

# PROGRAMA INCENTIVA VOLTA DOS NEGÓCIOS

Além de quatro leilões neste ano, governo definiu o cronograma de 2018 e 2019 e implementou várias mudanças regulatórias para atrair investidores

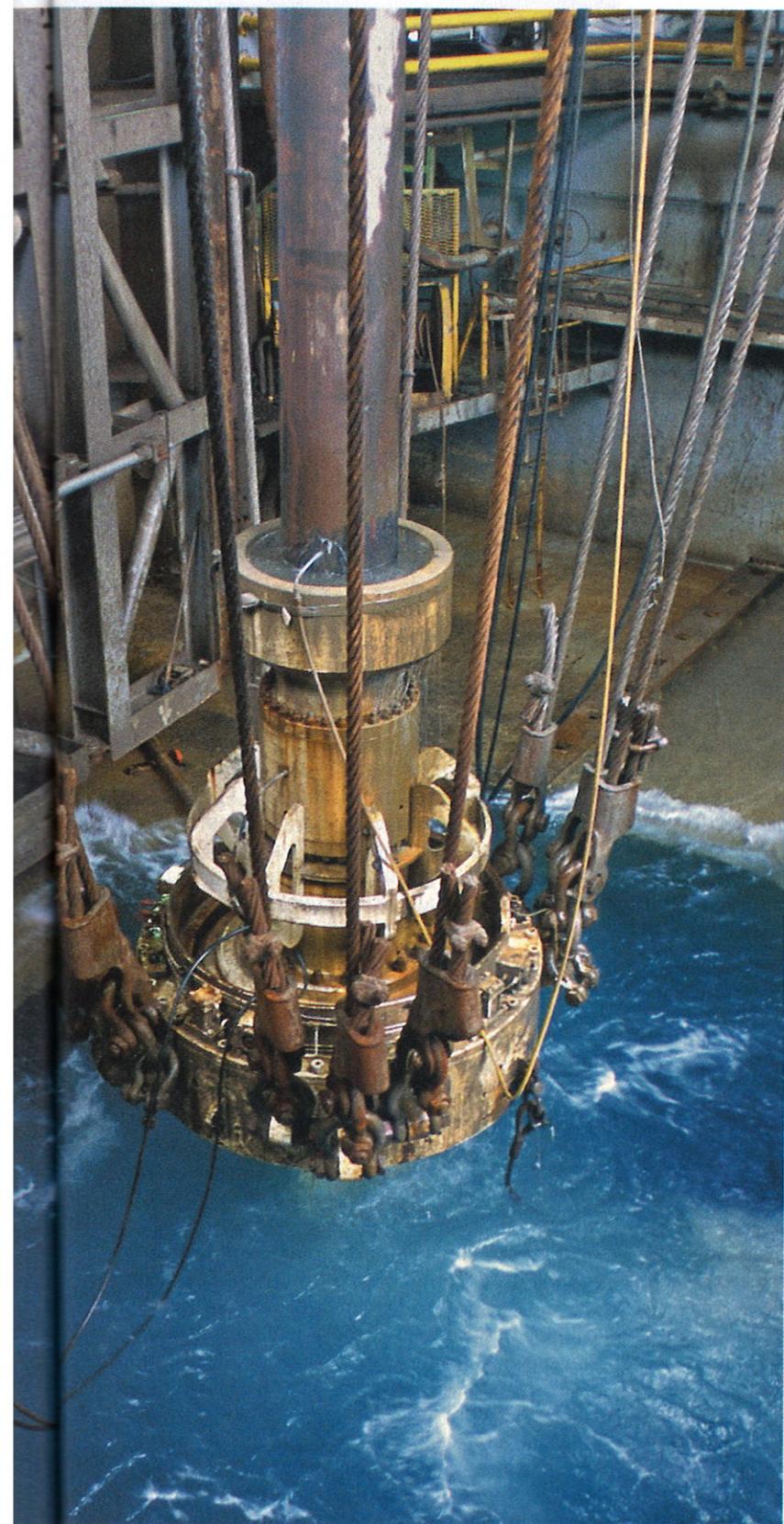
Por Simone Goldberg

**D**epois de quase três anos praticamente estagnado, mergulhado numa crise que incluiu os escândalos de corrupção na Petrobras, a derrubada de preços do barril e o freio nos investimentos, o setor de petróleo e gás no Brasil dá sinais de retomada, por conta de vários fatores, internos e externos. No ambiente doméstico, um dos mais importantes é a volta de um cronograma de leilões de áreas de exploração, reivindicação antiga das empresas. O governo marcou quatro rodadas neste ano, sendo duas de pré-sal, e espera arrecadar R\$ 8,5 bilhões.

