

Ministério de Minas e Energia
Assessoria de Comunicação Social - ASCOM

Sumário

VEÍCULO: Folha de S. Paulo	2
Título: Profundo	2
Título: Alckmin prepara inspeção veicular da frota de diesel a partir de 2018	2
VEÍCULO: O Estado de S. Paulo	4
Título: O truque do subsídio.....	4
Título: Pré-sal ganha relevância na produção recorde de petróleo.....	6
Título: Pará libera garimpo ao lado de Belo Monte	7
Título: Vale fecha 2016 com lucro e pagará dividendos a acionistas.....	8
VEÍCULO: Correio Braziliense.....	9
Título: Vice por presidente	9
VEÍCULO: Valor Econômico.....	10
Título: Produção nacional de petróleo cresce 2,9%, puxada pelo pré-sal	10
Título: Investimento global no setor deve aumentar 7% neste ano	11
Título: Conteúdo local gera "racha" no governo.....	12
Título: Petrobras calcula perda tributária de R\$ 36 bi em 8 anos.....	14
Título: Petrobras acusa Braskem de omitir dados em acordo com Justiça	15
Título: Eletrosul está perto de acordo com chinesa.....	17
Título: Omega avalia aquisições enquanto aguarda retomada dos leilões	19
Título: Laboratório e curso técnico ajudam a formar profissionais no Piauí	20
Título: Curtas	21
Título: Liminar contra Petrobras coloca em xeque planos da Alpek no Brasil.....	21

VEÍCULO: Folha de S. Paulo**Seção:** Mercado**Autor:** Maria Cristina Frias**Título:** Profundo

O Brasil atingiu recorde de produção de petróleo e gás natural em dezembro, segundo a ANP (agência do setor), mas, com a queda do preço do barril, o valor ficou aquém do verificado entre 2010 e 2014.

Foram 2,7 milhões de barris por dia —1,26 milhão só do pré-sal. Isso representa vendas de US\$ 4 bilhões (R\$ 12,5 bilhões), pelas contas da consultoria Cbie, diz o analista Amadeu Pumar.

"A média de receita entre 2010 e 2014 foi de US\$ 6 bilhões, com pico de US\$ 7 bilhões por mês em 2012".

A perspectiva para o futuro é de recordes tanto de produção como de dinheiro, afirma Edmar Almeida, da UFRJ.

VEÍCULO: Folha de S. Paulo**Seção:** Mercado**Autor:** Fabrício Lobel**Título:** Alckmin prepara inspeção veicular da frota de diesel a partir de 2018

O governo Geraldo Alckmin (PSDB) planeja implantar em 2018 no Estado de São Paulo um sistema de inspeção ambiental para todos os veículos movidos a diesel.

A proposta, que visa reduzir a emissão de poluentes, é de vistoria similar à que foi implantada para veículos em geral na cidade de São Paulo de 2009 ao começo de 2014.

Desta vez, ela se limitará aos movidos a diesel, como caminhões, ônibus e diversos modelos de SUV que ganharam espaço nos últimos anos. Tanto os emplacados no Estado como os veículos de passagem deverão ser atingidos.

Pelos registros do Detran, há 1,7 milhão de veículos a diesel nos municípios paulistas. A estimativa é que outros 425 mil do tipo trafeguem em São Paulo todos os meses.

O financiamento do serviço está sendo analisado pela secretaria do Meio Ambiente de Alckmin. A intenção é que a taxa seja paga pelos donos dos veículos

inspecionados -na capital, esse foi um dos fatores de impopularidade do programa, que, em 2014, cobrava R\$ 47,44 pela inspeção.

Uma das propostas estudadas é que, além do pagamento pela vistoria, haja multa para os que estiverem fora dos parâmetros de poluição.

O secretário estadual Ricardo Salles (Ambiente) diz ainda ser necessário estudar os custos da implementação da estrutura de inspeção e de fiscalização para saber os valores que serão cobrados.

Desde 2013 há pressão de órgãos como Cetesb (agência ambiental) pela inspeção. Ela é prevista pelo código de trânsito, e as diretrizes estaduais para a vistoria (incluindo níveis de tolerância de poluentes) existem desde 1993.

A gestão Alckmin avalia que terá que começar pela Grande São Paulo. "O ideal é uma inspeção veicular a diesel implementada por etapas, preferindo áreas com maiores problemas de concentração de poluição do ar e com maior concentração de frota a diesel. Certamente a capital e a região metropolitana será a primeira [etapa]", afirma Ricardo Salles.

Um mapa da Cetesb feito em 2013 destaca, além da Grande SP, as regiões de Campinas, Ribeirão Preto e da Baixada Santista como críticas para a poluição por gás ozônio, proveniente da queima de combustíveis.

A ideia inicial é de que a inspeção ocorra com a estrutura e nas 46 unidades da Cetesb espalhadas no Estado.

O governo, porém, não descarta uma terceirização futura, a exemplo do que a Prefeitura de São Paulo fez com a empresa Controlar.

A concessão municipal foi feita por Gilberto Kassab (atual PSD) e encerrada pela gestão Fernando Haddad (PT). Na campanha eleitoral, João Doria (PSDB) se mostrou favorável à inspeção veicular no município desde que não trouxesse gastos aos motoristas.

Para aprovar a inspeção, a gestão Alckmin pretende incluir um destaque em um projeto de lei que já existe na Assembleia Legislativa e que propõe a inspeção veicular a todos os veículos do Estado. O governo espera que a aprovação do destaque ocorra de forma mais fácil e ágil.

ESTRANGEIROS

Para atingir inclusive os caminhões que não sejam de São Paulo, a gestão Alckmin diz que já enviou ao Ibama (instituto federal) um protocolo de ação para multar

veículos a diesel de fora do Estado flagrados em desacordo com parâmetros de poluição.

O protocolo permite que um agente da Cetesb possa autuar um motorista, mesmo que ele tenha veículo emplacado em outro Estado. O Ibama se responsabilizaria por formalizar a multa a esses veículos e inviabilizar seu licenciamento no Estado de origem.

A secretaria acredita que, ao autuar veículos de fora do Estado, deve incentivar que outros Estados façam suas inspeções veiculares.

