

**Ministério de Minas e Energia
Assessoria de Comunicação Social – ASCOM**

Destaque: (em negrito) Matérias que citam o Ministro Bento Albuquerque ou o MME:

Sumário

VEÍCULO: Valor Econômico.....	2
Título: Governo marca reuniões com petroleiras internacionais	2
Título: O papel das distribuidoras no novo mercado do gás	3
Título: Eletronuclear negocia R\$ 1 bi de empréstimo com banco dos EUA.....	6
Título: Shell defende regime único de concessão nos leilões.....	7
Título: Cemig decide não comprar fatia da Light na Renova	9
Título: Minério ameaça perder nível de US\$ 80	10
Título: Analistas esperam lucro 10 vezes maior para a Cosan	11
Título: Usina Colorado será a primeira a emitir título de dívida ‘verde’	12
Título: Multinacionais mantêm interesse nas reservas brasileiras.....	14
VEÍCULO: O Estado de S. Paulo	16
Título: Paraguai ganha espaço no mercado de etanol do Brasil.....	16
VEÍCULO: Correio Braziliense.....	17
Título: Leilão põe em xeque modelo do pré-sal	17

VEÍCULO: **Valor Econômico****Data:** **11/11/2019****Seção:** **Empresas****Autor:** **Rafael Bitencourt — De Brasília****Título:** **Governo marca reuniões com petroleiras internacionais**

O ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque, pretende conversar com todas as empresas que estavam inscritas nos leilões de petróleo

O ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque, chamou as gigantes internacionais do petróleo para um encontro “cara a cara” já nesta semana em Brasília para discutir os resultados dos últimos leilões do pré-sal. O objetivo de Albuquerque é entender o que concretamente levou as “majors” - como são conhecidos no mercado os pesos-pesados da indústria petrolífera - a desistir em bloco do que era considerado pelo governo brasileiro um novo marco no desenvolvimento do setor.

Albuquerque pretende chamar todas as companhias que se cadastraram para os leilões da última semana - 14 para disputar os excedentes da cessão onerosa e 17 para a sexta rodada -, conforme antecipou o **Valor PRO**, serviço de notícia em tempo real do **Valor** na sexta-feira. “Vamos procurar uma a uma, fazer o “one-on-one”, como fizemos antes do leilão, para saber. Porque a gente tem que preparar os leilões do ano que vem”, disse ele.

Internamente, a equipe técnica do Ministério de Minas e Energia admite que houve surpresa com o resultado da sexta rodada, onde a Petrobras deixou de arrematar áreas que tinha direito de preferência. Porém, em relação ao leilão da cessão onerosa, o sentimento é de que o governo realizou um grande feito, conforme reportou uma fonte oficial.

O motivo está nos números do megaleilão, que teve um resultado econômico de 70%, ao assegurar o pagamento da maior parte do bônus de R\$ 106 bilhões e, ao mesmo tempo, permitiu que o país praticamente dobrasse suas reservas de 12 para 22 bilhões de barris de óleo equivalente (boe).

Desde a confirmação dos resultados, o governo dá sinais cada vez mais claros de que pretende acabar com o regime de partilha, e não apenas calibrar os editais de contratação com havia demonstrado inicialmente. O ministro reafirmou ao **Valor** que aprofundará as análises a partir do direito de preferência da Petrobras e pontos específicos do modelo.

Por conta do grande volume das reservas, da qualidade do óleo e do baixo risco exploratório no pré-sal, o governo do ex-presidente Luiz Inácio Lula da Silva adotou, em 2010, o regime de partilha, em contraposição ao modelo de

concessão. No novo modelo, a União se torna dona do óleo extraído do pré-sal, comercializando no mercado internacional pela PPSA e remunerando as petroleiras no cálculo sobre os custos da produção.

Sobre o abandono do regime de partilha, Albuquerque disse que é preciso ver qual o real benefício para o país, sem perder muito tempo com isso. “Não podemos ficar discutindo como ficamos na cessão onerosa por cinco ou seis anos. Perdemos quanto nisso daí?”, afirmou.

