

Ministério de Minas e Energia

Assessoria de Comunicação Social - ASCOM

Sumário

VEÍCULO: Folha de S. Paulo	2
Título: Indústria de biodiesel aumenta vendas em 18%, mas a preço menor	2
VEÍCULO: O Estado de S. Paulo	2
Título: Impasse matemático	2
VEÍCULO: Valor Econômico	2
Título: Impactos do novo conteúdo local nos investimentos	2
Título: Justiça livra CSN de pagar tarifa	5
Título: Aneel inicia processo para revogação de 1,15 GW em projetos	6
Título: Reserva de óleo e gás recua com investimentos menores	8

VEÍCULO: Folha de S. Paulo**Seção: Mercado****Autor: Maria Cristina Frias****Título: Indústria de biodiesel aumenta vendas em 18%, mas a preço menor**

A venda de biodiesel cresceu 18,3% no último leilão do setor, em comparação com o certame anterior —cujo resultado havia ficado bem abaixo da expectativa do mercado.

O leilão, realizado na sexta (8), foi o segundo após a aplicação da taxa obrigatória de 8% de biodiesel na composição do combustível regular -a exigência, aprovada em 2016, é uma das apostas de crescimento do setor.

Apesar da melhora nas vendas, o preço do litro comercializado foi 8% menor que no último leilão, e 14% mais baixo que há um ano.

"Os motivos da queda são a safra recorde de soja, que barateou a matéria-prima, e a ociosidade da indústria, hoje em 40%", diz Erasmo Battistella, presidente da Aprobio, que representa o setor.

A entidade pleiteia que o governo antecipe a taxa obrigatória de 9%, prevista para março de 2018. "Com o recuo do preço e as fábricas ociosas, não haveria prejuízo", afirma.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo**Seção: Política / Colunas****Autor: Andreza Matais e Marcelo de Moraes****Título: Impasse matemático**

O governador de Alagoas, Renan Filho, tenta negociar ressarcimento de R\$ 800 milhões referentes à venda da Companhia Energética de Alagoas (Ceal). O governo aceita pagar a metade.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Opinião****Autor: Felipe Ferenzini****Título: Impactos do novo conteúdo local nos investimentos**

Após complexas discussões sobre o novo modelo de conteúdo local para a indústria do petróleo e gás, o governo finalmente reduziu as exigências impostas

às empresas operadoras de petróleo para as licitações da Agência Nacional do Petróleo (ANP) para a 14ª Rodada e 3ª Rodada do Pré-Sal.

Para os blocos "offshore", onde estão os maiores investimentos, o governo estabeleceu critérios com apuração global. Para a fase de exploração o conteúdo local mínimo será de 18%. A fase de desenvolvimento exigirá o mínimo de 25% para a construção de poços marítimos, 40% para a atividade de produção "subsea" e 25% para as unidades estacionárias (plataformas de produção).

Com a crise do preço do barril de petróleo, os recursos das operadoras de petróleo estão muito mais restritos que há alguns anos. Atualmente, o custo médio de extração de óleo comparado ao preço do barril torna os investimentos muito menos atraentes.

A redução de custos já é palavra de ordem para as petroleiras. A escolha por investimentos passou a ser feita com maior cautela, considerando as diversas variáveis que devem compor a equação financeira de projetos da tal magnitude.

Nesse cenário, vemos os países competindo pelos limitados investimentos das petroleiras. Portanto, era essencial que o Brasil adotasse exigências de conteúdo local mais factíveis que as anteriores, para efetivamente atrair investimentos para o país.

Os números comparativos com a experiência do México mostram que o México é forte concorrente do Brasil na busca por investimentos no setor petrolífero na América Latina, devido às características de ambos os países. Assim, podemos extrair valiosas lições se compararmos a recente experiência do México com a do Brasil nas últimas licitações de blocos exploratórios.

Diante de uma queda de produção de quase um milhão de barris de petróleo na última década e da consequente necessidade de forte aumento da importação de petróleo e seus derivados, o México finalmente aprovou a reforma energética no final de 2013, acabando com o monopólio da Pemex, sua petroleira estatal.

A abertura mexicana veio quase 15 anos após a do mercado brasileiro e envolveu longas discussões e análises de diversos modelos de mercados de petróleo pelo mundo. O entendimento majoritário é que o México fez bem sua lição de casa e conseguiu aprovar uma legislação atrativa que culminou com rodadas de licitação muito exitosas.

Para efeitos comparativos, desde o final de 2015 foram realizadas três licitações no México para a Ronda 1 e apenas uma no Brasil.

A 13ª Rodada da ANP teve apenas 14% de blocos outorgados. Já no México, a Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) obteve 60% de outorga para a Ronda

1.2 (águas rasas); 100% para a Ronda 1.3 (campos terrestres); e 80% para a Ronda 1.4 (águas profundas).

