão onerosa.

⁵ Participação governamental instituída pela Lei nº 9.478/1997, que é devida no caso de grande volume de produção ou de grande rentabilidade (bloco contratado sob o regime de concessão).

certificadoras independentes *Gaffney, Cline and Associates* e a *DeGolyer and MacNaughton*, respectivamente. Ambas fizeram estimativas dos recursos contingentes⁶ e, em alguns casos, dos recursos prospectivos⁷ nessas áreas e utilizaram a metodologia do fluxo de caixa descontado para calcular o valor presente do barril de petróleo equivalente.

A *DeGolyer (DeGolyer and MacNaughton, 2010)* considerou as seguintes premissas no cálculo dos valores das áreas cedidas: taxa de desconto de 10%; preços do petróleo Brent e do gás natural em 2010 iguais a US\$ 79,23/b e US\$ 4,27/mil pés cúbicos, respectivamente. Já a *Gaffney, Cline (Gaffney, Cline and Associates, 2010)* adotou os seguintes parâmetros: preço do petróleo fundamentado na curva de preço futuro do petróleo Brent da NYMEX, ajustada para a qualidade esperada do petróleo (preço médio do Brent de US\$ 81,04/b em 2011 com elevação para US\$ 92,58/b em 2018); inflação de 2% depois de 2018 e presumiu que todas as estimativas de custo sofram 2% de inflação ao ano a partir de 2011; imposto de renda baseado em depreciação linear de 20 anos para os FPSO's⁸ e 10 anos para os outros ativos.

Os valores das áreas apontados pela certificadora contratada pela ANP (anexo I) foram bastante superiores aos estimados por aquela contratada pela Petrobrás (anexo II). No caso da área de Franco, aquela que apresenta o maior volume recuperável de petróleo, a certificadora contratada pela Petrobrás estimou o seu preço em US\$ 7,43/barril de óleo equivalente (cenário recursos contingentes 2C) para uma taxa de desconto de 10 % ao ano, enquanto a *Gaffney, Cline* avaliou o preço do barril de petróleo equivalente em US\$ 9,52 para igual taxa de desconto. Não foi possível fazer uma análise mais acurada da contribuição de cada variável para as aludidas variações de preço, uma vez que não se tornou público as curvas de produção e estimativas de custo de capital e de exploração adotadas pelas certificadoras. Sabe-se, no entanto, que a adoção de taxa de desconto menor e a consideração de menor quantidade de plataformas e poços para drenar as áreas objeto da cessão onerosa poderiam resultar em aumento expressivo do valor dessas áreas.

Após negociação entre a União Federal e a Petrobrás, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE anunciou, em 1º de setembro de 2010, que a cessão onerosa ocorreria em seis blocos definitivos (Tupi Sul, Florim, Tupi Nordeste, Guará Leste, Franco e Iara⁹) e um bloco contingente (Peroba), bem como definiu o valor inicial da cessão onerosa para venda de 5 bilhões de barris de óleo equivalentes em R\$ 74,808 bilhões, o que era

⁶ Recursos contingentes são “as quantidades estimadas de petróleo, que a partir de uma determinada data, apresentam o potencial de serem recuperadas em acumulações conhecidas, com a aplicação de projetos de desenvolvimento, mas que atualmente não são consideradas comercialmente recuperáveis devido a uma ou mais contingências” (definição estabelecida no documento *Petroleum Resources Management System – PRMS da Society of Petroleum Engineers - SPE*)

⁷ Recursos Prospectivos são “quantidades de petróleo, estimadas a partir de determinada data, como potencialmente recuperáveis, em acumulações não descobertas”.

⁸ *Floating Production, Storage Offloading* – FPSO (unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência de petróleo)

⁹ A Petrobrás estima que a produção deve ter início na área de Franco em 2015.

equivalente na ocasião a US\$ 42,533 bilhões¹⁰. Isso correspondeu a preço médio de US\$ 8,51/barril de óleo equivalente, sendo o valor da área mais cara (Franco) igual a US\$ 9,04/boe e o da mais barata (entorno de Iara) igual a US\$ 5,82/boe. A Tabela 1 informa o valor e o volume de cada área objeto da cessão onerosa.

