



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

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



AS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS, A IMPORTÂNCIA DE UMA POLÍTICA PARA O EXCEDENTE EM ÓLEO E O FUNDO SOCIAL

Paulo César Ribeiro Lima

Consultor Legislativo da Área XII
Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos

ESTUDO

JULHO/2013



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

SUMÁRIO

I – INTRODUÇÃO.....	3
II – CENÁRIO DA PRODUÇÃO PETROLÍFERA NO BRASIL.....	7
III – AS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS	13
III.1 Participações governamentais no regime de concessão	14
III.2 Participações governamentais no regime de partilha de produção.....	22
IV – ANÁLISE DO FUNDO SOCIAL	25
V – SUBSTITUTIVO APROVADO NA CÂMARA NO DIA 26 DE JUNHO DE 2013.....	27
VI – SUBSTITUTIVO APROVADO NO SENADO NO DIA 2 DE JULHO DE 2013.....	36
VII. ANÁLISE COMPARATIVA A PARTIR DE DADOS DA ANP.....	40
VIII – RECEITAS DO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO	46
IX – CONCLUSÕES	49
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	51

© 2013 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.

AS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS, A IMPORTÂNCIA DE UMA POLÍTICA PARA O EXCEDENTE EM ÓLEO E O FUNDO SOCIAL

Paulo César Ribeiro Lima

I – INTRODUÇÃO

Este estudo tem como objetivo analisar as participações governamentais no Brasil decorrentes da produção de petróleo e gás natural, a importância de se ter uma política pública para o excedente em óleo e para a capitalização do Fundo Social. Nesse contexto, serão analisados o Substitutivo ao Projeto de Lei - PL nº 323/2007 aprovado na Câmara dos Deputados no dia 26 de junho de 2013 e o Substitutivo aprovado no Senado no dia 2 de julho de 2013.

Inicialmente, faz-se um breve histórico da cobrança de participação no resultado ou compensação financeira pela exploração de petróleo e gás natural no Brasil, terminologia adotada pelo art. 20 da Constituição Federal de 1988, mas normalmente tratada como “royalties do petróleo”.

A cobrança de royalties pela produção petrolífera em terra foi estabelecida pela Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, que criou a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras. O art. 27 dessa Lei determinava o pagamento de 4% aos Estados e de 1% aos Municípios sobre o valor da produção de petróleo e gás natural em seus respectivos territórios.

Após a primeira descoberta na plataforma continental em 1968, campo de Guaricema, decidiu-se alterar essa Lei por meio do Decreto-Lei nº 523, de 8 de abril de 1969, que estabeleceu uma alíquota de 5% de royalties sobre óleo e gás natural extraídos no mar, sendo destinados 50% ao Departamento Nacional de Produção Mineral e 50% para o antigo Ministério da Educação e Cultura.

Passados quatro anos, o Decreto-Lei nº 1.288, de 1º de novembro de 1973, destinou a arrecadação da extração de petróleo na plataforma continental para o extinto Conselho Nacional do Petróleo - CNP, para formação de estoques de combustíveis destinados a garantir a segurança e a regularidade de geração de energia elétrica.

Com a intensificação da produção na plataforma continental, a Lei nº 7.453, de 27 de dezembro de 1985, determinou que esse tipo de atividade também estivesse sujeita ao pagamento de royalties a Estados e Municípios, tendo sido mantida a alíquota de 5%. Foi definida a seguinte distribuição do valor da produção: 1,5% aos estados confrontantes com poços produtores; 1,5% aos municípios confrontantes com poços produtores e àqueles pertencentes às áreas geoeconômicas dos municípios confrontantes; 1% ao Ministério da Marinha e 1% para constituir o Fundo Especial, a ser distribuído entre todos os Estados e Municípios da Federação.

A Lei nº 7.525, de 22 de julho de 1986, estabeleceu normas complementares para a execução do disposto no art. 27 da Lei nº 2.004, alterada pela já mencionada Lei nº 7.453/1985. Assim, foram introduzidos os conceitos de região geoeconômica e da extensão dos limites territoriais dos Estados e Municípios litorâneos na plataforma continental, ambos da competência da Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE.

Já na vigência da Constituição Federal de 1988, a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, introduziu nova alteração na distribuição dos royalties, para destinar parcela de 0,5% aos Municípios onde se localizassem instalações de embarque e desembarque de petróleo ou de gás natural. Para acomodar essa alteração, o percentual destinado ao Fundo Especial foi reduzido de 1% para 0,5%, no caso de produção na plataforma continental.

Com o fim da execução do monopólio estatal da exploração e produção por parte da Petrobras, a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, novamente alterou os critérios de cobrança e distribuição da participação no resultado ou compensação financeira pela exploração de petróleo e gás natural.

Essa Lei estabelecia um único regime de exploração petrolífera: o regime de concessão, que prevê a cobrança de royalties e de participação especial. A alíquota básica de royalties é de 10% do valor da produção, podendo ser reduzido pela ANP, para um mínimo de 5%, em razão dos riscos geológicos, além das condições de produção.

A cobrança de participação especial, nos termos do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, ocorre nos casos de grande volume de produção trimestral fiscalizada e sua alíquota é de até 40% do valor da receita líquida do campo, estando sempre sujeita a redutores.

A Tabela I.1 detalha a cobrança e distribuição, sob o regime de concessão, dos royalties decorrentes da produção na plataforma continental e da participação especial, sem considerar a nova distribuição prevista na Lei nº 12.734, de 30 de novembro de 2012, cujos efeitos estão suspensos. A Ministra do Supremo Tribunal Federal - STF Cármen Lúcia suspendeu, em caráter cautelar, dispositivos que preveem novas regras de distribuição dos royalties do petróleo contidas nessa Lei, em razão da Ação Direta de Inconstitucionalidade 4917, ajuizada pelo Governador do Estado do Rio de Janeiro.

Tabela I.1 Distribuição dos royalties decorrentes da produção marítima e da participação especial antes da nova Lei nº 12.734/2012

Ente	Royalties		Participação Especial
	≤ 5% da produção	> 5% (até 10%) da produção	% da receita líquida
Estados	Confrontantes: 30%	Produtores confrontantes: 22,5%	Confrontantes: 40%
Municípios	Produtores e áreas geoeconômicas: 30% Com instalações de embarque e desembarque: 10%	Produtores confrontantes: 22,5% Afetados: 7,5%	Confrontantes: 10%
União	Comando da Marinha: 20%	Ministério da Ciência Tecnologia e Inovação: 25% Comando da Marinha: 15%	Ministério de Minas e Energia: 40% Ministério do Meio Ambiente: 10%
Fundo Especial	10% (Estados/FPE: 20%) (Municípios/FPM: 80%)	7,5% (Estados/FPE: 20%) (Municípios/FPM: 80%)	-----

Após a descoberta da província do Pré-Sal, foram introduzidos dois novos regimes de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil: cessão onerosa e partilha de produção.

O regime de cessão onerosa foi introduzido pela Lei nº 12.276, 30 de junho de 2010, que autorizou a União a ceder onerosamente à Petrobras o exercício das atividades de pesquisa e lavra de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo em blocos do Pré-Sal. A Petrobras terá a titularidade do petróleo produzido.

Nesse regime, os royalties serão cobrados à alíquota de 10% e serão distribuídos da mesma forma que no regime de concessão. No entanto, não haverá o pagamento de participação especial. Nesse contexto, o Governador do Estado do Rio de Janeiro, ente confrontante com blocos objeto do contrato de cessão onerosa, levou questionamentos dessa cessão ao Supremo Tribunal Federal - STF. Ainda não foi declarada a comercialidade de nenhuma área sob o regime de cessão onerosa.

O regime de partilha de produção foi introduzido pela Lei nº 12.351/2010, e passa a ser aplicado na área do Pré-Sal e em áreas estratégicas. Nesse regime, a alíquota de royalties é de 15% do valor da produção. Os critérios de distribuição desse regime foram estabelecidos pela Lei nº 12.734/2012. Como já citado, em decisão monocrática na Ação Direta de Inconstitucionalidade 4917, a Ministra do STF Cármen Lúcia suspendeu esses critérios.

Nesse regime, se a produção ocorrer na plataforma continental, os royalties teriam a seguinte distribuição:

- 22% para os Estados confrontantes;
- 5% para os Municípios confrontantes;
- 2% para os Municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo, gás natural e outro hidrocarboneto fluido, na forma e critérios estabelecidos pela ANP;
- 24,5% para um Fundo Especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal;
- 24,5% para um Fundo especial, a ser distribuído entre os Municípios;
- 22% para a União, a ser destinado ao Fundo Social, instituído pela própria Lei nº 12.351/2010, deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União, nos termos do regulamento do Poder Executivo.

No regime de partilha de produção, além de royalties, cabe à União parcela do excedente em óleo que é definido pela Lei nº 12.351/2010 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, no caso da produção em terra, à participação equivalente a até 1% do valor da produção aos proprietários da terra onde se localiza o bloco.

A Tabela I.2 mostra um resumo dos regimes de exploração no Brasil e das diferentes participações no resultado ou compensações financeiras advindas da produção de petróleo e gás natural.

Tabela I.2 Participação no resultado ou compensação financeira

	Concessão	Cessão onerosa	Partilha de produção
Bônus de assinatura	Sim	Não	Sim
Royalties	10% do valor da produção, podendo ser reduzido	10% do valor da produção	15% do valor da produção
Participação especial	40% da receita líquida, com deduções	Não	Não
Excedente em óleo	Não	Não	Percentual mínimo definido no edital, além de ser o critério para definir a proposta vencedora

II – CENÁRIO DA PRODUÇÃO PETROLÍFERA NO BRASIL

Antes de se prover informações teóricas sobre as participações governamentais no Brasil e de se descrever e analisar o Substitutivo aprovado na Câmara dos Deputados no dia 26 de junho de 2013 e o Substitutivo aprovado no Senado Federal no dia 2 de julho de 2013, é importante fornecer informações básicas sobre o cenário da produção petrolífera no Brasil.

No mês de abril de 2013, 315 concessões, operadas por 25 empresas, foram responsáveis pela produção nacional. Desse total, 82 são concessões marítimas e 233 terrestres. A produção foi de aproximadamente 1,923 milhão de barris de petróleo por dia e 74,7 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia, totalizando em torno de 2,393 milhões de barris de petróleo equivalente por dia. Essa produção foi oriunda de 9.139 poços, sendo 791 marítimos e 8.348 terrestres.

Nesse mês, aproximadamente 90,6% da produção de petróleo e 71,7% da produção de gás natural do Brasil foram decorrentes de campos marítimos. Cerca de 97,1% da produção de petróleo e gás natural foram provenientes de campos operados pela Petrobras

A produção do Pré-Sal¹ foi de 295,2 mil barris de petróleo por dia e 9,9 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia, totalizando 357,6 milhões de barris de petróleo equivalente por dia. Essa produção foi oriunda de 26 poços.

Entre os oito poços com maior produção de petróleo no Brasil, seis são do Pré-Sal, com destaque para o poço 7LL3DRJS, localizado no campo de Lula, que produziu uma média de 27,9 mil barris de petróleo por dia (BPD). A expectativa da Petrobrás é de que, em 2020, o Pré-Sal esteja produzindo 1,974 milhão de barris de petróleo por dia.

Enquanto o Pré-Sal apresenta importantes avanços na produção, o Pós-Sal tem apresentado queda de produção. A ANP notificou a Petrobras para que sejam apresentados novos Planos de Desenvolvimento de onze áreas da Bacia de Campos por estarem apresentando uma acentuada redução na produção. A Petrobras deve passar o ano de 2013 sem grandes alterações nos volumes médios de produção pelo terceiro ano consecutivo.

Apesar de um cenário de manutenção da produção de petróleo no curto prazo, as perspectivas para um aumento da produção nacional são muito favoráveis no médio prazo. Segundo estimativas da Petrobras, no ano de 2020, os campos por ela operados estarão produzindo 4,2 milhões de barris de petróleo por dia². De 2012 a 2020 serão instaladas 38 Unidades Estacionárias de Produção - UEP, conforme mostrado na Tabela II.1.

¹São considerados “Pré-Sal” os poços cuja produção é realizada no horizonte geológico denominado Pré-Sal, em campos localizados na área definida no inciso IV do caput do art. 2º da Lei nº 12.351/2010.

²Informação obtida no endereço eletrônico <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/apresentacao-rio-oil-and-gas-ceo-maria-das-gracas-silva-foster.htm>. Acesso no dia 24 de janeiro de 2013.

Tabela II.1 Unidades estacionárias de produção a serem instaladas pela Petrobras até 2020

UEP	Campo	Bacia	Principal horizonte geológico	Ano de instalação	Ano da licitação/ contrato
Cidade Anchieta	Baleia Azul	Campos	Pré-Sal	2012	1998
Cidade Itajaí	Baúna e Piracaba	Santos	Pós-Sal	2012	2003
Cidade São Paulo	Sapinhoá	Santos	Pré-Sal	2013	2000
Cidade Paraty	Lula NE	Santos	Pré-Sal	2013	2000
P-61 e P-63	Papa-Terra	Campos	Pós-Sal	2013	1998
P-55	Roncador	Campos	Pós-Sal	2013	1998
P-58	Parque das Baleias Norte	Campos	Pós-Sal e Pré-Sal	2014	1998
P-62	Roncador	Campos	Pós-Sal	2014	1998
Cidade Ilhabela	Sapinhoá Norte	Santos	Pré-Sal	2014	2000
Cidade Mangaratiba	Iracema (Cernambi) Sul	Santos	Pré-Sal	2014	2000
Z1	Iracema (Cernambi) Norte	Santos	Pré-Sal	2015	2000
P-66	Lula Alto	Santos	Pré-Sal	2016	2000
P-67	Lula Central	Santos	Pré-Sal	2016	2000
P-68	Lula Sul	Santos	Pré-Sal	2016	2000
Z2	Carioca	Santos	Pré-Sal	2016	2000
P-69	Lula Norte	Santos	Pré-Sal	2016	2000
P-70	Lula Ext. Sul	Santos	Pré-Sal	2017	2000
P-70	Iara Horst	Santos	Pré-Sal	2017	2000
Afretada	Carimbé	Campos	Pré-Sal	2017	1998
ND	Aruanã	Campos	Pós-Sal	2017	2003
P-72	Iara NW	Santos	Pré-Sal	2017	2000
ND	Júpiter	Santos	Pré-Sal	2018	2001
P-73	Carará	Santos	Pré-Sal	2018	2000
ND	Sul Parque das Baleias	Campos	Pós-Sal e Pré-Sal	2018	1998
ND	Espadarte I	Campos	Pós-Sal	2018	1998
ND	Maromba	Campos	Pós-Sal	2019	1998
ND	Bonito	Campos	Pós-Sal	2019	1998
ND	Espadarte III	Campos	Pós-Sal	2020	1998

No plano de investimentos da Petrobras, o grande destaque é o Pré-Sal da Bacia de Santos, onde serão instaladas 25 unidades estacionárias de produção - UEPs, sendo 16 UEPs em campos localizados em áreas que foram licitadas sob o regime de concessão no ano 2000 (Lula, Iracema, Iara, Sapinhoá, Carioca e Carcará) e no ano de 2001 (Júpiter), e 9 UEPs em áreas que foram objeto da cessão onerosa pela União à Petrobras no ano de 2010 (Franco, NE Tupi, Sul de Guará, Entorno de Iara e Florim). A Figura II.1 mostra a área do Pré-Sal da Bacia de Santos.