Também sinaliza com mais seis, três em 2018 e outras três em 2019, ofertando pré-sal, campos terrestres maduros e áreas em bacias marítimas e em terra fora do pré-sal. O panorama brasileiro se tornou ainda mais favorável aos investimentos privados com mudanças regulatórias – itens recorrentes na lista de interesses dos players do setor: o fim da obrigatoriedade da Petrobras como operadora única no pré-sal; a redução de conteúdo local; avanços em acordos de unitização (áreas de pré-sal adjacentes a blocos já concedidos); e perspectiva de prorrogação por 20 anos do Repetro, regime tributário especial que facilita importação e exportação e que vence em 2019.



Sonda de navio da Petrobras na bacia de Campos



JOSE CALDAS / AGENCIA PETROBRAS

Em meados de abril, o mercado aguardava que alguns destes pontos – prorrogação do Repetro e os acordos de unitização – fossem confirmados e aprimorados pelo governo. “O Brasil tem uma geologia extremamente favorável e é um dos países mais interessantes do mundo para se procurar petróleo”, diz o secretário executivo de exploração e produção do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), Antônio Guimarães. “Mas é preciso um ambiente de negócios atrativo.”

Ele lembra que haverá neste ano 27 licitações de petróleo pelo mundo e as empresas “vão comparar as vantagens de investir no Brasil ou em outros lugares”. No front externo, os ajustes que as petroleiras fizeram para se adequar aos novos preços do barril e a estimativa de estabilização na faixa dos US\$ 50 a US\$ 60 permitiram melhor planejamento futuro. “O preço não deve subir, por conta da competitividade americana, esvaziando o acordo da Organização dos Países Produtores de Petróleo (Opep)”, avalia Tereza Fernandez, consultora da MB Associados.

Os preços internacionais do barril devem se manter porque, apesar de a Opep ter fechado um acordo com países produtores não membros para cortar a produção no começo do ano, numa tentativa de elevar o preço, a produção de xisto americano e de óleo no golfo do México tem aumentado. A renovação do entendimento, depois de seis meses, não é dada como certa. Esta cotação atual, diz Tereza, é bastante razoável para o pré-sal nacional, que vem obtendo ganhos tecnológicos e reduzindo custos.

Assim, as grandes petroleiras voltam a pensar em novos investimentos e o Brasil tem chances de atrair esses negócios. Um estudo da consultoria Accenture indica que, com a volta dos leilões e os acertos no arcabouço regulatório, há estimativas de que as empresas de petróleo, incluindo a Petrobras, estejam investindo US\$ 45 bilhões até 2025. Boa parte desses pré-requisitos está definida. O Ministério de Minas e Energia confirma a realização de quatro leilões em 2017.

O primeiro é a chamada Rodadinha, quarta rodada de campos marginais em terra, programado para maio. Serão oferecidas nove áreas (Araçás Leste, Garça Branca, Iraúna, Itaparica, Jacumirim, Noroeste do Morro Rosado, Rio Mariricu, Urutau e Vale do Quiricó), distribuídas em três bacias sedimentares: Potiguar, Recôncavo e Espírito Santo. A Agência Nacional do Petróleo (ANP) informa que elas foram selecionadas visando ampliar o conhecimento das bacias sedimentares e dar oportunidades a pequenas e médias empresas.

Em setembro, haverá dois leilões: um é a 14ª rodada sob regime de concessão, que tem selecionados 291 blocos exploratórios, em nove bacias sedimentares de diversos Estados, e outros dez blocos de águas ultra-profundas, na porção norte da bacia de Campos. São áreas, diz a ANP, em bacias de elevado potencial, de novas fronteiras e bacias maduras, que poderão ajudar a ampliar as reservas e a produção, além de descentralizar

o investimento exploratório no país, desenvolver a pequena indústria petrolífera e fixar empresas nacionais e estrangeiras no país.