Para Olímpio de Mello Álvares Jr., engenheiro especialista em inspeção veicular, a medida é um avanço ambiental. "O governo nunca gostou da ideia da inspeção. É impopular sob ponto de vista eleitoral. Desde a década de 90, a proposta sempre foi levada ao gabinete do governador, mas sempre murchava, esvaziava, não tinha futuro", diz ele, que trabalhou na Cetesb.

Estudo de 2011, da ONG Saúde e Sustentabilidade, estimou que a poluição do ar no Estado tenha contribuído para 17 mil mortes precoces.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Economia

Autor:

Título: O truque do subsídio

Ao pagar a conta de luz, o consumidor não paga apenas a energia. Nos últimos anos, várias leis embutiram na conta de energia elétrica diversos subsídios com o objetivo de financiar políticas do governo. Dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), levantados a pedido do Estado, indicam que esses benefícios representam atualmente 20% do valor da tarifa, num sinal de claro desequilíbrio. Além de bancar o custo de geração, transmissão e distribuição de energia – que não é barato –, o consumidor pagou, em 2016, a título de subsídios embutidos na conta de luz, o montante de R\$ 18,291 bilhões. Esse dinheiro foi usado para conceder, em média, um desconto de R\$ 45 a determinados grupos. Ou seja, alguns estão pagando a conta de outros.

São bem variados os beneficiários desses subsídios – de famílias de baixa renda a empresas que fornecem serviços públicos de água, esgoto e saneamento, passando por setores como a agricultura de irrigação. Pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e de cogeração têm também direito a desconto na energia, em razão do uso de fontes incentivadas, como eólica, solar e biomassa. Nesse caso, as duas pontas têm benefícios: as usinas que produzem a energia e o comprador do insumo, como o comércio e a indústria. Segundo a Aneel, os 9,3

milhões de famílias beneficiadas recebem um desconto médio de R\$ 20,50. A redução na conta varia de 10% a 65%, de acordo com o consumo. Quanto maior o consumo, menor é o desconto. Para a obtenção do benefício, o limite máximo de consumo é de 220 quilowatthora (kWh). Um bom desconto também é concedido aos geradores de fontes incentivadas e a seus consumidores. O benefício médio a essas usinas é de mais de R\$ 22 mil, já que elas têm direito a pagar uma tarifa de uso do sistema, no mínimo, 50% menor.

Para o consumidor dessa energia, a tarifa também fica, em média, 50% mais baixa. A agricultura de irrigação e os criadores de peixe recebem também um importante desconto, no valor médio de R\$ 461,79. Essas atividades têm desconto que pode variar de 63% a 90%, como forma de estimular o consumo de energia em horários alternativos, entre 21h30 e 6 horas. Ainda que muitos dos benefícios possam ter uma finalidade plausível – destinando-se a políticas públicas de proteção de famílias ou regiões com dificuldades de acesso à energia elétrica ou de estímulo ao uso de determinadas fontes –, eles provocam distorções. Por exemplo, a energia consumida em Roraima, que tem um dos mais altos custos de geração do País – já que ela provém de usinas termoeletricas e não de hidrelétricas ou eólicas, como ocorre em outras áreas –, é a mais barata em todo o território nacional, por causa dos subsídios.

Em vez de serem bancadas por subsídios nas contas de luz, as políticas públicas deveriam constar das despesas orçamentárias do governo. Com isso, haveria duas vantagens imediatas. Quem consome energia elétrica pagaria apenas a luz que consome, sem ser obrigado a bancar, pelo simples fato de gastar luz elétrica, benefícios a outros setores da economia. Além disso, não haveria uma camuflagem dos gastos sociais do governo, aumentando a transparência e a responsabilidade dos investimentos sociais. É fácil adotar políticas sociais quando o custo é bancado por outros. Muito mais responsável, no entanto, é que o custeio dessas políticas públicas seja feito diretamente pelo orçamento sob a responsabilidade de quem deseja criá-las. Para 2017, a Aneel propõe reduzir o valor dos subsídios para R\$ 14,139 bilhões. Certamente, é uma medida positiva. Como reconhece o diretor-geral da Aneel, Romeu Rufino, “subsídio, via de regra, só aumenta com o passar dos anos”. Ela, no entanto, está longe de ser suficiente. É preciso rever a política de concessão de subsídios na área de energia elétrica. O truque de embutir subsídio na conta de luz distorce o custo das políticas sociais, além de prejudicar o ambiente de negócios.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo**Seção: Economia****Autor: Fernanda Nunes****Título: Pré-sal ganha relevância na produção recorde de petróleo**

País produziu 2,73 milhões de barris por dia em dezembro, com alta de 7,8% ante 2015; pré-sal responde por 46% do total.

O Brasil bateu recorde de produção de petróleo em dezembro, ao atingir a marca de 2,73 milhões de barris por dia (bpd). A alta é de 4,7% ante novembro e de 7,8% ante dezembro de 2015. Na média de 2016, a produção foi de 2,5 milhões de bpd, alta de 3,3%. A Petrobrás continua respondendo por quase a totalidade da produção nacional de petróleo, 94%. Mas no setor privado houve transformações. A Shell assumiu a liderança no lugar da estatal norueguesa Statoil.

E a Bacia de Santos, onde estão concentrados os reservatórios de pré-sal já descobertos, ganhou relevância. Dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural, Biocombustíveis (ANP) demonstram que, no ano, o Rio permaneceu à frente no ranking dos Estados produtores de petróleo, respondendo por 68% do total, seguido do Espírito Santo, 16%, e de São Paulo, 11%. Mais da metade da produção, 55%, está localizada na Bacia de Campos.

Enquanto a Bacia de Santos ocupa a segunda colocação, com 39%. Houve, porém, uma migração da produção de uma região para a outra ao longo do ano. No encerramento de 2015, a Bacia de Campos tinha participação de 65% na produção de petróleo, enquanto Santos respondia por um volume menor, de 27%. A compra da britânica BG garantiu um aumento de participação no mercado brasileiro à Shell.