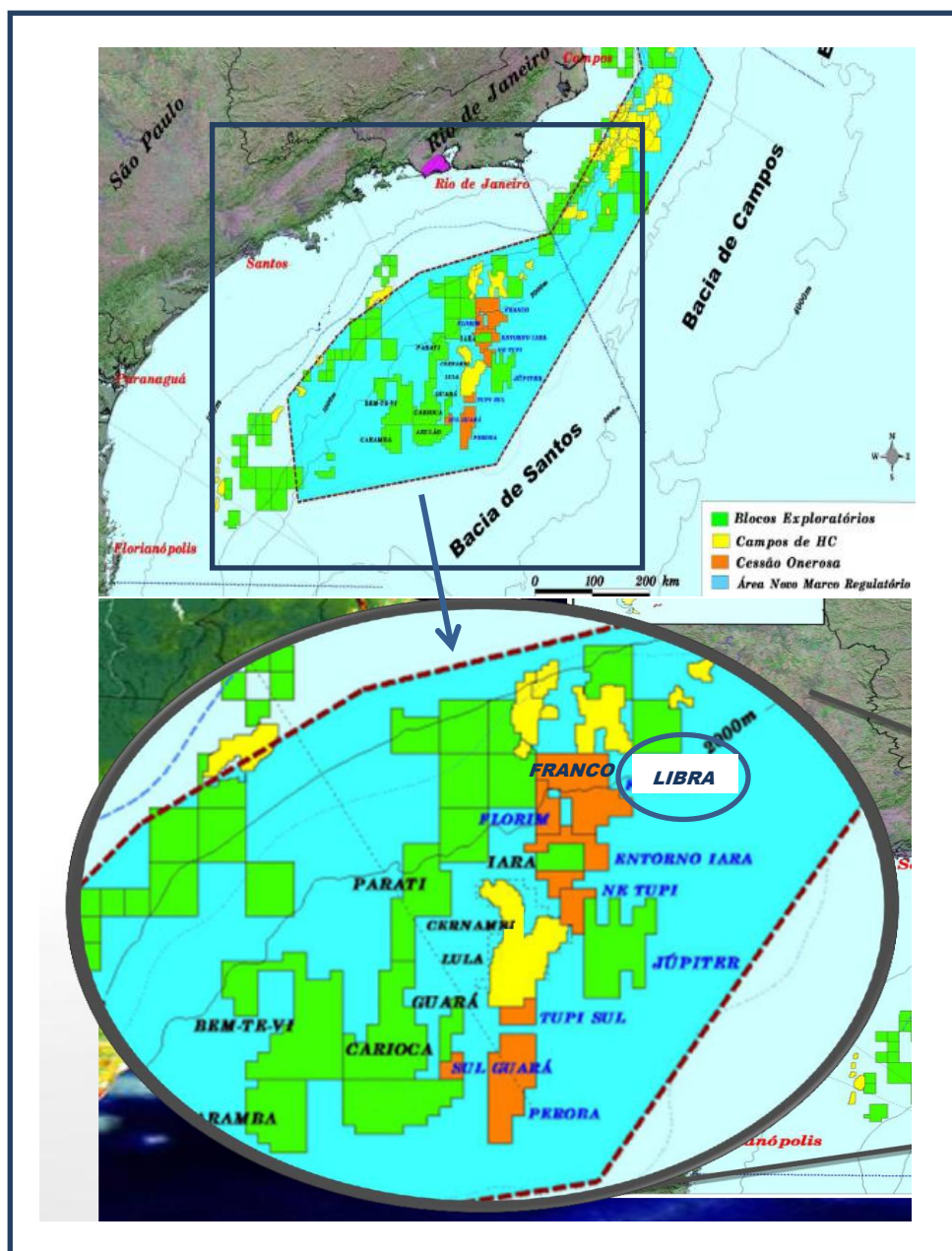


Figura II.1 Pré-Sal da Bacia de Santos

Observa-se pela Tabela II.1 que a dinâmica da instalação de UEPs depende mais do interesse da Petrobras que do ano da contratação. Apesar de ter sido licitado no ano de 2000, o campo de Carioca receberá sua primeira unidade de produção em 2016. O campo de Carcará, também licitado no ano de 2000, receberá sua primeira unidade de produção em 2018. Já o campo de Franco, contratado em 2010 no regime de cessão onerosa, receberá, até 2018, 5 UEPs.

Mostra-se a seguir o cenário petrolífero até o ano de 2022, com base em informações da ANP3. A produção estimada para o ano de 2022, referente a contratos celebrados antes de 3 de dezembro de 2012, é de 4,37 milhões de barris de petróleo por dia, conforme mostrado na Tabela II.2.

Tabela II.2 Produção de petróleo estimada pela ANP, em milhões de BPD, referente a contratos já celebrados

Status - Localização	Estimativa de Produção de Petróleo em Milhões de Barris por Dia (MMbpd)									
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Terra	0,19	0,19	0,19	0,18	0,17	0,15	0,14	0,12	0,11	0,10
Mar / Pré-Sal*	0,30	0,50	0,65	0,97	1,20	1,56	1,94	2,11	2,02	1,83
Mar / Demais Áreas	1,61	1,85	1,99	1,99	1,88	1,98	1,98	1,91	1,79	1,63
Cessão Onerosa	-	-	-	0,10	0,30	0,57	0,77	0,87	0,87	0,81
Total geral	2,10	2,54	2,83	3,24	3,55	4,27	4,83	5,02	4,80	4,37

*Produção realizada no horizonte geológico denominado pré-sal, em campos localizados na área definida no inciso IV do caput do art. 2º da Lei no 12.351, de 2010.

A partir da produção mostrada na Tabela II.3, a ANP estima, para o ano de 2022, uma receita de royalties e de participação especial no regime de concessão no horizonte geológico do Pré-Sal de R\$ 43,73 bilhões, conforme mostrado na Tabela II.3. No regime de cessão onerosa, onde não há pagamento de participação especial, foi estimada pela ANP uma receita de royalties de R\$ 7,07 bilhões.

Tabela II.3 Arrecadação de royalties e de participação especial estimada pela ANP em bilhões de Reais, referente a contratos já celebrados

Status de Localização	Estimativa de Receitas de Royalties e Participação Especial, segundo Status de Localização. Em R\$ Bilhão.									
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Terra	1,94	1,98	1,93	1,86	1,75	1,60	1,43	1,33	1,23	1,15
Mar / Pré-Sal*	4,01	8,61	13,55	22,76	28,20	35,83	45,06	50,28	49,02	43,73
Mar / Demais Áreas	25,71	29,47	32,90	31,69	29,67	30,38	28,81	26,81	25,46	22,70
Cessão Onerosa	-	-	-	0,88	2,66	4,81	6,67	7,62	7,62	7,07
Total geral	31,66	40,07	48,38	57,19	62,28	72,62	81,97	86,04	83,34	74,65

*Produção realizada no horizonte geológico denominado pré-sal, em campos localizados na área definida no inciso IV do caput do art. 2º da Lei no 12.351, de 2010.

³ Informação disponível no endereço eletrônico <http://www2.camara.gov.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-temporarias/especiais/54a-legislatura/pl-0323-07-aplicacao-dos-recursos-do-royalties/audiencias-publicas/apresentacao-rodrigo-serra-anp>. Acesso no dia 27 de junho de 2013.

Analisa-se, a seguir, a possibilidade de receitas de royalties e de participação especial decorrentes de contratos celebrados a partir do ano de 2013, sob o regime de concessão, nos próximos anos.

O programa da Petrobras de instalação de novas unidades estacionárias de produção no período de 2012 a 2020, decorrentes de contratos de concessão, prevê a instalação de 28 UEPs, conforme mostrado na já citada Tabela II.1.

Observa-se, nessa Tabela, que é muito grande o intervalo de tempo entre o ano da celebração do contrato de concessão e a instalação de UEPs. O intervalo de tempo médio para esse regime é de 16,3 anos. O destaque são os blocos mostrados na Tabela II.4, concedidos nos anos de 2000 e 2001.

Tabela II.4 Principais blocos licitados sob concessão no Pré-Sal da Bacia de Santos

Bloco	Concessionário	Rodada	Prospecto (s)	Nome Poço ANP	Nome Poço Operador	Data Notificação Descoberta
BM-S-8	Petrobras (66%), Shell Brasil Ltda (20%) e Petrogal Brasil Ltda. (14%)	R2 (15/09/2000)	Bem-te-vi	1-BRSA-532A-SPS	1SPS52A	mar/08
BM-S-9	Petrobras (45%), BG E&P Brasil Ltda (30%) e Repsol YPF Brasil S.A (25%)	R2 (15/09/2000)	Carioca	1BRSA491SPS	1SPS50	ago/07
			Guará	1BRSA594SPS	1SPS55	jun/08
BM-S-10	Petrobras (65%), BG E&P Brasil Ltda (25%) e Partex Brasil Ltda (10%)	R2 (15/09/2000)	Parati	BRSA-329D-RJS	1RJS617D	jul/05
BM-S-11	Petrobras (65%), BG E&P Brasil Ltda. (25%) e Petrogal Brasil Ltda (10%)	R2 (15/09/2000)	Tupi	1-BRSA-369A-RJS	1RJS628A	jul/06
			Iara	1-BRSA-618-RJS	1RJS656	ago/08
BM-S-21	Petrobras (80%) e Petrogal Brasil Ltda (20%)	R3 (29/8/2001)	Caramba	1-BRSA-526-SPS	1SPS51	dez/07
BM-S-22	Esso Exploração Santos (40%), Hess Brasil Petróleo Ltda (40%) e Petrobras (20%)	R3 (29/8/2001)	Azulão / Guarani	1-ESSO-3-SPS	Guarani 1	fev/09
BM-S-24	Petrobras (80%) e Petrogal Brasil Ltda (20%)	R3 (29/8/2001)	Júpiter	1-BRSA-559-RJS	1RJS652	set/08

É a seguinte a situação dos blocos do Pré-Sal da Bacia de Santos mostrados na Tabela II.4:

- BM-S-8: ainda não foi declarada nenhuma comercialidade;
- BM-S-9: já foi declarada a comercialidade de Sapinhoá, cuja primeira UEP deve entrar em operação em 2013; ainda não foi declarada a comercialidade de Carioca;
- BM-S-10: ainda não foi declarada nenhuma comercialidade;
- BM-S-11: já foi declarada a comercialidade de Lula, cuja primeira UEP entrou em operação em 2013, ainda não foi declarada a comercialidade de Iara;

- BM-S-21: ainda não foi declarada nenhuma comercialidade;
- BM-S-22: foi devolvido à União;
- BM-S-24: ainda não foi declarada nenhuma comercialidade.

Observa-se, então, que dos sete blocos mais promissores licitados em 2000 e 2001, na região do Pré-Sal da Bacia de Santos, apenas dois campos, Lula e Sapinhoá, já tiveram declarada sua comercialidade. As descobertas de Parati e Caramba somente deverão entrar em produção comercial depois de decorridos mais de 20 anos da licitação.

Esses fatos demonstram que, sob o regime de concessão na plataforma continental, não deverão ser geradas receitas significativas de royalties e de participação especial decorrentes de contratos celebrados a partir de 3 de dezembro de 2012. As receitas governamentais significativas nos próximos anos virão de áreas já contratadas.

No mês de maio de 2013, foi realizada a 11ª Rodada de Licitações sob o regime de concessão, que a partir da promulgação da Lei nº 12.351/2010, não poderá ocorrer na área do Pré-Sal. Foram licitados blocos na plataforma continental próxima às Regiões Norte e Nordeste, área chamada de “margem equatorial”.

A empresa Bristish Petroleum - BP, que será operadora de blocos na margem equatorial, licitados nessa Rodada, estima que a produção comercial somente deverá ocorrer de onze a dezoito anos após a celebração do contrato de concessão⁴, conforme mostrado na Figura II.2.

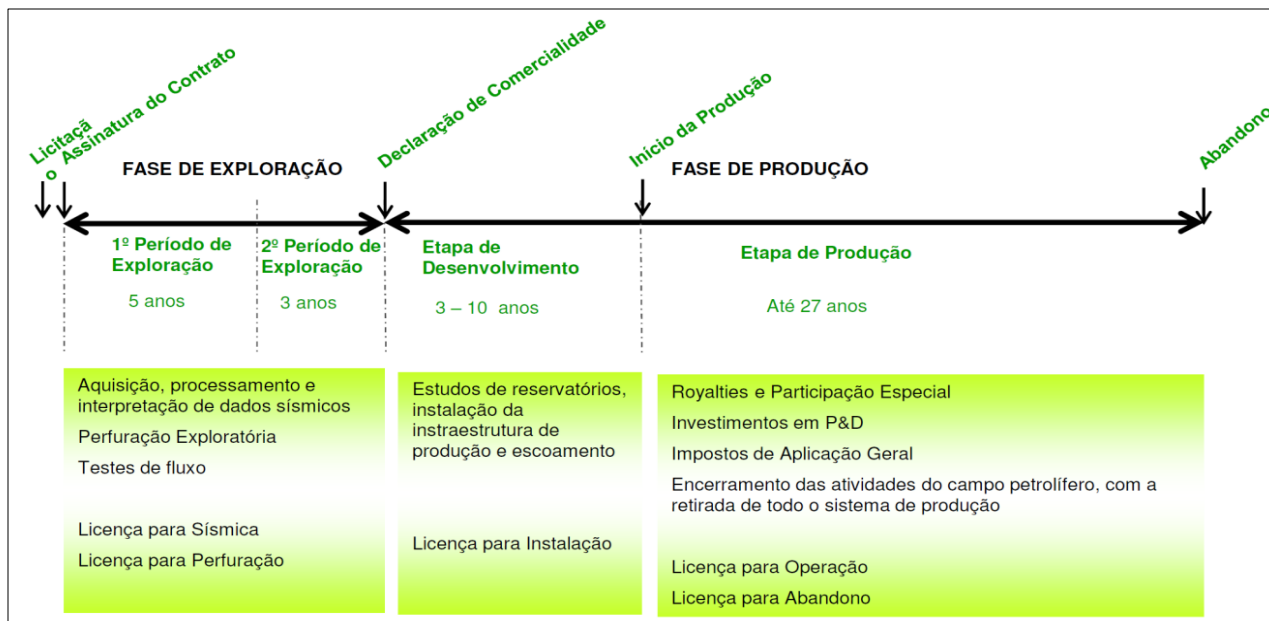


Figura II.2 Ciclo de exploração e produção

⁴Disponível no endereço eletrônico <http://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cme/audiencias-publicas/05-06-13-bp>. Acesso no dia 14 de junho de 2013.

Sob o regime de partilha de produção na área do Pré-Sal, está prevista para outubro de 2013 a realização da primeira Rodada de Licitação. Deverá ser licitada a área de Libra. Segundo a Diretora-Geral da ANP, essa área deverá entrar em produção a partir de 2019.

Se a participação governamental no resultado da produção da área de Libra for alta, a Petrobras tenderá a priorizar áreas sob os regimes de cessão onerosa e de concessão, que geram uma menor participação, especialmente os blocos da cessão onerosa, que não estão sujeitos ao pagamento de participação especial.

III – AS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

No regime de concessão, as participações governamentais, conforme estabelecido pelo art. 45 da Lei nº 9.478/1997, são: os bônus de assinatura, os royalties, a participação especial e o pagamento pela ocupação ou retenção de área. No regime de cessão onerosa, estabelecido pela Lei nº 12.276/2010, as participações governamentais são apenas royalties, a uma alíquota de 10%. Já o regime de partilha de produção, estabelecido pela Lei nº 12.351/2010, prevê royalties, a uma alíquota de 15%, percentual do excedente em óleo para a União e bônus de assinatura.

Quanto aos demais encargos fiscais, o sistema tributário nacional estabelece tanto tributos diretos quanto tributos indiretos. Os tributos diretos são o Imposto de Renda sobre a Pessoa Jurídica (IRPJ) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL).

O IRPJ é um imposto que incide sobre a renda e proventos de qualquer natureza. A base de cálculo do imposto é o lucro real, presumido ou arbitrado. No caso de grandes empresas, a alíquota do IRPJ é de 25%.

Já a base de cálculo da CSLL é o lucro líquido do exercício, antes da provisão do IRPJ, ajustado pelas adições, exclusões e compensações. A alíquota da CSLL é de 9%.

Com a aprovação do novo marco legal em 2010, o Brasil passa a ter três regimes fiscais de pesquisa e lavra: concessão, cessão onerosa e partilha de produção. O regime de concessão foi mantido nas áreas do Pré-Sal já concedidas, nas áreas fora do Pré-Sal e nas áreas consideradas não estratégicas.

O regime de cessão onerosa aplica-se às áreas cedidas onerosamente para a Petrobras.

Já o regime de partilha aplica-se às áreas do Pré-Sal que não estão sob concessão ou cessão onerosa, e às áreas consideradas estratégicas.

Cada um desses três regimes terão diferentes critérios com relação à participação no resultado ou compensação financeira para órgãos da administração direta da União, Estados, Distrito Federal e Municípios, conforme determina o art. 20 da Constituição Federal.

A Tabela I.2 mostra um resumo dos principais itens da participação do estado brasileiro na renda petrolífera. Muitos reservatórios do Pré-Sal, como os de Tupi (Lula) e Iara, estão submetidos a diferentes regimes fiscais, pois esses reservatórios estendem-se para fora da área concedida. Isso será motivo de muitos questionamentos e grandes serão as implicações financeiras para os entes federados, pois até mesmo os critérios de distribuição de uma mesma participação governamental serão diferentes, em razão do regime de exploração.

Passa-se, a seguir, à análise da participação governamental sob o regime de concessão e sob o regime de partilha de produção.