A outra disputa de setembro, pela programação do governo, é o segundo leilão de partilha, com a oferta de áreas unitizáveis do pré-sal (blocos vizinhos a outros concedidos) na bacia de Campos (Tartaruga Verde e Gato do Mato) e bacia de Santos (Carcará e Sapinhoá). E finalmente em novembro está marcada a terceira rodada do pré-sal. Serão oferecidas quatro áreas nas bacias de Campos e de Santos: Pau Brasil, Peroba, Alto de Cabo Frio-Oeste e Alto de Cabo Frio Central.

Até agora só houve um leilão de pré-sal pelo regime de partilha: a do campo de Libra, em 2013, na bacia de Santos, vencido pelo consórcio Petrobras, anglo-holandesa Shell, francesa Total e chinesas CNPC e CNOOC. O governo já definiu outros seis leilões, três em 2018 e três em 2019 – somando dez de 2017 a 2019. Em 2018 e 2019, a grade será similar em cada ano, com campos maduros terrestres, outro vendendo blocos sob o regime de concessão (em terra e mar) e um terceiro sob regime de partilha, com áreas de pré-sal.

Apesar da novidade deste ano no pré-sal – o fim da exclusividade da Petrobras como operadora –, a empresa, mesmo com menor capacidade de aporte de recursos e ainda equacionando suas finanças, pode entrar nas disputas, exercendo seu direito de preferência. Foi o que disse o presidente da estatal, Pedro Parente, na coletiva de apresentação de resultados de 2016 em março. Segundo ele, “a empresa pode repriorizar seus investimentos em função do interesse que tenha nas áreas”.

O Plano de Negócios e Gestão da Petrobras 2017-2021 prevê investimentos de US\$ 74,1 bilhões, dos quais US\$ 60,6 bilhões em exploração e produção. Destes, apenas 11% foram reservados à exploração. A maior parte está focada em desenvolvimento da produção, com esforço maior nos campos de pré-sal. Analistas veem a estatal mais seletiva, tendendo a optar, nos leilões, apenas pelas áreas de maior atratividade. Por isso, apontam para a necessidade de atração de capitais estrangeiros para dar mais velocidade a novas campanhas exploratórias.

“As empresas precisam de previsibilidade e um cronograma de leilões é importante para que elas se planejem e possam mitigar riscos com a diversificação de portfólio”, avalia o sócio-líder de óleo e gás da KPMG, Anderson Dutra. Para ele, uma programação de rodadas não necessariamente quer dizer várias com intervalos muito curtos entre elas, porque pode forçar o caixa de petroleiras que atuam no Brasil e fazê-las escolher em qual leilão entrar. Mas isso pode abrir espaço para novos players, de fora do eixo Estados Unidos-Europa.

“As petroleiras foram se ajustando desde 2015, depois da queda forte do preço do barril, se planejaram ano passado, e o interesse por investimentos vem aumentando”, diz o professor do grupo de economia de energia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Edmar de Almeida.



Com as mudanças nas regras brasileiras, como o fim da obrigatoriedade da Petrobras ser operadora única no pré-sal e redução de índices de conteúdo local, segundo ele, o Brasil entra forte no mapa de prioridades.

O pré-sal é visto por ele como sem concorrentes. “Não há nada no mundo como o pré-sal brasileiro em termos de volumes”, observa Almeida. Por isso, há perspectiva de chegada de petroleiras que ainda não atuam no Brasil ou têm presença tímida, especialmente para esses leilões. “Ter blocos do pré-sal no portfólio agrega valor.”

A norueguesa Statoil é um exemplo de apetite por novos aportes no país, que responde por 12% de sua produção internacional, de 720 mil barris por dia. Em 2016, a empresa comprou, por US\$ 2,5 bilhões, a participação de 66% da Petrobras no bloco BM-S-8, chamado Carcará, no pré-sal da bacia de Santos. Carcará terá uma área unitizável indo a leilão, o que faz os analistas apostarem na Statoil como uma das candidatas a levar a disputa. A petroleira não comenta sobre ativos específicos e diz que está sempre avaliando oportunidades de negócios, como novas rodadas, compra ou venda de ativos.

Nos próximos anos, a Statoil programou vários projetos para o Brasil, país onde pretende se tornar o principal player internacional. Um deles é o desenvolvimento da segunda fase do campo de Peregrino, na bacia de Campos, com a instalação da terceira plataforma – trata-se do maior campo da empresa fora da Noruega e do qual tirou mais de 100 milhões de barris desde 2011, quando iniciou a produção.