Ao fim de 2016, a empresa assumiu o posto de maior produtor privado de petróleo e gás natural, com 59,37 mil barris de óleo equivalente (boe) extraídos em dezembro. Esse crescimento, no entanto, esteve concentrado no segmento de gás natural, 600 mil m³/d no mês. Considerando apenas a produção de petróleo, a Statoil continua na frente, com 56,3 mil bpd produzidos em dezembro. A Shell produziu 55,6 mil bpd em igual período. Em todo o pré-sal, a produção alcançou 1,26 milhão de bpd de petróleo. Do total extraído no País, 46% foram do pré-sal.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo**Seção: Economia****Autor: André Borges****Título: Pará libera garimpo ao lado de Belo Monte**

Autorização para canadense extrair ouro na região do Xingu ignora parecer da Funai.

O governo do Pará liberou ontem a licença de instalação do projeto Volta Grande, que prevê a extração de ouro ao lado da barragem da hidrelétrica de Belo Monte, no município de Senador José Porfírio, no Rio Xingu. A decisão ignorou sumariamente um parecer técnico da Fundação Nacional do Índio (Funai), que reprovava informações sobre estudos atrelados aos impactos às terras indígenas da região, além de ações movidas pelo Ministério Público Federal e Defensoria Pública da União.

O plano do governo de liberar a licença, a despeito de todas as controvérsias que envolvem o projeto, foi revelado na semana passada pelo Estado. Com a licença de instalação, a canadense Belo Sun, dona do projeto polêmico, está autorizada a começar, efetivamente, a extração do ouro. A emissão da licença foi celebrada pela companhia, que se adiantou em publicar a notícia, em inglês, para investidores do empreendimento.

A Belo Sun é controlada pelo grupo Forbes & Manhattan, um banco de capital privado que investe em projetos de mineração mundo afora. Por meio de nota, a Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Sustentabilidade (Semas) declarou que, “após três anos de análises, vistorias, audiências públicas e diversos estudos”, decidiu emitir a licença para extração de ouro por “12 anos de vida útil e monitoramento de oito anos após o fechamento da mina”.

A licença prévia havia sido liberada em 2014 e chegou a ser suspensa pela Justiça. A Semas informou que “o cenário municipal apresenta baixa renda populacional, abaixo da linha da indigência, além da grande vulnerabilidade social e informalidade no mercado de trabalho, elevando a dependência em relação a programas sociais dos diferentes níveis do governo, necessitando aumento de renda e diminuição da dependência para melhor autonomia financeira”.

Nos cálculos da secretaria ambiental, “o projeto apresenta a previsão de 2.100 empregos diretos em fase de implantação e 526 na fase de operação, contando com programas de comunicação social, educação ambiental, programa de realocação, negociação e inclusão social, além da capacitação de mão de obra, com qualificação profissional de integração e inclusão de jovens e adultos, saúde e segurança, apoio à gestão pública local, monitoramento de indicadores

socioeconômicos, fomento ao desenvolvimento, estudos arqueológicos e educação patrimonial”.

A secretaria declarou ainda que, sobre a arrecadação, serão mais de R\$ 60 milhões somente em royalties de mineração em 12 anos, ou seja, R\$ 5 milhões ao ano. Desse total, informou que 65% serão destinados ao município. “Em impostos, o empreendimento vai gerar cerca de R\$ 130 milhões, em nível federal, estadual e municipal, durante o período de instalação.

Uma vez operando, serão R\$ 55 milhões ao ano, também para impostos nas três esferas”, afirmou a nota. Segundo o governo paraense, o projeto foi aprimorado e não terá captação de água do Rio Xingu, com a “introdução de lagos para contenção de água, reduzindo assim, a área ocupada pelo empreendimento e demais estruturas auxiliares”. Sobre as controvérsias que envolvem a questão indígena, a secretaria declarou que a empresa e o governo estadual cumpriram sua parte, o que a Funai nega.

A fundação ligada ao Ministério da Justiça concluiu que o estudo que trata do licenciamento ambiental “foi considerado inapto à apresentação para as comunidades indígenas”, por não atender a critérios básicos exigidos pela autarquia. A Funai afirmava que não havia nem sequer “dados primários” sobre as duas terras indígenas mais próximas ao local onde se pretende extrair ouro, no município de Senador José Porfírio, na orla do Rio Xingu.

Por meio de nota, a Belo Sun informou que o investimento total no projeto de extração de ouro será de R\$ 1,22 bilhão. “A produção média do empreendimento será de aproximadamente 150 mil onças de ouro por ano, em no mínimo 12 anos de vida útil, com possibilidade de estender esse prazo devido ao potencial mineral da região”, declarou.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Economia

Autor: Mariana Durão

Título: Vale fecha 2016 com lucro e pagará dividendos a acionistas

Em dezembro, empresa já pagou US\$ 250 mi a acionistas relativos ao ano passado; valor será complementado

Depois de amargar, em 2015, o maior prejuízo desde sua privatização (R\$ 44,2 bilhões), a Vale fechou o ano passado no azul e distribuirá a seus acionistas dividendos de pelo menos 25% do resultado líquido ajustado, informou o diretor de relações com investidores da companhia, André Figueiredo. “Ano passado, a

Vale provavelmente teve lucro e a gente é obrigado a distribuir pelo menos 25% de dividendos.

Não está decidido exatamente qual o percentual, mas temos essa obrigação (por lei) e o faremos”, disse Figueiredo, ontem, após uma apresentação a investidores no Rio de Janeiro. Em dezembro, a Vale pagou cerca de US\$ 250 milhões aos acionistas relativos a 2016, com base nos resultados obtidos nos nove primeiros meses do ano e em projeções para o último trimestre. “Teremos de complementar isso porque tivemos lucro”, frisou o diretor.

Após a divulgação do balanço do ano passado, marcada para o dia 23, caberá ao conselho de administração definir se a fatia dos acionistas superará os 25%. A expectativa da companhia é voltar a distribuir uma parcela maior dos lucros apenas em 2018. No auge dos preços do minério, em 2011, a Vale chegou a pagar US\$ 9 bilhões aos acionistas. De lá para cá, o volume despencou. A premissa para voltar a remunerar bem é reduzir, neste ano, a dívida para entre US\$ 15 bilhões e US\$ 17 bilhões.