III.1 Participações governamentais no regime de concessão

No regime de concessão, os royalties correspondem de 5% a 10% do valor da produção e são distribuídos aos Estados, aos Municípios, ao Comando da Marinha, ao Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT) e a um Fundo Especial. Esse Fundo distribui recursos para todos os Estados e Municípios brasileiros segundo critérios, respectivamente, do Fundo de Participação dos Estados - FPE e do Fundo de Participação dos Municípios - FPM.

A Figura III.1 mostra a arrecadação dos royalties no período de 1998 a 2012.

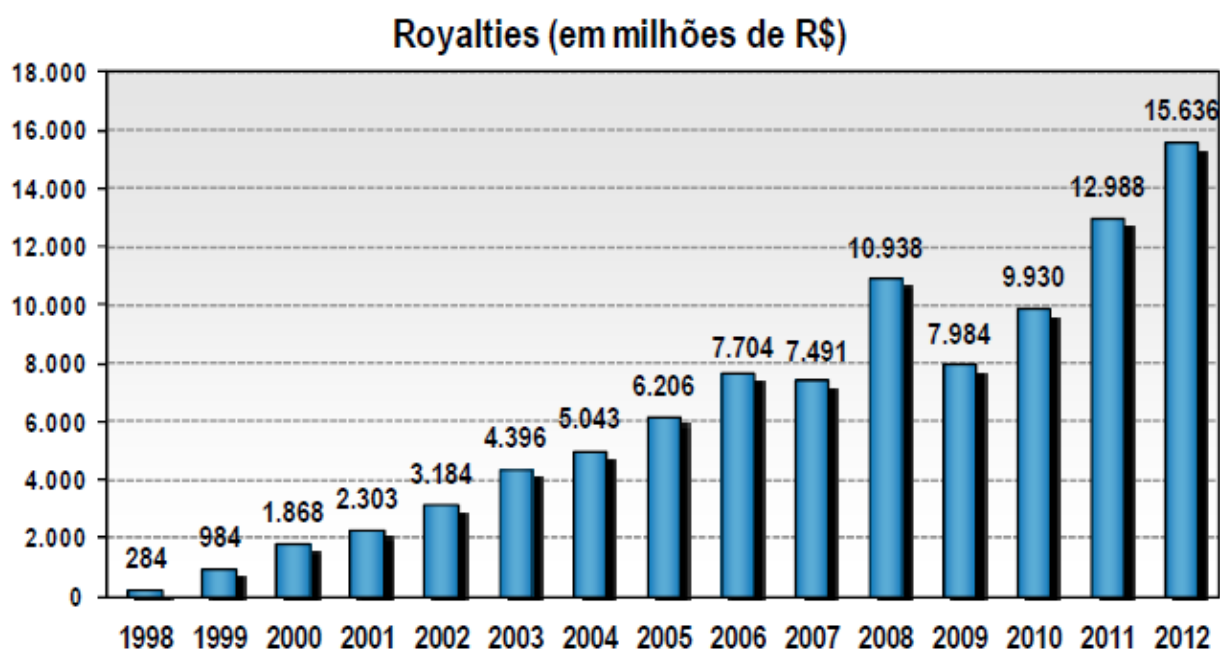


Figura III.1 Arrecadação de royalties

Nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, os concessionários são obrigados a pagar a participação especial. Para apuração dessa participação, são aplicadas alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, conforme disposto no Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998.

A participação especial é aplicada sobre a receita bruta da produção, deduzidos os royalties, os investimentos na exploração, os custos operacionais e a depreciação. Seus recursos são destinados a órgão da administração direta da União, aos Estados produtores ou confrontantes com a plataforma continental onde ocorrer a produção e aos Municípios produtores ou confrontantes. A Figura III.2 mostra a arrecadação da participação especial no período de 1998 a 2012.

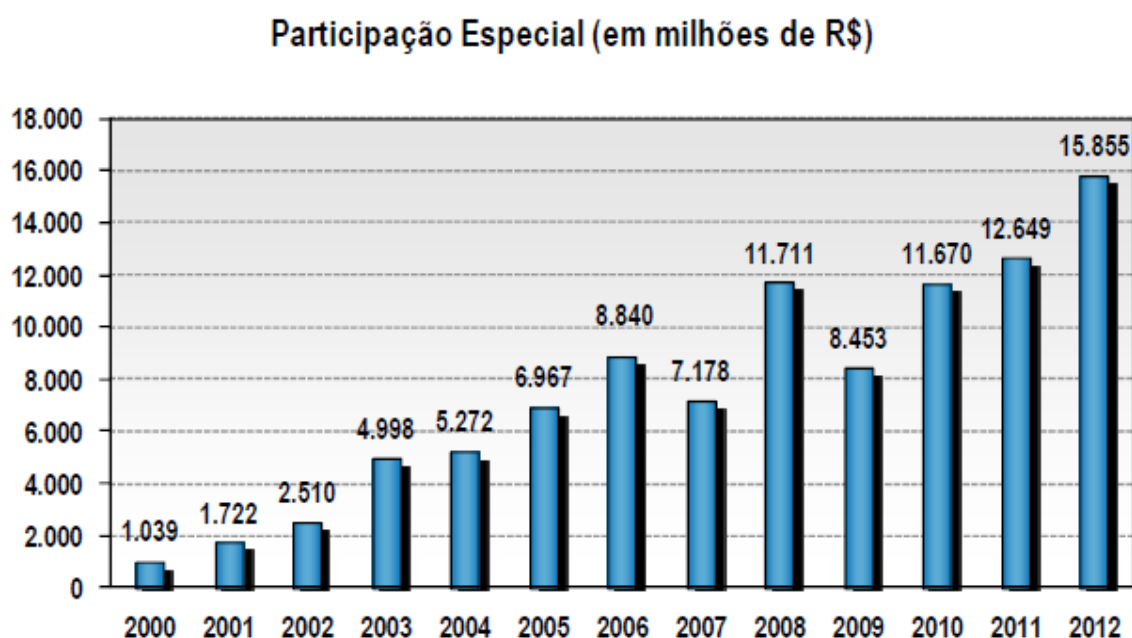


Figura III.2 Arrecadação de participação especial

No regime de concessão, além dos royalties e da participação especial, existem os bônus de assinatura, cujos valores arrecadados no período de 1999 a 2012 estão mostrados na Figura III.3.

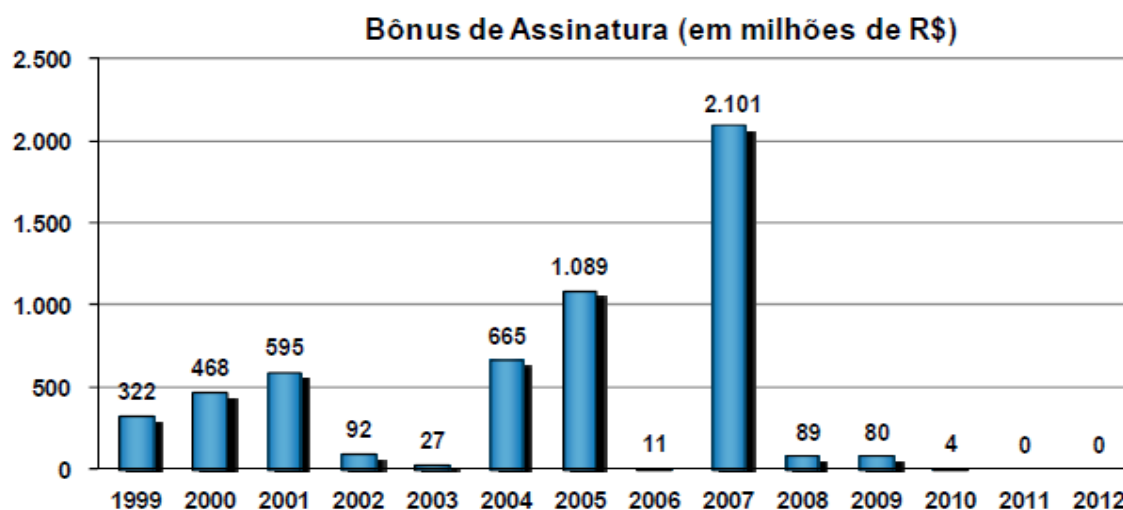


Figura III.3 Bônus de assinatura no regime de concessão

Nos anos de 2008, 2009 e 2010, as arrecadações do Estado referentes à produção de petróleo e gás natural pela Petrobras sob o regime de concessão foram de, respectivamente, R\$ 40,1 bilhões, R\$ 31,4 bilhões e R\$ 37,1 bilhões, conforme mostrado na Tabela III.1.

Tabela III.1 Participação governamental relativa à produção da Petrobras

P e t r o b r a s			
	2 0 0 8	2 0 0 9	2 0 1 0
Royalties + Part. Esp. (b i l h õ e s d e R \$)	2 1 , 6	1 6 , 4	1 9 , 6
IR + CSLL (b i l h õ e s d e R \$)	1 6	8 , 8	1 2 , 2
Dividendos para União + Entes Federais (b i l h õ e s d e R \$)	2 , 5	6 , 2	5 , 6
Participação governamental (PG) (b i l h õ e s d e R \$)	4 0 , 1	3 1 , 4	3 7 , 4

Nesses mesmos anos, as receitas líquidas da Petrobras foram de, respectivamente, R\$ 110,4 bilhões, R\$ 63,0 bilhões e R\$ 80,8 bilhões, conforme mostrado na Tabela III.2. Dessa forma, as participações governamentais foram de, respectivamente, 40%, 50% e 46%.

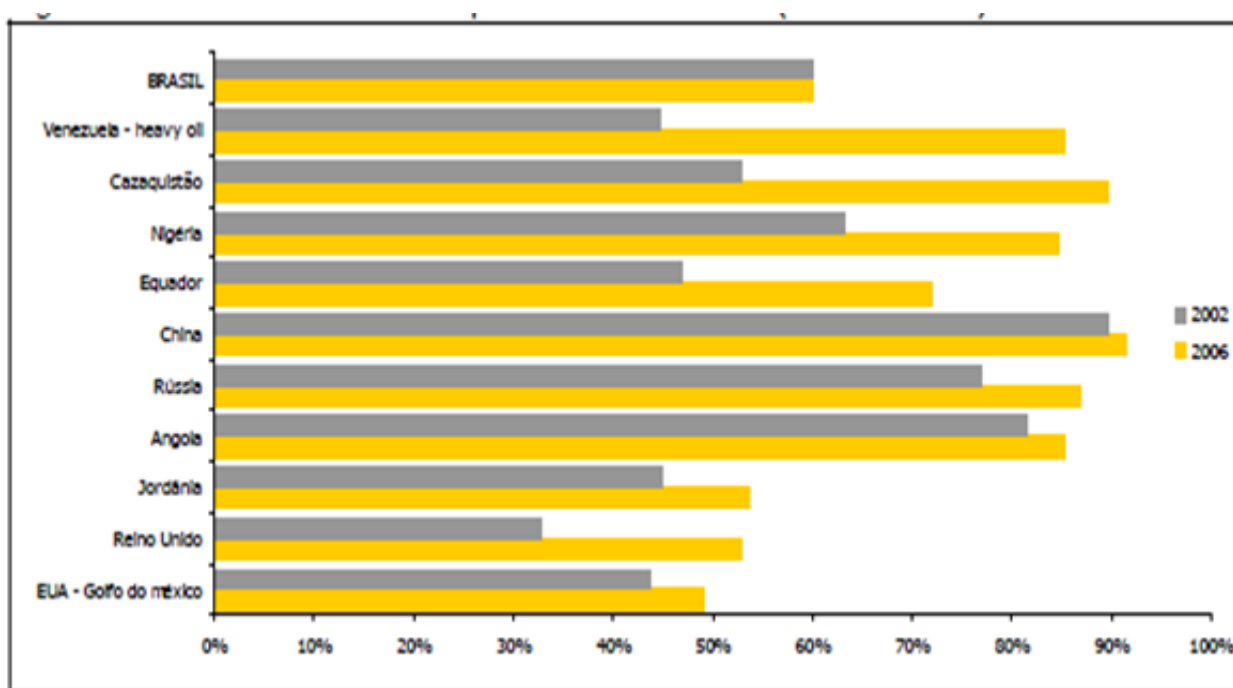
Calcula-se, a seguir, a participação do governo brasileiro por barril. Nos anos de 2008, 2009 e 2010, as receitas brutas foram de, respectivamente, R\$ 112,23 bilhões, R\$ 76,67 bilhões e R\$ 93,53 bilhões. Assim, as participações do governo brasileiro por barril foram de, respectivamente, 35,73%, 40,95% e 39,99%. Em termos comparativos, nos anos de 2009, 2010 e 2011, as participações do governo norueguês por barril foram de, respectivamente, 85,5%, 76,3% e 79,3%⁵. Observa-se, então, que a participação do Estado brasileiro no resultado da exploração petrolífera é cerca de metade da participação do Estado norueguês.

Tabela III.2 Relação entre a participação governamental e a receita líquida relativa à Petrobras

P e t r o b r a s			
	2 0 0 8	2 0 0 9	2 0 1 0
Produção de petróleo equivalente (Bilhões de barris)	0 , 6 4 0	0 , 6 8 8	0 , 7 2 4
Preço médio do barril (US\$)	9 5 , 3	5 6 , 0	7 3 , 4
Custo de extração do barril (US\$)	1 0	1 0	1 0
Taxa de câmbio Ptax - Venda (R\$ / US\$)	1 , 8 4	1 , 9 9	1 , 7 6
Receita líquida (RL) (bilhões de R\$)	1 0 0 , 4	6 3 , 0	8 0 , 8
Participação governamental (PG) (bilhões de R\$)	4 0 , 1	3 1 , 4	3 7 , 4
Relação PG / RL	4 0 %	5 0 %	4 6 %

⁵ Informação obtida no endereço eletrônico <http://eiti.org/blog/what-eiti-reports-do-and-don-t-tell-us-about-oil-deals>. Acesso no dia 22 de julho de 2013.

A Figura III.4 mostra a participação governamental na renda petrolífera em vários países comparando-se os anos de 2002 e 2006, conforme dados apresentados pela ANP. Em países exportadores de petróleo, como Angola, Rússia e Venezuela, entre outros, a participação governamental é maior que 80%. Na China, a participação governamental é superior a 90%. A participação governamental teórica no Brasil mostrada na Figura III.4 é da ordem de 60%. No entanto, conforme mostrado na Tabela III.2, a participação governamental efetiva é da ordem de 40% a 50%. Portanto, a participação governamental efetiva é cerca de 30% menor que a participação governamental teórica.



Fonte: ANP

Figura III.4 Aumento da *participação* governamental na renda petrolífera

Essa diferença decorre do fato de que muitos artifícios contábeis são utilizados para se pagar menos IRPJ e CSLL. O planejamento tributário realizado de forma ética é uma prática legal e que se baseado no instituto da elisão fiscal pode reduzir ou retardar o pagamento desses tributos.

Dessa forma, a participação governamental, na prática, acaba sendo menor. Pode-se argumentar que, no caso da Petrobras, a área de abastecimento, por exemplo, reduz a participação governamental em razão de prejuízos com importação. Isso explica apenas parte do

problema. Para demonstrar isso, analisam-se, a seguir, os casos da Petrobras e da mineradora Vale S.A. no ano de 2012.

Antes de se entrar nos cálculos teóricos e efetivos das participações governamentais, é importante que se mencione que o custo médio de extração de petróleo no Brasil sem essas participações é de cerca de R\$ 30 por barril⁶, conforme mostrado na Figura III.5.

