

Ministério de Minas e Energia

PRÉ-SAL

Perguntas e Respostas

Perguntas mais frequentes sobre o marco regulatório do Pré-Sal



Apresentação

A descoberta, em 2007, de acumulações de petróleo e gás natural em reservatórios situados na camada do Pré-Sal, uma área submersa que se estende do litoral do Espírito Santo ao de Santa Catarina, aponta para a existência de uma nova e extraordinária província petrolífera no Brasil, com imensos volumes recuperáveis.

Tendo em vista o potencial econômico e a importância estratégica dessa descoberta para o futuro do Brasil e dos brasileiros, Sua Excelência, o Presidente da República Luiz Inácio Lula da Silva, instituiu uma Comissão Interministerial com o objetivo de estudar e propor alterações necessárias na legislação relativa à exploração e à produção de petróleo e gás natural na nova província.

Ao final de agosto de 2009, a Comissão Interministerial concluiu sua missão, com a entrega, ao Senhor Presidente, da proposta de um novo marco regulatório para o setor petrolífero naquela nova província, encaminhada à apreciação do Congresso Nacional.

Com o objetivo de oferecer esclarecimentos sobre os diversos aspectos da proposta em análise, o Ministério de Minas e Energia elaborou o presente documento – Pré-Sal: Perguntas e Respostas –, disponibilizado a todos os interessados. A intenção é contribuir para o debate que se estabeleceu no País em torno de um novo e promissor cenário que se descortina para o Brasil.

Esse trabalho, também, tem por finalidade transmitir a importância da correta gestão de um bem tão precioso e estratégico para o Brasil, capaz de modificar a nossa base econômica e social e elevar o País a novos patamares na geopolítica mundial.

Espera-se que esta publicação, aberta a sugestões e contribuições, possa ser útil nesse debate, de interesse de todos os brasileiros.

Ministério de Minas e Energia



Sumário

I.	Contexto.....	7
II.	Pré-Sal e Outras Áreas Estratégicas.....	10
III.	Contratos de Concessão.....	13
IV.	Regime de Partilha de Produção.....	14
V.	Licitação.....	17
VI.	O Conselho Nacional de Política Energética–CNPE e o Ministério de Minas e Energia–MME no Regime de Partilha de Produção.....	18
VII.	A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis–ANP no Regime de Partilha de Produção.....	19
VIII.	Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A.–PETRO-SAL.....	21
IX.	A Petrobras no Regime de Partilha de Produção.....	23
X.	Consórcio.....	26
XI.	Individualização da Produção.....	27
XII.	Capitalização da Petrobras.....	28
XIII.	Participações Governamentais (Bônus, Royalties e Participação Especial).....	29
a.	Concessão.....	29
b.	Partilha de Produção.....	30
c.	Bônus de Assinatura.....	30
XIV.	Fundo Social.....	32
XV.	Desenvolvimento Nacional.....	33
XVI.	Comercialização.....	35
XVII.	Oitava Rodada.....	36
	Projetos de Leis do Novo Modelo Regulatório do Pré-Sal.....	37
	Siglas.....	37



I. Contexto

1. Por que o governo está propondo mudanças no modelo atual de E&P?

R: O atual marco legal para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural – E&P, regido pela Lei nº 9.478, de 1997, foi elaborado numa época em que o País era dependente da importação de petróleo para abastecimento do mercado doméstico, com grande impacto na balança comercial. O barril de petróleo situava-se na faixa dos 19 dólares. O risco exploratório no Brasil era considerado elevado.

Em 2007, a Petrobras anunciou a descoberta de petróleo e gás natural, com enorme potencial de reservas e boas perspectivas de recuperação, em reservatórios situados abaixo de uma espessa camada de sal na Bacia de Santos, especificamente na região denominada Pré-Sal. Com essas descobertas, o Brasil prepara-se para ser exportador líquido de petróleo e derivados, num cenário mundial que valoriza fornecedores confiáveis desses energéticos.

Nesse contexto, tornou-se necessária a busca de um modelo que possibilitasse a elevação das participações governamentais, com a manutenção da atratividade para os investidores e a redistribuição dos ganhos decorrentes da produção em favor de toda a sociedade.

O modelo estabelece uma política de desenvolvimento nacional e condições de sustentabilidade para esse desenvolvimento, de modo a evitar que o Brasil seja apenas um exportador de petróleo, sem agregar desenvolvimento e bem-estar para a população.

2. O modelo atual, de concessões, tornou-se inadequado?

R: Não. O modelo é adequado e reconhecido mundialmente pelos seus resultados em áreas com elevado risco exploratório. Ele possibilitou ao País a atração de investimentos e a evolução destacada do setor na última década.

Todavia, esse modelo de concessões, definido na Lei nº 9.478, não se mostra o mais adequado para alcançar os objetivos pretendidos no aproveitamento das riquezas do Pré-Sal.

Assim, o atual modelo de concessão será mantido para as áreas fora do Pré-Sal. Estão sendo propostas alterações para vigorar, isto sim, nas novas áreas de baixo risco exploratório e elevado potencial de produção do Pré-Sal.

3. O Governo copiou o modelo da Noruega?

R: Não. O modelo adotado pela Noruega foi estudado como ponto de partida, assim como foram estudados os modelos de outros países importantes para o setor. Desses estudos foram aproveitadas idéias que coincidem com os interesses do setor petrolífero do Brasil, como a criação de uma empresa pública específica para a gestão das áreas contratadas.

O modelo proposto para a área do Pré-Sal no Brasil é diferente daquele de concessões adotado pela Noruega, país cujas reservas petrolíferas são decrescentes. Ademais, na Noruega não ocorre licitação para escolha dos investidores, o Estado investe como sócio.

O novo modelo brasileiro foi desenvolvido de maneira a refletir as peculiaridades nacionais do setor e sua perspectiva de aumento de reservas e produção, aproveitando as experiências bem sucedidas de outros países.

4. O modelo proposto é a volta do monopólio da Petrobras?

R: Não. Tanto o modelo de partilha, quanto o de concessão permite a participação de empresas privadas na exploração e na produção.

Na área do Pré-Sal, considerando que a Petrobras é uma empresa estatal, comprometida com o desenvolvimento do País, com largo conhecimento técnico para a operação em águas profundas e descobridora dessas importantes riquezas, a ela foram concedidas algumas prerrogativas e obrigações. No entanto, nada que se aproxime do retorno ao monopólio da empresa.

5. O novo modelo cria um sistema de escolha de investidores ao invés da disputa pública e transparente que existe no modelo atual de concessões?

R: O processo de seleção das empresas petrolíferas, a serem contratadas sob o regime de partilha será público, transparente e objetivo. O vencedor será o licitante que ofertar maior parcela em óleo para a União.

Posteriormente, o vencedor da licitação deverá associar-se à Petrobras, operadora do consórcio com participação de no mínimo 30%, e com a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – PETRO-SAL, que representará os interesses da União

6. Quais são as reservas dos dez maiores produtores mundiais?

R: A tabela a seguir apresenta, para o ano de 2008, os dez países com as maiores reservas provadas, o percentual que essas reservas representam em relação ao total global, bem como a taxa Reserva/Produção - R/P. Esta taxa indica o tempo de duração das reservas, caso se mantenha a atual produção e não sejam incorporadas novas descobertas.

PAÍS	RESERVA [bilhões de barris]	% GLOBAL	TAXA R/P [anos]
Arábia Saudita	264,1	21,0%	66,5
Irã	137,6	10,9%	86,9
Iraque	115,0	9,1%	>100
Kuwait	101,5	8,1%	99,6
Venezuela	99,4	7,9%	>100
Emirados Árabes	97,8	7,8%	89,7
Rússia	79,0	6,3%	21,8
Líbia	43,7	3,5%	64,6
Cazaquistão	39,8	3,2%	70,0
Nigéria	36,2	2,9%	45,6
Brasil (16°)	12,8	1,0%	18,2

Fonte: BP Statistical_Review_of_World_Energy (2009)

O Brasil, com suas reservas provadas atuais de petróleo, ocupa a 16ª posição neste ranking. Ressalta-se que as reservas provadas do Brasil para petróleo e gás natural perfazem 14 bilhões de barris de óleo equivalente.

7. O que as novas reservas representam para o País?

R: Os volumes anunciados de apenas quatro das descobertas do Pré-Sal (10,6 a 16 bilhões de barris de óleo equivalente) possibilitam ao País dobrar as atuais reservas. Se confirmadas as expectativas das outras descobertas, as reservas podem ser triplicadas ou quadruplicadas, o que posicionaria o País entre as dez maiores reservas do mundo (ver tabela anterior).

Nas previsões do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2008-2017, somente as áreas com descobertas permitem ao País atingir a produção média diária de aproximadamente 3,4 milhões de barris/dia de petróleo em 2017, alçando o Brasil à condição de sexto maior produtor mundial. Tal feito elevará o País à condição de exportador de petróleo, tornando-o um importante ator no setor de energia mundial. Associado ao novo marco legal, esse incremento de reservas permitirá transformar o País, não apenas em grande produtor, mas também numa nação com maiores oportunidades para todos e com melhor justiça social.

8. Por que a Comissão Interministerial precisou de um ano para concluir o trabalho?

R: A complexidade do tema exigiu um período de estudos e discussões internas superior ao previsto inicialmente pela Comissão Interministerial. Foram analisados modelos de diversos países, a situação econômica mundial, as implicações jurídicas das propostas, as prioridades do governo e consideradas as carências e aspirações da sociedade brasileira. .

9. O Governo discutiu as novas regras do regime de partilha com a sociedade?

R: A Comissão Interministerial discutiu com representantes das principais entidades representativas do setor petrolífero os resultados dos seus trabalhos. E o que é mais importante: os projetos de lei serão submetidos ao Congresso Nacional, oportunidade em que toda a sociedade poderá se manifestar.

Nos diferentes fóruns do âmbito do Legislativo, especificamente nas atividades relativas às comissões de Infraestrutura e de Energia, foram realizados debates com a sociedade sobre a exploração do Pré-Sal, nos quais o Governo colheu importantes informações para o desenvolvimento do modelo.