A Vale aposta no aumento de sua geração de caixa e em desinvestimentos para atingir esse objetivo. A recuperação dos preços do minério de ferro, cotados ontem a US\$ 82,40 a tonelada, tem ajudado. A empresa também tem garantido um prêmio em relação ao preço de referência por produzir um minério com menos impurezas. Sem citar valores, Figueiredo disse que a companhia tem projeções mais otimistas que o mercado em relação à commodity por enxergar uma demanda robusta na China.

O Itaú BBA, por exemplo, trabalha com preço médio de US\$ 55 por tonelada para 2017 e no longo prazo. Outra forma de levantar recursos é a venda de ativos, que soma cerca de US\$ 15 bilhões nos últimos seis anos. Em 2017 a maior aposta é a conclusão da operação de venda de parte do projeto de carvão em Moçambique. O negócio pode injetar US\$ 3 bilhões no caixa.

VEÍCULO: Correio Braziliense

Seção: Economia

Autor:

Título: Vice por presidente

A saída de José Priante (PMDB-PA) da disputa pela vice-presidência da Câmara servirá de passaporte para que ele assuma a Presidência da Comissão de Minas e Energia da Casa nos próximos dias.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Brasil****Autor: André Ramalho e Alessandra Saraiva****Título: Produção nacional de petróleo cresce 2,9%, puxada pelo pré-sal**

Puxada pelos projetos do pré-sal, a produção nacional de petróleo cresceu 2,9% em 2016, segundo dados divulgados ontem pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Ao todo, foram produzidos, em média, 2,509 milhões de barris diários no ano passado, patamar recorde registrado no país.

Os números representam uma certa desaceleração no ritmo de crescimento da produção de petróleo, se comparado com 2015. Naquele ano, para efeitos de comparação, a produção havia crescido 8,12%. A produção de gás natural subiu 7,5% em 2016, para uma média de 103,5 milhões de metros cúbicos por dia.

Ainda de acordo com a ANP, a produção total de óleo e gás foi de 3,16 milhões de barris de óleo equivalente, o que representa um aumento de 3,8%. Os dados da ANP mostram que o pré-sal já responde por 40% de toda a produção de óleo e gás no país.

Segundo dados da agência reguladora, foram produzidos, em média, 1,266 milhão de barris diários de óleo equivalente (BOE/dia) na camada abaixo em 2016, o que representa uma alta de 33% ante 2015. O pós-sal, por sua vez, continuou em trajetória declinante, com queda de 9,4%, para uma média diária de 1,894 milhão de BOE.

O ano de 2016 marcou também uma queda na participação da Petrobras no total produzido no Brasil, ainda que a estatal continue sendo responsável pela operação dos principais projetos de exploração e produção no país. A parcela da produção na Petrobras ganhou mais importância: subiu dois pontos percentuais, de 16,5% em 2015 para 18,5% no ano passado.

Enquanto a produção de petróleo da estatal cresceu 0,75% em 2016, as demais companhias aumentaram em 15,9%, para 465 mil barris/dia de óleo, puxadas sobretudo pelas petroleiras estrangeiras como Shell, Petrogal e Repsol Sinopec (sócias da estatal no campo de Lula, no pré-sal).

Esse crescimento é explicado pelo aumento da produção no pré-sal, onde os projetos em atividade - leiloados sob o regime de concessão - são operados por consórcios liderados pela Petrobras, mas em parcerias com sócios privados que chegam a deter 55% de participação, como no caso do contrato BM-S-9 (Lapa e Sapinhoá).

Apesar disso, a Petrobras segue como principal operadora do país. Os projetos operados pela companhia representam 93,8% do petróleo produzido no país.

Segundo a ANP, o país registrou recorde mensal de produção em dezembro. Foram produzidos 2,730 milhões de barris/dia de petróleo, superando os 2,671 milhões de barris/dia de setembro de 2016, recorde anterior. A produção de dezembro é 4,7% superior à de novembro.

Lula, no pré-sal da bacia de Santos, fechou o ano como principal campo do Brasil. Em dezembro, o ativo produziu 710,9 mil barris/dia de petróleo, maior volume já registrado por um campo no Brasil.

Ao detalhar a origem da produção, a ANP informou que os campos marítimos produziram 94,9% do petróleo e 78,9% do gás natural em dezembro. No mesmo mês de 2016, 8.573 poços estavam em produção, sendo 755 marítimos e 7.818 terrestres. Ao todo, 287 concessões, operadas por 25 empresas, foram responsáveis pela produção nacional em dezembro.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Rodrigo Polito

Título: Investimento global no setor deve aumentar 7% neste ano

Após dois anos de intensa recessão na indústria de petróleo e gás mundial, as petroleiras deverão aumentar em 7% o total de investimento mundial neste ano, ante as quedas nos desembolsos de 27%, em 2016, e 21%, em 2015, de acordo com estimativas da consultoria Deloitte.

"De forma geral, estamos otimistas sobre 2017. O mercado está começando uma retomada. Os preços estão se estabilizando no patamar de US\$ 50 o barril e acreditamos que veremos crescimento de investimentos em 2017", afirma John England, vice-presidente da Deloitte nos EUA e líder para área de óleo e gás da empresa de consultoria.

O especialista, que está no Rio para reuniões corporativas, trabalha com expectativa de preço médio do barril de petróleo em 2017 de US\$ 55, podendo chegar ao fim do ano em US\$ 60. Ele explicou que esse patamar de preço garante retorno financeiro à maioria dos projetos petrolíferos no mundo, mas não soube dizer se viabiliza os projetos do pré-sal brasileiro.

Como no ano passado, 2017 também será intenso em fusões e aquisições no setor de óleo e gás natural, diz England. Ele avalia que haverá movimentos fortes de consolidação nos segmentos de refino e serviços.

Questionado sobre o efeito da gestão de Donald Trump nos EUA para o setor petróleo mundial, o executivo explicou que há aspectos positivos e negativos. Do ponto de vista positivo, vê uma regulação mais favorável a realização de negócios na área de óleo e gás. Por outro lado, England lembra que a indústria petrolífera é muito globalizada e barreiras criadas para alguns países podem afetar o mercado como um todo.

