



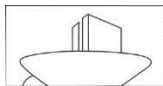
AVALIAÇÃO DO ESTUDO “ANÁLISE TÉCNICA DA MEDIDA PROVISÓRIA 795, DE 2017”

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

Cesar Costa Alves de Mattos
Consultor Legislativo da Área IX
Política e Planejamento Econômicos, Desenvolvimento Econômico e
Economia internacional

NOTA TÉCNICA

NOVEMBRO DE 2017



© 2017 Câmara dos Deputados.

Todos os direitos reservados. Este trabalho poderá ser reproduzido ou transmitido na íntegra, desde que citados(as) os(as) autores(as). 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 Consultoria Legislativa, caracterizando-se, nos termos do art. 13, parágrafo único da Resolução nº 48, de 1993, como produção de cunho pessoal de consultor(a).

SUMÁRIO

Considerações Iniciais	4
A Medida Provisória nº 795, de 2017.	4
A 2ª e 3ª Rodadas de Licitações de Partilha de Produção	4
O Estudo “ Análise da Medida Provisória nº 795, de 2017”	6
Comentários finais.....	13
ANEXO: Análise de sensibilidade do cálculo da suposta perda tributária apontada pelo estudo técnico em exame	14

CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este trabalho tem como objetivo apresentar avaliação do estudo técnico “Análise da Medida Provisória nº 795, de 2017, da lavra do Consultor Legislativo Paulo César Ribeiro Lima, que advoga a sua rejeição com base, essencialmente, em suposta perda de R\$ 1 trilhão com a arrecadação de Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL.

A MEDIDA PROVISÓRIA Nº 795, DE 2017.

A Medida Provisória nº 795, de 17 de agosto de 2017, dispõe sobre o tratamento tributário das atividades de exploração e de desenvolvimento de campo de petróleo ou gás natural, bem como institui regime tributário especial para as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos.

A 2ª E 3ª RODADAS DE LICITAÇÕES DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

Na 2ª e 3ª Rodadas de Licitações de Partilha de Produção, realizadas em 27 de outubro de 2017, foram oferecidos oito blocos, a saber: 2ª Rodada (Sudoeste de Tartaruga Verde, Sul de Gato de Mato, Entorno de Sapinhoá e Norte de Carcará); 3ª Rodada (Pau Brasil, Peroba, Alto de Cabo Frio Oeste e Alto de Cabo Frio Central).

Em 25 de maio de 2017, a Petrobrás comunicou ao Conselho nacional de Política Energética que iria exercer o direito de preferência, com o percentual mínimo de 30% para cada área, para os seguintes blocos: Entorno de Sapinhoá; Peroba e Alto de Cabo Frio Central.

A exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas do pré-sal devem ser contratadas sob o regime de partilha de produção, o qual foi instituído pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. No art. 18 desse ato legal, encontra-se definido que a proposta vencedora da licitação de áreas exploratórias será aquela que ofertar maior excedente em óleo para a União, respeitado o percentual mínimo definido nos termos do edital.

Neste ponto, convém assinalar que excedente em óleo é definido no artigo 2º, inciso III, do diploma legal em referência como a parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, **resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos royalties devidos e, quando, o bloco se localizar em terra, ao proprietário.**

O custo em óleo, por seu turno, encontra-se definido no inciso II, do supracitado artigo, como: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, **exigível unicamente em caso de descoberta comercial**, correspondente aos custos e aos investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato.

Pode-se afirmar que a 2ª e 3ª Rodadas de Licitações de Partilha de Produção, realizadas em outubro de 2017, foram bem-sucedidas por uma série de razões. Em primeiro lugar, foram vendidas seis das oito áreas ofertadas, o que garante a realização de vultosos investimentos no setor de petróleo & gás natural no Brasil. Também deve ser saudado o ingresso de novas petroleiras de grande porte no negócio de Exploração & Produção de hidrocarbonetos em nosso País.