Tabela 1 - Volumes e valores das áreas objeto da cessão onerosa

Área do Contrato	Volume da Cessão Onerosa (milhões barris de óleo equivalentes)	Valor do Barril (US\$/boe)	Valoração da Cessão Onerosa (US\$ bilhões)
Florim	467	9,01	4,207
Franco	3.058	9,04	27,644
Sul de Guará	319	7,94	2,534
Entorno de Iara	600	5,82	3,489
Sul de Tupi	128	7,85	1,005
Nordeste de Tupi	428	8,54	3,653
Peroba		8,53	
TOTAL	5.000	8,51	42,533

Fonte: Anexo II - Volumes e Valores da Cessão Onerosa do Contrato de Cessão Onerosa

* área contingente

Para melhor entendimento, a Figura 1 apresenta mapa das áreas objeto de cessão onerosa à Petrobrás.

¹⁰ A Petrobrás pagou esse valor na data de assinatura do contrato.

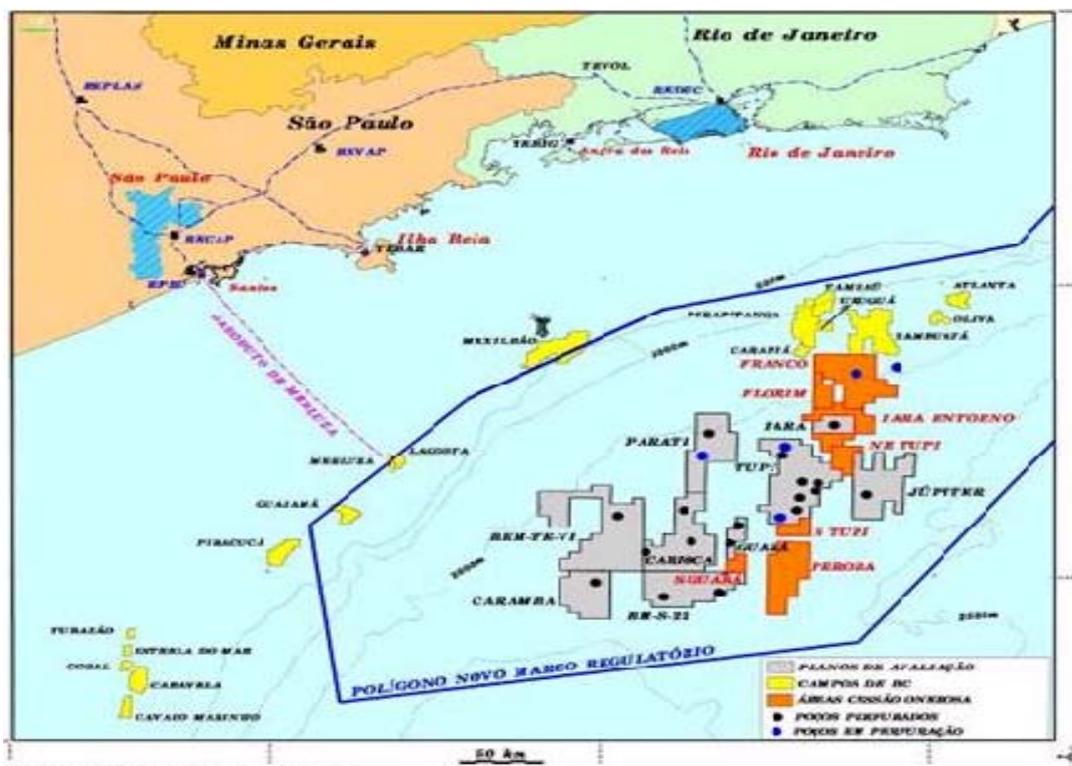


Figura 1 - Áreas objeto da cessão onerosa à Petrobrás

Fonte: Petrobrás

Neste ponto, deve-se assinalar que uma vez decidido ceder onerosamente determinado volume de petróleo à Petrobrás o ideal do ponto de vista da maximização da arrecadação da União é que isso seja feito com o menor número possível de áreas definitivas. A indicação de área contingente serve apenas para garantir o atingimento do volume máximo de produção objeto do contrato (5 bilhões de barris de petróleo equivalentes). A probabilidade desse volume não ser alcançado pelo conjunto das áreas cedidas é, no entanto, muito baixa, dado o elevado potencial das áreas cedidas. Apenas a área de Franco, por exemplo, apresenta recursos contingentes no nível 2C de certeza (melhor estimativa) igual a 5,45 bilhões de barris, considerado um fator de recuperação final igual a 26%, de acordo com a *Gaffney, Cline and Associates*¹¹. Já os recursos contingentes da área denominada “entorno de Iara” foram estimados em 0,76 bilhão de barris, considerado fator de recuperação final igual a 18%.

Dessa maneira, ao se estabelecer o menor número possível de áreas definitivas, mais as áreas (as contingentes) poderiam ser licitadas no futuro sob o regime de

¹¹ Os recursos contingentes da área de Franco no cenário 3C foram estimados em 8,99 bilhões de barris

partilha de produção (contempla o pagamento de bônus de assinatura e, espera-se, destinação de elevada parcela da produção a título de excedente em óleo da União¹²), que, como se sabe, é capaz de produzir receita para a União bem maior que aquela proporcionada pelo regime de cessão onerosa em exame.

Na situação em referência, afigura-se provável que haja volume de hidrocarbonetos remanescente após a produção dos volumes das seis áreas indicados no Anexo II do contrato de cessão onerosa (MME/MF, 2010), ainda mais porque o contrato permite a realocação desses volumes caso não seja viável a produção dos volumes pactuados. Neste caso, após a extinção do contrato por cumprimento do seu objeto a União provavelmente recorrerá à celebração de contrato de partilha de produção diretamente com a Petrobrás, detentora de toda a infraestrutura de produção, dispensada a licitação (hipótese prevista no art. 8º, inciso I, da Lei nº 12.351, de 2010).