10. Qual o apoio técnico oferecido à Comissão Interministerial?

R: A Comissão Interministerial contou com o suporte técnico das principais áreas do governo relacionadas com



os temas em discussão, incluindo os da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, da Advocacia Geral da União – AGU, da Procuradoria Geral da Fazenda Nacional – PGFN, do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e da Petróleo Brasileiro S. A. – PETROBRAS. Para sistematizar as discussões foram criados 16 Grupos de Trabalho, os quais muitas vezes consultaram outros especialistas de vários setores.



II. Pré-Sal e Outras Áreas Estratégicas

11. O que é o Pré-Sal?

R: Convencionou-se utilizar o termo “Pré-Sal” para definir as camadas rochosas que ocorrem abaixo de uma espessa camada de sal na plataforma continental brasileira, distinguindo-as das descobertas petrolíferas que ocorrem acima do sal – Pós-Sal.

“Pré-Sal”, do ponto de vista geológico, são áreas cujos sedimentos foram acumulados antes do depósito da camada de sal. São, portanto, mais antigas do que o sal.

As descobertas do Pré-Sal foram possíveis com base em novos levantamentos sísmicos de alta resolução realizados pela Petrobras agregados ao desenvolvimento de tecnologia específica, que permitiu aos técnicos brasileiros “enxergar” o que havia abaixo da camada salina, que, em muitos trechos, pode alcançar mais de 2 mil metros de espessura.

12. Qual a área de ocorrência do Pré-Sal?

R: A região da província petrolífera chamada Pré-Sal, localizada na Plataforma Continental Brasileira, estende-se do litoral do Estado do Espírito Santo até Santa Catarina, em área de aproximadamente 149 mil km². Os limites dessa área foram definidos a partir de interpretações geológicas, e poderão ser alterados com a obtenção de novos dados de poços que vierem a ser perfurados e a aquisição de novos dados sísmicos.

A área de ocorrência do Pré-Sal, cujo potencial petrolífero não se iguala a nenhum outro descoberto até este momento, representa em torno de 2,3% do total das bacias sedimentares brasileiras, que totalizam 6,4 milhões de km², somando-se as bacias terrestres e marítimas.

13. Qual a espessura da lâmina d’água na região do Pré-Sal?

A espessura da lâmina de água na região de ocorrência das rochas do Pré-Sal varia entre 800 metros e 3 mil metros, sendo classificada como “águas profundas” ou “águas ultraprofundas”. Nestas condições, poucas empresas no mundo possuem tecnologia para executar as atividades de exploração e produção, sendo uma delas a Petrobras.

A Petrobras foi uma das empresas pioneiras na produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas, desenvolvendo tecnologia nacional, sendo requisitada para operar em vários países com potencial petrolífero situado em ambientes semelhantes. Por vários anos a empresa quebrou recordes sucessivos de operação em águas profundas, estando, portanto, apta para operar na área do Pré-Sal.

Atualmente, apenas algumas poucas empresas privadas, líderes no setor, como Shell, Exxon, BP, Devon, Anadarko, Eni, Kerr Mcgee, Chevron, além da estatal norueguesa Statoil, dispõem de capacidade para operar em lâminas d’água como as do Pré-Sal.

14. Quem vai definir a área do Pré-Sal?

R: No novo modelo, os limites do Pré-Sal serão estabelecidos por Lei. Eventuais ampliações desses limites, resultantes de novas informações técnicas, poderão ser propostas pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE para aprovação pelo Presidente da República.

15. Por que a área do Pré-Sal pode ser ampliada posteriormente?

R: Porque o avanço do conhecimento geológico poderá indicar a melhor definição da área de ocorrência dessas grandes reservas.

Para tanto, os dados recebidos pela ANP dos concessionários e contratados pelo regime de partilha, além de pesquisas realizadas pela própria Agência serão fundamentais. Caso os estudos técnicos indiquem a ampliação da área inicialmente estabelecida, a ANP submeterá o tema ao CNPE, que proporá ao Presidente da República a redefinição da área do Pré-Sal.

16. O que é uma área estratégica?

R: O novo modelo prevê que novas áreas com características similares às daquelas do Pré-Sal, isto é, que apresentem baixo risco exploratório e alto potencial para a produção de hidrocarbonetos, sejam denominadas como estratégicas e fiquem submetidas ao regime de partilha da produção. Áreas com essas características podem ocorrer em qualquer bacia sedimentar do País, sendo menos prováveis, no entanto, em bacias maduras e já muito exploradas.

¹ O Decreto de 17 de julho de 2008 institui a Comissão Interministerial integrada: i) pelos Ministros de Estado: de Minas e Energia, que a coordenou; Chefe da Casa Civil da Presidência da República; do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior; da Fazenda; do Planejamento, Orçamento e Gestão; ii) pelos Presidentes: do BNDES; da ANP; e da Petrobras.

17. Como serão definidas as áreas estratégicas?

R: Por estudos técnicos elaborados pela ANP e analisados pelo Ministério de Minas e Energia – MME, que as submeterá ao CNPE para avaliação e proposição ao Presidente da República.

18. O que acontecerá após uma área ser definida como estratégica?

R: As áreas classificadas como estratégicas, que ainda não estejam concedidas, serão exploradas por meio do modelo de partilha de produção. Os blocos já concedidos em áreas estratégicas terão seus contratos respeitados.

19. O Pré-Sal tem desafios técnicos?

R: Sim, possui desafios técnicos a serem vencidos para a otimização da produção das áreas. Os principais são:

- Grande distância entre a localização das descobertas e a linha de costa (aproximadamente 300 km);
- Profundidade dos reservatórios (5 a 7 mil metros);
- Espessura da lâmina d'água (1,5 mil a 3 mil metros); e
- Espessura da camada de sal em algumas áreas (aproximadamente 2 mil metros).

Tais desafios não impedem, como já foi demonstrado, o desenvolvimento das reservas e a conseqüente produção petrolífera com a tecnologia já existente. Talvez o maior desafio seja produzir em tais condições com o menor custo possível.

20. O Pré-Sal possui outros desafios além dos técnicos?

R: Outro desafio é o volume elevado de recursos financeiros necessários à implantação dos projetos de produção, à formação de mão-de-obra, à capacitação da indústria nacional para atendimento do setor, e, por fim, ao aprimoramento tecnológico para a redução de custos. Mas o governo brasileiro está decidido a enfrentar todos os desafios para transformar a riqueza do Pré-Sal em instrumento de desenvolvimento para o País.

21. Qual o preço do barril de petróleo que viabiliza economicamente a exploração do Pré-Sal?

R: Projetos de exploração e produção petrolíferos são analisados à luz da projeção futura do preço do barril de petróleo, não de seu valor atual. Os parâmetros técnicos dos projetos deverão considerar a projeção do preço do barril à época em que uma determinada área começar a produzir.

Atualmente, a indústria petrolífera trabalha com valores futuros em torno de 40 dólares o barril. Nesse cenário, a Petrobras considera os projetos do Pré-Sal viáveis economicamente.

22. Os preços atuais do petróleo viabilizam os grandes investimentos necessários para a exploração do Pré-Sal?

R: Sim. Com os atuais preços do petróleo na faixa dos 65 dólares o barril os investimentos do Pré-Sal são perfeitamente viáveis.

23. Com o Pré-Sal, o Brasil vai ter muito gás natural disponível?

R: Sim. Prevê-se que a produção brasileira de gás natural deverá ser significativamente aumentada com a produção do Pré-Sal. Não obstante, grande parte dessa produção deverá ser reinjetada nos reservatórios para aumentar a produtividade do petróleo.

Apenas após a conclusão de estudos mais aprofundados, que estão em andamento, é que poderemos ter a convicção de quanto gás estará disponível para oferta no mercado brasileiro e por quanto tempo.

24. Qual é o teor de CO2 nos reservatórios do Pré-Sal?

R: A única confirmação sobre o teor de dióxido de carbono – CO2 no petróleo extraído do Pré-Sal é na descoberta de Tupi, cujo teste inicial apresentou variação entre 8 e 12%. Ao longo do Teste de Longa Duração – TLD, que se encontra em andamento, o petróleo apresentou baixa acidez e baixo teor de enxofre. Historicamente, a acidez do petróleo é diretamente proporcional ao teor de CO2, o que sugere que o teor encontrado nos testes iniciais pode não



refletir a realidade.

Somente estudos mais aprofundados permitirão determinar o teor de CO₂ nas outras descobertas no Pré-Sal.

As evidências, até o momento, são as de que o teor de CO₂ pode ser superior ao da média dos outros campos em produção no Brasil, que gira em torno de 4%, o que não inviabiliza qualquer projeto, nem técnica nem ambientalmente.

25. Como será tratado o CO₂ associado ao gás do Pré-Sal?

R: A Petrobras, por meio de seu Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Melo – CENPES, já vem estudando mecanismos de captura e reinjeção do CO₂ associado às ocorrências petrolíferas do Pré-Sal, inclusive como forma de aumentar a produtividade dos poços, tendo para isso criado o Programa intitulado Pro-CO₂.

A indústria do petróleo dispõe de tecnologia para a separação do CO₂ e sua injeção em campos de petróleo pode contribuir para elevar a produção de óleo.



III. Contratos de Concessão

26. O Brasil está mudando os contratos de concessão em vigor?

R: Não. O Brasil não alterará os contratos de concessão vigentes e não modificará o modelo de concessão para áreas fora do Pré-Sal. O novo modelo será aplicado somente para a exploração e produção de novas áreas, ainda não concedidas, na região do Pré-Sal ou outras consideradas estratégicas, devendo os dois modelos conviver com as regras e para os fins a que foram estabelecidos.

27. O que acontece com os blocos já concedidos?

R: Continuarão sendo regidos pela Lei, regulação e cláusulas contratuais a que os concessionários aderiram quando assinaram os respectivos contratos.

28. Haverá novas concessões na área do Pré-Sal?

R: Não. No modelo proposto não haverá novas concessões na região delimitada como Pré-Sal.

29. As regras atuais prevalecerão nas áreas fora do Pré-Sal?

R: Sim, sejam terrestres ou marítimas, continuará em vigor o modelo de Concessão. Entretanto, na eventualidade de descobertas de novas áreas com as mesmas características do Pré-Sal (baixo risco exploratório e elevado potencial), e que venham a ser classificadas como estratégicas, o CNPE poderá propor que sejam exploradas sob a modalidade de partilha da produção.