Diferentemente do que se observou na 1ª primeira Rodada de Licitação de Partilha, realizada em outubro de 2013, antes, portanto das recentes mudanças regulatórias do setor, verificou-se concorrência na maioria das áreas ofertadas nas 2ª e 3ª Rodadas de Licitações, realizadas em outubro de 2017. O excedente em óleo da União ofertado pelos vencedores da licitação alcançou valores muito superiores aos valores mínimos estabelecidos em edital¹ em quatro dos blocos ofertados, tendo ido, no caso do bloco de Entorno do

¹ O edital das licitações determinava que a oferta de referência do excedente em óleo da União deveria considerar preço médio do petróleo Brent variando de US\$ 40,01/b a US\$ 60/b e produtividade média variando 10.001 a 12.000 barris/dia. Para valores distintos desses parâmetros, o excedente em óleo da união será acrescido ou reduzido, consoante quadro constante do edital.

Sapinhoá, do valor mínimo do edital de 10,34% para 80% . Isso fica claro quando se examina **Tabela 1**.

Tabela 1- Resultados da 2AeE 3A Rodadas de Licitações de Partilha de Produção

	BLOCO	Percentual mínimo de excedente em óleo da União	Oferta de excedente em óleo vencedora	Vencedor
2 a R o d a d a	Sudeste de Tartaruga Verde	12,98%	não houve oferta	-
	Sul de Gato do Mato	11,53%	11,53%	Shell Brasil Petróleo Ltda (80%) Total E&P do Brasil (20%)
	Entorno de Sapinhoá	10,34%	80,00%	Petrobras (45%) Repsol Sinopec Brasil SA (25%) Shell Brasil Petróleo Ltda (30%)
	Norte Carcará	22,08%	67,12%	Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda (40%) Petrogal Brasil SA (20%) ExxonMobil Exploração Brasil (40%)
	Pau Brasil	14,40%	não houve oferta	-
3 a R o d a d a	Peroba	13,89%	76,96%	Petrobras (40%) CNOOC Brasil Petróleo e Gás (20%) BP Energy do Brasil Ltda (40%)
	Alto de Cabo Frio Oeste	22,87%	22,87%	Shell Brasil Petróleo Ltda (55%) CNOOC Petroleum Brasil Ltda (20%) QPI Brasil Petróleo Ltda (25%)
	Alto de Cabo Frio Central	21,38%	75,86%	Petrobras (50%) BP Energy do Brasil Ltda (50%)

Fonte: ANP; Elaboração própria

A ausência de interessados para os blocos Sudeste de Tartaruga Verde e Pau Brasil confirma que nem todas as áreas do Pré-sal apresentam o mesmo potencial, o que já era de domínio público. Afinal, os volumes recuperáveis de petróleo, a infraestrutura necessária, as estimativas dos custos de produção são distintos para cada área exploratória que é licitada. Nesse particular, incumbe notar que, com muita frequência, as companhias de petróleo “enxergam” modelos geológicos diferentes a partir de informações geológicas e geofísicas disponibilizadas aos participantes do processo licitatório. É a capacidade de interpretar corretamente os dados geofísicos e geológicos que define as companhias que têm maior acerto nas atividades exploratórias.

Em síntese, se não houve interessado por essas áreas é porque os investidores não vislumbraram oportunidade de obter rentabilidade superior à taxa mínima de atratividade.

O ESTUDO “ ANÁLISE DA MEDIDA PROVISÓRIA Nº 795, DE 2017”

O estudo em exame apresenta dois grandes equívocos. O primeiro deles diz respeito ao artigo 12 do Decreto-Lei nº 62, de 21 de novembro

de 1966². O referido dispositivo permitia³ à Petrobras deduzir, para efeito de determinação do lucro sujeito à tributação, as importâncias aplicadas em cada exercício na prospecção e extração de petróleo cru. Dito de outra maneira, a Petrobras podia fazer a dedução dessas importâncias no ano em que incorreu os gastos, de uma só vez. Com isso, buscava-se estimular o investimento em exploração e produção desses hidrocarbonetos. Afinal, a legislação deve buscar tributar o resultado das empresas e não o investimento.