No presente caso, as estimativas de volumes de hidrocarbonetos nas áreas do Pré-sal apresentadas pelas certificadoras¹³ e, também, as declarações de autoridades do setor petróleo acerca do excepcional potencial das áreas do Pré-sal, indicam ser possível o estabelecimento de arranjo que contemple a produção do volume de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo em menor número de blocos definitivos (três, no máximo quatro, seriam o bastante). Para eliminar a possibilidade de o mencionado volume não ser atingido, poderia ser definido um bloco contingente adicional.

A despeito da magnitude dos valores envolvidos, não foi tornada pública a memória de cálculo dos valores das áreas objeto da cessão onerosa informados pelo CNPE (Tabela 1). No entanto, divulgou-se alguns premissas adotadas no referido cálculo, a saber: taxa de desconto real de 8,83%¹⁴ para todas as áreas, alíquota de *royalties* igual a 10%; duração do período exploratório igual a 4 anos.

Por oportuno, registre-se que o preço médio ponderado do barril de petróleo equivalente acordado entre o Governo Federal e a Petrobrás (igual a US\$ 8,51/boe) foi objeto de acalorado debate. Para alguns, sobretudo aqueles que não concordam com a forma como foi estruturada a operação de cessão onerosa, o preço médio do barril foi muito baixo. Outros, notadamente analistas financeiros ligados a corretoras e bancos, consideraram o aludido valor muito elevado¹⁵. O mercado, que como se sabe atribui grande importância aos resultados em horizonte de curto prazo, preferiria que a Petrobrás concentrasse os seus investimentos nos

¹² O valor mínimo do excedente em óleo da União será fixado pelo Presidente da República após proposta do CNPE.

¹³ A *Gaffney, Cline and Associates* estimou que apenas a área de Franco apresenta recursos contingentes no nível 2C de certeza igual a 5,45 bilhões.

¹⁴ Taxa aproximada do custo de capital do segmento de exploração e produção da Petrobrás, segundo seu Presidente, Sr. José Sérgio Gabrielli (teleconferência realizada em 02/09/2010).

¹⁵ Ativa avalia negativamente valor do barril na cessão onerosa da Petrobrás, disponível no site <http://web.infomoney.com.br>

projetos mais rentáveis, os quais oferecem uma taxa interna de retorno muito superior à taxa de desconto considerada pelo governo (8,83% ao ano)¹⁶ na fixação do mencionado preço médio.