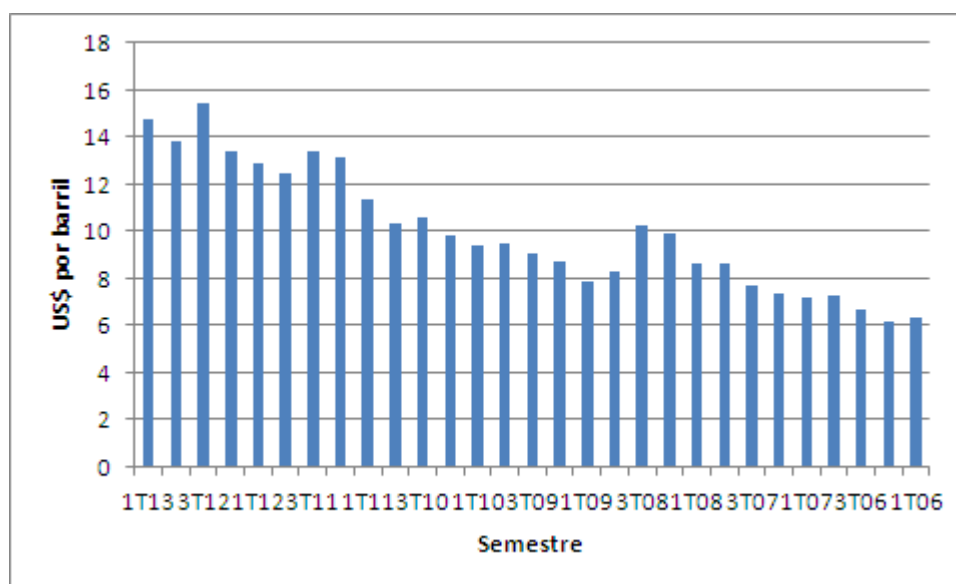


Figura III.4 Custo de extração no Brasil

Em teoria, no ano de 2012, a participação governamental paga pela Petrobras teria sido de 52,14%, apurada da seguinte forma:

- receita bruta: R\$ 144,59 bilhões;
- custo de extração: R\$ 30 por barril;
- produção: 2,355 milhões de barris de petróleo equivalente por dia;
- receita líquida antes de royalties e participação especial: R\$ 118,80 bilhões;
- royalties: R\$ 14,46 bilhões;

⁶ Informação obtida no endereço eletrônico <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/custos-e-tributos/custo-de-extracao-e-refino-no-brasil/custo-de-extracao-e-refino-no-brasil.htm>. Acesso no dia 23 de julho de 2013.

- receita líquida depois de royalties: R\$ 104,34 bilhões;
- alíquota média ponderada da participação especial: 17,45%;
- participação especial teórica: R\$ 18,20 bilhões
- IRPJ e CSLL teóricos: R\$ 29,99 bilhões.

O total da participação governamental seria, então, R\$ 61,95 bilhões, o que corresponde a uma participação governamental teórica de 52,14% da receita líquida de R\$ 118,80 bilhões.

Na prática, no entanto, a participação governamental paga pela Petrobras foi de 33,68%, apurada da seguinte forma:

- royalties: R\$ 14,46 bilhões (não houve diferença);
- participação especial: redução de R\$ 18,20 bilhões para R\$ 15,86 bilhões;
- IRPJ e CSLL: redução de R\$ 29,99 bilhões para R\$ 6,79 bilhões.

Dessa forma, a participação governamental efetivamente paga pela Petrobras foi de R\$ 37,12 bilhões, o que corresponde a uma participação governamental efetiva de 31,24%. Em 2012, foram pagos dividendos de R\$ 6,187 bilhões. Como a União e outros entes federais detêm 47% do capital social da Petrobras, eles receberam cerca de R\$ 2,91 bilhões de dividendos.

Isso eleva a participação governamental para R\$ 40,02 bilhões, o que corresponde a 33,69% da receita líquida de R\$ 118,80 bilhões.

Vamos supor que o IRPJ e a CSLL da área de exploração e produção fosse igual ao do ano de 2011, equivalente a R\$ 20,86 bilhões. Descontando-se proporcionalmente a dedução desses impostos de R\$ 6,92 bilhões referente ao Corporativo, o valor efetivamente pago teria sido de R\$ 17,31 bilhões. Ainda assim, a participação governamental efetiva seria de R\$ 47,63 bilhões, o que corresponde a 40,09% de participação governamental efetiva.

Análise semelhante pode ser aplicada à principal empresa brasileira do setor mineral. Em tese, a participação governamental paga pela Vale seria composta pelos seguintes percentuais:

- Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais (CFEM): 2% para o minério de ferro;
- IRPJ e CSLL: 34%.

Em 2012, a Vale vendeu cerca de 35 milhões de toneladas de minério de ferro e pelotas para o mercado interno e da ordem de 303 milhões de toneladas para o mercado externo, o que totalizou um venda de 338 milhões de toneladas. Nesse ano, a receita bruta da Vale com minério de ferro e pelotas foi de US\$ 48,8 bilhões.

O custo de todos os minérios e metais vendidos pela Vale foi de US\$ 20,51 bilhões. Dessa forma, a receita líquida da Vale com minério de ferro foi de, no mínimo, US\$ 28,29 bilhões. A despesa teórica com a CFEM seria de aproximadamente US\$ 566 milhões.

Excluída a CFEM, a receita líquida seria de US\$ 27,72 bilhões. A título de IRPJ e CSLL deveriam ter sido pagos 34%, ou seja, US\$ 9,43 bilhões, apenas em decorrência do lucro líquido com o minério de ferro.

A participação governamental teórica relativa ao minério de ferro seria de US\$ 566 milhões de CFEM mais US\$ 9,43 bilhões de IRPJ e CSLL, o que corresponderia a 36,06% da receita líquida de US\$ 27,72 bilhões.

No entanto, consultando-se o relatório da Vale para o ano de 2012, observa-se um pagamento de US\$ 519 milhões de CFEM e de US\$ 1,238 bilhão de IRPJ. Não se encontrou a discriminação da CSLL, que, estimada a partir do IRPJ, deve ter sido da ordem de US\$ 446 milhões. Dessa forma, a participação governamental efetiva foi de US\$ 2,20 bilhões para uma receita líquida de US\$ 27,72 bilhões, o que representa 7,94%.

Observa-se, então, que, houve uma redução da participação governamental teórica de 36,06% para uma participação governamental efetivamente paga de 7,94%.

Conclui-se, assim, que a participação governamental efetivamente paga por essas duas empresas é bem menor que a teoricamente veiculada pela imprensa e, no caso da Petrobras, pela própria ANP.

III.2 Participações governamentais no regime de partilha de produção

O regime de partilha estabelecido na Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, inova em vários sentidos em relação aos regimes de partilha de produção existentes no mundo. Em geral, a lei estabelece uma política pública para percentual mínimo do excedente em óleo que cabe ao Estado, o que não está previsto nessa Lei. Também não se prevê um limite para recuperação do custo em óleo por parte do contratado.

Como não há limite para o custo em óleo a ser recuperado pelo contratado, como os royalties pagos pelo contratado seriam correspondentes a um volume de óleo apropriado pelo próprio contratado e como não foi estabelecido um percentual mínimo do excedente em óleo para a União, a arrecadação do Estado no regime de partilha pode ser menor que a decorrente do regime de concessão estabelecido pela Lei nº 9.478/1997 e pelo Decreto nº 2.705/1998.

Outra inovação do regime brasileiro de partilha de produção foi estabelecer a Petrobras como operadora única do Pré-Sal e de áreas estratégicas, além de essa empresa ter uma participação mínima de 30% no consórcio a ser formado para a exploração dos campos. Essa inovação também é estranha ao conceito de partilha de produção adotado no mundo.

A grande vantagem do regime de partilha de produção é justamente o fato de o Estado não precisar ser investidor nem correr riscos, como ocorre nos contratos do tipo *joint venture* ou de serviços, e, mesmo assim, ficar com a maior parte do excedente em óleo ou seu equivalente monetário, com critérios estabelecidos em lei. Nesse sentido, o "regime brasileiro de partilha" assemelha-se mais a um regime do tipo *joint venture*.

Também é importante destacar o fato de que, no regime brasileiro de partilha de produção, a União não poderá receber o equivalente monetário de sua fração do excedente em óleo. Essa é outra característica que também não é comum. Dessa forma, a União fica obrigada a receber o petróleo fisicamente e a comercializá-lo. Registre-se que a gestão dessa comercialização caberá à Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA, empresa pública cuja autorização para criação foi objeto da Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010.

Ressalte-se, também, que a Lei nº 12.351/2010 sequer havia estabelecido a alíquota de royalties relativa ao regime de partilha de produção. Isso foi feito pela Lei nº 12.734, de 30 de novembro de 2012.

A Tabela III.3 mostra um quadro comparativo entre o regime de partilha de produção convencional e o modelo de partilha de produção brasileiro.

Tabela III.3 Comparação entre o regime de partilha convencional e o brasileiro

Pontos importantes	Regime de partilha de produção convencional	Regime brasileiro de partilha de produção
Parcela do excedente em óleo da União	Critérios estabelecidos em lei	Critérios não estabelecidos em lei
Limite para a recuperação dos custos pelo contratado	Critérios estabelecidos em lei	Critérios não estabelecidos em lei
Royalties	Não é cobrado em muitos países, visto que a receita do estado é garantida por um limite para recuperação do custo em óleo e por uma parcela do excedente em óleo	Estabelecido em lei, à alíquota de 15%, mas ao contratado é assegurado um volume de produção correspondente
Petrobras como operadora única e como investidora obrigatória	Inovação estranha ao conceito de partilha de produção, visto que, nesse regime, o objetivo do estado é ficar com a maior parte do excedente em óleo sem investir e sem correr riscos	Estabelecido em lei
Órgão regulador como uma das partes do contrato	Não é comum, visto que cabe ao órgão regulador fiscalizar o contrato, e nunca ser parte. O normal é que uma empresa pública seja uma das partes do contrato	Em áreas não estratégicas, o órgão regulador é parte do contrato. No Pré-Sal, o MME é parte no contrato, e não a PPSA
Petróleo ou equivalente monetário	O estado opta por receber o petróleo físico ou o equivalente monetário do excedente em óleo da União	Estabelecido em lei que a União tem que receber o petróleo. A PPSA vai ser responsável pela gestão dos contratos de comercialização desse petróleo

Também é importante ressaltar que o excedente em óleo da União previsto no regime de partilha de produção é similar à participação especial no regime de concessão. No entanto, como já mencionado, ao contrário do que ocorre com a participação especial no regime de concessão, no regime de partilha de produção não existe uma política pública para a definição do percentual do excedente em óleo da União.

No regime de concessão em grandes campos como os maiores do Pré-Sal, a participação especial tende a 40% da receita líquida. Dessa forma, a principal diferença entre os dois regimes seria a alíquota de royalties de 15% no regime de partilha, enquanto no regime de concessão essa alíquota é de 10%.

Em tese, no regime de partilha de produção, a participação governamental paga pelos contratados, admitido um excedente em óleo da União de 40%, poderia ser calculada partindo-se para uma situação hipotética de que a produção da Petrobras em 2012 teria ocorrido nesse regime. O percentual teórico dessa participação poderia ser apurado da seguinte forma:

- receita bruta: R\$ 144,59 bilhões;
- custo de extração: R\$ 30 por barril;
- produção: 2,355 milhões de barris de petróleo equivalente por dia;
- receita líquida antes de royalties e participação especial: R\$ 118,80 bilhões;
- royalties de 15%: R\$ 21,69 bilhões;
- receita líquida depois de royalties: R\$ 97,12 bilhões;
- excedente em óleo da União: 40%;
- excedente em óleo da União: R\$ 38,85 bilhões
- IRPJ e a CSLL teóricos: R\$ 19,81 bilhões.

O total da participação governamental seria, então, R\$ 80,34 bilhões, o que corresponde a uma participação governamental teórica de 67,63% da receita líquida de R\$ 118,80 bilhões.

Na prática, contudo, a participação governamental paga pela Petrobras, no regime de concessão, reduziu-se de 52,14% para 40,09%, o que corresponde a um decréscimo de 30%, já computados os dividendos.

Dessa forma, a participação governamental efetivamente paga pelos contratados sob o regime de partilha de produção poderá ser reduzida de 67,63% para 52,02%.

Se o excedente em óleo da União for de 60%, o total da participação governamental seria de R\$ 93,16 bilhões, o que corresponde a uma participação governamental teórica de 78,42% da receita líquida de R\$ 118,80 bilhões.

Assim, a participação governamental efetivamente paga pelos contratados sob o regime de partilha de produção poderá ser reduzida de 78,42% para 60,33%.

Diante do exposto, as áreas de grande potencial e grande rentabilidade do polígono do Pré-Sal a serem licitadas sob o regime de partilha de produção deveriam estar sujeitas ao pagamento de um excedente em óleo para a União de, no mínimo, 60%, para que haja compatibilidade com os países exportadores de petróleo.

Em áreas extraordinárias, já descobertas, já submetidas à sísmica 3D em profundidade e já testadas, como Libra, o excedente em óleo da União deveria ser de 73%. Esse excedente geraria uma participação governamental de 85,43%, o que representa um retorno por barril de 70,20%. Ainda assim, o Brasil estaria bem abaixo do retorno médio por barril de 80% que é pago pelas empresas petrolíferas ao governo norueguês.

Outra opção para o governo para maximizar a participação governamental seria a adoção de contratos de prestação de serviços, uma vez que o risco em Libra tende a zero.

IV – ANÁLISE DO FUNDO SOCIAL

Além de introduzir o regime de partilha de produção, a Lei nº 12.351/2010 criou o Fundo Social com a finalidade de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos.

De acordo com essa Lei, constituem recursos do Fundo Social parcela do valor do bônus de assinatura referente aos contratos de partilha de produção; parcela dos royalties que cabe à União, deduzidas aquelas destinadas aos seus órgãos específicos; receita advinda da comercialização de petróleo e gás natural; os royalties e a participação especial das áreas localizadas no Pré-Sal contratadas sob o regime de concessão destinados à administração direta da União; os resultados de aplicações financeiras.

É difícil estimar o valor do bônus de assinatura no regime brasileiro de partilha de produção em razão de a Petrobras ser a única operadora, de muitas áreas do Pré-

Sal já estarem em regime de concessão e de cessão onerosa, e de a cadeia produtiva do setor petrolífero nacional estar funcionando no nível máximo de sua capacidade⁷.

Em uma situação mais favorável, o prospecto de Libra poderia gerar bônus de assinatura de R\$ 20 bilhões⁸, mas, no contexto mencionado, é provável que isso não ocorra.

A Lei nº 12.351/2010 não estabelece para o regime de partilha de produção uma política pública para a definição do excedente em óleo que cabe à União nem sequer um percentual mínimo.

Dessa forma, é praticamente impossível fazer qualquer estimativa da receita da União decorrente da comercialização de petróleo e gás natural, pois essa receita dependerá do percentual do excedente em óleo que a ela cabe.

No curto prazo, os principais recursos do Fundo Social seriam os royalties e a participação especial das áreas localizadas no Pré-Sal contratadas sob o regime de concessão destinados à administração direta da União e a parcela dos bônus de assinatura dos futuros contratos de partilha de produção. A partir de 2019, o excedente em óleo da União referente à área de Libra poderá ser a principal fonte de recursos para o Fundo Social.

O Decreto nº 7.657/2011 estabeleceu a regra de transição de que trata a Lei nº 9.478/1997 e destina ao Fundo Social royalties e participação especial advindos de campos do Pré-Sal que iniciaram a produção comercial depois de 31 de dezembro de 2009. Assim, os recursos destinados ao Fundo Social têm sido baixos.

É importante ressaltar que a Lei nº 12.35/2010 dispõe que os recursos do Fundo Social para aplicação nos programas e projetos poderão ser apenas os resultantes do retorno sobre o capital. Como os investimentos e aplicações serão destinados preferencialmente a ativos no exterior, os investimentos na área social com recursos do Fundo Social deverão ser muito reduzidos.

O Fundo Social, da forma como foi concebido, é de fato um fundo soberano, sendo que sua função social ficou restrita basicamente à sua denominação.

⁷ Informação obtida no endereço eletrônico <http://www.valoronline.com.br/impresso/petrobras/2062/347617/licitacao-acelerada-do-pre-sal-pode-levar-a-desindustrializacao>. Acesso no dia 7 de dezembro de 2010.

⁸ Informação obtida no endereço eletrônico <http://clippingmp.planejamento.gov.br/cadastros/noticias/2010/9/14/governo-pode-arrecadar-r-20-bilhoes-com-primeiro-leilao-de-area-do-pre-sal>. Acesso no dia 7 de dezembro de 2010.

V – SUBSTITUTIVO APROVADO NA CÂMARA NO DIA 26 DE JUNHO DE 2013

Na tramitação do PL nº 323/2007 e seus apensados, o Relator, Deputado ANDRÉ FIGUEIREDO, deu especial atenção ao PL nº 5.500/2013, de autoria do Poder Executivo. Apesar de meritório, o texto original dessa proposição não representava uma fonte relevante de recursos para a área de educação no curto prazo, conforme será demonstrado neste estudo. Nesse contexto, o Relator da Câmara dos Deputados decidiu pela apresentação de um Substitutivo com importantes mudanças em relação ao texto original do PL nº 5.500/2013.

O art. 1º, I, do texto original destinava exclusivamente para a educação os royalties e a participação especial relativas a contratos de blocos localizados na plataforma continental, celebrados a partir de 3 de dezembro de 2012.

Os blocos sob o regime de concessão dificilmente contarão com unidades estacionárias de produção antes de um período de dez anos. No caso do regime de partilha de produção, a já citada área de Libra deverá contar com unidades estacionárias de produção a partir do ano de 2019, segundo informações da Diretora-Geral da ANP.