Existia, porém, polêmica com relação à possibilidade de outras empresas se beneficiarem com o dispositivo em comento. As companhias privadas de petróleo tinham o entendimento de que, após a promulgação da Lei nº 9.478, de 1997, esse dispositivo deveria ser aplicado a todas as empresas que atuam nesse segmento da indústria do petróleo⁴.

Outra disputa com a autoridade tributária dizia respeito à possibilidade de dedução das despesas com o desenvolvimento do campo de petróleo, em que pese o §2º do art. 24 da Lei nº 9.478, de 1997, explicitar que a fase de produção inclui as atividades de desenvolvimento. Nesse particular, é importante considerar que o Conselho Administrativo de Recursos Fiscais – CARF decidiu que a Petrobras poderia deduzir, no próprio ano, os custos com desenvolvimento⁵.

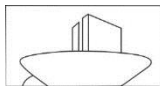
Contrariamente ao afirmado no estudo em consideração, com a aprovação da MP nº 795/2017, **esse benefício não será estendido às demais companhias de petróleo, em razão da revogação do art. 12 do Decreto-Lei nº 62, de 1966, pela MP nº 795/2017**. Doravante, essas empresas somente poderão deduzir as importâncias aplicadas nas atividades de exploração e produção de jazidas de petróleo e gás natural para fins de determinação do lucro real e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL, consoante o disposto no art. 1º, como se pode verificar a seguir.

² Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1965-1988/Del0062.htm.

³ MP nº 795/2017: “Art. 11. Fica revogado o art. 12 do Decreto-Lei nº 62, de 21 de novembro de 1966.”

⁴ Essa expectativa não parece desarrazoada tendo em vista que o §2º do art. 173 da Constituição Federal determina que “**As empresas públicas e as sociedades de economia mista não poderão gozar de privilégios fiscais não extensivos às do setor privado**”.

⁵ Processo 16539.720015/2014-63, Acórdão nº 1402-002.419 – 4ª Câmara/2ª Turma Ordinária



“Art. 1º Para fins de determinação do lucro real e da base de cálculo da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL, poderão ser integralmente deduzidas as importâncias aplicadas, em cada período de apuração, nas atividades de exploração e produção de jazidas de petróleo e de gás natural, definidas no art. 6º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, observado o disposto no § 1º.

§ 1º A despesa de exaustão decorrente de ativo formado mediante gastos aplicados nas atividades de desenvolvimento para viabilizar a produção de campo de petróleo ou de gás natural é dedutível na apuração do lucro real e da base de cálculo da CSLL.

§ 2º Para fins de apuração do lucro real e da base de cálculo da CSLL, poderá ser considerada a exaustão acelerada dos ativos de que trata o § 1º, calculada mediante a aplicação da taxa de exaustão, determinada pelo método das unidades produzidas, multiplicada por dois inteiros e cinco décimos.

§ 3º A quota de exaustão acelerada de que trata o § 2º será excluída do lucro líquido, e o total da exaustão acumulada, incluídas a normal e a acelerada, não poderá ultrapassar o custo do ativo.

.....”

Como se vê, esse artigo da Medida Provisória nº 795/2017 contribui para a superação de contencioso tributário com empresas de petróleo e para dar segurança jurídica às empresas e à Administração Tributária.

Adicionalmente, releva notar que a renúncia tributária em causa será reduzida, porquanto antes da edição da medida provisória em apreço a Petrobras podia deduzir, para efeito de apuração do lucro real, as importâncias aplicadas na exploração e produção de petróleo em um só ano, ao passo que agora todas as companhias de petróleo terão de fazê-lo ao longo de vários anos.

Por exemplo, no caso de ativo com vida útil de 30 anos, o § 2º do art. 1º definirá um período de dedução de 12 anos, bem maior, portanto, que a dedução de uma vez só da regra anterior à Medida Provisória nº 795/2017. Dessa forma, a aludida renúncia tributária em relação à regra anterior se reduz e não aumenta, como parece fazer crer o estudo técnico em exame.