Saliente-se que os blocos incluídos na cessão onerosa tiveram seus valores estabelecidos considerando um projeto isolado, independente dos demais¹⁷, o que possibilitará importantes ganhos para a Petrobrás, porquanto se espera o compartilhamento de instalações de produção entre áreas.

Após considerar os laudos técnicos elaborados pelas certificadoras contratadas pela ANP e pela Petrobrás, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE aprovou, por meio da Resolução CNPE nº 2, de 1 de setembro de 2010, os termos do contrato de cessão onerosa do exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos que veio a ser celebrado entre a União, representada pelos Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda, e a Petrobrás.

Em cumprimento ao disposto na Lei das Sociedades Anônimas, faltava ainda para concretização da cessão onerosa a anuência do Conselho de Administração da Petrobrás. Isso também aconteceu em 1º de setembro de 2010, ocasião em que o Conselho de Administração da Petrobrás aprovou os termos e condições da minuta do contrato de cessão onerosa do direito de explorar e produzir petróleo, gás natural em blocos da área do Pré-sal, limitado à produção de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo. Na oportunidade, assinala-se que o Conselho de Minoritários, que foi assessorado pelo *Barclays Capital*, também aprovou os termos do contrato de cessão onerosa, inclusive o preço médio ponderado do barril de óleo equivalente¹⁸.

A Petrobrás promoveu o pagamento do valor inicial do contrato de cessão onerosa com recursos obtidos na venda de ações ordinárias e preferenciais de sua emissão da seguinte forma: i) R\$ 67,8 bilhões em Letras Financeiras do Tesouro – LFTs de que a União se valeu para integralizar sua participação no aumento do capital na empresa (Oferta Global); e R\$ 7 bilhões do seu caixa. Após o encerramento da referida operação, a Petrobrás entregou à União os mencionados títulos.

Neste ponto, é preciso registrar que a cessão onerosa à Petrobrás do exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do Pré-sal reforçou em R\$ 74,8 bilhões a receita bruta do

¹⁶ A produção de reservatórios do pré-sal em áreas já concedidas na bacia de Campos, por exemplo.

¹⁷ Como a Petrobrás desenvolve seus campos de forma integrada, é praticamente certo que será possível reduzir os custos de exploração previstos na valoração inicial do contrato.

¹⁸ O *Barclays Capital* emitiu uma *Fairness Opinion* sobre a transação. Fonte: Informe “Cessão Onerosa e capitalização da Petrobrás: Perguntas e Respostas” publicado no Blog “Fatos e Dados da Petrobrás”, em 02/09/2010 (<http://fatosedados.blogspot.com.br/2010/09/02/cessao-onerosa-e-capitalizacao-perguntas-e-respostas/>).

Tesouro Nacional, valor esse que correspondeu a 50% do incremento da mencionada receita que foi verificado em 2010¹⁹ (STN, 2011).

Na oportunidade, cumpre notar que parcela significativa dessa receita percebida pela União (R\$ 42,9 bilhões) foi utilizada para financiar o aumento de sua participação no capital da Petrobrás, que passou de 39,8% para 48,3% do capital total, tendo a parcela restante (R\$ 21,9 bilhões) servido para reforçar o superávit primário do governo central. Com efeito, o resultado primário do governo central superavitário em 2010 foi de R\$ 78,97 bilhões (STN, 2011), o que deixa patente a significativa contribuição da operação de cessão onerosa para as contas públicas em 2010.

O CONTRATO DE CESSÃO ONEROSA

Em 3 de setembro de 2010 foi celebrado entre a União e a Petrobrás o contrato de cessão onerosa do exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos²⁰ (MME/MF, 2010). O exercício dessas atividades foi limitado a 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo, a serem conduzidas em seis blocos definitivos (Florim, Franco, Sul de Guará, Entorno de Iara, Sul de Tupi e Nordeste de Tupi) e, eventualmente, em um bloco contingente (Peroba), caso o referido volume não possa ser alcançado nos blocos definitivos.