Foi relevante para a decisão das petroleiras de investir no México a adoção de exigências de conteúdo local realistas

Comparando-se o número de participantes nas licitações, vemos outro indício da disparidade na atratividade dos certames. Para uma oferta de quase 300 blocos na 13ª Rodada da ANP houve apenas 17 licitantes (e não contou com nenhuma das gigantes do setor). No México, somente a Ronda 1.4, que ofertava apenas 10 blocos, contou com 15 empresas (incluindo gigantes como Chevron, Shell, Statoil, BP, Total ExxonMobil e China Offshore Oil Corporation).

Outro indicador comparativo é o valor de investimento estimado em decorrência das licitações. Após a 13ª Rodada da ANP, o governo brasileiro anunciou que o resultado garantia investimentos de R\$ 340 milhões. Após a Ronda 1.4, o México estimou investimentos na casa de US\$ 34 bilhões.

Qual foi o segredo do México para que suas recentes licitações fossem muito mais exitosas que a licitação da ANP?

Certamente um dos pontos relevantes para a tomada de decisão das petroleiras em investir intensamente no México e não no Brasil foi a adoção de exigências de conteúdo local realistas.

Em primeiro lugar, no México o conteúdo local não é usado como critério de seleção de ofertas, o que reduz a pressão por ofertas de conteúdo local inexequíveis, apresentadas em alto nível apenas para assegurar a vitória nas licitações.

Em segundo lugar, os mexicanos estudaram as capacidades de sua indústria quando da definição do conteúdo local e estabeleceram critérios de cumprimento viável.

Assim, para a licitação de águas profundas, o México reconheceu as limitações da experiência de seu parque industrial e estabeleceu um baixo conteúdo local global mínimo de 3% para a fase de exploração e de 10% para a fase de produção comercial. Já para as licitações de águas rasas, área em que o país possui mais experiência e fornecedores, o conteúdo local mínimo exigido foi de 15% para a fase de exploração e de 26% para o período de desenvolvimento/produção, com incrementos de 1% ao ano, com limite mínimo de 35% até 2025 (requisitos mais alinhados com os novos requisitos do Brasil).

Por sua vez, no Brasil o conteúdo local mínimo exigido na 13ª Rodada foi muito superior. Para a fase de exploração, foi de 37% para águas profundas, 51% para

águas rasas e 70% para campos terrestres. Na fase de desenvolvimento foi de 55% para águas profundas, 63% em águas rasas e 77% em campos terrestres.

Em um período de aguda crise econômica, com todas as esferas de governo fazendo ginástica financeira para reduzir o rombo das contas públicas, é essencial a retomada dos investimentos da indústria do petróleo, setor que representa cerca de 13% do PIB brasileiro.

Portanto, tudo indica que o governo brasileiro decidiu acertadamente ao acatar as críticas do mercado sobre a política anterior. Como visto, há fortes indícios de que a adoção de regras de conteúdo local mais simples e adequadas às efetivas capacidades do país devem colocar o Brasil mais bem posicionado para competir pelos bilhões de dólares em investimentos locais e em geração de empregos que podem resultar das licitações anunciadas para 2017.

Felipe Noronha Ferenzini é especialista em Direito Regulatório Econômico pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) e advogado associado à Trench Rossi Watanabe.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Camila Maia

Título: Justiça livra CSN de pagar tarifa

A Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) conseguiu uma liminar para não pagar, por meio da tarifa de energia, o que lhe seria cobrado nas indenizações bilionárias das transmissoras de energia referentes a ativos antigos ainda não amortizados. A decisão da Justiça do Distrito Federal pode ser uma má notícia para as transmissoras e para a União, uma vez que já havia um processo movido por grandes consumidores questionando o pagamento de indenização via tarifa.

O montante questionado, que chega a R\$ 62 bilhões, refere-se aos ativos de transmissão anteriores a maio de 2000, os quais tiveram as concessões renovadas antecipadamente nos termos da Medida Provisória 579, convertida na Lei 12.783, de 2013.

A lei, que ocasionou uma redução de cerca de 70% na receita anual das transmissoras, previa uma remuneração desses bens ainda não depreciados, mas não deixou claro como. A resposta veio em abril de 2016, com a publicação da Portaria 120 do Ministério de Minas e Energia (MME), que determinou que o pagamento seria feito por meio da tarifa ao longo de oito anos.

O argumento da CSN no processo, apurou o Valor, é que a lei criou uma obrigação a União remunerar as transmissoras. Por isso, segundo a decisão do juiz Anderson

Santos da Silva, uma portaria do Ministério "não poderia repassar o ônus dessa obrigação aos consumidores". Procurada, a CSN não se pronunciou sobre o assunto.