O outro grande equívoco diz respeito à afirmação de que com a aprovação da medida provisória em apreço “nos vários campos do Pré-sal, a

redução da receita tributária de IRPJ e CSLL poderia ser superior a R\$ 1 trilhão”. Antes de passar a analisar os cálculos apresentados no estudo em comento, que supostamente dariam suporte a essa assertiva, é preciso fazer duas considerações preliminares.

Em primeiro lugar, convém lembrar, apesar de ser um truísmo, que somente haverá arrecadação de tributos se os blocos licitados na área do Pré-sal forem vendidos nas rodadas de licitações e se houver produção comercial de petróleo. No que se refere às licitações realizadas em outubro de 2017, isso não ocorreu em todos os casos. Nessa ocasião, não houve interessados em dois dos oito blocos oferecidos.

Em segundo lugar, cumpre consignar que a apuração do IRPJ e da CSLL das pessoas jurídicas é um processo complexo, que leva muito tempo e que é influenciado pelos resultados das empresas nos exercícios anteriores, sendo permitida a compensação de prejuízos incorridos em anos anteriores. No caso das companhias de petróleo, há complicador adicional em razão da exaustão de ativos, que exige o conhecimento do volume de produção e das reservas provadas de cada campo.

Feitas essas ressalvas, percebe-se que o cálculo de perda tributária apresentado no estudo em referência é uma simplificação grosseira. Mesmo essa simplificação apresenta equívocos que invalidam as suas conclusões.

Para melhor entendimento, reproduz-se a seguir a parte do estudo que apresenta o cenário utilizado para cálculo do “potencial efeito da MPV nº 795/2017”:

- “- Valor: US\$ 60;*
- Custo de produção: US\$22;*
- Royalties: US\$ 9;*
- Excedente em óleo: US\$ 29;*
- Excedente em óleo da União e bônus de assinatura(20%): US\$ 5,8; e*
- Excedente em óleo do contratado (80%): US\$ 23,2*

Admitindo-se o excedente em óleo do contratado com base de cálculo da CSLL (9%) e para determinação do IRPJ (25%), antes da edição da MPV nº 795/2017, seriam geradas as seguintes receitas tributárias de US\$ 7,89 por barril de petróleo equivalente, assim discriminadas:

- CSLL: US\$ 2,088; e
- IRPJ: US\$ 5,8.

Dessa forma, a participação governamental direta e indireta em cada barril de petróleo equivalente seria composta das seguintes parcelas:

- Royalties: US\$ 9;
- Excedente em óleo da União e bônus de assinatura (20%): US\$ 5,8; e
- Receitas tributárias: US\$ 7,888”

Preliminarmente, deve-se esclarecer que o “excedente em óleo” do contratado não é igual ao lucro líquido de uma companhia de petróleo. Não é, portanto, igual a base de cálculo do IRPJ e da CSLL. Também cumpre sublinhar que, consoante o disposto no §2º do art. 42, da Lei nº 12.351, de 2010, **o bônus de assinatura não integra o custo em óleo** e corresponde a valor fixo devido à União pelo contratado de partilha de produção e pago no ato de sua assinatura, sendo vedado, em qualquer hipótese seu ressarcimento ao contratado. Assim, para a apuração do excedente em óleo do contratado, não se deve considerar o excedente em óleo da União somado com o bônus de assinatura, como foi feito no trabalho em comento.

No cálculo da suposta perda tributária de R\$ 1 trilhão, o estudo técnico em exame afirma que “a base de cálculo da CSLL e para determinação do IRPJ será reduzida de US\$ 23,2 para US\$ 1,2 por barril. Assim, esses tributos gerarão uma receita de apenas US\$ 0,408, em vez de US\$ 7,888 por barril, o que representa uma perda de arrecadação de US\$ 7,48 por barril”.

O estudo não explicita como se chegou ao valor de base de cálculo de US\$ 1,2 por barril supracitada, mas pode-se inferir que foi deduzido do valor do excedente em óleo do contratado no cenário de referência (US\$ 23,2/b) o valor do custo de produção de US\$ 22/b considerado, como mostrado em anexo. Isso, contudo, constitui erro conceitual, porquanto **o mesmo ativo**

não pode ser alvo de dedução como despesa operacional e ao mesmo tempo ser objeto de exaustão.