O prazo de vigência do contrato foi estabelecido em 40 anos, permitida a prorrogação pela União por, no máximo, 5 anos. Também assegurou-se à Petrobrás a livre disposição dos volumes de hidrocarbonetos produzidos nos termos do contrato de cessão onerosa. Após a produção do volume de barris equivalentes previsto no documento em exame, a Petrobrás fica proibida de produzir, sob a égide do contrato, qualquer volume adicional de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos nas áreas cedidas.

De acordo com a cláusula 8.16 do Contrato de Cessão Onerosa, a Petrobrás pode requerer à União a execução das atividades do Programa de Exploração Obrigatório no bloco contingente (a saber, Peroba) no prazo máximo de quatro anos contados da data de assinatura e desde que comprovado, segundo as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo, que o total dos volumes recuperáveis constados nos blocos definitivos seja inferior ao Volume Máximo (quantidade de barris equivalentes de petróleo que a referida empresa está autorizada a produzir).

¹⁹ A receita bruta do Tesouro Nacional aumentou de R\$ 569,8 bilhões em 2009 para R\$ 719,5 bilhões em 2010, o que correspondeu a incremento nominal de R\$ 149,7 bilhões.

²⁰ O extrato do contrato de cessão onerosa foi publicado no Diário Oficial em 21 de setembro de 2010 (Seção 3, pg 80)

A fase de exploração terá a duração máxima de quatro anos, durante a qual deverão ser executadas as atividades do Programa de Exploração Obrigatório. O não cumprimento das atividades previstas no referido programa implicará o pagamento de multa pela Petrobrás, que pode alcançar a duas vezes o valor das atividades listadas no Programa de Exploração Obrigatório para o respectivo bloco no caso de atraso superior a vinte e quatro meses.

Ficou estabelecido, igualmente, que a Petrobrás (cessionária) assumirá todos os investimentos, custos e riscos relacionados à execução das operações, fazendo jus, em contrapartida, à propriedade do petróleo e gás natural produzidos, nos limites e prazos previstos no contrato.

No que tange ao aproveitamento das reservas remanescentes após a extinção do contrato pelo cumprimento do seu objeto, cumpre consignar que provavelmente essa atividade será conduzida pela própria Petrobrás sob o regime de partilha de produção na modalidade contratação direta, dispensada a licitação. Afinal, ela apresentará uma vantagem natural pelo fato de ser a proprietária da infraestrutura de produção, tratamento e transferência de hidrocarbonetos nas áreas cedidas.

O documento em análise definiu, também, os procedimentos para realização da revisão do contrato, a ser realizada após a declaração de comercialidade de cada campo. A revisão será feita com fundamento em laudos técnicos elaborados por entidades certificadoras, que deverão ser contratadas pela ANP e pela cessionária. Como resultado desse processo, poderão ser revistos: o valor do contrato, o volume máximo, o prazo de vigência do contrato e os percentuais mínimos de conteúdo local.

No que concerne ao primeiro desses itens, cumpre consignar que o valor revisto do contrato depende, entre outros: da expectativa de produção de volumes de petróleo e gás natural em cada bloco da área do contrato; do preço de mercado desses hidrocarbonetos; nos custos na fase de exploração.

No caso de o valor revisto do contrato ser superior ao valor inicial do contrato (ver Tabela 1), o contrato prevê o pagamento da diferença pela Petrobrás à União em dinheiro ou títulos da dívida pública federal ou a redução do volume a ser produzido sob a égide do contrato de cessão onerosa.

Inversamente, se o valor revisto for inferior ao valor inicial, a União restituir a diferença à Petrobrás em dinheiro, títulos da dívida pública, valores mobiliários emitidos pela Petrobrás ou por outro meio acordado entre as partes.

Na oportunidade, registre-se que os termos da revisão do contrato deverão ser submetidos à apreciação do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

Ficou definido, igualmente, que os ganhos decorrentes da redução de custos na fase de produção ficarão com a Petrobrás.

Após a revisão, o contrato prevê, ainda, a possibilidade de realocação dos volumes da cessão onerosa previstos no Anexo II em dois casos, a saber: i) a produção dos referidos volumes não ser viável; ou ii) não obtenção do licenciamento ambiental definitivo em determinado bloco ou campo.