IV. Regime de Partilha de Produção

30. O que é o regime de partilha de produção? Quais suas principais diferenças para o modelo de concessão?

R: A principal característica do regime de partilha de produção é a repartição, entre a União e o contratado, do petróleo e gás natural extraídos de uma determinada área. Segundo este modelo, durante a fase exploratória, o contratado assume sozinho os riscos de não descoberta, porém, em caso de sucesso exploratório, os seus custos serão ressarcidos em petróleo/gás (custo em óleo) pela União, de acordo com os critérios previamente estabelecidos no contrato. Uma vez descontados os investimentos e custos de extração, de acordo com a forma pactuada no contrato, a parcela restante do óleo produzido na partilha (excedente em óleo) é dividida entre a União e o contratado.

No caso da concessão, o concessionário também assume sozinho o risco exploratório, porém adquire a propriedade de todo o petróleo e gás produzido. Em compensação, paga royalties e as demais participações governamentais previstas pela Lei nº 9.478 (bônus de assinatura, participação especial, pagamento pela ocupação ou retenção de área).

31. O que é custo em óleo?

R: É a parcela da produção de petróleo e gás natural que será devida ao contratado, unicamente em caso de descoberta comercial, destinada à cobertura dos custos e dos investimentos realizados na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações. Essa parcela estará sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos no edital e no contrato.

32. O que é excedente em óleo?

R: É a parcela da produção de petróleo e gás natural 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 e aos royalties.

33. O excedente em óleo da União poderá ser aumentado ao longo do contrato de partilha?

R: Sim. No modelo de contrato de partilha adotado estão previstos mecanismos pelos quais a União poderá aumentar sua parcela no excedente em óleo, como são comumente adotados por países com este tipo de contrato. Trata-se de critérios relacionados à eficiência econômica, à rentabilidade, ao volume de produção e à variação do preço do petróleo e do gás natural.

34. Qual é a experiência mundial em termos de divisão de lucros entre a contratada e o Governo?

R: Relativamente à divisão dos lucros, cada país define seus critérios em função do potencial petrolífero das áreas e das peculiaridades das respectivas legislações. A divisão do excedente em óleo (“profit oil”, em inglês) pode seguir dois conceitos básicos definidos nos contratos: pode ser divisão com percentuais fixos ou divisão segundo uma escala baseada em uma ou mais variáveis, como, por exemplo, a produção do campo, a área do contrato, ou o preço do hidrocarboneto. A divisão com escala variável é a mais comum e pode ter critérios diferenciados para o caso do gás natural.

Considerando que o modelo de partilha da produção vigora em países com elevado potencial de produção, normalmente, na divisão do excedente em óleo, cabe uma parcela entre 40% a 80% para o Estado, ficando o contratado com o restante do excedente em óleo, além do ressarcimento do custo em óleo.

35. Quais países adotam os contratos de partilha?

R: Em geral, os países detentores de grandes reservas e que possuem grande volume de produção. Destacam-se Angola, Rússia, Indonésia, Líbia, Nigéria, Curdistão e Cazaquistão.

36. Com a proposta, o Brasil passa a ter dois modelos. Isto ocorre em outros países?

R: Sim. Há vários exemplos de países com regimes mistos de contratação, adotados em função de seus interesses nacionais. Existem inclusive países com 4 tipos de regimes, como é o caso de Angola, ou aqueles que adotam regimes diferenciados para blocos terrestres e marítimos ou ainda países com modelos específicos para diferentes regiões.

Pode-se citar como exemplo de países com mais de um modelo os seguintes: Venezuela, Cazaquistão e Rússia. Normalmente a escolha por um ou outro tipo de regime é feita em função do risco exploratório apresentado pela área.

37. As grandes empresas de petróleo operam em países com contratos de partilha?

R: Sim. Podem ser citados como exemplo, as seguintes empresas e os países onde atuam:

- Petrobras: Angola, Cuba, Equador, Índia, Líbia, Namíbia, Nigéria, Senegal, Tanzânia, Turquia e Uruguai.
- Shell: Rússia, Indonésia, Nigéria e Paquistão.
- Exxon: Indonésia, Rússia e Turquia.
- Total: Angola, Líbia, Nigéria, Indonésia e Azerbaijão.
- Chevron: Angola, Indonésia, Rússia e Azerbaijão.
- BP: Angola, Rússia, Indonésia e Azerbaijão.
- Devon: Rússia.

38. O governo acredita que o novo modelo será atrativo para as empresas?

R: Sim. De acordo com volumes divulgados até o momento, as descobertas têm um grande potencial, podendo atingir de 10,6 a 16 bilhões de barris apenas em quatro das descobertas anunciadas: Tupi (5 a 8 bi), Iara (3 a 4 bi); Parque das Baleias (1,5 a 2 bi) e Guará (1,1 a 2 bi). Tais potenciais de descobertas são, por si, um grande atrativo para as empresas. Em complemento, destaca-se que os parâmetros dos contratos da partilha serão ajustados a cada licitação de modo a torná-los atrativos comercialmente para as partes envolvidas.

Ademais, pouco adiantará, para os objetivos do Governo, se o modelo não atrair as empresas de petróleo. Quanto menos interessados houver em cada bloco, menor deverá ser a parcela do excedente em óleo destinada à União.

39. O novo modelo continuará atrativo mesmo com a redução do preço do petróleo?

R: A atratividade de empreendimentos de longo prazo depende muito mais da expectativa futura dos preços do que dos valores pontuais. Essa regra vale para todos os projetos de exploração e não apenas para as áreas do Pré-Sal. Ajustes localizados de preços não deverão interferir nas definições sobre investimentos.

40. A União só recebe sua parcela de excedente em óleo após o pagamento total do custo em óleo?

R: Não. O ressarcimento dos custos estará limitado anualmente, segundo parâmetros estabelecidos pelo CNPE, de modo que a União possa fazer jus ao recebimento de parte de sua parcela desde o início da produção do campo.

41. Quais as vantagens dos contratos de partilha?

R: Além de garantir participação maior na renda de exploração e produção de petróleo, os contratos de partilha permitirão à União dispor de parte dessa produção para comercializá-la diretamente.

Do ponto de vista geopolítico, um País estável politicamente, com excedentes exportáveis de petróleo ou derivados, possui os principais requisitos desejáveis pela maioria dos países importadores de petróleo, o que pode se transformar em um diferencial na negociação política.

Além disso, o novo arranjo permite ainda que o Estado assuma, plenamente, o seu papel de planejador, coordenador e maximizador dos resultados da exploração dessas reservas em benefício da sociedade brasileira, de forma inteiramente compatível com o previsto na Constituição Federal.

42. Qual será o prazo para as fases de exploração e produção?

R: O prazo de vigência dos contratos de partilha estará limitado a trinta e cinco anos, devendo o CNPE estabelecer a duração da fase de exploração, de acordo com o programa exploratório mínimo de cada área.

Para os contratos de concessão, permanecerá o prazo de 27 anos para a produção, contados a partir da declaração de comercialidade, sendo o período exploratório variável de acordo com localização do bloco e respectiva modalidade exploratória (bacias de elevado potencial, nova fronteira ou madura).

43. De quem é a titularidade dos equipamentos dos projetos de produção?

R: Os custos e os investimentos necessários à execução do contrato de partilha de produção serão integralmente assumidos pelo contratado, incluídos os relacionados à aquisição, locação e ao arrendamento de equipamentos e bens. Ao final do contrato haverá a reversão de equipamentos e bens em favor da União, nas condições previamente estabelecidas no contrato. No que toca aos bens que não sejam objeto de reversão, deverá o contratado fazer a sua remoção.

44. Há a possibilidade de que blocos na área do Pré-Sal venham a ser declarados não comerciais?

R: A atividade de exploração e produção sempre envolve riscos. No Pré-Sal tais riscos são considerados baixos

em relação aos normalmente existentes nas fases de exploração e de desenvolvimento da produção. No entanto, é possível que determinado sítio não seja atraente, especialmente se considerada a extensão da área reservada para o modelo de partilha de produção. Ademais, é comum que áreas não atrativas num dado momento passem a ser de interesse dos investidores em função do avanço tecnológico e do conhecimento geológico associados aos trabalhos de exploração.

45. A União assume riscos no contrato de partilha da produção?

R: Não. A União não assumirá os riscos das atividades de exploração e produção - E&P decorrentes dos contratos de partilha, sendo que os custos e os investimentos necessários serão integralmente suportados pelo contratado, cabendo, em caso de descoberta comercial, a sua restituição.

Entretanto, ressalta-se que a União, por meio de fundo específico a ser criado por lei, poderá participar dos investimentos nas atividades de E&P, na área do Pré-Sal e em áreas estratégicas, caso em que assumirá os riscos correspondentes e proporcionais à sua participação.

46. A União poderá fazer investimentos?

R: No modelo desenhado, em princípio a União não fará investimentos diretamente. No entanto, poderá fazê-lo indiretamente, por meio de um fundo específico para tal finalidade. A União poderá participar dos investimentos nas atividades de exploração e produção (E&P), na área do Pré-Sal e em áreas estratégicas, situação em que passará a assumir os riscos correspondentes e poderá aumentar sua participação no excedente em óleo.

47. As empresas poderão contabilizar em seus balanços o óleo dos contratos de partilha?

R: Nos balanços apresentados às entidades internacionais de certificações, a exemplo da Securities and Exchange Commission – SEC, órgão regulamentador dos procedimentos contábeis e financeiros nos Estados Unidos, os valores das reservas são relatados à parte, no item “Informações adicionais sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás”.

No caso das reservas associadas aos contratos de partilha, a empresa contratada não inclui em seus relatórios financeiros a reserva de hidrocarbonetos e a receita correspondente às parcelas de petróleo e gás retidas pela entidade representante do Estado. Ela contabiliza somente as expectativas referentes às partes que lhe cabem contratualmente associadas ao excedente em óleo e ao custo em óleo

48. As descobertas que ocorrerão nas camadas acima do sal (Pós-Sal), situadas em áreas inseridas no polígono do Pré-Sal, também estarão sob o regime de partilha?

R: Sim. Todas as descobertas, acima ou abaixo da camada de sal, em áreas contratadas após a promulgação da lei relativa ao modelo de partilha, localizadas no polígono do Pré-Sal, serão regidas pelas regras constantes do respectivo contrato. Tal afirmativa vale inclusive para as situações onde somente sejam encontradas jazidas nos sedimentos acima da camada de sal (Pós-Sal).