Se vale abrir mão do ganho extraordinário oferecido pelo contrato de partilha ao retomar a concessão no pré-sal, o ministro firma posição no pragmatismo: “O ganho vai ter desde que haja exploração. Se não houver, não vai ter ganho”, resumiu. Na concessão, as petroleiras são donas do óleo e compensa o estado por meio do pagamento de royalties.

Na sexta-feira, Albuquerque comentou a declaração do presidente da Petrobras, Roberto Castello Branco, de que a partilha cria ambiente propício à corrupção. Ele disse que tal modelo foi adotado somente em países com regimes fechados ou pouco transparente. “Entre os dez maiores produtores do mundo, e o Brasil é o décimo, só três países têm a partilha, a China, o Iraque e a Rússia”, afirmou.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 11/11/2019

Seção: Opinião

Autor: Zevi Kann

Título: O papel das distribuidoras no novo mercado do gás

O segmento de distribuição é um elo fundamental na cadeia de gás canalizado. Seu papel, basicamente, consiste em implantar redes, operá-las, mantê-las e distribuir o gás com qualidade e segurança, atendendo a usuários industriais, residenciais, comerciais, veiculares e termelétricas em sua área de concessão.

Por essas atividades, as concessionárias recebem uma parcela da tarifa -a chamada ‘margem de distribuição’ - remuneração que, em média, corresponde a 17% do total pago pelos usuários. Outros 48% equivalem ao preço da molécula de gás e seu transporte, enquanto o restante é carga tributária.

No novo plano, usinas térmicas a gás ficariam situadas no litoral e desagregadas da rede de distribuição

Esses números evidenciam qual é o problema do preço para o consumidor do gás no Brasil: o custo da molécula do gás é o que tem maior peso na tarifa. As distribuidoras não produzem gás e nem o processam ou transportam.

Tampouco ganham um centavo ao vendê-lo - elas o comercializam a preço de custo. E quanto maior o volume consumido pelo usuário, menor a margem de remuneração. Não é, portanto, a cobrança da margem de distribuição que ameaça a criação ou sobrevivência das usinas termelétricas - essa margem, em média, é de apenas 3% da tarifa dessas usinas. Logo, a competitividade desse negócio está atrelada à eficiência de seu projeto, aos seus custos de operação e capital e, principalmente, ao preço da molécula de gás.

É importante essa informação porque as termelétricas aparentemente foram eleitas como destino prioritário do gás proveniente do Pré-sal no programa Novo Mercado de Gás. No plano, as usinas ficariam situadas no litoral e desagregadas da rede de distribuição, modelo que, além de não contribuir com receitas para os Estados, perpetua a dificuldade de expansão da rede de gasodutos para o interior pela ausência de consumidores âncora.

A melhor forma de as distribuidoras colaborarem com o Novo Mercado é realizar o que sabem fazer: implantar, operar e manter sistemas de distribuição e agregar novos consumidores e mercado. Para isso, dependem de um sinal econômico (preço da molécula e um custo de transporte) que viabilize a substituição de outros combustíveis (mais poluentes, caros e/ou menos eficientes) pelo gás natural.

Vale esclarecer que o conceito das concessões de distribuição de gás canalizado é similar ao de condomínios, em que todos contribuem para o bem comum. Se um não honrar sua cota, os demais são onerados. Neste esforço, as tarifas devem ser isonômicas para as indústrias e sem subsídios para os usuários que estejam próximos às redes de transporte ou distribuição. A tarifa deve ser postal, de modo a estimular a implantação em localidades mais distantes.

Discordamos dos discursos inflamados que pregam a quebra do “monopólio das distribuidoras”: esse serviço de rede é um monopólio natural semelhante a concessões como energia elétrica, saneamento etc.