O contrato estabeleceu que durante a fase de exploração o percentual global dos investimentos locais deverá ser, de no mínimo, 37% (trinta e sete por cento). Para a etapa de desenvolvimento de produção, o percentual médio global do conteúdo local deverá ser, de no mínimo, 65% (sessenta e cinco por cento).

Ficou determinado, outrossim, que a Petrobrás deverá pagar mensalmente à União, a partir do início da produção em cada campo, *royalties* no valor de 10% da produção. Os *royalties* serão calculados consoante o disposto na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Não haverá incidência de participação especial, o que contribuiu para elevar o valor do barril pago pela Petrobrás à União pelo direito de produção de hidrocarbonetos nas áreas objeto da cessão onerosa.

Por fim, registre-se que se estabeleceu que o contrato de cessão onerosa é intranferível.

CAPITALIZAÇÃO DA PETROBRÁS

O Projeto de Lei nº 5.941, de 2009, de autoria do Poder Executivo, propôs a autorização da cessão onerosa de áreas do Pré-sal para dotara a União de recursos para fortalecer a Petrobrás por meio de operação de capitalização (venda de ações). Isso era necessário para que essa estatal tenha condições de desempenhar o papel central a ela atribuído pelo marco legal de partilha de produção (operadora exclusiva das áreas, com participação mínima de 30% nos consórcios) e realizar os investimentos nessas áreas. No decorrer da tramitação da referida proposição no Legislativo, ficou claro que a ampliação da participação acionária da União, diretamente ou por intermédio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES²¹, no capital dessa estatal também era considerada prioritária pelo governo.

Como já assinalado anteriormente, a aludida proposição foi convertida na Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010. O mencionado diploma legal autorizou a União a subscrever ações do capital social da Petrobrás e integrá-la com títulos da dívida pública mobiliária (art. 9º).

²¹ A Medida Provisória nº 505, de 24 de setembro de 2010, autorizou a União a conceder crédito de até R\$ 30 bilhões ao BNDES para apoiar a capitalização da Petrobrás. Também estabeleceu que o Tesouro Nacional fará jus à remuneração com base no custo financeiro equivalente à Taxa de Juros de Longo Prazo.

A oferta pública de ações da Petrobrás compreendeu a emissão de 2.369 milhões de ações ordinárias e 1.901 milhão de ações preferenciais, as quais foram vendidas aos preços de R\$ 29,65 por ação ordinária e R\$ 26,30 por ação preferencial. A operação foi concluída em 1 de outubro de 2010, tendo permitido o aumento de capital dessa empresa em R\$ 120,25 bilhões, dos quais R\$ 74,8 bilhões corresponderam a recursos utilizados para pagamento à União por conta da cessão onerosa de áreas do Pré-sal e R\$ 45,45 bilhões permaneceram no caixa da Petrobrás.

Nesse processo, a União comprou o máximo de ações da Petrobrás que podia, isto é, adquiriu todas aquelas a que tinha direito em virtude de sua posição acionária e as sobras dos acionistas que não exerceram seu direito de subscrição. Para integralizar sua participação na oferta pública de ações, a União transferiu à Petrobrás R\$ 67,8 bilhões em Letras Financeiras do Tesouro Nacional – LFT por ela emitidas especificamente com esse propósito.

Dito de outro maneira, a capitalização da Petrobrás resultou na diluição da participação acionária de acionistas minoritários, notadamente as pessoas físicas nacionais, o que possibilitou o aumento da participação da União, computadas também as participações do BNDESPAR, BNDES e Fundo Soberano, na empresa de 39,8% para 48,3% do seu capital total, como se pode constatar na Tabela 2.