Com relação ao Brasil, England acredita que as reformas em curso pelo governo tornarão o setor petrolífero mais atrativo. "O Brasil tem muitas vantagens, não só em termos de recursos energéticos, mas em grande número de técnicos", ressaltando a qualidade da mão de obra especializada brasileira.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Daniel Rittner e Rodrigo Polito

Título: Conteúdo local gera "racha" no governo

O governo deverá fechar na próxima semana as regras de conteúdo local para a 14ª rodada de licitações de blocos exploratórios da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Após uma série de consultas ao setor privado, está prevista para segunda-feira uma reunião decisiva do comitê diretivo do Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás Natural (Pedefor) para deliberar sobre o tema.

Os integrantes do comitê chegam divididos à reunião. Há consenso em torno de uma flexibilização das regras atuais. Existem fortes divergências, no entanto, em relação ao grau de abertura a fazer. Um dos pontos que opõem as duas alas é a forma de cálculo do conteúdo local na exploração e desenvolvimento dos projetos.

De um lado estão Casa Civil, Fazenda e Minas e Energia. Eles têm forte interesse em criar um ambiente atrativo para investidores nos próximos leilões de petróleo e estão de olho no potencial de arrecadação das disputas.

De outro lado fica um grupo que reconhece a necessidade de ajustes na política em vigência, mas se diz preocupado com o futuro da cadeia de fornecedores para a indústria do petróleo. Essa corrente é composta pelo Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços (Mdic), pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), pela Financiadora de Estudos e Projetos (Finep) e pela ANP.

Hoje as regras de conteúdo local exigem que tudo seja calculado item por item, com base em uma planilha extensa de setores e subsetores. As petroleiras reclamam da complexidade da metodologia e dizem que isso dificulta o cumprimento das exigências.

O primeiro grupo defende um índice global, mas a ideia enfrenta oposição da indústria, que vê um risco elevado de que o conteúdo local seja preenchido com muitos serviços e poucos bens.

A ala mais "desenvolvimentista" também não concorda do modelo vigente, mas prefere uma divisão das exigências de conteúdo local em três a cinco segmentos, justamente para evitar os riscos apontados pela indústria. Essa ala recorre a números da consultoria internacional EY (antiga Ernst & Young) para rebater os argumentos de que a política de nacionalização gera atrasos na exploração de campos de petróleo no Brasil. Levantamento feito pela EY indica que 78% das plataformas encomendadas em todo o mundo acabam atrasando e 53% têm algum estouro no orçamento original.

Há divergência, ainda, de até 15 pontos percentuais nas propostas de conteúdo local mínimo que serão debatidas na segunda-feira. Uma minuta de decreto presidencial que está pronta pode modificar o equilíbrio de forças no comitê diretivo do Pedefor. A minuta prevê a exclusão do BNDES, da Finep e da ANP do fórum. Com isso, o Mdic ficaria como voz isolada nas discussões.

De acordo com pessoas próximas do assunto, a tendência é que sejam definidas neste primeiro momento as regras de conteúdo local para a 14ª rodada e para a terceira rodada de áreas sob o modelo de partilha (o leilão do pré-sal), que o governo decidiu antecipar de 2018 para novembro de 2017. A política de conteúdo local que será adotada a partir de 2018 deverá ser deliberada somente mais adiante.

O comitê do Pedefor encaminhará uma proposta de resolução ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que havia decidido em sua última reunião, em dezembro, não fazer exigências de conteúdo local para a 4ª rodada de áreas com acumulação marginal, a "rodadinha", que ofertará campos terrestres, prevista para maio. Para o segundo leilão do pré-sal, que o governo planeja antecipar para o primeiro semestre e no qual serão ofertadas quatro áreas unitizáveis (descobertas cujos reservatórios se estendem para além dos limites da concessão), serão aplicados os percentuais de conteúdo local na área sob contrato adjacente.

Para o Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (IBP), a definição das regras de conteúdo local para a 14ª rodada será determinante para o sucesso do leilão. "Essa questão do conteúdo local que está na pauta [do

governo] será fundamental para o sucesso ou insucesso das rodadas [da ANP] de 2017. E o grande indicador de que estamos no caminho certo será o resultado das rodadas", disse o presidente do IBP, Jorge Camargo.

Para o vice-presidente da Deloitte nos Estados Unidos e líder mundial da área de óleo e gás natural da empresa de consultoria, John England, as mudanças na política de conteúdo local, junto com outras medidas, como a abertura da operação do pré-sal para outras companhias além da Petrobras, tende a tornar o setor petrolífero brasileiro, mais atrativo para investidores externos.

"[Fazer] mudanças nas regras de conteúdo local é [algo] muito atrativo [para investidores]. As pessoas acreditam que [o governo] está indo na direção correta. Elas querem ter certeza que isso continuará e será em longo prazo", disse o executivo, que está no Brasil para uma série de compromissos corporativos. (Colaborou Bruno Peres, de Brasília)

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Daniel Rittner

Título: Petrobras calcula perda tributária de R\$ 36 bi em 8 anos

União, Estados e municípios estão deixando de arrecadar R\$ 36 bilhões em oito anos com atrasos na exploração de petróleo e gás por causa da política de conteúdo local. O cálculo foi feito pela Petrobras com base em supostas perdas na arrecadação com royalties, participações especiais e Imposto de Renda.

Em campanha nos bastidores por uma flexibilização das regras atuais, que considera excessivamente rígidas, a Petrobras entregou um amplo estudo às principais autoridades na Esplanada dos Ministérios envolvidas nas discussões. O levantamento indica que, se fosse seguido à risca o planejamento original para a exploração e produção nos campos com participação da Petrobras (sozinha ou com outras petroleiras), os três níveis de governo receberiam R\$ 85 bilhões em receitas no período de 2014 a 2021.

Devido aos atrasos e ajustes no ritmo de exploração, as receitas serão bem mais modestas e ficarão em R\$ 49 bilhões. O estudo foi encaminhado à Casa Civil e aos ministérios da Fazenda e de Minas e Energia. Todos têm voz e voto no comitê que discute, desde o ano passado, uma revisão das regras de conteúdo local.

Isso não significa que União, Estados e municípios vão perder esses recursos. Mas, em vez de ter um reforço imediato no caixa, os ganhos potenciais só vão se materializar em um futuro incerto. Na maioria dos casos, conforme sublinha a Petrobras no documento, há relação direta com as exigências de conteúdo local.