49. Quais as principais exigências do contrato com relação aos contratados?

As principais exigências relacionam-se à obrigação de compra de um percentual de bens e serviços no País (conteúdo local mínimo), aos investimentos que o contratado terá que assumir na exploração do bloco e, em caso de descoberta comercial, aos investimentos para o desenvolvimento da produção e os custos de produção. Adicionalmente, o contratado assume todos os riscos decorrentes dessas atividades.

V. Licitação

50. Como será a licitação dos blocos do regime de partilha?

A licitação será realizada de acordo com o planejamento setorial, elaborado pelo MME e aprovado pelo Presidente da República por proposta do CNPE, contemplando, inclusive, o ritmo de oferta das áreas neste modelo.

51. Qual o critério de seleção?

Será declarada vencedora a proposta que assegure maior parcela do excedente em óleo para a União, respeitando o percentual mínimo definido no edital.

52. Quem fará os leilões para as licitações na partilha?

R: Os leilões para os contratos de partilha, como ocorre nos leilões das concessões, serão realizados pela ANP, de acordo com as diretrizes estabelecidas pelo MME.

53. Por que o bônus não está sendo usado como critério de julgamento da licitação?

R: No regime de partilha de produção, o Governo tem por objetivo aumentar sua participação no excedente em óleo, ao invés de antecipar um pagamento inicial a título de bônus de assinatura. Desta forma, o bônus, no caso da partilha, terá um valor fixo estabelecido em edital, não se constituindo em critério de julgamento da licitação.

No modelo proposto, o bônus será destinado ao Fundo Social – FS e à Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – PETRO-SAL.

54. Por que o conteúdo local não foi utilizado como critério de julgamento da licitação?

R: Ressalta-se que, na partilha de produção, o objetivo da União é obter a maior participação no excedente em óleo. Desta forma, para simplificar o processo licitatório, optou-se por retirar o conteúdo local como critério de julgamento da licitação. Para assegurar um percentual de bens e serviços no País (conteúdo local mínimo), compatível com a capacidade do mercado interno, este item será obrigatório e igual para todos os licitantes.

Assim, constarão no edital e no contrato os valores mínimos a serem exigidos de conteúdo local de bens e serviços que deverão ser atendidos pelos contratados. Ao longo das rodadas, os valores poderão ser revistos, à medida que a indústria nacional for ampliando a sua capacidade de fornecimento.

55. Por que o programa exploratório não é critério de julgamento da licitação?

R: O programa exploratório, no caso da partilha, será definido previamente pelo Governo e constará do edital e do contrato. Desta maneira, busca-se a objetividade e a simplicidade do processo licitatório.

O Governo poderá exigir um Programa Exploratório Mínimo – PEM maior, ditando assim o seu interesse na obtenção de dados e/ou informações, de modo a aumentar o conhecimento geológico sobre as áreas do Pré-Sal.

VI. O Conselho Nacional de Política Energética–CNPE e o Ministério de Minas e Energia–MME no Regime de Partilha de Produção

56. O que é o CNPE?

R: O CNPE é um órgão de assessoramento ao Presidente da República, cuja função principal é formular políticas nacionais de energia destinadas a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País.

O CNPE foi criado pela Lei nº 9.478, é presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, integrado por outros nove Ministros de Estado, um representante dos Estados e do Distrito Federal, um representante da sociedade civil especialista em matéria de energia, um representante de universidade brasileira, especialista em matéria de energia, o Presidente da EPE e o Secretário-Executivo do MME

57. Qual será o papel do CNPE no novo modelo?

R: O CNPE permanece com suas atuais atribuições de assessoramento ao Presidente da República, às quais serão adicionadas outras específicas para os contratos de partilha.

Dessa forma, para a partilha, o CNPE proporá:

- o ritmo de oferta de áreas a serem contratadas, em consonância com a política energética nacional e a capacidade da indústria local;
- os blocos destinados à contratação direta com a Petrobras;
- os blocos que serão objetos de leilão;
- os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha;
- a delimitação de outras áreas do Pré-Sal, conforme a evolução do conhecimento geológico, e de áreas estratégicas;
- a política de comercialização do petróleo destinado à União nos contratos de partilha; e
- a política de comercialização de gás natural proveniente dos contratos de partilha, observada a prioridade de abastecimento do mercado nacional.

58. Qual será a função do MME no regime de partilha de produção?

R: Ao MME caberá, em nome da União, a celebração dos Contratos de Partilha de Produção e entre outras competências:

- propor ao CNPE, ouvida a ANP, a definição dos blocos a serem objeto de concessão ou de partilha de produção;
- propor ao CNPE parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção;
- estabelecer as diretrizes a serem observadas pela ANP para a promoção da licitação, bem como para a elaboração das minutas dos editais e dos contratos de partilha de produção; e
- aprovar as minutas dos editais de licitação e dos contratos de partilha de produção elaborados pela ANP.

59. Como será determinado o ritmo de exploração no País?

R: O ritmo de exploração, tanto para a concessão, quanto para a partilha da produção, será ditado pela oferta de blocos exploratórios, tendo por base os estudos de planejamento energético elaborado pelo MME e a capacidade de fornecimento de bens e serviços da indústria nacional para a exploração e produção dos blocos.

60. Como serão decididos os blocos a serem licitados ou contratados diretamente com a Petrobras?

R: Caberá ao CNPE propor, para decisão do Presidente da República, a forma de contratação da partilha, se direta ou por meio de licitação.

A proposta dos blocos a serem licitados ou contratados diretamente com a Petrobras será baseada em estudos de planejamento energético, elaborados pelo MME, contemplando o potencial da área e a capacidade da indústria nacional para fornecer bens e serviços. A capacidade de investimentos da Petrobras também deverá ser considerada na definição dos blocos a serem ofertados diretamente à empresa.

VII. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis–ANP no Regime de Partilha de Produção

61. A ANP perde atribuições nesse novo modelo?

R: Não. O papel de regulador e fiscalizador do setor será preservado, assim como a ANP se manterá como órgão responsável pela observância das melhores práticas da indústria do petróleo pelas companhias contratadas, garantindo ao País o melhor aproveitamento dos seus recursos naturais.

62. Qual será o papel da ANP no novo modelo?

R: As atribuições serão semelhantes às existentes no modelo atual, de Contrato de Concessão, cabendo à ANP, principalmente, fiscalizar e regular, de acordo com as melhores práticas da indústria do petróleo, as atividades de E&P realizadas sob o regime de partilha.

Destacam-se, para o novo modelo de partilha, as seguintes atribuições da ANP:

- promover estudos para subsidiar o MME na delimitação dos blocos;
- elaborar e submeter à aprovação do MME as minutas dos editais de licitação e dos contratos;
- promover as licitações;
- analisar e aprovar, de acordo com as melhores práticas da indústria do petróleo, os planos e programas relativos aos contratos assinados;
- regular e fiscalizar as atividades realizadas;
- promover a avaliação do potencial das áreas do Pré-Sal e das áreas estratégicas, podendo contratar diretamente a Petrobras para esse fim, e
- acompanhar as negociações dos Acordos de Individualização da Produção, exercendo ainda a arbitragem nos casos em que não houver acordo entre as partes.

63. Por que a ANP irá fazer a avaliação de áreas não concedidas do Pré-Sal e assumir os riscos inerentes à perfuração de poços?

R: A ANP já tem a competência para fazer avaliações dessa natureza. Entre as atribuições atuais da ANP, previstas na Lei nº 9.478, está a de promover os estudos geológicos e geofísicos necessários para a identificação do potencial petrolífero das bacias sedimentares brasileiras.

Nesse sentido, é de fundamental importância que o conhecimento acumulado pela Agência seja utilizado para avaliar também as áreas do Pré-Sal, com o intuito de agregar valor para a União e não atrasar o desenvolvimento de áreas passíveis de acordos de individualização da produção – quando a jazida se estende para áreas adjacentes ao bloco em que ocorre a descoberta.

64. Todas as áreas serão avaliadas pela ANP?

R: Não. Somente as áreas em posse da União adjacentes aos blocos já concedidos em que se identificou jazida de hidrocarbonetos, cuja extensão vá além dos limites do bloco. São as áreas, em posse da União, passíveis de acordos de individualização da produção.

A ANP poderá contratar diretamente a Petrobras para realizar as atividades de avaliação dessas jazidas.

65. Qual é o interesse da Petrobras em prestar os serviços de avaliação das áreas passíveis de Acordos de Individualização da Produção para a ANP?

R: Como concessionária na maioria dos blocos com jazidas que aparentemente se estendem para áreas adjacentes em posse da União, a Companhia tem o interesse de celebrar os acordos de individualização da produção, necessários para não atrasar o desenvolvimento dos projetos nestes blocos.

66. A avaliação, pela Petrobras, de áreas da União passíveis de acordos de individualização obrigará a ANP a dilatar os prazos dos projetos da Companhia?

R: Não. A ANP dilatará os prazos somente se entender que as justificativas apresentadas pela companhia operadora atendem ao estabelecido no contrato de concessão assinado.



67. Por que a ANP irá representar a União até que a PETRO-SAL seja criada?

R: A ANP irá representar a União na transição, ou seja, até que a PETRO-SAL esteja implantada, pois já possui em seus quadros técnicos especialistas em condições de atuar, provisoriamente, nos processos de individualização da produção, necessários para garantir o cronograma de exploração previsto para o Pré-Sal.



VIII. Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A.–PETRO-SAL

68. O que é a PETRO-SAL?

R: A PETRO-SAL, empresa a ser criada, terá reduzido quadro de funcionários, a ser composto por técnicos e especialistas na indústria petrolífera. Sua principal atribuição será gerir os contratos de partilha para exploração e produção em áreas do Pré-Sal e nas áreas estratégicas.

As atribuições básicas da PETRO-SAL constarão em Lei e o número máximo de empregados, escolhidos em concurso, será estipulado em seu Estatuto.

69. Qual será a função da PETRO-SAL?

R: Representar os interesses da União nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural nas áreas do Pré-Sal e nas áreas estratégicas, sob a ótica empresarial, enfatizando em sua atuação os aspectos técnicos e econômicos, participando da gestão dos contratos de partilha de produção e de comercialização de petróleo e gás natural da União. Também deverá assegurar o cumprimento da exigência de conteúdo local mínimo, no âmbito dos comitês operacionais, e representará a União nos acordos de individualização da produção.