O art 1º, II, destinava 50% do retorno sobre o capital do Fundo Social exclusivamente para educação. A Tabela V.1 mostra os recursos que poderiam ser destinados para o Fundo Social, nos termos do Projeto de Lei nº 5.500/2013. Ao longo de dez anos, R\$ 241,56 bilhões seriam destinados a esse Fundo. Chegou-se a esse valor a partir das hipóteses mencionadas a seguir.

Tabela V.1 Recursos destinados ao Fundo Social, em bilhões de Reais, nos termos do PL nº 5.500/2013

Ano	Royalties + Participação especial (concessão)	Royalties (cessão onerosa)	Bônus* (partilha)	Excedente em óleo	Total
2013	1,60	0,00	10,00	0,00	11,6
2014	3,44	0,00	0,00	0,00	3,44
2015	5,42	0,00	10,00	0,00	15,42
2016	9,10	0,26	0,00	0,00	9,36
2017	11,28	0,80	10,00	0,00	22,08
2018	14,33	1,44	0,00	0,00	15,77
2019	18,02	2,00	10,00	6,00	36,02
2020	20,11	2,29	0,00	11,99	34,39
2021	19,61	2,29	10,00	17,99	49,89
2022	17,49	2,12	0,00	23,98	43,59
Total	120,40	11,20	50,00	59,96	241,56

*** Poderá não ser destinado ao Fundo Social.**

Admitiu-se que seriam instaladas, até o ano de 2022, quatro unidades estacionárias no campo de Libra sob o regime de partilha de produção, cada uma com capacidade para processar 150 mil barris de petróleo por dia. Assim, poderiam ser produzidos cerca de 600 mil barris de petróleo por dia nesse ano. Supôs-se um custo de extração de US\$ 15 por barril de petróleo equivalente e um excedente em óleo de 73% para a União e, consequentemente, 27% para o contratado.

Com esse excedente para a União, a participação governamental teórica chegaria a 85,3%. Assim, os recursos da União destinados ao Fundo Social a título de excedente em óleo totalizariam R\$ 59,96 bilhões de 2019 a 2022. Entretanto, é importante destacar que a participação governamental efetiva deverá ser bem menor que 85,3%, conforme demonstrado no capítulo III.

Esse excedente em óleo ainda é baixo, em razão das condições da área de Libra, onde já foram perfurados dois poços e realizada sísmica 3D em profundidade. Um dos poços perfurados detectou uma coluna de óleo de 326,4 metros em um excelente reservatório. Na média, Libra fica a 166 km da costa do Rio de Janeiro; sua área é de 1.458 quilômetros quadrados, em águas com profundidades variando entre 1,7 mil e 2,4 mil metros. A figura V.1 mostra a área de Libra.

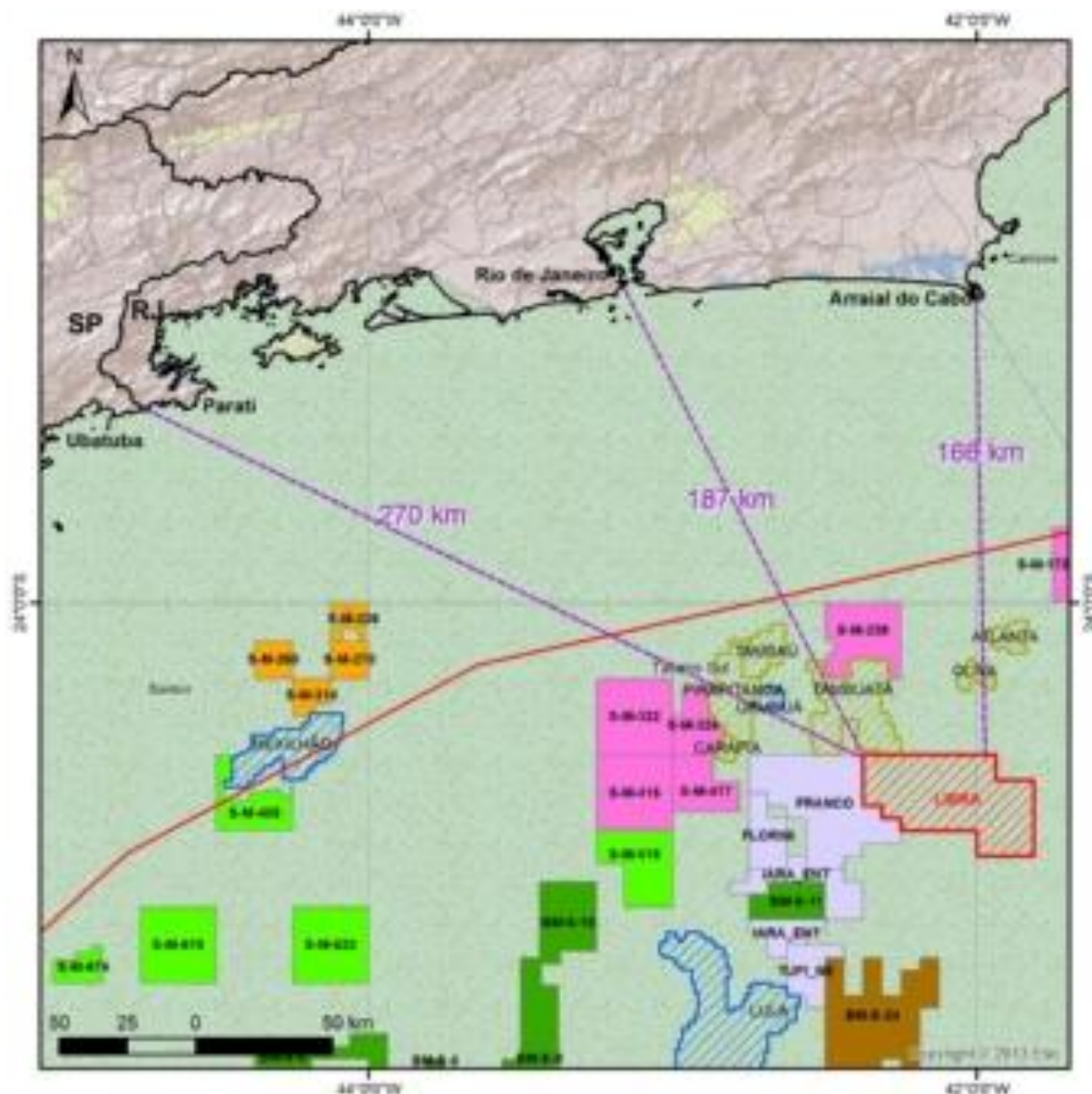


Figura V.1 Área de Libra

Segundo a Diretora-Geral da ANP, cada poço da área de Libra tem potencial para produção de até 25 mil barris de petróleo por dia, número que ainda é subestimado para alguns especialistas do setor⁹. Considerando-se um preço médio do barril de petróleo de US\$ 100, Libra pode gerar uma receita entre US\$ 800 bilhões a US\$ 1,2 trilhão.

Neste trabalho, supôs-se um bônus de assinatura de R\$ 10 bilhões a cada dois anos, a partir de 2013, totalizando um valor de R\$ 50 bilhões até o ano de 2022. De

⁹ Informação disponível no endereço eletrônico <http://oglobo.globo.com/economia/anp-preve-producao-do-pre-sal-no-campo-de-libra-partir-de-2019-8669418>. Acesso no dia 25 de junho de 2013.

acordo com a Diretora-Geral da ANP, apenas o campo de Libra poderia gerar um bônus de R\$ 30 bilhões¹⁰. Dessa forma, considera-se razoável a estimativa de R\$ 50 bilhões de bônus nos próximos dez anos, pois segundo a própria Diretora, seria recomendável realizar licitações no Pré-Sal a cada dois anos¹¹.

Os royalties e a participação especial de áreas já contratadas sob o regime de concessão, oriundos do horizonte geológico do Pré-Sal e destinados ao Fundo Social nos termos do art. 2º, poderiam chegar a R\$ 120,40 bilhões. Já os royalties do regime de cessão onerosa destinados ao Fundo Social chegariam a R\$ 11,20 bilhões.

Considerando-se um retorno sobre o capital do Fundo Social de 1% e os royalties sob o regime de partilha, cuja alíquota é 15%, os recursos que seriam destinados à educação poderiam chegar a R\$ 25,88 bilhões, conforme mostrado na Tabela V.2.

Como no ano de 2012 o Produto Interno Bruto - PIB foi da ordem de R\$ 4,4 trilhões, o valor destinado para a área de educação ao longo de dez anos, nos termos do texto original do Projeto de Lei nº 5.500/2013, representaria apenas 0,59% do PIB de um único ano.

O Substitutivo aprovado na Câmara dos Deputados ao Projeto de Lei nº 8.035/2010, que aprova o Plano Nacional de Educação para o decênio 2011-2020, indica, em conformidade com o que dispõe o art. 214, VI, da Constituição Federal, o estabelecimento de meta de aplicação de recursos públicos em educação como proporção do PIB.

Tabela V.2 Recursos destinados à educação, em bilhões de Reais, nos termos do texto original do Projeto de Lei nº 5.500/2013

Ano	Royalties (concessão)	Participação especial (concessão)	Royalties (cessão onerosa)	Royalties (partilha)	Retorno sobre o capital do Fundo Social	Total
2013	0	0	0	0	0,12	0,12
2014	0	0	0	0	0,15	0,15
2015	0	0	0	0	0,3	0,3
2016	0	0	0	0	0,4	0,4
2017	0	0	0	0	0,62	0,62
2018	0	0	0	0	0,78	0,78
2019	0	0	0	1,64	1,14	2,78
2020	0	0	0	3,29	1,49	4,78
2021	0	0	0	4,93	2	6,93
2022	0	0	0	6,57	2,45	9,02
Total	0	0	0	16,43	9,45	25,88

A proposta aprovada na Câmara prevê como meta ampliar o investimento público em educação pública de forma a atingir, no mínimo, o patamar de 7% do PIB do País no quinto ano de vigência do PNE e, no mínimo, o equivalente a 10% do PIB ao final do decênio (meta 20). O relatório preliminar da Comissão de Assuntos Econômicos -

¹⁰ Informação disponível no endereço eletrônico <http://oglobo.globo.com/economia/empresas-criticam-regras-para-pre-sal-8969623>. Acesso no dia 12 de julho de 2013.

¹¹ Informação obtida no endereço eletrônico <http://g1.globo.com/economia/noticia/2013/04/anp-recomenda-licitacoes-do-pre-sal-cada-dois-anos.html>. Acesso no dia 12 de julho de 2013.

CAE, do Senado Federal, de lavra do Senador José Pimentel, ressalta que “os recursos gerados pelo fundo (Social), especialmente no curto prazo, não equacionam a questão do financiamento do PNE. Daí ser necessário angariar recursos de novas fontes. Assim, contamos com os avanços no processo de discussão da MPV nº 592, de 2012”.

Observa-se, então, que o PL nº 5.500/2013, na forma como foi apresentado, destina baixíssimos recursos para a área de educação, em termos de PIB, nos próximos dez anos. Importa ressaltar que nesse projeto de lei não foram destinados recursos para a área de saúde.

Dessa forma, foram acatadas algumas emendas pelo Plenário da Câmara dos Deputados, no dia 26 de junho de 2013, e foram feitas outras alterações pelo relator de modo a aumentar os recursos destinados à área de educação, assim como para a área de saúde.

A Emenda nº 35, que destina parcela dos recursos para a área de saúde, foi aprovada parcialmente nos termos do Substitutivo. Com isso, parcela das receitas petrolíferas advindas das áreas com declaração de comercialidade posterior a 3 de dezembro de 2012, seriam obrigatoriamente destinadas às áreas de educação e saúde.

As Emendas nº 6 e nº 14, ao substituírem a expressão “dos recursos resultantes do retorno sobre o capital do Fundo Social” pela expressão “dos recursos do Fundo Social”, aprovadas integralmente, aumentam substancialmente as receitas.

Também foi aprovada a Emenda nº 13, que substitui a expressão “relativas aos contratos celebrados a partir de 3 de dezembro de 2012, sob os regimes de concessão e de partilha de produção” pela expressão “decorrentes de áreas cuja declaração de comercialidade tenha ocorrido a partir de 3 de dezembro de 2012, relativas a contratos celebrados sob os regimes de concessão, cessão onerosa e de partilha de produção”. Essa alteração também aumenta os recursos de forma significativa.

A Emenda nº 8, que retira dispositivo desnecessário, também foi aprovada.

A Emenda nº 17 mereceu especial acolhimento, pois ela permite que as compensações financeiras pela exploração de petróleo e gás natural possam custear despesas com manutenção e desenvolvimento da educação, inclusive as relativas a pagamento de professores diretamente vinculados ao ensino público.

O Substitutivo aprovado na Câmara dos Deputados também contempla outra importante fonte de recursos para a educação e saúde que é a participação da União, por meio da Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA, cuja criação foi autorizada pela Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, em acordos de individualização da produção de reservatórios localizados na área do Pré-Sal que se estendem de áreas contratadas para áreas não contratadas.

Essa individualização é conhecida na literatura técnica como unitização e está prevista na Lei nº 12.351/2010, nos seguintes termos:

“Art. 36. A União, representada pela empresa pública referida no § 1º do art. 8º e com base nas avaliações realizadas pela ANP, celebrará com os interessados, nos casos em que as jazidas da área do pré-sal e das áreas estratégicas

se estendam por áreas não concedidas ou não partilhadas, acordo de individualização da produção, cujos termos e condições obrigarão o futuro concessionário ou contratado sob regime de partilha de produção.

§ 1º A ANP deverá fornecer à empresa pública referida no § 1º do art. 8º todas as informações necessárias para o acordo de individualização da produção.

§ 2º O regime de exploração e produção a ser adotado nas áreas de que trata o caput independe do regime vigente nas áreas adjacentes.”

A Figura V.2 ilustra o processo de unitização. Nele, um consórcio de três empresas (A, B e C) tem o direito de explorar o reservatório que se estende por área da União a partir da formação de um novo consórcio com participação da empresa pública PPSA. Cabe a essa empresa arrecadar as receitas líquidas decorrentes da produção proporcionalmente ao percentual de óleo presente na área da União.

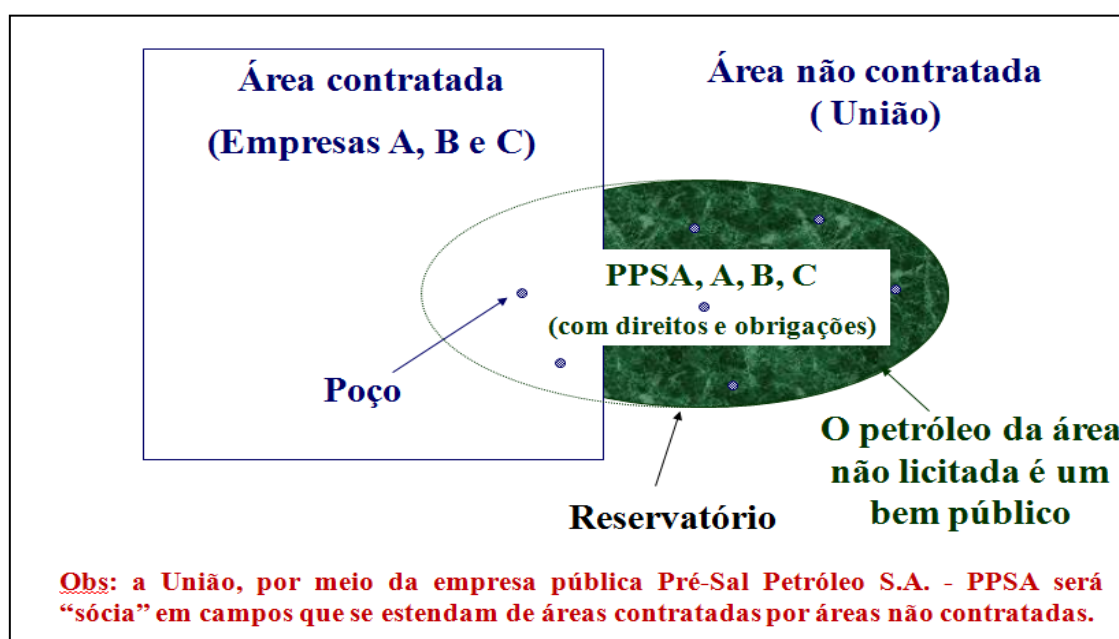


Figura V.2 Ilustração do processo de individualização da produção ou unitização

Nos termos do Substitutivo aprovado na Câmara dos Deputados no dia 26 de junho de 2013, áreas como Carcará (40%), Lula (2%) e Júpiter (20%), entre outras, destinariam receitas diretamente para a área de educação e saúde, pois apresentam um percentual do reservatório em área da União. Incluída a individualização da produção ou a unitização dessas áreas, recursos adicionais serão destinados a essas áreas. Importa registrar que o campo de Lula está em operação sem o devido processo de unitização.