Tabela 2 - Evolução da composição acionária da Petrobrás

Acionista	31/12/2009			31/10/2010		
	% ON	% PN	% Capital Social	% ON	% PN	% Capital Social
União	55,6%	0,0%	32,1%	53,6%	1,2%	31,1%
BNDESPAR	1,9%	15,5%	7,7%	2,3%	23,9%	11,6%
BNDES	0,0%	-	0,0%	2,9%	-	1,7%
Fundo soberano	0,0%	0,0%	0,0%	4,6%	2,9%	3,9%
Estrangeiros	30,4%	50,3%	38,8%	25,7%	39,4%	31,6%
Outros	12,1%	34,2%	21,4%	10,8%	32,6%	20,1%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: Petrobrás

Além disso, a operação de capitalização proporcionou importantes benefícios à Petrobrás. Entre 30 de junho e 30 de setembro de 2010 (após a capitalização), a alavancagem da Petrobrás (dívida líquida/(dívida líquida + patrimônio líquido) foi reduzida de 34,4% para 16%. O endividamento líquido passou de R\$ 94,2 bilhões para R\$ 57,1 bilhões. Já o indicador dívida líquida/EBITDA²² passou de 1,52x para 0,94x. A redução da alavancagem e o

²² *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization* – EBITDA (Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização – LAJIDA)

retromencionado reforço do caixa propiciaram a elevação da capacidade de investimento da estatal.

Por oportuno, registre-se que a União não poderia utilizar, de forma direta, os direitos de explorar e produzir petróleo e gás natural em área do Pré-sal para integralizar sua participação na oferta pública de ações da Petrobrás, porquanto a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 (a Lei das Sociedades Anônimas) não permite a revisão do valor de bens utilizados com esse propósito. Por essa razão, a União valeu-se do expediente de utilizar para a citada integralização títulos públicos lastreados nos referidos direitos.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os laudos técnicos de avaliação apresentados pelas certificadoras informam que o volume de recursos existentes nas áreas objeto da cessão é muito grande, notadamente Franco, o que indica que se poderia alcançar o volume máximo de produção objeto do contrato de cessão onerosa (5 bilhões de barris de petróleo equivalentes) com menos áreas definitivas. Isso, por seu turno, permitiria à União licitar, no futuro, as áreas contingentes sob o regime de partilha de produção, o que proporcionaria maior arrecadação para a União que a obtida com a cessão onerosa.

A cessão onerosa à Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobrás do exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas não concedidas localizadas no Pré-sal de volume de até 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo proporcionou antecipação de vultosa receita da União.

Com efeito, essa operação resultou no recolhimento pela Petrobrás de R\$ 74,8 bilhões aos cofres do Tesouro Nacional, dos quais R\$ 42,9 bilhões foram utilizados pela União para aumentar a sua participação acionária na aludida estatal, a qual passou de 39,8 para 48,3% do capital total. Já a parcela restante (R\$ 21,9 bilhões) serviu para reforçar o superávit primário do governo central em 2010, que foi de R\$ 78,97 bilhões

Por fim, deve-se sublinhar a importância do estabelecimento de cláusula no contrato de cessão onerosa de áreas situadas no Pré-sal à Petrobrás estabelecendo a revisão do contrato após a declaração de comercialidade de cada campo. Nessa ocasião, estarão disponíveis importantes informações obtidas durante a fase de exploração, o que possibilitará a revisão do valor inicial do contrato à luz desses novos dados, de sorte a evitar prejuízo para as partes.



REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

DeGolyer and MacNaughton; Relatório sobre os recursos de contingência de certas propriedades offshore do Brasil (tradução); Brasil; 2010. Disponível em http://www.petrobras.com.br/ri/Show.aspx?id_materia=Y5ZEi5ZHXwyLOp1FTyJ5tA==&id_canal=vwRz5Vohb4ufKQ5nOZ68dw==&id_canalpai=7nvWOYojy2uTEvu5VVdecw==

Gaffney, Cline & Associates; Exame e Avaliação de Dez Descobertas e Prospectos Seleccionados no Play do Pré-sal em Águas Profundas na Bacia de Santos; Brasil; 2009. Disponível em <http://www.anp.gov.br/?pg=39200&m=cessãoonerosa&t1=&t2=cessãoonerosa&t3=&t4=&ar=0&ps=1&cachebust=1298467423236>

Ministério de Minas e Energia – MME/Ministério da Fazenda – MF; Contrato de Cessão Onerosa do Exercício das Atividades de Pesquisa e Lavra de Petróleo, da Gás Natural e de Outros Hidrocarbonetos Fluidos; Brasil; 2010