Tais atividades da PETRO-SAL objetivam a redução dos custos em óleo dos projetos, com o conseqüente aumento da parcela de excedente em óleo da União nos contratos.

70. Por que o tema da criação de uma nova estatal é recorrente em todas as discussões? Por que uma nova empresa?

R: Porque é usual, na indústria mundial do petróleo, que os Contratos de Partilha de Produção sejam administrados por um ente estatal, de forma a preservar os interesses do Estado perante as companhias contratadas e para garantir que os custos sejam compatíveis com o projeto aprovado e com as condições estabelecidas no contrato assinado.

O Brasil optou por uma nova empresa estatal, eminentemente técnica, uma vez que esse papel não cabe à Petrobras, a qual será parte interessada no processo.

71. Como a PETRO-SAL exercerá o seu papel de gestora dos contratos?

R: A PETRO-SAL participará do comitê operacional, órgão de deliberação do consórcio, formado por representantes das empresas consorciadas em cada contrato.

A PETRO-SAL terá a Presidência, sendo detentora do poder de veto e de voto de qualidade para determinadas questões, conforme previsto no contrato de partilha de produção.

Desta forma, a PETRO-SAL terá como um de seus principais objetivos promover a redução dos custos de exploração e produção do Pré-Sal, podendo para isso influir nas decisões sobre os projetos de desenvolvimento da produção.

72. Quais os mecanismos de governança da PETRO-SAL?

R: A PETRO-SAL será dirigida por um Conselho de Administração e uma Diretoria Executiva, ambos nomeados pelo Presidente da República. Os diretores serão indicados ao Presidente da República pelo Ministro de Estado de Minas e Energia.

O Conselho de Administração será constituído por um representante do MME, que o presidirá, um do Ministério da Fazenda – MF, um do Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão – MPOG, um da Casa Civil da Presidência da República e o diretor-presidente da Empresa Pública.

O funcionamento e as atribuições, bem como o número de diretores e prazo de gestão, serão definidos pelo Estatuto.

Haverá, ainda, um Conselho Fiscal constituído por representantes do MME e do MF, cujos membros serão eleitos por Assembléia Geral.

73. Por que um Conselho de Administração na PETRO-SAL?

R: A função principal do Conselho de Administração é estabelecer as diretrizes a serem seguidas pela Diretoria Executiva e verificar seu cumprimento, bem como assegurar que os interesses da União estão sendo preservados.

74. Como será formado inicialmente o quadro de funcionários da PETRO-SAL?

R: A PETRO-SAL, na sua implantação, poderá contratar pessoal técnico e administrativo por tempo determinado, não podendo exceder 48 meses, a contar da data da sua instalação. Esse grupo deverá ser composto, principalmente, por profissionais experientes do mercado e, eventualmente, por cedidos de empresas estatais e da ANP.

75. Onde será a sede da PETRO-SAL?

R: A PETRO-SAL terá sede e foro em Brasília e escritório central no Rio de Janeiro, Estado onde se concentra as sedes da grande maioria das empresas de petróleo do País, incluindo, a Petrobras.

76. Quais as fontes de recursos da PETRO-SAL?

R: As fontes de recursos da PETRO-SAL serão a capitalização inicial, os valores recebidos como pagamento pela gestão dos contratos de partilha de produção e de comercialização dos hidrocarbonetos da União, bem como percentual dos Bônus de Assinatura dos contratos de partilha. A renda proveniente da gestão dos contratos será estipulada em função das fases (exploração e produção) de cada contrato e das dimensões dos blocos e campos, entre outros critérios, observados os princípios da eficiência e da economicidade.

77. Órgãos já existentes, como MME e ANP poderiam fazer o papel da PETRO-SAL?

R: Não. A ANP é o órgão regulador e fiscalizador do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis, e permanecerá com este papel, assegurando o emprego das melhores práticas da indústria pelas companhias que operam no Brasil. Por outro lado, o MME terá como atribuições a condução do planejamento e das políticas de Governo para o setor petrolífero, e a PETRO-SAL cuidará dos interesses econômicos da União, com controle sobre os custos e sobre os resultados da comercialização do petróleo e gás natural da União na área do Pré-Sal

78. A PETRO-SAL vai competir com a Petrobras?

R: Não. A PETRO-SAL não será operadora, isto é, não executará atividades de exploração e produção. Esse papel foi atribuído à Petrobras. A função principal da PETRO-SAL será a de assegurar que a operação seja efetuada de maneira eficiente e com os menores custos.

A PETRO-SAL irá representar a União nos blocos contratados sob o regime de partilha de produção e nos acordos de individualização da produção da área do Pré-Sal, devendo contar com pessoal especializado para tal fim. A PETRO-SAL e a Petrobras terão um relacionamento contratual com fórum de decisões no âmbito do comitê operacional a ser formado para a exploração de cada bloco.

A PETRO-SAL não desempenhará nenhuma função atribuída à Petrobras e vice-versa.

79. Por que a Petrobras não assume as funções da PETRO-SAL?

R: Porque a Petrobras é uma empresa de economia mista com sistema de governança próprio, e deve zelar pelos interesses econômico-financeiros de seus acionistas e maximizar seus ganhos em cada projeto, enquanto a PETRO-SAL, com governança totalmente subordinada à União, buscará maximizar os resultados econômicos para toda a sociedade brasileira.

IX. A Petrobras no Regime de Partilha de Produção

80. Como ocorrerá a participação da Petrobras no regime de partilha de produção?

R: A Petrobras será a operadora de todos os blocos contratados pelo regime de partilha de produção, sendo-lhe assegurada participação de no mínimo 30% no consórcio a ser formado. Nos blocos licitados, a Companhia poderá participar do certame de modo a aumentar sua participação no consórcio. Adicionalmente, o CNPE poderá definir que a Petrobras opere alguns blocos sem a participação de terceiros. Tais blocos não serão licitados.

No caso dos blocos licitados, após a assinatura dos contratos de partilha, a Petrobras será integrada ao consórcio, arcando com investimentos proporcionais à sua participação e assumindo parte do risco do projeto.

Na condição de operadora de todos os blocos, a empresa deverá adotar as melhores práticas da indústria do petróleo, assegurando o maior aproveitamento das riquezas do Pré-Sal.

Também como operadora, a Companhia deverá atuar de maneira eficiente, com os menores custos possíveis, assegurando maior retorno para os consorciados e para a União. Nesse aspecto, será fiscalizada pelas empresas do consórcio e pela PETRO-SAL.

81. Por que o governo pretende dar um tratamento diferenciado à Petrobras no novo modelo?

R: É prática mundial que as empresas nacionais tenham tratamento diferenciado nos contratos de partilha, mesmo quando elas têm sócios majoritários. Na área do Pré-Sal, considerando que a Petrobras é uma empresa estatal, com compromissos com o desenvolvimento do País, com largo conhecimento técnico para a operação em águas profundas e descobridora dessas importantes riquezas para o País, a ela foram concedidas algumas prerrogativas e também algumas obrigações.

É importante observar que o tratamento diferenciado não significa apenas vantagens. A Companhia será obrigada a operar e participar de consórcios em blocos arrematados por terceiros, nas condições propostas pelos licitantes vencedores.

82. O que permite à União contratar diretamente a Petrobras na modalidade partilha de produção?

R: O artigo 177 da Constituição diz, no parágrafo 1º, que “a União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas”, como pesquisa e lavra das jazidas de petróleo, “observadas às condições estabelecidas em lei”.

83. Qual a importância para o País em ter a Petrobras como operadora exclusiva no Pré-Sal?

R: Com a experiência e os conhecimentos que acumulou ao longo dos anos na exploração das bacias brasileiras e no exterior, a Petrobras é largamente requisitada para a formação de parcerias, atuando preponderantemente como operadora. A Companhia é líder mundial em tecnologia exploratória de águas profundas, tendo atuação destacada nesse setor.

A operação exclusiva da Petrobras no Pré-Sal, além de assegurar a adoção de práticas alinhadas ao desenvolvimento sustentável do País e das indústrias aqui localizadas, permitirá a atuação integrada das atividades exploratórias, propiciando a redução dos custos, o que é vantagem para todas as partes, inclusive para a União.

A Petrobras continuará ainda a desenvolver tecnologia para reduzir custos e os riscos da atividade. Como operadora, será ainda responsável pela aquisição de bens, serviços e contratação de pessoal para as atividades exploratórias e por isso pode atuar em sinergia com as políticas públicas para o setor.

84. A Petrobras será prestadora de serviços da nova estatal?

R: A Petrobras terá a função legal de ser a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção, mas não será uma prestadora de serviços da PETRO-SAL.

85. A Petrobras terá condições para operar todos os blocos a serem contratados sob o regime de partilha na região do Pré-Sal?

R: Sim. Na medida em que a União, por meio do CNPE, irá verificar, entre outros aspectos, a capacidade financeira da empresa para definir se ela atuará isoladamente ou em consórcio, ocasião em que os outros agentes irão dividir a carga de investimentos necessária para a execução das atividades de exploração e produção.

86. A Petrobras terá condições de fazer os investimentos necessários para o desenvolvimento dessas áreas?

R: A Petrobras é uma empresa sólida, com bom trânsito entre instituições financeiras nacionais e internacionais. Para a execução de sua atividade contará com capital próprio de seus sócios nas áreas contratadas, bem como de diversos investidores internacionais, que têm demonstrado elevado interesse em estabelecer negócios com a Empresa. Como exemplo, pode-se citar os recentes acordos firmados com a China, que ofertou financiamento de 10 bilhões de dólares e a manifestação de interesse dos Estados Unidos em financiar as atividades da Companhia.

Adicionalmente, a União deverá fazer a capitalização da Petrobras, por meio de cessão onerosa do exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo e gás natural em determinadas áreas não concedidas do Pré-Sal, limitada a 5 bilhões de barris de óleo equivalente. Esta cessão ocorrerá de modo a dotá-la dos recursos necessários para realizar os investimentos que viabilizarão a exploração das áreas do Pré-Sal.

Destaque-se que os investimentos nas atividades serão proporcionais ao percentual das partes no consórcio formado para a exploração do bloco.