Houve atrasos, segundo a estatal, na entrega de pelo menos seis plataformas. A P-66 e a P-67, que deveriam ter sido finalizadas em 2014, só vão operar neste ano. A P-68 e a P-69, que deveriam ter entrado em funcionamento em 2015, ficaram para 2018. Situação ainda pior é a das plataformas P-70 e a P-71. Previstas inicialmente para 2016, elas serão entregues apenas em 2019.

A demora na entrega das encomendas não necessariamente impediu o início das atividades de exploração. Para evitar prejuízos ainda maiores, a estatal tem recorrido ao afretamento temporário de plataformas para dar pontapé nas atividades, mas isso frequentemente significa um ritmo de exploração mais lento.

Um exemplo de suposta ineficácia das regras atuais, mencionado pela Petrobras nas conversas com o governo, é a encomenda de uma plataforma para o campo de Libra. No exterior, sai 40% mais barata que a similar nacional.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Juliano Basile

Título: Petrobras acusa Braskem de omitir dados em acordo com Justiça

A Petrobras, sócia do grupo Odebrecht na Braskem, decidiu contestar os termos do acordo que a empresa petroquímica fechou com o governo americano, envolvendo sua participação no esquema de corrupção investigado pela Operação Lava-Jato. A estatal alega que sofreu prejuízo de US\$ 1 bilhão (cerca de R\$ 3,1 bilhões) e não de US\$ 94 milhões, como informou a Braskem ao Departamento de Justiça (DOJ, na sigla em inglês) dos Estados Unidos, em contrato de fornecimento de nafta, matéria-prima da indústria petroquímica.

O contrato, que vigorou de março de 2009 a fevereiro 2014, foi assinado em julho de 2009. O DOJ, com base em delações feitas por executivos da Petrobras, revelou que a Odebrecht, por meio de seu Departamento de Operações Estruturadas - criado pela empreiteira para centralizar o pagamento de propinas -, pagou US\$ 12 milhões em comissões para conseguir um contrato vantajoso para a Braskem. A propina teria sido paga em bancos internacionais.

Conforme o estatal, a Braskem não teria prestado esclarecimentos suficientes para indicar o real prejuízo que houve nas negociações do contrato de fornecimento de nafta no referido período.

A divergência de informações pode levar o DoJ a rever os termos do acordo que foi anunciado em 23 de dezembro, pelo qual a Braskem se comprometeu a pagar US\$ 957 milhões a autoridades no Brasil (Ministério Público Federal), nos Estados Unidos e na Suíça. A multa da Odebrecht ficou em US\$ 2,6 bilhões, considerando

a soma das parcelas a serem pagas em 23 anos mais a correção pela inflação projetada para o período. Ao todo, o acordo somou US\$ 3,5 bilhões.

A estatal, apurou o Valor, também vai recorrer contra o pagamento de valores pela Braskem, já que é sua acionista e discorda dos termos do acordo firmado coma as autoridades americanas.

Segundo os documentos do DoJ, a Braskem admitiu participação num esquema de propina e revelou ter pago US\$ 250 milhões através de um sistema secreto de depósitos ilícitos da Odebrecht. "Usando o sistema da Odebrecht, a Braskem autorizou o pagamento de propinas para políticos e partidos no Brasil, assim como para membros da Petrobras", informou o DoJ. Em troca, a Braskem recebeu vários benefícios, como condições mais favoráveis para adquirir produtos e termos melhores em contratos com a estatal, além de legislações menos onerosas e programas do governo que reduziram obrigações tributárias dela no Brasil.

O acordo da Braskem foi considerado parcial pelo DoJ, o que deu direito a uma redução menor do que a Odebrecht no valor a ser pago às autoridades dos três países. Enquanto o desconto da Odebrecht sobre a multa esperada ao fim do processo foi de 25%, a petroquímica obteve apenas 15%. Motivo: a Braskem não apresentou voluntariamente as informações ao Departamento.

Com as informações novas que está recebendo, o DoJ pode reavaliar o acordo. No limite, o departamento americano poderia cancelá-lo, caso constate que recebeu informações enganosas, mas essa hipótese ainda não está sendo considerada. Apesar de terem sido divulgados em conjunto, os acordos de Braskem e Odebrecht são totalmente separados.

Um dos pontos a serem rediscutidos é justamente a negociação sobre o preço do nafta - matéria-prima para a fabricação de plásticos pela petroquímica - que ocorreu entre meados de 2008 e o início de 2009. Na época, ela defendeu uma fórmula de cálculo baseada em padrões internacionais.

A proposta foi rejeitada e a Braskem pediu a variação dessa fórmula. Segundo o DoJ, houve o pagamento de propina para se obter a fórmula que fosse mais favorável à empresa e que tivesse aval inclusive do Conselho de Administração da estatal na época. O contrato foi assinado em julho de 2009 e a propina paga em bancos internacionais, mas o DoJ não informou os nomes dos recebedores.

A consequência disso é que a estatal teve que vender nafta a 92% do preço internacional. Na época de assinatura do contrato e mesmo após o início da Operação Lava-Jato (março de 2014), a Petrobras defendeu os termos que foram assinados com a Braskem, em julho de 2009. A partir do início de uma nova

administração, em maio de 2016, houve uma reavaliação a respeito dos prejuízos com o contrato. A cotação correta do nafta, segundo estimativas atualizadas, seria de 97,5% do preço internacional. Porém, com a cotação mais baixa num contrato que vigorou por anos, as perdas da estatal teriam sido de quase US\$ 1 bilhão.

Ao longo das investigações da Operação Lava-Jato, a Braskem negou, no Brasil, que o contrato de fornecimento de nafta gerou prejuízos à Petrobras. Em julho de 2015, a empresa informou à Polícia Federal que, se a estatal teve perdas com o contrato, isso decorreu da decisão de utilizar a nafta contratada pela indústria petroquímica para elevar a produção de gasolina e, com isso, atender ao aumento de consumo no Brasil pelo congelamento dos preços desse combustível como política de contenção da inflação do governo da então presidente Dilma Rousseff.

Agora, o debate sobre os prejuízos com esse contrato chegou aos EUA e vão ser avaliados dentro do maior acordo já assinado nos 146 anos de história do DoJ.