Neste ponto, impõe-se chamar a atenção para alguns pontos dos cálculos apresentados no cálculo da perda tributária:

- Excedente em óleo da União igual a 20%. O valor do excedente em óleo da União obtido para os blocos que apresentam maior volume recursos nas 2ª e 3ª Rodadas de Licitações do Regime de Partilha foram substancialmente superiores. Como já visto anteriormente, os valores do excedente em óleo da União para as áreas de Entorno de Sapinhoá, Peroba e Alto de Cabo Frio Central foram de 80,0%, 76,96% e 75,86%, respectivamente;
- Não se informou o volume de petróleo considerado no cálculo da “perda” de receita, tampouco o período de tempo que levaria para sua produção;
- Custo de produção: US\$ 22/barril, sem indicação da fonte da informação.

Note-se que o que define os lances nos leilões está associado à competitividade nesses certames. Quanto mais competitivos, mais agressivos serão os lances, representando uma maior transferência para o governo. No limite, com um leilão com o máximo de competição possível, todos os ganhos gerados pelo incentivo fiscal serão exauridos nos lances do leilão e o resultado líquido para o governo é zero.

A maior competitividade observada nos leilões da segunda e terceira rodadas do regime de partilha em relação à primeira são resultado da maior estabilidade de regras, insumo fundamental para qualquer investidor em setores com grande investimento em custos afundados, como no setor petróleo. Esta maior estabilidade teve a ver com:

- i) a redução do contencioso tributário gerado pela Medida Provisória nº 795/2017;
- ii) com a redução e simplificação das exigências de conteúdo local, equivocadamente criticadas no estudo técnico em apreço;

iii) com o fim da exclusividade da Petrobras como operadora do bloco situado na área do Pré-sal licitado, com a promulgação da Lei nº 13.365/2016;

iv) a equiparação das condições entre a Petrobras e as companhias de petróleo asseguradas pelas recentes mudanças no marco legal do setor petróleo, inclusive pela MP nº 795/2017, que estabelecem equilíbrio concorrencial entre todos os participantes da licitação de blocos, o que os torna mais dispostos a realizar lances mais agressivos.

Em síntese, o cálculo de renúncia fiscal de IRPJ e CSLL realizado simplesmente desconsidera os novos incentivos gerados, inclusive pela mencionada medida provisória, sobre a dinâmica dos leilões de campos de petróleo.

Neste ponto, deve-se chamar a atenção para a enorme influência do parâmetro “excedente em óleo” da União na estimativa da arrecadação total da União (também conhecida como participação governamental da União ou *government take* na literatura especializada) e para o fato de que quanto maior é o valor do parâmetro “excedente em óleo” da União menor é a arrecadação dos tributos IRPJ e CSLL.

Impende consignar, ainda, que para o País é mais importante focar no desenvolvimento do setor de petróleo & gás natural, que apresenta grande efeito multiplicador na economia, e na participação governamental da União do que exclusivamente na renúncia de receita potencial de IRPJ e CSLL.

Para melhor compreensão, procedeu-se análise de sensibilidade do cálculo da suposta “redução de receita tributária” apresentado no estudo técnico em comento em quadro anexo. Essa análise mostrou que ao variar o valor do excedente em óleo da União de 20% (como adotado no estudo técnico em apreço) para 80% (oferta vencedora do bloco Entorno de Sapinhoá) a participação governamental passa de US\$ 22,69/barril para US\$ 34,17/barril. Trata-se de uma diferença de participação governamental enorme, que compromete totalmente as conclusões desse estudo técnico. Neste caso (e também para excedentes em óleo da União superiores a 30%), em vez da suposta perda de receita de R\$ 1 trilhão, o Estado brasileiro terá ganho fiscal.