Serão tocados também o desenvolvimento do BM-C-33, na bacia de Campos, onde foi realizada a descoberta do Pão de Açúcar, e de Carcará e o início da exploração em blocos no Espírito Santo. O Brasil, diz o vice-presidente de relações institucionais da



ALINE MASSUCA / VALOR

**Carvalho,  
da Statoil:  
país é uma  
região  
estratégica**

Statoil Brasil, Fernando de Carvalho, tem uma base de recursos enorme e volumes a serem descobertos. “Vemos o país como uma região estratégica para um crescimento sustentável e a longo prazo”, destaca.

Para ele, o debate em curso em torno das regras para a área de petróleo e gás, incluindo itens como Repetro, conteúdo local e novos leilões, mostra a seriedade do país em relação aos negócios no segmento. “Apesar do desafio competitivo que o setor de óleo e gás brasileiro vive hoje, sem dúvida o Brasil é uma das áreas produtoras de petróleo mais atrativas do mundo”, afirma. E lembra que Brasil compete por projetos e oportunidades da empresa em vários países, entre eles Noruega, Reino Unido, Estados Unidos e Canadá.

Outra que tem grandes planos para o Brasil é a anglo-holandesa Shell, parceira da Petrobras no campo de Libra, no pré-sal da bacia de Santos, junto com a francesa Total e duas petroleiras chinesas, CNPC e CNOOC. Em novembro de 2016, o presidente mundial da Shell, Ben Van Beurden, afirmou que a empresa investirá US\$ 10 bilhões no Brasil nos próximos quatro anos. Os recursos irão principalmente para projetos com a Petrobras, pré-sal e projetos da BG, que foi comprada pela Shell.

Beurden, que esteve reunido com o presidente Michel Temer, o ministro da Fazenda, Henrique Meirelles, e o ministro de Minas e Energia, Fernando Bezerra, também disse, na ocasião, que a empresa olhará oportunidades nos novos leilões. Se vier a fazer ofertas nas rodadas deste ano, novos investimentos serão agregados aos anunciados. Ele comentou que a extinção da exclusividade da Petrobras como operadora única no pré-sal abre oportunidades para que novos investidores venham ao Brasil e mostrou interesse em ser operador, tendo a Petrobras como parceira estratégica.

A francesa Total, outra integrante do consórcio de Libra, vem se movimentando no país. Em outubro de 2016, anunciou que planeja investimentos de US\$ 300 milhões em 2017 em projetos na bacia da Foz do Amazonas. No geral, a empresa prevê aportes de US\$ 1,25 bilhão neste ano em exploração e o Brasil é um dos cinco mercados prioritários. Os outros são Aruba, Chipre, Egito e Malásia.

No fim do ano passado, a petroleira francesa foi às compras por aqui. Adquiriu por US\$ 2,2 bilhões participações da Petrobras em usinas térmicas e em duas áreas do pré-sal na bacia de Santos. A Total ficou com 22,5% da concessão de Iara, que inclui os campos Sururu, Berbigão e Oeste de Atapu. No outro bloco comprado, a petroleira francesa passou a ter 35% do campo de Lapa, que começou a produzir no fim de 2016. É nessa região que se encontra o campo de Lula, o maior em produção do país, com cerca de 690,7 mil barris diários em fevereiro de 2017.

Para o líder de energia da Accenture Strategy, Daniel Rocha, o preço do barril estabilizado entre US\$ 50 e US\$ 60 propicia maior previsibilidade para as petroleiras. “Assim, elas podem selecionar seus projetos viáveis a esse patamar e o pré-sal cabe aí.” Ele vê a disputa deste ano mais concentrada nas maiores como Shell, Total, Statoil. Já para a 14ª rodada, ele aponta perspectivas de atração de novos entrantes no mercado nacional.

Apesar das boas perspectivas, há, porém, alguns problemas no horizonte, porque as incertezas sobre o ambiente de negócios no país não foram todas apagadas. “Até 2018, o apetite ainda será moderado. Boa parte dos grandes investidores está aguardando o resultado das eleições do ano que vem”, avalia o presidente da consultoria Macroplan, Cláudio Porto. Para ele, se for confirmada a expectativa de que “ressurgirá uma hegemonia política pró-mercado e com perspectivas de permanência no poder”, o interesse por investimentos no Brasil alcançará um patamar bem mais alto.