A Braskem informou, em nota, que "fechou acordo global com as autoridades americanas, brasileiras e suíças no dia 21 de dezembro de 2016, concluindo a negociação para a resolução das alegações na Operação Lava Jato. O acordo com o DoJ já foi homologado pela Justiça dos EUA no último dia 26 de janeiro, o que encerra o processo perante aquelas autoridades".

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Rodrigo Polito

Título: Eletrosul está perto de acordo com chinesa

A Eletrosul, subsidiária da Eletrobras, deve fechar este mês a transferência de participação em um conjunto de projetos de transmissão de energia na região Sul para a chinesa Shanghai Electric, segundo informação de uma fonte com conhecimento direto do assunto. Os empreendimentos, que envolvem 2 mil quilômetros de linhas de transmissão e oito novas subestações, vão exigir investimentos de cerca de R\$ 3 bilhões.

"O caso das linhas da Eletrosul deve ser [fechado] agora, no começo de fevereiro", afirmou ao Valor uma fonte com conhecimento direto do assunto. Segundo ela, as negociações estão em estágio avançado e só não foram concluídas até o momento devido ao feriado do ano novo chinês, que começou no sábado, 28 de janeiro.

Na prática, explicou a fonte, a negociação não envolve entrada de recursos no caixa da Eletrosul. Por outro lado, a estatal não terá mais a obrigação de fazer os investimentos de R\$ 3 bilhões. "Eles [Shanghai Electric] reconhecem os valores de investimentos. E eles seguem para fazer a obra", disse ela, explicando que a subsidiária da Eletrobras poderá ficar com uma fatia minoritária nos projetos.

Procurada, a Eletrosul informou que "as negociações prosseguem com a empresa chinesa Shanghai Electric para a viabilização dos empreendimentos de transmissão que integram o Lote A do leilão 004/2014 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)".

A operação é um dos quatro modelos de desinvestimentos estabelecidos pela holding Eletrobras, que prevê alcançar R\$ 4,6 bilhões com venda de ativos neste ano. Segundo a fonte, a Eletrosul possui outro projeto, com compromisso de investimento de R\$ 300 milhões e que poderá ser alvo de negociação semelhante.

Em recente entrevista ao Valor, o presidente da Chesf, outra subsidiária da Eletrobras, Sinval Gama, afirmou que a empresa também busca esse modelo para tirar do papel alguns projetos de geração e transmissão. "Temos alguns projetos que não começamos, estamos atrasados, mas que vislumbramos que podemos desmobilizá-los, arrumar sócios e nos tirar da pressão de ter que fazê-los", disse o executivo na ocasião. A Chesf tem compromisso de investimentos de R\$ 2 bilhões em empreendimentos de geração e transmissão em 2017.

Além da transferência de ativos com compromissos de investimentos, as outras três modalidades de desinvestimentos da Eletrobras são a privatização das distribuidoras do grupo, prevista para ocorrer no último trimestre de 2017; o exercício do "tag along" (extensão do prêmio de controle a minoritários) em sociedades de propósito específico (SPEs) nas quais o acionista majoritário negocie a venda de sua fatia; e a venda de imóveis administrativos do grupo estatal.

Sobre a estratégia de tag along, a expectativa, segundo a fonte, é que a venda da usina de Santo Antônio ocorra ainda no primeiro trimestre. Segundo informações de mercado, a State Power Investment Corporation (SPIC), uma das cinco maiores geradoras chinesas, estuda a aquisição do controle da Santo Antônio Energia, dona da hidrelétrica, de 3.568 megawatts (MW) de capacidade. O Valor apurou que a ideia da Eletrobras é exercer o tag along, por meio da participação de 39% de Furnas no projeto. Os demais sócios são Caixa FIP Amazônia Energia (20%), Odebrecht (18,6%), SAAG Investimentos (12,4%) e Cemig (10%).

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Empresas****Autor: Camila Maia****Título: Omega avalia aquisições enquanto aguarda retomada dos leilões**

A Omega Energia, controlada pelos fundos Tarpon e Warburg Pincus, vai concluir neste semestre um investimento de R\$ 1,5 bilhão no primeiro parque eólico do Maranhão. Com isso, a empresa alcançará aproximadamente 500 megawatts (MW) de potência instalada. Os planos são de ir além disso, mas dependem da disposição do governo de voltar a promover leilões de geração, depois do cancelamento do leilão de energia de reserva (LER) às pressas em dezembro, disse Antonio Bastos, presidente da empresa, em entrevista ao Valor

Nesse meio tempo, a empresa avalia crescer por meio de fusões e aquisições, mas a preferência continua sendo pelo desenvolvimento de projetos próprios.

Concluída a obra de construção do Complexo Eólico Delta 3, no Maranhão, com 220 MW de potência, a Omega vai se concentrar na operação dos seus ativos, sem novos projetos contratados em construção. "Esperávamos que o leilão nos ajudasse a continuar investindo mas, infelizmente, não foi dessa vez. Procuramos alternativas em aquisições ou investimentos, eventualmente também em energia solar", disse Bastos.

A Omega tem ainda em operação dois complexos eólicos que somam 144,8 MW nos municípios de Ilha Grande e Parnaíba, no Piauí. Além disso, há uma Central de Geração Eólica de 28,1 MW em no interior do Rio de Janeiro, e outros 82,5 MW divididos em quatro pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

Segundo Bastos, a companhia avaliaria aquisições de projetos que tenham retornos adequados e próximos dos obtidos em leilões de geração. "Existem muitos projetos no mercado em negociação. Mas nosso foco, nosso DNA, é construir e desenvolver. Nosso time sabe fazer muito bem o serviço de mapear uma boa região de vento, coordenar com os fornecedores", disse o executivo.

"Se não conseguirmos, eventualmente, podemos comprar ativos. Mas nossa prioridade é desenvolver", completou.

Investimento em energia renovável tem baixo custo, mas potencial de gerar empregos e impulsionar a economia.

A Omega tinha projetos de complexos eólicos no Piauí, Maranhão e Ceará habilitados para o LER de dezembro. "Foi frustrante o cancelamento. Tínhamos uma série de investidores interessados e comprometidos em retomar os

investimentos no Brasil. O cancelamento em cima da hora foi um pouco embaraçoso", disse.