87. A Petrobras poderá subcontratar a operação na região do Pré-Sal?

R: No modelo proposto de partilha da produção, no qual a Petrobras figura como a única operadora das áreas do Pré-Sal, ela não poderá transferir a terceiros esta atribuição recebida por força de Lei.

Todavia, como operadora, poderá contratar atividades como levantamento de dados e perfuração de poços.

88. Por que foi estabelecido o percentual mínimo de 30% para a Petrobras nos consórcios derivados da licitação?

R: É importante que a empresa operadora tenha um percentual razoável de participação no consórcio, de modo a garantir seu interesse econômico em cada projeto, o que se converte em maior confiança por parte dos outros sócios, de que a empresa operadora não será ineficiente. Atualmente, nos contratos de concessão, a ANP determina que os operadores tenham o mínimo de 30% de participação nos contratos.

89. A Petrobras terá tratamento diferenciado na licitação?

R: A Petrobras não precisa participar da licitação para assegurar sua participação de no mínimo 30% na proposta vencedora. Não obstante, poderá optar por tentar elevar tal percentual na licitação, em igualdade de condições com os demais agentes da indústria.

É certo que a empresa dispõe de elevado conhecimento sobre a área e que desenvolveu o modelo de interpretação sísmico que levou às descobertas do Pré-Sal. Não obstante, a busca pelo conhecimento é parte do trabalho de todas as empresas de petróleo no mundo. Aqui a Petrobras tem maior conhecimento geológico de nossas bacias, enquanto em outros países outras companhias detêm maiores conhecimentos de suas bacias. O conhecimento adicional não pode ser entendido como tratamento diferenciado na licitação.

90. Por que se está permitindo à Petrobras participar das licitações?

R: Quanto maior o número de participantes, maior será o retorno para a União. Assim, a participação da Petrobras ajudará o País a obter melhores propostas nas licitações.

91. A Petrobras poderá ceder seus direitos de participação na partilha?

R: A Petrobras somente poderá ceder sua participação se esta tiver sido adquirida pela Companhia por meio da licitação, sendo-lhe vedado ceder os direitos obtidos diretamente da União, bem como o percentual de no mínimo de 30%, garantido por lei para que ela atue como operadora.

92. A participação obrigatória da Petrobras nos consórcios afastará os investimentos estrangeiros e diminuirá a concorrência?

R: Ao contrário, pois ter a Petrobras como sócia pode ser um atrativo para as empresas internacionais de petróleo, como tem sido observado nas negociações que antecederam as rodadas de licitações já realizadas pela ANP.

Os investidores estrangeiros perceberão que as regras são claras e seguras, com potencial de retorno do capital investido no empreendimento. Na verdade, são a inconstância e a instabilidade das regras e a conseqüente quebra de contratos que afastam investimentos estrangeiros, e não um marco regulatório transparente e seguro como o que está



sendo proposto.

93. A Petrobras poderá escolher as áreas a serem exploradas?

R: Não. As áreas do Pré-Sal serão objeto de estudo pela ANP. Tais estudos serão submetidos ao MME, que fará o planejamento das áreas a serem sugeridas ao CNPE para a contratação direta da Petrobras ou licitação.

94. A Petrobras poderá rejeitar áreas determinadas para exploração pelo CNPE?

R: Não. O modelo proposto prevê que a Petrobras será a única operadora, de sorte que a Companhia não poderá rejeitar a operação e participação em qualquer área arrematada em licitação ou proposta para contratação direta pelo CNPE.



X. Consórcio

95. Como se formará o consórcio no contrato de partilha?

R: O consórcio sempre será formado pela PETRO-SAL, pela Petrobras e, no caso da licitação, pelos demais sócios no bloco a ser explorado.

Ainda que a PETRO-SAL não tenha um percentual de participação no consórcio, por representar os interesses da União, deterá 50% dos membros do conselho operacional e sua presidência, com direito a voto de desempate e poder de veto nas decisões do consórcio.

96. A Petrobras, que tem acionistas minoritários, é obrigada a se associar em consórcio e seguir o lance vencedor da licitação?

R: Pelo modelo proposto, a Petrobras estará obrigada a associar-se sob a forma de consórcio e executar as atividades estabelecidas no edital de licitação relativas ao bloco a ser explorado na região do Pré-Sal. Nessa atividade a Companhia terá um percentual de no mínimo 30% de participação e deverá acompanhar o valor proposto pelo vencedor da licitação para a parcela do excedente em óleo.

97. É permitido às empresas se consorciarem para participar das licitações na partilha?

R: Sim. As empresas qualificadas pela ANP, inclusive a Petrobras, podem associar-se para participar da licitação.

98. Haverá consórcio quando a Petrobras for a única contratada?

R: Sim. Tanto na contratação direta da Petrobras, quanto na licitação haverá necessidade da formação de consórcio entre a PETRO-SAL e o(s) contratado(s).

99. Quais serão os mecanismos de controle dos projetos pela PETRO-SAL?

Após a assinatura do contrato de partilha e formação do consórcio será constituído um Comitê Operacional, que ficará encarregado das decisões em relação aos orçamentos, custos, planos e operações a serem realizadas no bloco. Esse comitê será composto por representantes da PETRO-SAL e demais consorciados. A PETRO-SAL indicará a metade dos integrantes do Comitê Operacional, inclusive seu presidente, que terá poder de veto sobre algumas matérias e voto de qualidade, conforme previsto em contrato.

Além disso, o contrato de partilha deverá prever obrigações do contratado na emissão de relatórios detalhados sobre os custos e a produção, a serem examinados e aprovados pela PETRO-SAL.

XI. Individualização da Produção

100. O que é individualização da produção?

R: Trata-se de procedimento comum na indústria do petróleo, presente na legislação brasileira, independente do novo modelo proposto, que visa estabelecer a divisão do resultado da produção e o aproveitamento racional das reservas, por meio da unificação do desenvolvimento e da produção de jazida que se estenda além de bloco concedido ou contratado sob o regime de partilha de produção.

101. Quais os mecanismos a serem adotados nos acordos de individualização da produção?

R: O processo de individualização da produção inicia-se com a informação, obrigatória, do operador de que há indícios da extensão de uma acumulação para além do bloco a ele outorgado. Em seguida a ANP determina o prazo para que os interessados celebrem o acordo da individualização da produção, observadas as diretrizes do CNPE.

A Agência tem a responsabilidade de regular os procedimentos para elaboração do referido acordo, arbitrando na impossibilidade do consenso.

No caso de blocos não outorgados do Pré-Sal que sejam passíveis de acordo de individualização da produção, a União será representada pela PETRO-SAL. A implementação desses acordos depende de prévia autorização da ANP.

102. Como serão avaliadas as áreas da União sujeitas à individualização da produção?

R: A ANP fará a avaliação geológica das áreas não concedidas ou não contratadas no regime de partilha, que estejam sujeitas à individualização da produção, para a determinação dos volumes cabíveis à União, adotando-se os procedimentos regulares a partir de então.

103. Quem representará a União nos blocos não concedidos do Pré-Sal, sujeitos à individualização da produção?

R: A União será representada pela PETRO-SAL.

104. A Petrobras será a operadora das áreas da União sujeitas à individualização da produção no Pré-Sal?

R: Sim, desde que estas estejam dentro do Pré-Sal, ou sejam consideradas estratégicas, cujas áreas adjacentes já sejam operadas pela Petrobras.

Em áreas do Pré-Sal já concedidas e operadas por terceiros deverá ocorrer acordo entre as partes.

105. Como será o acordo de individualização da produção entre um bloco concedido e um partilhado?

R: O processo de individualização da produção independe do tipo de contrato, concessão ou partilha. Em ambos os casos devem ser respeitadas as características específicas de cada um dos contratos envolvidos. O acordo de individualização da produção estipulará a participação de cada uma das empresas na jazida total, o plano de desenvolvimento conjunto da jazida, os mecanismos de solução de controvérsias, definindo ainda o operador da jazida.

106. A concessão de áreas da União sujeitas à individualização da produção na região do Pré-Sal não poderia agilizar a entrada em produção dos projetos?

R: Em princípio não, uma vez que a proposição do novo bloco pelo CNPE, sua licitação, a avaliação da área pelos novos concessionários, que podem não ser os mesmos do bloco adjacente, não deverá se dar em tempo inferior à avaliação a ser efetuada pela ANP.

XII. Capitalização da Petrobras

107. Por que é interessante para a União capitalizar a Petrobras?

R: A proposta de capitalização da Petrobras justifica-se pelo interesse da União, enquanto sócia controladora da Companhia, de dotá-la dos recursos necessários para realizar os investimentos que viabilizarão a exploração das áreas do Pré-Sal.

Adicionalmente, tal iniciativa corresponde ao primeiro passo no sentido de promover uma efetiva exploração do Pré-Sal, otimizando, desta maneira, a participação da sociedade nas receitas decorrentes das riquezas representadas por este importante recurso natural, que é o Pré-Sal.

108. Como será feita a capitalização da Petrobras?

R: A União cederá onerosamente à Petrobras, dispensada a licitação, o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo e gás natural em determinadas áreas não concedidas do Pré-Sal, limitada a 5 bilhões de barris de óleo equivalente, sendo esses intransferíveis.

O pagamento devido pela Petrobras por essa cessão poderá ocorrer por meio de títulos da dívida pública mobiliária federal, precificados a valor de mercado, sob condições constantes em ato do Ministro da Fazenda. A União poderá ainda subscrever ações do capital social da Petrobras e integralizá-las com títulos dessa dívida pública

109. Qual é a atual participação acionária da União na Petrobras?

R: A União detém 32,2% do capital social da Companhia, que somados aos 7,6% em posse do BNDESPAR, totalizam aproximadamente 39,8% desse capital.

Relativamente ao capital votante (ações ordinárias), a União possui 55,7%, o que lhe permite ser a sócia controladora da Companhia. O BNDESPAR, por sua vez, possui 1,9% desse tipo de capital.

110. Como serão valoradas as áreas a serem cedidas para a Petrobras para sua capitalização?

R: O exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo e de gás natural será quantificado a partir de laudos técnicos preliminares a serem contratados pela ANP, os quais refletirão determinado volume de petróleo e de gás natural, bem como determinado preço do petróleo.