Há mais otimismo do que pessimismo em relação ao sucesso dos leilões de 2017, com várias petroleiras estrangeiras, e mesmo a Petrobras, comentando ter interesse, como Shell e Statoil, que deixaram claro estarem analisando oportunidades no Brasil. Mas isso não quer dizer, a priori, que o Brasil verá um boom espetacular nas próximas rodadas.

Isso porque, na visão de José de Sá, sócio da Bain&Company, o nível atual de preço do barril induz as empresas a fazer apostas mais calculadas e escolher ambientes regulatórios de menor risco. O Brasil, aponta, concorre com Estados Unidos, Angola, México, Canadá, Austrália, Moçambique e Argentina por aportes em projetos de óleo e gás. A seu ver, novas rodadas de áreas de pré-sal sem a regra do operador único viabilizará a presença relevante de outras empresas no Brasil. “Já o impacto de leilões de outro tipo de ativos vai depender de quanto se ajustar o ambiente regulatório para trabalhar a atratividade comparativa do Brasil”, afirma.

# AVANÇO DO CAPITAL PRIVADO

Petrobras não perde seu protagonismo, mas participação de outras empresas na produção nacional deve superar 30% em dez anos Por Simone Goldberg

**A** pesar da redução da sua capacidade de investimentos, de ter perdido a exclusividade para atuar como operadora única no pré-sal e da tendência de aumento da participação das petroleiras privadas – estrangeiras e nacionais – na produção brasileira de óleo e gás, a Petrobras manterá o seu protagonismo. Analistas do setor, que defendem um mercado mais aberto, mais competitivo e com mais players, rejeitam a ideia de que a estatal tenha se enfraquecido com a mudança na regra do pré-sal, porque ela mantém direito de preferência sobre as áreas.

Avaliações do Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) e de especialistas indicam a perspectiva de que, em cerca de dez anos, a participação das petroleiras privadas na produção nacional suba para mais de 30%, ganhando espaço especialmente no pré-sal. Em fevereiro, segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), os campos operados pela Petrobras responderam por 94% da produção de óleo e gás. O pré-sal ficou com 46% do total, que somou 3,346 milhões de barris de óleo equivalente (boe, que inclui gás) por dia.

Embora a Petrobras tenha a liderança absoluta do mercado no ano passado, o crescimento da sua produção foi de apenas 0,75% sobre 2015. Já as demais empresas registraram uma alta de 15,9%. Para o professor Edmar de Almeida, do Grupo de Estudos de Energia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), grande parte desse aumento se deve

**Plataforma da Petrobras no campo de Libra, na bacia de Santos**







**Almeida,  
da UFRJ:  
base de ativos  
da Petrobras  
é muito forte**

à participação de petroleiras estrangeiras em blocos do pré-sal, em parceira com a estatal verde-amarela.

Lula, no pré-sal da bacia de Santos, por exemplo, é o maior campo produtor de petróleo no país – em fevereiro anotou 690,7 mil barris por dia e tem como sócios a Petrobras (operadora), a BG – que foi comprada pela Shell – e a Petrogal. “Daqui uns dez anos, a produção das empresas privadas deve responder por 30% a 40% do total no Brasil. Mas a Petrobras também vai ampliar sua produção, porque está focada no país”, diz Almeida. E mesmo sem a exclusividade na operação do pré-sal, ele aponta a estatal no controle do setor.

“A base de ativos é muito forte, especialmente no pré-sal. A Petrobras tem direito de preferência, que deve exercer onde perceber maior atratividade”, avalia. De qualquer forma, a velocidade com que as petroleiras privadas ampliarão sua participação na produção dentro do Brasil – que pode chegar a 40% em dez a 15 anos, nos cálculos do líder de energia da Accenture Strategy, Daniel Rocha, depende de diversos fatores, entre eles as eleições de 2018.

O setor, analisa Rocha, está levando em conta as perspectivas do quadro político na hora de tomar decisões. “Há receio de novas mudanças de regras”, observa. Ele encara como positiva a decisão de tirar da Petrobras a obrigação de ser operadora única do pré-sal. “Alivia a empresa de ter de tocar projetos menores que poderiam não interessar e a deixa focar naquilo que considera relevante”, diz. Além disso, a estatal não dispõe de caixa suficiente para abraçar todos os projetos do pré-sal.