O certame foi cancelado com menos de uma semana de antecedência, provocando protestos nas empresas das fontes eólica e solar, que já tinham inclusive aportado as garantias dos projetos. A justificativa do governo foi o excesso de energia contratada no país, além da revisão para baixo na demanda feita dias antes dessa decisão.

"Temos convicção de que investir em infraestrutura em um processo que permite a retomada do desenvolvimento econômico", disse Bastos. Segundo ele, um investimento em energia renovável tem baixo custo, sem grandes efeitos inflacionários, mas tem o potencial de gerar empregos e impulsionar a economia. "Claro que há outras questões, como a sobrecontratação das distribuidoras. Mas tenho certeza de que não podemos correr o risco de começar uma recuperação e ser um 'voo de galinha', com falta de energia daqui alguns anos", disse.

A ideia do leilão de desconstrução de reserva que o governo pretende fazer nos próximos meses é bem-vinda pelo executivo, desde que as empresas sejam obrigadas a pagar uma contrapartida em troca da participação no certame.

"Temos que tomar muito cuidado para que nenhuma medida do governo sinalize desobrigação dos empreendedores de cumprirem contratos. Isso pode

A repórter viajou a convite da Omega Energia.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Camila Maia

Título: Laboratório e curso técnico ajudam a formar profissionais no Piauí

Com forte presença no Nordeste, a Omega Energia inaugurou na última semana seu mais recente investimento na região: um laboratório de formação técnica e científica em sistemas de energia renovável, em uma parceria com o Instituto Federal do Piauí (IFPI), em Parnaíba, no norte do Estado.

O laboratório é a segunda iniciativa do tipo da empresa na região. O primeiro foi na viabilização de um curso técnico focado em energias renováveis, um dos primeiros do país, oferecido no IFPI desde o ano passado, implantado no âmbito do Programa Nacional de Acesso ao Ensino Técnico e Emprego (Pronatec).

"Sabemos que mão de obra é uma das fragilidades do setor de energia eólica. Já precisamos trazer funcionários de fora do país para atividades simples", disse Antonio Bastos, presidente da empresa.

Para a empresa, que opera dois parques eólicos que somam 144,8 megawatts (MW) de potência em Parnaíba, é interessante poder participar do treinamento de possíveis futuros funcionários. "Ter a capacidade de ajudar a formar pessoas com competitividade cria um círculo vicioso bom para a empresa", afirmou o executivo.

Também como parte da sua atuação social na região, a Omega inaugurou semana passada um centro de educação em Ilha Grande, litoral do Piauí, para atender a comunidade do Labino, vizinha dos parques eólicos da Omega.

A empresa, que foi responsável pela construção do espaço, fará a gestão do projeto no primeiro ano de funcionamento. As instalações vão servir para a educação complementar para os alunos.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor:

Título: Curtas

Terna investe no Brasil

A italiana Terna adquiriu duas operações de energia no Brasil, por US\$ 180 milhões. As duas concessões, com duração de 30 anos, consistem na construção de 158 quilômetros de linhas de energia no Rio Grande do Sul e 350 quilômetros em Mato Grosso. O contrato foi assinado por meio da subsidiária Terna Plus com a Planova, empresa brasileira que atua em obras de infraestrutura e vai desenvolver os cerca de 500 quilômetros de linhas. A Terna fará a operação do ativo, enquanto a engenharia, aquisição e construção serão realizadas pela Planova.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: André Ramalho

Título: Liminar contra Petrobras coloca em xeque planos da Alpek no Brasil

O revés da aquisição da Petroquímica Suape e da Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco (Citepe) pela Alpek, na Justiça, lança incertezas sobre o plano de expansão da petroquímica mexicana. Num momento em que o novo presidente

dos Estados Unidos, Donald Trump, acena para renegociação dos termos do Acordo de Livre Comércio da América do Norte (NAFTA), a empresa quer expandir seus negócios na América do Sul. E o Brasil foi eleito a bola da vez.

A aquisição dos ativos da Petrobras, por US\$ 385 milhões, colocaria o grupo mexicano numa posição privilegiada dentro do maior mercado consumidor do continente. Além disso, abre espaço para que a empresa, no futuro, exporte a partir das fábricas pernambucanas.

Hoje, o Brasil responde por apenas 1% da capacidade instalada da Alpek. A única fábrica operada pela empresa no país é a de EPS (poliestireno expansível) de Guaratinguetá (SP) - o que faz do Brasil o quinto maior centro de produção da mexicana. Com as novas aquisições, contudo, a expectativa é que o país ultrapasse o Canadá e a Argentina e se torne a terceira maior fonte de produção, atrás apenas dos EUA e do México.

As fábricas de Suape têm capacidade para produzir 450 mil toneladas/ano de resinas PET e 700 mil toneladas/ano de ácido tereftálico purificado (PTA) - matéria-prima utilizada na produção da resina PET e polímeros e filamentos têxteis. A Citepe tem capacidade, ainda, para 90 mil toneladas de filamento de poliéster.

O diretor da MaxiQuim, Luiz Zuñeda, destaca que o interesse da mexicana no Brasil se dá em meio às incertezas que pairam sobre a relação comercial entre México EUA, após a eleição de Trump.

"Acredito que os governos, como os EUA, estão se fechando mais. O Brasil pode passar a atrair um olhar diferente. O consumo interno aqui é muito grande. A entrada da Alpek nos ativos de Suape é positiva, porque traz novos modelos de gestão que podem fazer essas fábricas competirem internacionalmente", avalia Zuñeda.

Os planos da Alpek, contudo, não se limitam a abastecer apenas a demanda interna brasileira. "Temos uma unidade na Argentina que produz PET e consome mais de 150 toneladas de PTA que poderíamos importar do Brasil. Isso pode fazer muito sentido", afirmou o presidente da Alpek, Jose Valdez, a investidores, em outubro, ao comentar sobre a intenção de comprar os ativos da Petrobras.

A aquisição permitiria, ainda, que os volumes exportados pela empresa para Argentina e Brasil, a partir do México, sejam vendidos para a Europa. A companhia mexicana pretende investir para reduzir os custos operacionais, antes de consolidar o Brasil como centro de exportação.

MME / ASCOM