O caráter preliminar desses laudos requer a inserção de cláusula no contrato determinando que, tão logo existam dados finais acerca da avaliação do exercício dessas atividades, seja realizada uma revisão das condições inicialmente pactuadas, como forma de garantir à União que esta receberá efetivamente o valor econômico representativo desta cessão onerosa.

111. Quem assumirá os riscos exploratórios das áreas a serem cedidas para a Petrobras para sua capitalização?

R: A Petrobras assumirá todos os riscos relativos às atividades exploratórias, que não poderão ser por ela cedidas ou alienadas. Além disso, a ela caberá a comercialização dos produtos de sua propriedade, sobre os quais incidirão royalties a serem distribuídos entre os diversos entes federativos.

112. As áreas passíveis de individualização da produção no Pré-Sal poderão ser cedidas à Petrobras para sua capitalização?

R: Sim. A proposta elaborada não exclui a possibilidade de que as áreas do Pré-Sal, passíveis de individualização da produção, possam também ser cedidas à Petrobras para sua capitalização. A essas áreas serão associados volumes de petróleo e gás natural, devidamente valorados.

XIII. Participações Governamentais (Bônus, Royalties e Participação Especial)

a. Concessão

113. Como se dá a distribuição das participações governamentais no modelo de concessão?

R: A tabela adiante mostra a distribuição de royalties e Participação Especial – PE no modelo de concessão, considerando as alíquotas efetivas sobre a produção.

DISTRIBUIÇÃO DE ROYALTIES	Alíquotas					
	Até 5%		Acima de 5%		efetivas - Max 10%	
	Terra	Mar	Terra	Mar	Terra	Mar
Estados	70%	30%	53%	23%	6%	2,625%
Municípios Produtores	20%	30%	15%	23%	2%	2,625%
Municípios c/inst. de emb/desemb.	10%	10%	8%	8%	1%	0,875%
Ministério da Marinha	0%	20%	0%	15%	0%	1,75%
Fundo Especial	0%	10%	0%	8%	0%	0,875%
Ministério da Ciência e Tecnologia	0%	0%	25%	25%	1%	1,25%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	10%	10%
DISTRIBUIÇÃO DA PE						
Ministério de Minas e Energia					40%	
Ministério do Meio Ambiente					10%	
Estados produtores					40%	
Municípios produtores					10%	

114. Quais os valores pagos à União, Estados e Municípios decorrentes dos royalties e Participação Especial em 2008?

R: Em 2008 foram pagos R\$ 10,8 bilhões em royalties, dos quais R\$ 3,1 bilhões para a União, R\$ 3,3 bilhões para os Estados e R\$ 4,4 bilhões para os Municípios.

A título de Participação Especial, foram recolhidos R\$ 11,7 bilhões, dos quais R\$ 5,8 bilhões foram para a União, R\$ 4,7 bilhões para os Estados e R\$ 1,2 bilhão para os municípios.

Destaca-se que, de um universo de 27 unidades federativas e 5.564 municípios, 17 estados e cerca de 920 municípios fizeram jus ao recebimento de royalties e 6 estados e 29 municípios recebem Participações Especiais.

Os Estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e Rio Grande do Norte foram os que mais receberam royalties em 2008, totalizando 82% desses recursos ou R\$ 2,7 bilhões. Ressalta-se que o Estado do Rio de Janeiro recebeu 95% do montante pago a título de PE, equivalentes a R\$ 4,4 bilhões.

Os municípios de Campos dos Goytacazes, Macaé e Rio das Ostras, no Estado do Rio de Janeiro, foram os que mais se beneficiaram de royalties em 2008, correspondentes a 30,3% do total pago a esse título, o que equivaleu a R\$ 1,33 bilhões. Esses municípios também foram os que mais receberam PE, equivalente a 76% do total ou R\$ 912 milhões.

115. Os royalties e a Participação Especial dos blocos já concedidos estão sendo alterados?

R: Não. Os contratos firmados para os blocos já concedidos seguirão as regras estabelecidas, isto é, serão mantidos os valores atuais dos royalties e da PE incidentes sobre a exploração e a produção dessas áreas.

116. O aumento das participações especiais não poderia ser realizado por decreto?

R: Sim. Certamente para os novos contratos de concessão. A possibilidade deste aumento atingir os contratos em vigor é questão jurídica controversa.

Todavia, a elevação da participação governamental não é o único objetivo do Governo ao propor um novo modelo para a exploração e produção do Pré-Sal. A importância geopolítica da existência de oferta abundante de petróleo sob responsabilidade de um País estável política e economicamente não pode ser desprezada.

b. Partilha de Produção

117. Serão pagos royalties e Participação Especial no modelo de partilha?

R: Os Royalties e as demais Participações Governamentais serão mantidos na regra atual, até que uma Lei específica seja aprovada no Congresso Nacional. Com isso, será aplicada a atual forma de cobrança e distribuição dos royalties e PE, estabelecida na Lei nº 9.478, de 1997, aos novos contratos sob o regime de partilha da produção.

A nova legislação deverá levar em consideração os diferentes aspectos envolvidos, entre eles a perspectiva futura de receitas oriundas da produção do petróleo e gás natural sob o novo regime de partilha, o pacto federativo e os interesses do conjunto da sociedade brasileira e dos Estados e Municípios.

118. Qual é a base contábil para a incidência dos royalties no regime de partilha?

R: Os royalties serão calculados com base no volume total de petróleo e gás produzidos, excluídas as parcelas de gás natural destinadas à reinjeção e à queima de segurança em plataformas, valorados no ponto de produção. Esse procedimento é o mesmo vigente para o regime de concessão.

119. Como será a distribuição dos royalties e Participação Especial - PE no modelo de partilha?

R: No novo modelo de contrato de partilha da produção, até que lei específica venha regulamentar esta questão, propõe-se que seja aplicada a atual forma de distribuição dos royalties e PE, estabelecida na Lei nº 9.478, de 1997, aos novos contratos sob o regime de partilha.

120. Os estados e municípios perderão receitas no novo modelo?

R: Serão somados às receitas atuais dos estados e municípios, os benefícios decorrentes da entrada em produção de novas áreas já concedidas, inclusive do Pré-Sal, e aquelas a serem contratadas no novo regime de partilha.

Para avaliação do total das receitas a serem percebidas por cada ente da Federação, deverá ser levado em consideração, além dos fatores citados, o declínio natural dos campos atualmente em produção, de modo a que se estabeleçam estimativas em relação aos valores futuros de royalties e participação especial.

Nas áreas já concedidas, serão mantidos os regimes vigentes de distribuição das participações governamentais.

121. Por que o Governo não alterou apenas os percentuais de royalties ou da PE ao invés de mudar o modelo?

R: Porque a descoberta do Pré-Sal, pelas transformações que provocará na economia brasileira, bem como nas relações internacionais do País, exige uma reformulação mais profunda do modelo vigente, e não apenas providências no sentido de aumentar a arrecadação.

122. Como evitar os problemas decorrentes da redução futura da atividade petrolífera nas regiões produtoras?

R: O declínio da produção e a conseqüente perda de receita de royalties e participações especiais é um problema inerente à indústria do petróleo e independe da mudança do modelo.

A Constituição, no §1º do art. 20, determina o pagamento de compensação financeira aos estados e municípios afetados por atividades de extração de recursos minerais, dentre eles o petróleo e o gás, que também estão previstas no novo modelo de partilha, na forma de royalties, aos estados e municípios produtores. Essas compensações visam à melhoria da infraestrutura para que os estados e municípios se desenvolvam além da indústria do petróleo.

A adequada destinação desses recursos pelos governantes possibilitará o estabelecimento das condições necessárias para o desenvolvimento regional futuro, mesmo com a eventual perda das receitas dessas participações.

O uso desses recursos em investimentos nas áreas dos municípios e estados confrontantes e produtores permitirá o desenvolvimento dessas regiões, que muitas vezes também recebem investimentos diretos da indústria do petróleo.

123. Há obrigação de pagamento de royalties de produção na plataforma continental?

R: A legislação vigente estabelece regras específicas para a distribuição das participações governamentais, incluindo os royalties, em produção ocorrida na plataforma continental. Ainda que haja contestações judiciais sobre tal recolhimento, enquanto não houver uma decisão definitiva sobre o assunto, vale a legislação vigente.

c. Bônus de Assinatura

124. O que é o bônus de assinatura?

R: É o valor fixo, estabelecido no edital de licitações de blocos exploratórios, a ser pago à União pelo contratado no



ato da assinatura do contrato de partilha da produção. Tal valor não integra o custo em óleo, isto é, não pode ser abatido dos custos de cada área na fase de produção.

125. É comum a cobrança do bônus de assinatura no contrato de partilha?

R: Sim, é relativamente usual tal cobrança. Alguns países que adotam o contrato de partilha de produção, como Angola, Indonésia, Rússia, Nigéria e Líbia, exigem do contratado o pagamento, em dinheiro, do bônus de assinatura, após a finalização das negociações e assinatura dos contratos. Alternativamente, tal pagamento pode ocorrer na forma de equipamento ou transferência de tecnologia. Entre os contratos analisados que prevêem tal cobrança, existem muitas variações sobre a forma de pagamento.

126. Qual será o destino do bônus de assinatura no contrato de partilha?

R: O bônus de assinatura será utilizado para capitalizar o Fundo Social – FS e como fonte de recursos da PETRO-SAL.



XIV. Fundo Social

127. Quais os objetivos do Fundo Social – FS?

R: O FS tem por objetivos:

- Constituir poupança pública de longo prazo, com base nos rendimentos auferidos pela União nas atividades do setor de petróleo;
- Oferecer fonte regular de recursos para o desenvolvimento social, na forma de projetos e programas nas áreas de combate à pobreza, educação, desenvolvimento ambiental, cultura e ciência e tecnologia; e,
- Reduzir os impactos macroeconômicos decorrentes das variações da renda gerada pelas atividades de exploração e produção de petróleo.

128. A origem e a destinação dos recursos do fundo social constarão em lei?

R: Sim, a lei específica que cria o Fundo Social definirá a origem e a destinação de seus recursos.

Os recursos destinados ao novo fundo social serão provenientes do resultado econômico da exploração e produção de petróleo na área do Pré-Sal ou de áreas definidas como estratégicas. Somam-se a esses valores parte dos recursos arrecadados a título de bônus de assinatura e de royalties dos contratos de partilha, bem como os resultados de aplicações financeiras sobre suas disponibilidades.