“É ruim para o país ter uma única empresa dominante. Se ocorre uma crise muito acentuada, o setor todo para”, acrescenta Rocha. Para ele, a diversificação de players permite manter os negócios girando. Mas a perspectiva de ampliação de espaço das empresas privadas ocorre não apenas por conta das novas regras que favorecem a atração do capital privado, mas ainda pela estratégia adotada pela Petrobras para enfrentar suas dificuldades financeiras.

A empresa reduziu fortemente seus investimentos e está vendendo ativos para fazer caixa. Entre eles, foram negociados blocos de exploração e produção, inclusive de áreas de pré-sal, para multinacionais como a norueguesa Statoil e a francesa Total. Há outros ativos exploratórios na lista de desinvestimentos. Além disso, afirma o sócio-líder de óleo e gás da KPMG, Anderson Dutra, vários campos na bacia de Campos da Petrobras estão em declínio produtivo, enquanto algumas das grandes petroleiras estrangeiras vêm colhendo frutos de seus investimentos realizados desde 2008.

Enquanto as petroleiras privadas se preparam para novos saltos no Brasil, que reduzirão a atual liderança absoluta da Petrobras na produção nacional, o mercado de petróleo se transforma. Vem se tornando cada vez mais global e, ao mesmo tempo, o produto tende a perder espaço para fontes alternativas de energia. “O atual excesso de oferta é provavelmente estrutural, por conta da forte expansão de outras fontes de energia, como etanol, biomassa, eólica e solar”, ressalta o presidente da consultoria Macroplan, Claudio Porto.

# MUITAS CRÍTICAS ÀS MUDANÇAS

Divergências entre empresas petroleiras e fornecedores de bens e serviços nacionais se agravaram devido à forte redução nos índices de produção no país Por Simone Goldberg

**Prata, da Abimaq: negociações ainda vão continuar**

**A** controvérsia em torno do conteúdo local no setor de petróleo está radicalizada e opondo interesses das petroleiras e fornecedores de bens e serviços nacionais. Desde fevereiro, quando o governo anunciou a redução, em média, pela metade, dos índices mínimos para exploração e produção, as críticas de entidades da

indústria brasileira se sucedem. Elas apontam para mais demissões, em um momento em que o país contabiliza cerca de 13,5 milhões de desempregados.

Apesar de os novos índices terem sido aprovados pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em reunião neste mês, a indústria nacional continua tentando sensibilizar o governo para a questão, com conversas e por meio das frentes parlamentares representativas do setor. Os novos percentuais de conteúdo local vão valer na 14ª Rodada de áreas de exploração e uma oferta de áreas novas de pré-sal, dois dos quatro leilões previstos para este ano.

Já a rodada de campos marginais em terra não terá obrigação de conteúdo local e o leilão de áreas de utilização no pré-sal (blocos vizinhos de áreas concedidas) terá os índices que valem para os campos adjacentes. A flexibilização de percentuais de conteúdo local é reivindicação antiga das grandes empresas exploradoras de óleo para estimular investimentos e dar mais competitividade à cadeia produtiva do setor.

Os novos números mudam radicalmente o sistema que vigorava, no qual os índices eram estabelecidos a cada rodada. Assim, haverá este ano percentuais distintos em vários segmentos da atividade petrolífera. No mar, o índice será de 18% duran-

te o período de exploração. Já para construção de poços, a cota será de 25% e, para sistemas de coleta e escoamento, 40%. Para plataformas, o estabelecido é de 25%. Em terra, foi definido 50%.

Da lista de novos indicadores, há um específico que desagradou em cheio à indústria brasileira de máquinas: os 25% das plataformas – hoje, em média, o índice para unidades de produção marítimas gira em torno de 65%. “O novo número não é só baixo como também é global, inclui bens e serviços”, aponta o presidente do Conselho de Óleo e Gás da Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos (Abimaq), Cesar Prata.

Ele reclama de traição do governo, porque havia uma negociação em curso para que não fossem definidos índices globais – que agradam às petroleiras – como foi feito. Prata ainda espera reverter a decisão e agora aposta nas oito frentes parlamentares representativas da indústria, engenharia e infraestrutura nacionais – entre outros temas – que prosseguem nos debates.

Segundo Prata, um índice global aceitável seria algo entre 40% e 50%. Ou 25% para bens e 25% para serviços. Tais patamares serviriam para ter encomendas e manter os empregos. Para a indústria crescer, os índices teriam de ser 40% em ser-



DIVULGAÇÃO