Paralelamente, no mesmo tribunal, corre a ação liderada pela Abrace (associação que reúne os grandes consumidores). Decisão sobre pedido de liminar é prevista para esta semana.

Os argumentos da Abrace seguem a linha dos apresentados pela CSN, para que a União seja responsável pelos pagamentos. A juíza Daniele Maranhão Costa pediu manifestações da União e da Aneel, que alegaram que a liminar pleiteada iria repassar o ônus do pagamento aos demais consumidores não protegidos por esse tipo de decisão judicial.

Essa ação é vista com grande preocupação pelo governo, que não tem recursos para arcar com as indenizações, e pelas transmissoras, que já lançaram em seus balanços os efeitos contábeis dos montantes a serem recebidos. Foi por isso, por exemplo, que a Eletrobras teve lucro em 2016. A paulista Cteep, por sua vez, só voltou a participar de leilões por causa das indenizações.

Em manifestação espontânea no processo, a Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (Abrate) destacou que, apesar da redução de 70% nas receitas anuais das companhias, as transmissoras continuaram obrigadas a fazer investimentos da ordem de R\$ 6 bilhões por ano na manutenção dos ativos, sem serem remuneradas para isso.

Somente este ano, as indenizações repassadas aos consumidores, via tarifa, devem somar cerca de R\$ 11 bilhões. Com isso, a receita anual de transmissão (RAP) vai subir mais de 200%. Os associados da Abrace representam R\$ 1,5 bilhão desse total. Durante oito anos, eles estimam R\$ 12 bilhões do total de R\$ 62 bilhões de indenizações.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: C.M.

Título: Aneel inicia processo para revogação de 1,15 GW em projetos

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) abriu processos com termos de intimação para 46 projetos de energia eólica e solar, para iniciar o processo de revogação da outorga destes. Segundo documentos ao qual o Valor teve acesso, os projetos, que somam 1,15 gigawatts (GW), estão com atrasos significativos na execução.

Esses são os mesmos projetos que são candidatos ao leilão de desconstratação que o Ministério de Minas e Energia (MME) planeja realizar. Há, por exemplo, projetos de energia eólica de Furnas, que o presidente da Eletrobras, Wilson Ferreira Jr., já declarou que pretende desconstratar no leilão.

O processo está sendo conduzido pela agência reguladora de forma paralela ao planejamento do leilão de desconstratação de reserva, que é uma responsabilidade do poder concedente.

Procurada, a Aneel esclareceu que faz parte das suas competências atuar na fiscalização e na gestão das outorgas. "Os referidos termos de intimação são parte natural desse processo, que em etapas posteriores pode resultar na revogação de outorgas", disse.

Os termos de intimação se referem a 579 MW em projetos de eólicas, sendo 360 MW de Furnas, além de 219 MW da Energimp, da argentina Impsa, que está em recuperação judicial. Há ainda 559 MW em projetos de energia solar. Desse total, 150 MW são de projetos da Fotowatio, controlada pelo fundo de private equity internacional Denham Capital. Mais 100 MW se referem ao complexo solar de Caetité, da Renova Energia. Outra empresa intimada foi a Lintran do Brasil, do espanhol Grupo Cobra, com 270 MW em projetos.

Os projetos de energia solar foram todos contratados no leilão de reserva (LER) de 2014, o primeiro voltado para essa fonte. A previsão é de entrada em operação em agosto deste ano.

Enquanto isso, o governo segue planejando um leilão de desconstratação de reserva, que vai unificar a rescisão dos contratos dos empreendimentos que ainda não iniciaram a operação em teste.

O presidente Michel Temer publicou dia 31 de março decreto que regulamenta o leilão. A ideia do governo é enxugar o excesso de oferta em contratos no mercado. O Ministério de Minas e Energia (MME) vai calcular o montante a ser desconstratado, com base em cálculos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Para serem desconstratados, empreendimentos deverão pagar um prêmio no leilão, abrindo mão de indenizações e liberando para Aneel a garantia de cumprimento dos projetos.

O próximo passo é a publicação de uma portaria do MME marcando a data e definindo as diretrizes do leilão. Enquanto isso não acontece, a Aneel precisa seguir os prazos regulatórios. O Valor apurou que a área técnica da autarquia tem outros projetos na fila para emitir termos de intimação.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Empresas****Autor: Rodrigo Polito****Título: Reserva de óleo e gás recua com investimentos menores**

A queda do volume de reservas de petróleo e gás natural da Petrobras em 2016, ante o ano anterior, não é algo específico da estatal brasileira. Levantamento feito pelo Valor com dados das principais petroleiras mundiais indica que praticamente todas as grandes empresas do setor tiveram redução do número de reservas no ano passado, em comparação com 2015. A exceção foi a petroleira anglo-holandesa Shell, que adquiriu no ano passado a britânica BG e registrou aumento de 12,7% do volume de reservas em 2016, para 13,2 bilhões de barris de óleo equivalente (boe) de petróleo e gás.