Secretaria do Tesouro Nacional - STN; Resultado do Tesouro Nacional – Dezembro 2010; Brasil; 2011. Disponível em <http://www.stn.fazenda.gov.br/hp/downloads/resultado/2010/Nimdez2010.pdf>

ANEXO I – VALOR DA CESSÃO ONEROSA - ESTIMATIVA DA *GAFFNEY, CLINE AND ASSOCIATES*

Caso Base (a diferentes taxas de desconto) sem venda de gás y com venda de gás considerando o pagamento de 0.5% sobre o faturamento bruto a título de pesquisa e desenvolvimento

NPV/Oil Barrel, US\$/Bbl.							NPV/Equivalent Barrel, US\$/Boe.						
DISCOVERY/PROSPECT	Discount rate						DISCOVERY/PROSPECT	Discount rate					
	7.5%	8.0%	8.5%	9.0%	9.5%	10.0%		7.5%	8.0%	8.5%	9.0%	9.5%	10.0%
Franco	14.77	13.73	12.78	11.91	11.10	10.36	Franco	13.53	12.59	11.72	10.93	10.19	9.52
Libra	13.93	12.90	11.95	11.08	10.28	9.55	Libra	12.77	11.82	10.95	10.16	9.44	8.77
Extension Tupi	14.07	13.27	12.52	11.82	11.17	10.57	Extension Tupi	13.02	12.29	11.60	10.97	10.37	9.82
NE Tupi	12.59	11.85	11.15	10.50	9.90	9.33	NE Tupi	11.76	11.07	10.43	9.83	9.27	8.75
Peroba	10.52	9.89	9.30	8.74	8.22	7.73	Peroba	10.02	9.43	8.87	8.35	7.86	7.40
Extension Iara	10.54	9.74	9.01	8.34	7.72	7.15	Extension Iara	9.91	9.17	8.49	7.87	7.30	6.77
Florim	9.44	8.81	8.21	7.66	7.13	6.64	Florim	8.99	8.40	7.85	7.33	6.85	6.39
Extension Jupiter	8.17	7.47	6.83	6.25	5.71	5.22	Extension Jupiter	7.98	7.30	6.69	6.13	5.62	5.14
Pau Brasil	8.29	7.62	7.01	6.44	5.92	5.43	Pau Brasil	8.13	7.49	6.90	6.35	5.85	5.39
Guara Sul	16.17	15.36	14.58	13.85	13.15	12.50	Guara Sul	15.19	14.43	13.71	13.02	12.38	11.76

Base Case (Nymex Strip, inflation) - No Gas

Base Case (Nymex Strip, inflation) - Gas (80%)

NOTE: The oil equivalent barrels is established using the specific volume of gas production of each discovery/prospect and using the energy equivalent of 180 barrels of oil / million of scf of gas.

ANEXO II – VALOR DA CESSÃO ONEROSA - ESTIMATIVA DA *DEGOLYER AND MACNAUGHTON*

<u>Área</u>	em Potencial em Caso de Sucesso por Barril de Óleo Equivalente (U.S.\$/boe)	Valor Presente em Potencial em Caso de Sucesso por Barril de Óleo (U.S.\$/bbl)	Recursos Contingentes Brutos de Barris de Óleo Equivalente (10⁶boe)	Valor Presente em Potencial em Caso de Sucesso Valor @ 10% (10⁶ U.S. \$)
Recursos Contingentes 1C				
Franco	8,14	9,19	439	3.571
Recursos Contingentes 2C				
Iara fora do bloco	3,73	4,11	91	341
Franco	7,43	8,39	2.040	15.160
Recursos Contingentes 3C				
Iara fora do bloco	4,18	4,60	1.088	4.548
Franco	5,34	6,03	6.056	32.340
Obs:				
1. O valor presente em potencial de receita líquida futura em potencial é mostrado usando uma taxa de desconto de 10 por cento.				
2. O gás foi convertido para barris de óleo equivalente por aplicação de uma razão de 6.000 pés cúbicos padrão por barril de óleo.				