Outro importante ponto do Substitutivo aprovado na Câmara dos Deputados no dia 26 de junho de 2013 foi o estabelecimento de um percentual mínimo do excedente em óleo a ser destinado à União. O art. 6º do Substitutivo estabelece que esse percentual não poderá ser inferior a 60%. Dessa forma, há uma garantia legal de destinação de significativos recursos para o Fundo Social e para essas áreas.

No regime de concessão, que vigorava com exclusividade no Brasil até a promulgação da Lei nº 12.351/2010, havia uma política pública para a participação governamental estabelecida pela legislação. A Lei nº 9.478/1997 dispunha sobre a alíquota de royalties e previa a cobrança da participação especial nos casos de campos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade.

Os critérios detalhados de pagamento da participação especial estão estabelecidos no Decreto nº 2.705/1998. Dessa forma, os concessionários e toda a sociedade brasileira sabem quais são as regras. As regras são claras e transparentes. De fato, para os casos como a área de Libra, a alíquota da participação especial pode apenas tender a 40%, o que geraria uma participação governamental muito baixa para o caso específico de Libra.

Na grande maioria dos países exportadores de petróleo, a participação governamental é, geralmente, superior a 85%. Na Noruega, o retorno governamental por barril é de cerca de 80%, o que pode gerar uma participação governamental de aproximadamente 90%.

Com a promulgação da Lei nº 12.351/2010, delimitou-se o polígono do Pré-Sal, onde as futuras licitações ocorrerão apenas sob o regime de partilha de produção. Evidentemente, existem áreas boas e áreas ruins nesse polígono.

O regime de concessão, apesar de prever uma baixa participação governamental, ajusta-se às áreas boas e às áreas ruins. Sob esse regime, a grande maioria dos campos não paga participação especial. No entanto, no caso dos campos maiores, essa participação varia de 0% a 40% da receita líquida.

No regime de partilha de produção, o excedente em óleo da União, de certa forma, substitui a participação especial do regime de concessão. Entretanto, sob o regime de partilha de produção, não existe uma política pública para a cobrança do excedente em óleo da União na Lei nº 12.351/2010, nem em nenhum decreto.

Tudo vai ser definido no edital. Existe uma flexibilidade total para o Poder Executivo. Isso não parece justificável. É importante que a política pública para a cobrança da participação governamental seja estabelecida em lei e detalhada em decreto.

Com a licitação de Libra, que deverá ocorrer no próximo mês de outubro, surgiu uma situação na qual poderá ser estabelecida uma parcela do excedente em óleo mínimo para a União inferior a 60%. Nesse caso específico, está sendo proposta uma parcela do excedente em óleo mínimo para a União de apenas 40%¹².

Se no caso de Libra o excedente em óleo mínimo para a União proposto é de 40%, em outras áreas corre-se o risco de esse excedente ser muito menor e, assim, gerar uma participação governamental menor que a do regime de concessão.

O ministro de Minas e Energia, Edison Lobão, afirmou que a União deveria ficar com, no mínimo, 50% dos lucros obtidos pelos consórcios na exploração de petróleo na área do pré-sal. "Mas esse número poderá ser 60%, 70% ou 80%, dependendo da

¹² Informação disponível no endereço eletrônico http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2013/RES_5_CNPE.pdf. Acesso no dia 12 de julho de 2013.

disponibilidade dos investidores", destacou o ministro, após participar do Congresso da Indústria 2009, promovido pela Federação das Indústrias do Estado de São Paulo¹³.

Também é importante mencionar a definição de contratos de partilha de produção, de acordo com a Wikipedia: *"Production sharing agreements (PSAs) are a common type of contract signed between a government and a resource extraction company (or group of companies) concerning how much of the resource (usually oil) extracted from the country each will receive. Production sharing agreements were first used in Bolivia in the early 1950s, although their first implementation similar to today's was in Indonesia in the 1960s. Today they are often used in the Middle East and Central Asia. In production sharing agreements the country's government awards the execution of exploration and production activities to an oil company. The oil company bears the mineral and financial risk of the initiative and explores, develops and ultimately produces the field as required. When successful, the company is permitted to use the money from produced oil to recover capital and operational expenditures, known as "cost oil". The remaining money is known as "profit oil", and is split between the government and the company, typically at a rate of about 80% for the government, 20% for the company. In some production sharing agreements, changes in international oil prices or production rate can affect the company's share of production."* (grifo nosso)

Assim sendo, até que se discuta uma política pública para o excedente em óleo para a União estabelecida em lei e detalhada em decreto, a exemplo do que ocorre no regime de concessão, seria importante manter, no Substitutivo aprovado na Câmara, um excedente em óleo para a União de, no mínimo, 60%.

Pelo que tem sido divulgado na imprensa, a próxima licitação sob o regime de partilha de produção ocorrerá apenas em 2015. Haverá, então, um grande intervalo de tempo para se discutir, no Congresso Nacional, uma política pública adequada e flexível para a definição de maneira clara e transparente da parcela do excedente em óleo da União.

A Tabela V.3 mostra uma estimativa de recursos destinados à educação e saúde, nos termos do Substitutivo aprovado na Câmara dos Deputados no dia 26 de junho de 2013. Observa-se um aumento de recursos destinados à educação e à saúde, nos próximos dez anos, de R\$ 25,88 para R\$ 261,44 bilhões.

Conforme mostrado na Tabela V.3, sob o regime de concessão, os royalties e a participação especial destinados ao Fundo Especial e os royalties e participação especial advindos de áreas cuja declaração de comercialidade ocorra a partir de 3 de dezembro de 2012 seriam de R\$ 105,64 bilhões até o ano de 2022.

Os royalties advindos das áreas sob o regime de cessão onerosa seriam de R\$ 37,33 bilhões, sendo totalmente destinados às áreas de saúde e educação.

Admitindo-se que os percentuais de 75% e 25% sejam regulamentados para o total dos recursos mostrados na Tabela V.3, R\$ 196,08 bilhões seriam destinados para a área de educação e R\$ 65,36 bilhões para a área de saúde, em acréscimo ao mínimo obrigatório previsto na Constituição Federal.

¹³ Informação disponível no endereço eletrônico

<http://www.fazenda.gov.br/resenhaeletronica/MostraMateria.asp?page=&cod=584624>. Acesso no dia 12 de julho de 2013.

É importante ressaltar, contudo, que a estimativa de R\$ 261,44 bilhões é conservadora. A Figura V.3 mostra uma queda na produção no horizonte geológico do Pré-Sal, tanto no regime de concessão quanto no regime de cessão onerosa, que não deve ocorrer. Deve haver, sim, um crescimento da produção.

Tabela V.3 Recursos destinados à educação e saúde, em bilhões de Reais, nos termos do Substitutivo aprovado na Câmara dos Deputados em 26/06/2013

Ano	Royalties + Participação especial (concessão)	Royalties (cessão onerosa)	Royalties + bônus* (partilha)	Excedente (partilha) + retorno	Unitização	Total
2013	0,80	0,00	5,00	0,06	0,29	6,15
2014	1,72	0,00	0,00	0,08	0,44	2,24
2015	2,71	0,00	5,00	0,15	0,58	8,44
2016	4,55	0,88	0,00	0,20	1,17	6,80
2017	7,78	2,66	5,00	0,31	1,31	17,06
2018	11,25	4,81	0,00	0,39	7,88	24,33
2019	15,86	6,67	6,64	3,57	7,88	40,62
2020	19,61	7,62	3,29	6,74	7,74	45,00
2021	20,98	7,62	9,93	10,00	7,59	56,12
2022	20,38	7,07	6,57	13,22	7,45	54,69
Total	105,64	37,33	41,43	34,71	42,33	261,44

* Poderá não ser destinado ao Fundo Social.

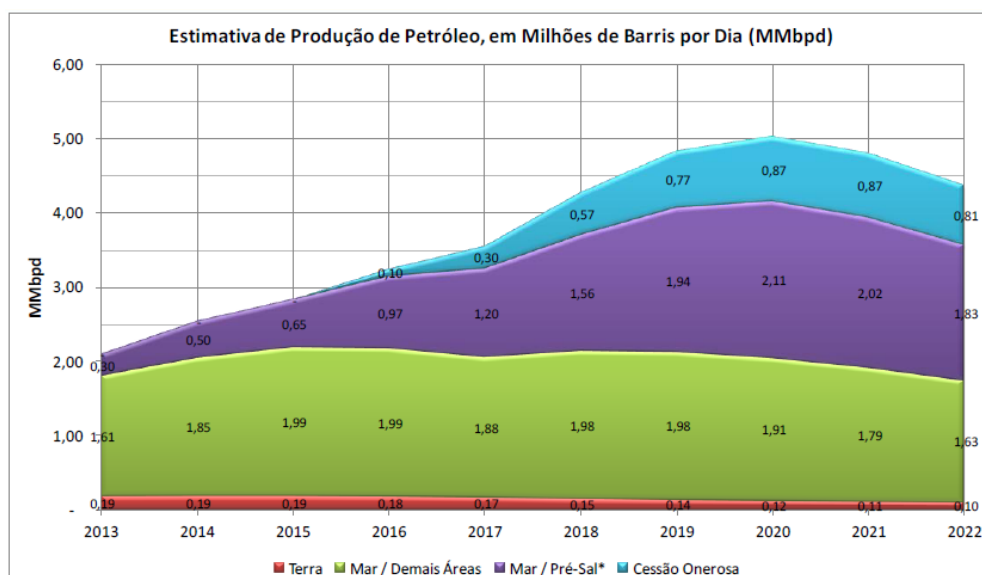


Figura IV.3 Evolução da produção de petróleo no Brasil

Admitindo-se que a taxa de crescimento da produção nesses regimes entre os anos de 2019 e 2020 seja mantida até o ano de 2022, ter-se-ia, nesse ano, uma produção de 1,11 milhão de barris por dia no regime de cessão onerosa e de 2,5 milhões de barris por dia no regime de concessão.

Isso geraria um importante aumento nos recursos destinados às áreas de educação e saúde, conforme mostrado na Tabela V.4.

É provável, então, que o Substitutivo aprovado na Câmara dos Deputados no dia 26 de junho de 2013 proporcione um aumento dos recursos destinados para as áreas de educação e saúde de R\$ 25,88 bilhões para R\$ 279,08 bilhões, quando comparado com o texto original do PL nº 5.500/2013.

Admitindo-se que os percentuais de 75% e 25% sejam regulamentados para o total dos recursos de R\$ 279,08 bilhões, conforme mostrado na Tabela IV.4, R\$ 209,31 bilhões seriam destinados para a área de educação e R\$ 69,77 bilhões para a área de saúde, em acréscimo ao mínimo obrigatório previsto na Constituição Federal.

Tabela V.4 Recursos destinados à educação e saúde, em bilhões de Reais, sem queda de produção, nos termos do Substitutivo aprovado na Câmara dos Deputados no dia 26/06/2013

Ano	Royalties + Participação especial (concessão)	Royalties (cessão onerosa)	Royalties + bônus* (partilha)	Excedente (partilha) + retorno	Unitização	Total
2013	0,80	0,00	5,00	0,06	0,29	6,15
2014	1,72	0,00	0,00	0,08	0,44	2,24
2015	2,71	0,00	5,00	0,15	0,58	8,44
2016	4,55	0,88	0,00	0,20	1,17	6,80
2017	7,78	2,66	5,00	0,31	1,31	17,06
2018	11,25	4,81	0,00	0,39	7,88	24,33
2019	15,86	6,67	6,64	3,57	7,88	40,62
2020	21,33	8,61	3,29	6,74	7,74	47,71
2021	24,82	9,73	9,93	10,00	7,59	62,07
2022	26,22	10,20	6,57	13,22	7,45	63,66
Total	117,04	43,56	41,43	34,72	42,33	279,08

* Poderá não ser destinado ao Fundo Social.

VI – SUBSTITUTIVO APROVADO NO SENADO NO DIA 2 DE JULHO DE 2013

O Substitutivo ao Projeto de Lei nº 323/2007 aprovado na Câmara dos Deputados no dia 26 de junho de 2013 recebeu, no Senado Federal, a identificação Projeto de Lei da Câmara - PLC nº 41/2013 e foi relatado pelo Senador EDUARDO BRAGA.

O Relator do Senado apresentou uma emenda substitutiva bastante diferente do texto aprovado na Câmara. O Substitutivo aprovado no Senado no dia 2 de julho de 2013 provocaria uma grande redução nos recursos destinados às áreas de educação e saúde. A Tabela VI.1 mostra os recursos destinados a essas áreas, nos termos do texto aprovado no Senado Federal.

Há uma diferença significativa entre a expectativa do total de receitas no período de 2013 a 2022. De acordo com o texto aprovado no substitutivo do Senado, as receitas seriam de R\$ 120,98 bilhões; com o Substitutivo aprovado na Câmara dos Deputados no dia 26 de junho, as receitas seriam de R\$ 279,08 bilhões. Para fundamentar essa afirmação, passa-se, a seguir, à análise das alterações aprovadas no Senado.

Tabela VI.1 Recursos destinados à educação e saúde, em bilhões de Reais, nos termos do texto aprovado no Senado Federal

Ano	Royalties + Participação especial (concessão)		Royalties (cessão onerosa)	Royalties (partilha)	Fundo Social	Total
	Declaração de Comercialidade já ocorrida (50% da parcela da União - educação)	Declaração de Comercialidade não ocorrida (União - educação e saúde)	Declaração de Comercialidade não ocorrida (União - educação e saúde)	Declaração de Comercialidade não ocorrida	50% dos rendimentos - educação e saúde	
2013	0,80	0,00	0,00	0,00	0,07	0,87
2014	1,72	0,00	0,00	0,00	0,09	1,81
2015	2,71	0,00	0,00	0,00	0,17	2,88
2016	4,55	0,00	0,26	0,00	0,23	5,04
2017	5,64	0,86	0,80	0,00	0,36	7,66
2018	7,17	1,63	1,44	0,00	0,45	10,69
2019	9,01	2,74	2,00	1,64	0,66	16,05
2020	10,94	4,15	2,59	3,27	0,86	21,81
2021	11,59	5,29	2,92	4,91	1,16	25,87
2022	11,26	5,98	3,06	6,59	1,41	28,30
Total	65,39	20,65	13,07	16,41	5,46	120,98

As principais alterações da emenda substitutiva aprovada no Senado Federal em relação ao texto aprovado na Câmara dos Deputados foram as seguintes:

- 1a)** com relação aos royalties e participação especial distribuídos para Estados e Municípios, substitui as áreas cuja declaração de comercialidade tenha ocorrido a partir de 3 de dezembro de 2012 para estabelecer como parâmetro os contratos celebrados a partir dessa data. Dessa forma, somente a partir de 2022, royalties e participação especial decorrentes de contratos de concessão em novas áreas marítimas deverão ser destinados às áreas de educação e saúde por esses entes da Federação;

- 2a)** destina apenas para a área de educação 50% dos royalties e da participação especial decorrentes da produção no horizonte geológico do Pré-Sal relativa a campos em operação comercial. Dessa forma, a área de saúde, no momento, receberá apenas 25% dos rendimentos do Fundo Social, valor praticamente desprezível. A área de saúde somente começará a receber maiores recursos a partir do momento que novas áreas começarem a ser declaradas comerciais;
- 3a)** destina às áreas de educação e saúde na proporção de 75% e 25%, respectivamente, 50% dos rendimentos dos recursos recebidos pelo Fundo Social, em vez do total dos recursos por ele recebidos. Dessa forma, parcela do bônus de assinatura e o excedente em óleo referentes aos contratos de partilha de produção não serão destinados às áreas de educação e saúde, a não ser pelos rendimentos;
- 4a)** retira a possibilidade de se destinar às áreas de educação e saúde recursos referentes a acordos de unitização celebrados entre a Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA e futuros concessionários ou contratados sob o regime de partilha de produção. Além disso, retira a obrigatoriedade de se informar à sociedade brasileira as estimativas de petróleo localizado em áreas da União referentes a reservatórios já descobertos por empresas operadoras e que se estendem por essas áreas. O óleo localizado na área da União é de todos os brasileiros. No entanto, a sociedade sequer sabe da sua existência. Nos termos do texto aprovado no Senado, a ANP deixa de ser obrigada a prestar essas informações, prejudicando totalmente a transparência e o direito à informação pelos cidadãos;
- 5a)** retira a garantia de se destinar, no mínimo, 60% do excedente em óleo para a União. No regime de concessão, que vigorava com exclusividade no Brasil até a promulgação da Lei nº 12.351/2010, havia uma política pública para a participação governamental estabelecida pela legislação. A Lei nº 9.478/1997 dispunha sobre a alíquota de royalties e previa a cobrança da participação especial nos casos de campos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade. Os critérios detalhados de pagamento da participação especial estão estabelecidos no Decreto nº 2.705/1998. Sob esse regime, a grande maioria dos campos não paga participação especial. No entanto, no caso dos campos maiores, essa participação varia de 0% a 40% da receita líquida. No regime de partilha de produção, o excedente em óleo da União, de certa forma, substitui a participação especial do regime de concessão. Entretanto, sob o regime de partilha de produção, não existe uma política pública para a cobrança do excedente em óleo na Lei nº 12.351/2010, nem em nenhum decreto. A Figura VI.1 mostra a participação governamental na renda petrolífera em vários países. Em países exportadores de petróleo, como Angola e Rússia, entre outros, a participação governamental é maior que 80%. Na China, a participação governamental é superior a 90%. Na Noruega, em 2009, o retorno do governo por barril foi de 85,5%¹⁴.