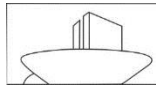
COMENTÁRIOS FINAIS

Os cálculos apresentados no estudo técnico em avaliação que apontaram perda tributária de R\$ 1 trilhão com a aprovação da Medida Provisória nº 795, de 2017 estão incorretos. Não se pode, como feito no estudo em exame, considerar na determinação da base de cálculo do IRPJ e da CSLL a dedução da variável “custo em óleo” (US\$ 22/b), que já é deduzida do excedente em óleo para cálculo da fatia da União (excedente em óleo da União).

É importante registrar, outrossim, que o estudo em comento não tratou das consequências da rejeição da MP nº 795, de 2017, preconizada pelo seu autor. Com a rejeição da MP em apreço, seria reduzida a atratividade das rodadas de licitações, mais áreas “encalhariam”. Isso, por sua vez, resultaria na contratação de menor número de blocos, o que diminuiria a atividade exploratória e, por via de consequência, a produção futura de hidrocarbonetos. Em consequência, haveria redução da distribuição de royalties à União, Estados e Municípios e seriam gerados menos empregos na cadeia produtiva do setor petróleo.

Na oportunidade, cumpre reiterar que é mais importante focar no desenvolvimento do setor de petróleo & gás natural, que apresenta grande efeito multiplicador na economia, e na participação governamental da União do que na renúncia de receita potencial de IRPJ e CSLL. Também não se pode perder de vista que é melhor para a economia não tributar investimentos, mas sim os resultados obtidos com esses investimentos.

Por fim, deve-se sublinhar que a medida provisória em apreço assegura a isonomia tributária (um princípio tributário básico) entre a Petrobrás e as outras empresas. Esta isonomia, por seu turno, constrói o desejável equilíbrio concorrencial entre a Petrobrás e as outras companhias de petróleo, o que tende a tornar os lances do “excedente do óleo” na licitação muito mais favoráveis à União.



ANEXO: ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO CÁLCULO DA SUPOSTA PERDA TRIBUTÁRIA APONTADA PELO ESTUDO TÉCNICO EM EXAME

Dados de entrada							
Preço do petróleo (US\$/b)	60,0						
Custo de produção (US\$/b)	22,0						
Alíquota royalties regime de partilha (%)	15,0%						
	adotado pelo estudo	análise de sensibilidade					
Excedente em óleo da União	20,0%	80,0%	70,0%	60,0%	50,0%	40,0%	30,0%
Excedente em óleo do contratado	80,0%	20,0%	30,0%	40,0%	50,0%	60,0%	70,0%
Royalties (US\$/b)	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00
Excedente em óleo (US\$/b)	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00
Excedente em óleo da União (US\$/b)	5,80	23,20	20,30	17,40	14,50	11,60	8,70
Excedente em óleo do contratado (US\$/b)	23,20	5,80	8,70	11,60	14,50	17,40	20,30
Excedente em óleo do contratado (US\$/b)	23,20	5,80	8,70	11,60	14,50	17,40	20,30
Custo de produção (US\$/b)	22,00	dedução indevida					
Base de cálculo IRPJ/CSLL	1,20	5,80	8,70	11,60	14,50	17,40	20,30
Alíquota IRPJ	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%
Alíquota CSLL	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%
IRPJ (US\$/b)	5,800	1,450	2,175	2,900	3,625	4,350	5,075
CSLL (US\$/b)	2,088	0,522	0,783	1,044	1,305	1,566	1,827
IRPJ + CSLL (US\$/b)	7,888	1,972	2,958	3,944	4,930	5,916	6,902
Receita da União* (US\$/b)	22,69	34,17	32,26	30,34	28,43	26,52	24,60
Royalties (US\$/b)	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00
Excedente em óleo da União (US\$/b)	5,80	23,20	20,30	17,40	14,50	11,60	8,70
IRPJ (US\$/b)	5,800	1,450	2,175	2,900	3,625	4,350	5,075
CSLL (US\$/b)	2,088	0,522	0,783	1,044	1,305	1,566	1,827
Participação governamental	37,8%	57,0%	53,8%	50,6%	47,4%	44,2%	41,0%
Observações:							
i) A receita governamental: deveria incluir o bônus de assinatura;							
ii) A participação governamental = Receita da União/Preço do petróleo							