As deliberações dos resgates serão realizadas pelo Conselho Deliberativo do Fundo Social – CDFS, composto por membros da Administração Pública Federal e da sociedade civil. Os recursos serão utilizados para a realização de projetos e programas nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, da ciência e tecnologia e da sustentabilidade ambiental, devendo observar o Plano Plurianual, a Lei de Diretrizes Orçamentárias – LDO e as respectivas dotações consignadas na Lei Orçamentária Anual – LOA.

129. Como se realizará a aplicação financeira do Fundo Social ?

R: Será constituído fundo de investimento específico, tendo a União como cotista única, em instituição financeira federal.

Esse fundo de investimento fará aquisição direta de ativos, no Brasil ou no Exterior, tais como a compra de títulos estrangeiros e a aquisições de ações, devendo observar critérios de rentabilidade esperada e diversificação de risco, podendo ser destinados a projetos de infraestrutura (ex: transporte e geração de energia).

130. Os recursos serão aplicados apenas no País? Por quê?

R: Os investimentos serão realizados no Brasil e no exterior, de modo a evitar que uma entrada maciça de dólares no País, decorrente da exportação de petróleo ou dos derivados produzidos, valorizem significativamente o Real em relação às demais moedas.

A inobservância dessa providência provocou problemas sérios na Holanda, quando a exportação de excedentes de gás natural levou à supervalorização da moeda local, tirando a competitividade da indústria daquele País. Importar era sempre mais barato. Esse fenômeno ficou mundialmente conhecido como “doença holandesa”.

XV. Desenvolvimento Nacional

131. Que impactos a exploração do Pré-Sal trará para a indústria nacional?

R: O modelo proposto busca atrelar a exploração das riquezas do Pré-Sal, que terá a Petrobras como operadora, às políticas para o desenvolvimento do País. Espera-se estimular o desenvolvimento de tecnologia no País com os programas de pesquisa para o setor petróleo, e a indústria de bens e serviços, por meio de exigências de conteúdo local para os projetos de exploração, desenvolvimento e produção.

Assim, o Governo espera que o Pré-Sal contribua para a transformação do País e não que este se torne um mero exportador de petróleo bruto.

132. Que políticas o Governo adotará para incentivar a indústria nacional?

R: A principal política pública para incentivar a indústria nacional será a exigência de conteúdo local mínimo que, associado à percepção de vendas significativas e distribuídas no longo prazo, possibilitará investimentos em ampliação de nossa capacidade produtiva e melhoria de competitividade.

Adicionalmente, considera-se criar linha de crédito específica para o setor, por meio do BNDES, de modo a permitir a instalação e modernização de fábricas no País.

Estudos do BNDES indicam que, para fazer frente aos investimentos da Petrobras, a cadeia produtiva do petróleo demandará investimentos da ordem de 80 bilhões de dólares nos próximos dez anos.

133. Haverá alguma regra no novo modelo para garantir conteúdo local de bens e serviços nos projetos do Pré-Sal?

R: Sim. Será exigido que os contratados no sistema de partilha cumpram um percentual mínimo de conteúdo local nas atividades de exploração e produção na região do Pré-Sal.

Também podem ser adotados critérios para estimular o desenvolvimento setorial de áreas consideradas estratégicas para o País e outros critérios relacionados ao desenvolvimento da indústria nacional. Tais parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção serão propostos pelo MME ao CNPE.

134. O mercado fornecedor de bens e serviços conseguirá atender as encomendas para o Pré-Sal?

R: O planejamento da contratação de áreas no regime de partilha, ou seja, o ritmo da oferta de blocos buscará maximizar a utilização dos recursos nacionais de bens e serviços.

A cada rodada de licitações, os parâmetros constantes dos contratos de partilha, incluindo os percentuais de conteúdo local, considerados mínimos para a execução das atividades de E&P pela indústria nacional, serão reavaliados de modo a garantir a maximização do uso dos recursos nacionais. Além do mais, a Petrobras, como empresa operadora alinhada com as políticas nacionais, buscará maximizar o conteúdo local nesses projetos.

Na política industrial atual podemos citar as ações do Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural – PROMINP, instituído pelo Governo Federal, por meio do Decreto nº 4.925, de 2003, com o objetivo de maximizar a participação da indústria nacional de bens e serviços, em bases competitivas e sustentáveis, na implantação de projetos de petróleo e gás natural no Brasil e no exterior, na preparação da nossa indústria para permitir o maior aproveitamento da oportunidade descortinada pelo Pré-Sal.

135. Faltará mão de obra especializada para atender às demandas do Pré-Sal?

R: O treinamento de mão de obra especializada para atender às demandas da indústria petrolífera é um desafio para o qual o Governo, a Petrobras e demais empresas do setor já enfrentam, com êxito. Com o advento do Pré-Sal, tal demanda se intensificou.

Com base nos dados do PROMINP, estima-se que será necessário qualificar aproximadamente 285 mil pessoas nos próximos cinco anos. O Programa realizou parceria com o Ministério do Trabalho para a qualificação de trabalhadores desempregados, em cursos de nível básico, no âmbito do Plano Setorial de Qualificação. Para os níveis, médio e superior, o PROMINP deve qualificar no próximo ano seis mil pessoas para trabalhar nas sondas que vão perfurar o Pré-Sal.

Dessa forma, apesar da demanda intensificada por profissionais especializados, o somatório de esforços e ações em nível governamental deverá atender às demandas projetadas para o setor.

136. O que é a “Doença Holandesa” e a “Maldição do Petróleo”?



A chamada “doença holandesa” refere-se à situação onde ocorre entrada de grande volume de divisas num país, causando a valorização excessiva de sua moeda, acarretando queda da sua produção industrial por conta da falta de competitividade dos produtos nacionais com os produtos importados.

A chamada “maldição do petróleo” refere-se à situação em que o país tem como principal fonte de receitas os valores referentes a exportações de petróleo, tornando-se dependente única e exclusivamente da produção petrolífera. Nesse caso, a redução da produção de petróleo pode causar a decadência econômica dessa nação.



XVI. Comercialização

137. O que será feito com o petróleo da União?

R: A parcela de petróleo da União será comercializada de acordo com a política a ser estabelecida pelo Governo, devendo a PETRO-SAL contratar a Petrobras ou outra empresa para esta atividade. O resultado econômico desta comercialização será destinado ao Fundo Social.

138. O Pré-Sal pode ser considerado a nossa independência em relação à importação do gás boliviano?

R: O gás natural a ser produzido no Pré-Sal contribuirá para o aumento da oferta interna, podendo representar um novo ciclo também na demanda desse energético no mercado nacional.

No entanto, a independência em relação ao gás da Bolívia não é uma meta a ser buscada, especialmente considerando a existência de um contrato entre as empresas dos dois países e os interesses geopolíticos do Brasil. Por outro lado, a elevação da oferta nacional tornará o gás boliviano menos representativo na oferta total, minimizando a dependência atual.

139. O petróleo do Pré-Sal é melhor para a produção de combustíveis leves (diesel e gasolina) do que a média do petróleo nacional?

R: No Brasil temos áreas produzindo petróleo mais pesado, como o petróleo do campo de Marlim, na Bacia de Campos, que tem 17° API e áreas com produção de petróleo leve, como o Campo do Urucu, na Bacia do Solimões, que tem petróleo com 42° API. O petróleo médio nacional possui 24° API, enquanto o petróleo encontrado nas descobertas anunciadas do Pré-Sal têm cerca de 30° API, sendo, portanto mais leve e de melhor qualidade que a média do petróleo nacional atualmente em produção .

A produção de combustíveis depende basicamente da configuração da refinaria em que é processado. O parque de refino nacional foi inicialmente configurado para processar petróleo leve importado – 40° API. Nos últimos anos foram realizadas ampliações e adequações para aumentar a capacidade de processamento do óleo pesado nacional.

Pelas suas características, espera-se um menor custo de refino na produção de combustíveis leves a partir do petróleo do Pré-Sal.



XVII. Oitava Rodada

140. O que acontecerá com os blocos já arrematados e não concedidos da 8ª Rodada?

R: A 8ª Rodada possui 7 blocos arrematados na área do Pré-Sal que, caso outorgados, deveriam ser explorados sob o regime de concessão. No curso da realização da Rodada, o Poder Judiciário determinou sua interrupção por motivos não relacionados com o Pré-Sal. Assim a rodada não foi concluída e os lotes arrematados não foram concedidos. Antes da reversão da decisão judicial, a Petrobras anunciou as descobertas das acumulações do Pré-Sal, levando o Governo a reavaliar a conveniência de validar o certame.

Assim, o CNPE deverá definir o destino desses blocos após a promulgação da nova Lei.

² API é a escala idealizada pelo American Petroleum Institute - API, juntamente com a National Bureau of Standards e utilizada para medir a densidade relativa do petróleo - quanto mais próximo de 50 graus, mais valorizado é o petróleo.

Projetos de Leis do Novo Modelo Regulatório do Pré-Sal

Projeto de Lei nº 5.938, de 2009, Mensagem nº 713/2009

Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e dá outras providências.

Projeto de Lei nº 5.939, de 2009, Mensagem nº 714/2009

Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – PETRO-SAL, e dá outras providências.

Projeto de Lei nº 5.940, de 2009, Mensagem nº 715/2009

Cria o Fundo Social – FS, e dá outras providências.

Projeto de Lei nº 5.941, de 2009, Mensagem nº 716/2009

Autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição, e dá outras providências.

Siglas

AGU	Advocacia Geral da União
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	American Petroleum Institute
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BNDESPAR	BNDES Participações S.A.
BP	British Petroleum
CDFS	Conselho Deliberativo do Fundo Social
CENPES	Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Melo
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CO2	Dióxido de Carbono
E&P	Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FS	Fundo Social
LDO	Lei de Diretrizes Orçamentárias
LOA	Lei Orçamentária Anual
MF	Ministério da Fazenda
MME	Ministério de Minas e Energia
MPOG	Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PE	Participação Especial
PEM	Programa Exploratório Mínimo
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S. A.
PETRO-SAL	Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A.
PGFN	Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional
PROMINP	Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural
SEC	Securities and Exchange Commission
TLD	Teste de Longa Duração