Em razão dessas alterações, estima-se que, nos próximos dez anos, os recursos da educação seriam reduzidos de R\$ 209,31 bilhões para R\$ 109,01 bilhões, enquanto os recursos da saúde seriam reduzidos de R\$ 69,77 bilhões para R\$ 11,97 bilhões.

¹⁴ Informação obtida no endereço eletrônico <http://citi.org/blog/what-citi-reports-do-and-don-t-tell-us-about-oil-deals>. Acesso no dia 3 de julho de 2013.

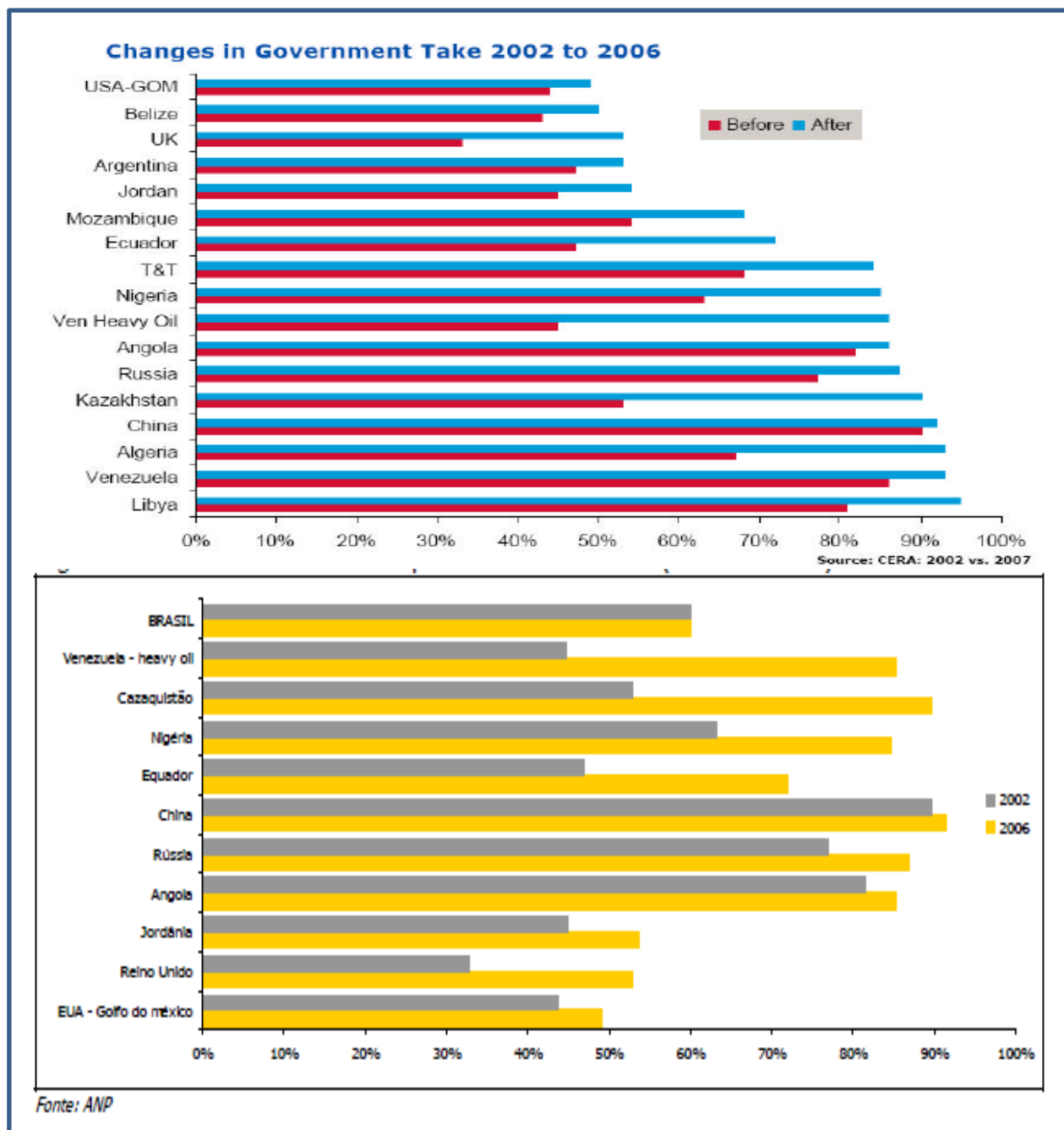


Figura VI.1 Participação governamental em vários países

VII. ANÁLISE COMPARATIVA A PARTIR DE DADOS DA ANP

A Liderança do Governo na Câmara dos Deputados enviou à Liderança do Partido Democrático Trabalhista - PDT uma planilha (ANP, 2013) contendo estimativa da distribuição das participações governamentais entre os beneficiários da União, nos termos do Substitutivo ao PLC nº 41/2013 aprovado no Senado Federal no dia 2 de junho de 2013, e uma desagregação das parcelas. A Tabela VII.1 mostra essas estimativas, enquanto a Tabela VII.2 mostra a desagregação das parcelas relativas à produção no mar.

Conforme mostrado na Tabela VII.1, R\$ 254,56 bilhões de participações governamentais poderão ser destinados à União em decorrência dos contratos de concessão e de cessão onerosa já celebrados. Desse total, R\$ 103,93 bilhões seriam destinados às áreas de educação e saúde, nos termos do Substitutivo aprovado no Senado Federal no dia 2 de julho de 2013.

De acordo com a Tabela VII.2, a ANP estima que, sob o regime de concessão, no horizonte geológico do Pré-Sal já com declaração de comercialidade, seriam arrecadados R\$ 220,77 bilhões. Nesse mesmo horizonte geológico, em áreas sem declaração de comercialidade seriam arrecadados R\$ 80,27 bilhões. Nas demais áreas marítimas sem declaração de comercialidade, seriam arrecadados R\$ 28,84 bilhões.

Nos demais campos marítimos com produção no Pós-Sal e com comercialidade declarada antes de 3 de dezembro de 2012, seriam arrecadados R\$ 254,77 bilhões.

Sob o regime de cessão onerosa, seriam arrecadados R\$ 37,34 bilhões.

Dessa forma, o total de participações governamentais arrecadado de 2013 a 2022 em decorrência da produção na plataforma continental seria de R\$ 621,99 bilhões.

Tabela VII.1 Estimativa da Distribuição das Participações Governamentais, em bilhões de Reais, entre os beneficiários da União, nos termos do Substitutivo do Senado ao PLC nº 41/2013, elaborada pela ANP

União – Beneficiários		Marinha	MCT	MME	MMA	Fundo Social	Educação e Saúde
2013	Royalties = 5%	1,28	0,00	0,00	0,00	0,12	0,12
	Royalties > 5%	0,94	1,57	0,00	0,00	0,43	0,24
	PE	0,00	0,00	5,36	1,34	0,39	0,39
2014	Royalties = 5%	1,47	0,00	0,00	0,00	0,21	0,21
	Royalties > 5%	1,09	1,81	0,00	0,00	0,61	0,42
	PE	0,00	0,00	6,06	1,52	1,12	1,12
2015	Royalties = 5%	1,57	0,00	0,00	0,00	0,27	0,30
	Royalties > 5%	1,16	1,94	0,00	0,00	0,74	0,60
	PE	0,00	0,00	6,93	1,73	2,02	2,02
2016	Royalties = 5%	1,52	0,00	0,00	0,00	0,40	0,60
	Royalties > 5%	1,12	1,87	0,00	0,00	0,97	1,19
	PE	0,00	0,00	6,35	1,59	3,64	3,75
2017	Royalties = 5%	1,35	0,00	0,00	0,00	0,45	0,99
	Royalties > 5%	0,99	1,65	0,00	0,00	1,08	1,98
	PE	0,00	0,00	5,19	1,30	4,48	5,52
2018	Royalties = 5%	1,38	0,00	0,00	0,00	0,50	1,53
	Royalties > 5%	1,01	1,68	0,00	0,00	1,15	3,07
	PE	0,00	0,00	4,61	1,15	5,10	7,81
2019	Royalties = 5%	1,36	0,00	0,00	0,00	0,53	2,02
	Royalties > 5%	0,99	1,65	0,00	0,00	1,20	4,04
	PE	0,00	0,00	3,97	0,99	5,36	10,60
2020	Royalties = 5%	1,32	0,00	0,00	0,00	0,50	2,25
	Royalties > 5%	0,97	1,61	0,00	0,00	1,14	4,51
	PE	0,00	0,00	3,61	0,90	5,22	12,40
2021	Royalties = 5%	1,25	0,00	0,00	0,00	0,45	2,20
	Royalties > 5%	0,91	1,52	0,00	0,00	1,03	4,40
	PE	0,00	0,00	3,64	0,91	4,70	12,47
2022	Royalties = 5%	1,14	0,00	0,00	0,00	0,40	2,02
	Royalties > 5%	0,83	1,39	0,00	0,00	0,91	4,03
	PE	0,00	0,00	3,19	0,80	4,03	11,13
Total = R\$ 254,56 bilhões		23,65	16,69	48,91	12,23	49,15	103,93

Tabela VII.2 Desagregação das parcelas, em bilhões de Reais, referentes à produção no mar, elaborada pela ANP

Ano			Demais áreas (concessão)		Pré-Sal (concessão)	
	Royalties e participação especial	Cessão Onerosa	D.C. após 03/12	D.C. antes de a 03/12	D.C. após 03/12	D.C. antes de 03/12
2013	5%	0,00	0,00	6,38	0,00	1,22
	> 5%	0,00	0,00	6,29	0,00	1,21
	PE	0,00	0,00	13,05	0,00	1,57
2014	5%	0,00	0,02	7,34	0,00	2,06
	> 5%	0,00	0,02	7,26	0,00	2,06
	PE	0,00	0,00	14,83	0,00	4,50
2015	5%	0,00	0,14	7,85	0,00	2,73
	> 5%	0,00	0,14	7,76	0,00	2,72
	PE	0,00	0,00	17,01	0,00	8,10
2016	5%	0,44	0,41	7,60	0,15	3,96
	> 5%	0,44	0,41	7,46	0,15	3,95
	PE	0,00	0,22	15,59	0,00	14,55
2017	5%	1,33	0,85	6,75	0,51	4,54
	> 5%	1,33	0,85	6,61	0,51	4,53
	PE	0,00	1,90	12,70	0,18	17,92
2018	5%	2,41	1,13	6,91	1,64	4,98
	> 5%	2,41	1,13	6,71	1,64	4,97
	PE	0,00	3,21	11,29	2,21	20,38
2019	5%	3,33	1,19	6,82	2,94	5,28
	> 5%	3,33	1,19	6,62	2,94	5,27
	PE	0,00	3,27	9,72	7,20	21,43
2020	5%	3,81	1,07	6,62	3,87	5,03
	> 5%	3,81	1,07	6,44	3,87	5,02
	PE	0,00	2,77	8,86	11,58	20,90
2021	5%	3,81	0,96	6,23	3,97	4,53
	> 5%	3,81	0,96	6,08	3,97	4,53
	PE	0,00	2,31	8,92	13,24	18,78
2022	5%	3,54	0,86	5,71	3,70	3,97
	> 5%	3,54	0,86	5,55	3,70	3,97
	PE	0,00	1,90	7,81	12,30	16,11
R\$ 621,99 bilhões		37,34	28,84	254,77	80,27	220,77
5% = royalties, > 5% = royalties, PE = participação especial, D.C. = Declaração de Comercialidade						

Nos termos do Substitutivo aprovado na Câmara dos Deputados no dia 26 de junho de 2013, seriam destinados diretamente para as áreas de educação e saúde os

royalties e a participação especial da União, Estados e Municípios referentes a áreas marítimas que ainda não tiveram declaração de comercialidade.

Dessa forma, as parcelas de R\$ 37,34 bilhões da cessão onerosa, R\$ 28,84 bilhões das demais áreas marítimas sem declaração de comercialidade e R\$ 80,27 bilhões do horizonte geológico do Pré-Sal sem declaração de comercialidade totalizariam R\$ 146,45 bilhões a serem destinados a essas áreas.

Via Fundo Social, o Substitutivo aprovado na Câmara dos Deputados no dia 26 de junho de 2013 destinaria, sem nenhuma regra de transição, metade dos royalties e da participação especial da União decorrentes do horizonte geológico do Pré-Sal em campos com comercialidade já declarada. Dessa forma, R\$ 47,54 bilhões seriam destinados às áreas de saúde e educação.

Assim sendo, seriam destinados às áreas de educação e saúde recursos de R\$ 146,45 bilhões, que acrescidos de R\$ 47,54 bilhões totalizariam R\$ 193,99 bilhões.

Observa-se, então, que apenas para as áreas já contratadas sob os regimes de concessão e cessão onerosa, o Substitutivo aprovado na Câmara dos Deputados no dia 26 de junho de 2013 destina às áreas de saúde e educação R\$ 90,06 bilhões (R\$ 193,99 bilhões – R\$ 103,93 bilhões) a mais que o Substitutivo aprovado no Senado Federal no dia 2 de julho de 2013.

Essa diferença decorre do fato de o Substitutivo do Senado considerar a declaração de comercialidade como critério para destinação dos recursos apenas para a parcela da União. Com isso, os Estados e Municípios não estarão obrigados a aplicar R\$ 90,06 bilhões nas áreas de educação e saúde nos próximos dez anos.

Ressalte-se, ainda, que o Substitutivo aprovado na Câmara dos Deputados no dia 26 de junho de 2013 destina adicionalmente para essas áreas R\$ 42,33 bilhões relativos à unitização e R\$ 29,98 bilhões de excedente em óleo.

Dessa forma, esse Substitutivo destina, no mínimo, R\$ 162,37 bilhões a mais para as áreas de educação e saúde que o Substitutivo aprovado no Senado.

Com relação ao excedente em óleo, como já mencionado, a área de Libra será licitada em outubro de 2013 e poderá estar produzindo a partir de 2018. Essa área é similar à de Franco e, segundo a Diretora-Geral da ANP, terão prazos similares. Franco, com volume recuperável de 3,056 bilhões de barris de petróleo, foi contratado em 2010 e contará, até 2018, com cinco unidades flutuantes de produção, estocagem e descarga - FPSOs.

Dessa forma, é razoável admitir que Libra, com volume recuperável de 8 a 12 bilhões de barris de petróleo, possa contar com quatro FPSOs até 2022. Nesse caso, em razão do excedente em óleo, mais recursos poderiam ser destinados às áreas de educação e saúde, nos termos do Substitutivo aprovado na Câmara dos Deputados no dia 26 de junho de 2013.

A Tabela V.1 mostra que recursos de R\$ 59,96 bilhões de excedente em óleo poderão ser destinados ao Fundo Social. Metade desse valor, ou seja, R\$ 29,98 bilhões seriam destinados a essas áreas.

A diferença de R\$ 162,37 bilhões entre o Substitutivo aprovado na Câmara no dia 26 de junho e o Substitutivo aprovado no Senado no dia 2 de julho de 2013 poderia ser acrescida de royalties e da participação especial decorrentes de campos marítimos comerciais localizados no polígono do Pré-Sal, de que trata a Lei nº 12.351/2010, que produzem no Pós-Sal e dos bônus de assinatura.