Em janeiro, a Petrobras reportou o total de suas reservas em 31 de dezembro de 2016, de 12,5 bilhões de boe, pelo critério da Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e da Society of Petroleum Engineers (SPE), e de 9,6 bilhões de boe, pelo critério da Securities and Exchange Commission (SEC). Os números representaram quedas, em relação a 2015, de 5,7% e 8%, nos dois critérios, respectivamente.

Entre as grandes petroleiras mundiais, o destaque em termos de queda foi a gigante americana ExxonMobil, cujas reservas em 2016 recuaram expressivos 19,3%, para 19,974 bilhões de boe. Já a também americana Chevron, a francesa Total e a norueguesa Statoil, sofreram reduções mais leves de suas reservas de 0,4%, 0,5% e 0,9%, respectivamente.

Segundo especialistas, o principal motivo para a redução do volume de reservas das petroleiras foi a queda do nível de investimentos em exploração de petróleo e gás, que resulta em menos descobertas. De acordo com dados da consultoria Bain & Company, os investimentos globais em exploração de petróleo recuaram de US\$ 148 bilhões, em 2014, para US\$ 71 bilhões, em 2016.

A redução dos investimentos é explicada pelo baixo preço do petróleo, sobretudo no início de 2016. De acordo com dados do Valor Data, a média de preços do barril do Brent em 2016 (US\$ 45,68) foi 16% inferior em relação a de 2015 (US\$ 54,33).

"A redução [do nível de investimentos] é consistente com o preço do petróleo", afirmou Rodrigo Más, sócio da Bain & Company. Ele ressaltou porém, que as petroleiras, em geral, possuem recursos petrolíferos em abundância, da ordem de 1,3 trilhão de barris. Elas apenas reduziram os investimentos para transformar esses recursos em reservas.

"A [atividade de] exploração deu uma certa arrefecida [...] assim o que estava em produção continua e o que está sendo incorporado de novas reservas está entrando mais lentamente", disse o professor do Instituto de Economia da Energia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e ex-diretor da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Helder Queiroz.

Além disso, segundo David Zylberstajn, consultor e primeiro diretor-geral da ANP, o próprio preço mais baixo do petróleo reflete em uma redução direta do volume de reservas das companhias, já que só pode ser considerado para efeito de reserva o petróleo viável economicamente.

"[A queda do volume de reservas] pode vir de duas explicações. Uma a partir de redução de investimentos. E outra possibilidade é que, com o preço baixo em relação ao ano anterior, algumas áreas que eram consideradas reservas deixaram de ser. Provavelmente, é uma combinação dos dois fatores", disse Zylberstajn.

Segundo o diretor do Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE), Adriano Pires, a redução do volume de reservas das petroleiras já era esperada e é um movimento normal. "Quando o preço do petróleo cai, o investimento cai e [o volume de] as descobertas caem."

O especialista acrescentou que a retomada do nível de exploração das companhias e do aumento do volume de reservas será lenta e demorada, a reboque da recuperação dos preços do petróleo.

De acordo com Queiroz, o nível de estoque mundial de petróleo hoje ainda é elevado, o que limita o crescimento do preço da commodity. Segundo Más, da Bain & Company, os estoques de petróleo no mundo superam a casa de 3 bilhões de barris, contra um volume da ordem de 2,5 bilhões de barris, em 2014. Para ele, a tendência é o volume de estoques permanecer no patamar atual ou até sofrer ligeira alta.

Zylberstajn tem opinião semelhante. "A economia do mundo não está crescendo [significativamente]. Não está havendo uma expansão muito grande. Não vejo nada que motive uma mudança de curto prazo".

Com relação ao ataque dos Estados Unidos a bases do governo sírio, na última semana, Más, da Bain & Company, afirmou que o fato pode provocar um efeito especulativo de aumento de preços do petróleo no curtíssimo prazo. Porém, a tendência, destacou, é que os preços retornem em seguida a refletir o cenário de sobreoferta global da commodity.

"[um ataque desse tipo] sempre traz um movimento oportunista de especulação. O mercado tenta antecipar os efeitos de uma possível guerra", disse ele. Depois

que esses efeitos não são confirmados, contudo, o mercado "volta a realidade fundamental", de sobreoferta de petróleo.

As previsões da Bain & Company indicam preços de petróleo na faixa de US\$ 70 a US\$ 80 nos próximos dois a três anos. Na sexta-feira, o petróleo WTI para maio fechou em alta de 0,77%, a US\$ 52,10 o barril, enquanto o Brent para junho subiu 0,52% a US\$ 55,17 o barril.

MME / ASCOM .