A partir dos dados da Tabela VII.1, esses campos destinariam R\$ 1,61 bilhão para o Fundo Social. Como 50% dos recursos recebidos pelo Fundo Social seriam destinados às áreas de educação e saúde nos termos do Substitutivo aprovado na Câmara dos Deputados no dia 26 de junho de 2013, uma parcela de R\$ 0,81 bilhão deve ser acrescentada aos recursos de R\$ 162,37 bilhões, o que totaliza R\$ 163,18 bilhões.

Se aos recursos de R\$ 163,18 bilhões forem acrescidos R\$ 25 bilhões referentes à parcela dos bônus de assinatura dos contratos de partilha de produção, a diferença entre os dois Substitutivos chegaria a R\$ 188,18 bilhões.

Desse modo, a diferença inicialmente estimada de destinação de recursos para as áreas de educação e saúde entre o Substitutivo aprovado na Câmara dos Deputados no dia 26 de junho de 2013 e o Substitutivo aprovado no Senado Federal no dia 2 de julho de 2013 estava na verdade subestimada, e não superestimada.

A Tabela VII.3 mostra que recursos de R\$ 237,10 bilhões poderiam ser destinados à educação e saúde, nos termos do Substitutivo aprovado na Câmara no dia 26 de junho de 2013, sem considerar excedente em óleo, royalties e bônus de assinatura.

Se somados o excedente em óleo de R\$ 29,98 bilhões e os royalties de R\$ 16,43 bilhões, referentes à produção na área de Libra, a destinação de recursos para as áreas de educação e saúde poderiam chegar a R\$ 283,51 bilhões.

Se metade dos bônus de assinatura dos contratos de partilha de produção fosse considerada, nos termos do Substitutivo aprovado na Câmara no dia 26 de junho de 2013, o total dos recursos destinados às áreas de educação e saúde chegariam a R\$ 308,51 bilhões, conforme mostrado na Tabela VII.4.

Tabela VII.3 Recursos destinados à educação e saúde, em bilhões de Reais, nos termos do Substitutivo aprovado na Câmara no dia 26 de junho de 2013, com dados da ANP para áreas já contratadas

Ano	Royalties + Participação Especial (concessão) Sem declaração de comercialidade	Royalties + Participação Especial (concessão) Com declaração de comercialidade	Royalties (cessão onerosa)	Fundo Social (demais áreas sob o regime de concessão)	Unitização	Total
	A partir de dados da ANP	A partir de dados da ANP	A partir de dados da ANP			
2013	0,00	0,76	0,00	0,09	0,29	1,14
2014	0,04	1,74	0,00	0,10	0,44	2,32
2015	0,28	2,84	0,00	0,09	0,58	3,79
2016	1,34	4,82	0,88	0,09	1,17	8,30
2017	4,80	5,84	2,66	0,09	1,31	14,70
2018	10,96	6,59	4,81	0,08	7,88	30,32
2019	18,73	6,94	6,67	0,08	7,88	40,30
2020	24,23	6,73	7,62	0,06	7,74	46,38
2021	25,41	6,05	7,62	0,06	7,59	46,73
2022	23,32	5,22	7,07	0,06	7,45	43,12
Total	109,11	47,53	37,33	0,80	42,33	237,10

Obs.: Computados o excedente em óleo, os royalties e os bônus de assinatura dos contratos de partilha de produção, o total destinado às áreas de educação e saúde aumentaria de R\$ 237,10 bilhões para R\$ 308,51 bilhões, nos próximos dez anos.

Tabela VII.4 Recursos destinados à educação e saúde, em bilhões de Reais, nos termos do Substitutivo aprovado na Câmara no dia 26 de junho de 2013

Ano	Concessão e cessão onerosa	Contratos de partilha de produção			Total
		Royalties	Excedente em óleo	Bônus	
2013	1,14	0,00	0,00	5,00	6,14
2014	2,32	0,00	0,00	0,00	2,32
2015	3,79	0,00	0,00	5,00	8,79
2016	8,30	0,00	0,00	0,00	8,30
2017	14,70	0,00	0,00	5,00	19,70
2018	30,32	0,00	0,00	0,00	30,32
2019	40,30	1,64	3,00	5,00	49,94
2020	46,38	3,29	6,00	0,00	55,67
2021	46,73	4,93	8,99	5,00	65,65
2022	43,12	6,57	11,99	0,00	61,68
Total	237,10	16,43	29,98	25,00	308,51

VIII – RECEITAS DO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

A grande diferença conceitual entre o Substitutivo aprovado na Câmara dos Deputados no dia 26 de junho de 2013 e o Substitutivo aprovado no Senado Federal no dia 2 de julho de 2013 com relação aos contratos futuros diz respeito ao diferente tratamento dado ao mínimo excedente em óleo que deve caber à União e como esse excedente deve ser utilizado.

O art. 6º do Substitutivo da Câmara dispõe que esse excedente não poderá ser inferior a 60% ao passo que o Substitutivo do Senado não estabelece nenhuma política pública para o excedente em óleo da União.

Com a licitação da área de Libra sob o regime de partilha de produção, que deverá ocorrer no próximo mês de outubro, surgiu uma situação emergencial na qual poderá ser estabelecida uma parcela do excedente em óleo mínimo para a União inferior a 60%. Nesse caso concreto, está sendo proposta uma parcela do excedente em óleo mínimo para a União de apenas 40%.

Até que se discuta uma política pública para o excedente em óleo para a União estabelecida em lei e detalhada em decreto, a exemplo do que ocorre no regime de concessão, julga-se importantíssimo manter, no Substitutivo ao Projeto de Lei nº 323/2007, um excedente em óleo para a União de, no mínimo, 60%.

A próxima licitação sob o regime de partilha de produção deverá ocorrer somente em 2015. Haverá, então, tempo suficiente para se discutir, no Congresso Nacional, uma política pública adequada e flexível para a definição de maneira clara e transparente da parcela do excedente em óleo da União.

No caso específico de Libra, um excedente em óleo da União de 60% é muito mais compatível com os padrões internacionais que 40%. Libra é a maior reserva já ofertada em um único leilão em todo o mundo e dadas as características do reservatório e volume recuperável o excedente de 60% para a União deverá atrair muitos investidores, principalmente chineses. Para se aproximar do “padrão norueguês” de um retorno do governo por barril de 80%, esse excedente poderia ser até maior.

Em Libra, de acordo com a Diretora-Geral da ANP, há expectativa de volume de 26 bilhões a 42 bilhões de barris óleo *in situ*, dos quais de 8 a 12 bilhões de barris são recuperáveis.

Ainda segundo ela, Marlim, maior campo produtor do Brasil, tem volume recuperável de dois bilhões de barris. O campo de Roncador tem 2,5 bilhões de barris. Nas palavras da Diretora-Geral da ANP, a área que será licitada é algo grande, que fala por si só. Equivale a esses dois campos e a muitos outros que existem no país juntos.

O volume recuperável de Libra pode chegar a cerca de 80% de todas as reservas provadas de petróleo do Brasil, que são de aproximadamente 16 bilhões de barris. O petróleo em Libra é leve, considerado de ótima qualidade.

Admitindo-se que Libra tenha um volume recuperável de 10 bilhões de barris e um valor de US\$ 105 por barril, a receita bruta dessa área pode chegar a US\$ 1,05 trilhão. Em razão da alta produtividade que os poços podem ter e da pequena distância da costa, cerca de 166 km, o custo de extração de Libra pode ser inferior a US\$ 15 por barril. Dessa forma, a receita líquida de Libra, sem considerar as participações governamentais, pode ser da ordem de R\$ 1,8 trilhão.

O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE publicou a Resolução nº 5, de 25 de junho de 2013, que definiu um percentual mínimo do excedente em óleo da União, na média do período de vigência do contrato de partilha de produção, de 40%, para o preço do barril de petróleo de US\$ 105.00.

Assim sendo, a participação estatal no resultado ou compensação financeira pela exploração de Libra será de 15% de royalties e de, no mínimo, 40% de excedente em óleo.

Em razão dos dados já mencionados, a receita bruta de Libra será da ordem de R\$ 2,1 trilhões. Deduzido o custo em óleo de R\$ 300 bilhões, a receita líquida, sem considerar os royalties e o excedente em óleo da União, seria de R\$ 1,8 trilhão. Deduzidos os

royalties de R\$ 315 bilhões, seria obtido o excedente em óleo total de R\$ 1,485 bilhão.

Ao contratado, caberia 60% do excedente em óleo total, o que corresponde a cerca de R\$ 891 bilhões. À União, caberia R\$ 594 bilhões.

Se o campo de Libra fosse explorado na Noruega, o retorno médio do governo por barril seria de 80,37% de R\$ 2,1 trilhões, o que corresponde a R\$ 1,688 trilhão. Assim, o governo norueguês arrecadaria R\$ 475,76 bilhões a mais que o governo brasileiro.

Pode-se argumentar que nesses cálculos não foram considerados o bônus de assinatura de R\$ 15 bilhões e os dividendos da Petrobras distribuídos para a União. No entanto, também não foram considerados os gastos com o agente comercializador do petróleo e do gás natural que a União receberá em alto mar.

A PPSA não tem e não terá infraestrutura para transportar e armazenar os hidrocarbonetos produzidos. Dessa forma, ela muito provavelmente contratará diretamente a Petrobras, dispensada a licitação, como agente comercializador e pagará por isso. Assim, a participação governamental líquida irá ser menor.

Nos termos do Substitutivo da Câmara, caberia à União um excedente em óleo de, no mínimo, R\$ 891 bilhões. Nesse caso, caberia ao contratado R\$ 594 bilhões.

Com relação ao excedente em óleo da União, tanto o Substitutivo da Câmara quanto o do Senado o destina ao Fundo Social. No entanto, o Substitutivo da Câmara possibilita a distribuição de 50% do excedente em óleo da União para os Estados e Municípios aplicarem em educação e saúde. O Substitutivo do Senado promove a integral capitalização do Fundo Social com o excedente em óleo da União.

Admitindo-se que o excedente em óleo da União seja de 40%, R\$ 594 bilhões serão destinados ao Fundo Social nos próximos trinta e cinco anos, que deverá ser o prazo do contrato de partilha de produção. É importante ressaltar, contudo, que somente a partir de 2019 deverá ser iniciada a geração de excedente em óleo da União.

Assim sendo, em razão da exploração de Libra, o Substitutivo da Câmara possibilitará distribuir R\$ 297 bilhões para governadores e prefeitos aplicarem, ao longo de trinta e cinco anos, nas áreas de educação e saúde; o Fundo Social será capitalizado com R\$ 297 bilhões. Já o Substitutivo do Senado capitalizará o Fundo Social com R\$ 594 bilhões.

Essa distribuição deverá ocorrer em razão de o Substitutivo da Câmara dispor que esses recursos serão destinados exclusivamente para a educação pública, com prioridade para a educação básica.

Se prevalecer o Substitutivo da Câmara com relação ao mínimo excedente em óleo da União de 60%, R\$ 891 bilhões serão destinados ao Fundo Social. Nos termos desse Substitutivo, R\$ 445,5 bilhões poderão ser distribuídos aos governadores e prefeitos para aplicação em saúde e educação. O Substitutivo do Senado destina a essas áreas apenas os rendimentos do Fundo Social, que deverão ser muito baixos.

IX – CONCLUSÕES

O Projeto de Lei nº 5.500/2013, apensado ao PL nº 323/2007, cuja tramitação iniciou-se na Câmara dos Deputados, produziria poucos efeitos práticos em termos de destinação de recursos para a área de educação nos próximos dez anos. Nesse período, os contratos sob o regime de concessão celebrados a partir de 2013 não deverão contar com sistemas definitivos de produção e a parcela de 50% do retorno sobre o capital do Fundo Social também não deverá representar importantes recursos para essa área.

O Relator dessa matéria na Câmara dos Deputados, Deputado ANDRÉ FIGUEIREDO, apresentou um Substitutivo que deu origem ao texto aprovado pelo Plenário dessa Casa no dia 26 de junho de 2013. Esse texto apresenta muitos aperfeiçoamentos em relação ao PL nº 5.500/2013 e, por isso, destina significativos recursos para as áreas de educação e saúde, aumentando a estimativa de receitas destinadas a essas áreas de R\$ 25,88 bilhões para R\$ 237,10 bilhões, sem considerar qualquer parcela do bônus de assinatura, do excedente em óleo e dos royalties sob o regime de partilha de produção.

Como é provável que a partir de 2019 comece haver a geração de excedente em óleo para a União e de royalties, o valor de R\$ 237,10 bilhões deverá aumentar para R\$ 283,51 bilhões. Com a parcela do bônus de assinatura, os recursos para as áreas de educação e saúde aumentariam para R\$ 308,51 bilhões.

No Senado Federal, o texto aprovado na Câmara dos Deputados foi relatado pelo Senador EDUARDO BRAGA, tendo sido objeto de alterações que alteraram sua estrutura. Nos termos do Substitutivo aprovado no Senado Federal, há uma redução de, pelo menos, R\$ 162,37 bilhões dos recursos destinados às áreas de educação e saúde, conforme abaixo discriminado:

- R\$ 90,06 bilhões: parcela dos Estados e Municípios a partir de dados da ANP;
- R\$ 42,33 bilhões: receitas de unitização;
- R\$ 29,98 bilhões: parcela do excedente em óleo.

Nessa redução de R\$ 162,37 bilhões, não foi considerada qualquer parcela do bônus de assinatura nem qualquer parcela de royalties e da participação especial dos reservatórios do Pós-Sal em operação comercial no polígono do Pré-Sal.

Computadas essas parcelas, a diferença de recursos destinados às áreas de educação e saúde entre o Substitutivo aprovado na Câmara dos Deputados no dia 26

de junho de 2013 e o Substitutivo aprovado no Senado Federal no dia 2 de julho de 2013 poderia chegar a R\$ 188,18 bilhões.

Ressalte-se, contudo, que a diferença de R\$ 29,98 bilhões entre os dois Substitutivos contempla apenas os próximos dez anos. Se prevalecer o Substitutivo da Câmara com relação ao mínimo excedente em óleo da União de 60% para a área de Libra, cerca de R\$ 891 bilhões serão destinados ao Fundo Social.

Esse excedente de 60% ainda pode ser considerado muito baixo para uma área como Libra, que já foi descoberta, já foi submetida à sísmica 3D em profundidade, já foi perfurada, já foi testada e tem cerca de 10 bilhões de barris recuperáveis de petróleo. Dessa forma, muitos investidores, principalmente chineses, teriam interesse em se associar com a Petrobras para a exploração dessa área.

Nos termos do Substitutivo da Câmara, que estabelece um mínimo excedente em óleo da União de 60%, R\$ 445,5 bilhões poderiam ser distribuídos para os governadores e prefeitos aplicarem em educação e saúde ao longo do período do contrato de partilha de produção de Libra, que é de trinta e cinco anos. O Substitutivo do Senado destina a essas áreas apenas os rendimentos do Fundo Social, que deverão ser muito baixos.

Esse valor de R\$ 445,5 bilhões que poderia ser distribuído para governadores e prefeitos, referente ao excedente em óleo gerado a partir de 2019, deverá ser acrescido de outras parcelas, uma vez que outras áreas, além de Libra, deverão ser licitadas sob o regime de partilha de produção nos próximos anos. Mesmo com um excedente em óleo da União de 40%, ao contrário do Substitutivo do Senado, o Substitutivo da Câmara destinaria R\$ 297 bilhões, advindos de 50% desse excedente, para as áreas de educação e saúde.

Nesse contexto, é importante esclarecer que o impacto sobre o saldo do Fundo Social ocasionado pelo art. 3º, combinado ao art. 2º, II, do Substitutivo do Senado em relação ao impacto ocasionado pelos dispositivos similares do Substitutivo da Câmara diz respeito apenas ao excedente em óleo e à eventual parcela do bônus de assinatura dos contratos de partilha de produção destinados a esse Fundo. O Substitutivo do Senado capitaliza integralmente o Fundo Social com esses recursos; o Substitutivo da Câmara capitaliza o Fundo Social com metade desses recursos e destina a outra metade às áreas de educação e saúde.

Ressalte-se, por fim, que, nos termos do Substitutivo do Senado, a área de saúde receberá, no momento, apenas 25% dos rendimentos do Fundo Social, valor praticamente desprezível, pois o inciso I do art. 3º contempla apenas a área de educação. Assim, a área de saúde somente começará a receber maiores recursos a partir do momento em que novas áreas começarem a ser declaradas comerciais.

Em razão das modificações feitas no Senado Federal, a matéria volta a ser discutida na Câmara dos Deputados.



REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Enviada ao MEC em 08_07_2013_Corte Segundo Substitutivo do Senado ao PLC 41_2013. Liderança do PDT, 10 de julho de 2013.