O chamado mercado livre será concretizado com o fim da exclusividade da comercialização do gás, permitindo que outros agentes possam vender o gás ao cliente final. Mas a movimentação deste gás é atribuição da distribuidora - e é correto que assim permaneça. Não podemos esquecer que o mercado livre

depende basicamente da competição na oferta do gás. O estado de São Paulo dispõe de regulamentação completa e exemplar da livre comercialização desde 2011, tem registrados 14 comercializadores e nem por este motivo surgiu concorrência na venda de gás, ou seja, sem diferentes ofertantes de gás não há possibilidade de se instalar um novo mercado.

Nessa discussão, qualquer diagnóstico sobre os Estados e suas agências reguladoras deve antes de tudo priorizar a boa qualidade da regulação praticada cujos parâmetros felizmente não se limitam a questões do tipo “Consumidor livre- com duto dedicado e tarifa específica”.

Antes de qualquer medida apressada, devem pautar o debate algumas perguntas obrigatórias: 1- Para quem serve este tipo de regulação? 2- Qual a consequência para a totalidade da concessão e de milhares de consumidores residenciais, comerciais e de centenas de indústrias que não tenham esse privilégio? 3- Por que é necessário um duto dedicado se estamos dentro de uma concessão estadual que deve atender ao interesse da totalidade dos consumidores? 4- E por que a concessionária não poderia implantá-lo? 5- Como podemos considerar a regulação do Rio de Janeiro a mais avançada do país se as revisões tarifárias estão atrasadas há dois anos, o regulamento que disciplina o assunto mercado livre atenta contra o contrato de concessão, o comercializador não está disciplinado e sofreu embargos de praticamente todos os agentes interessados?

Não é possível promover mudanças sem a necessária análise de impacto regulatório. Uma indesejável quebra sistemática de disciplinas estabelecidas pelos contratos de concessão terá como efeito um grave aumento do risco de judicialização e, pior, sem qualquer benefício para o desenvolvimento do mercado. A boa regulação está muito distante de simples estereótipos ou frases feitas; cabe, sim, o fortalecimento, a independência e a atuação técnica e transparente das agências reguladoras estaduais.

Muito precisa ser realizado para o estabelecimento de um mercado livre e competitivo no Brasil. A questão é focar nas questões certas - desde a Exploração e Produção (E&P) até o compartilhamento das instalações, passando por uma legislação adequada para os gasodutos de transporte. O Termo de Compromisso de Cessação (TCC) assinado pela Petrobras junto ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) mostra um caminho correto.

É preciso valorizar o papel das distribuidoras. Elas desenvolvem o mercado e atraem novos clientes - fator essencial para ganhar escala, o que é indispensável para o sucesso do Novo Mercado de Gás. A distribuição é a cauda do sistema a quem não compete abanar o cachorro, mas com certeza ajuda a equilibrá-lo.

Zevi Kann é sócio-diretor da Zenergas Consultoria desde 2011. Dirigente da Comissão de Serviços Públicos de Energia-SP e da Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (Arsesp) de 1998 a 2011.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 11/11/2019

Seção: Empresas

Autor: Rodrigo Polito — Do Rio

Título: Eletronuclear negocia R\$ 1 bi de empréstimo com banco dos EUA

Recursos serão destinados à extensão da vida útil da usina de Angra 1 para 2044

Braço da Eletrobras de geração de energia nuclear, a Eletronuclear negocia a contratação de um financiamento no valor de R\$ 1 bilhão com o US Eximbank, a agência de crédito à exportação do governo dos Estados Unidos. Os recursos serão destinados ao investimento na extensão da vida útil da usina nuclear de Angra 1, de 40 para 60 anos, que utiliza equipamentos fornecidos pela americana Westinghouse.

“As tratativas estão avançadas”, afirmou o presidente da Eletronuclear, Leonam Guimarães, ao **Valor**. Segundo ele, um financiamento inicial, da ordem de 5% do valor total, deverá ser assinado ainda neste ano.

Na última semana, a Eletronuclear apresentou formalmente à Comissão Nacional de Energia Nuclear (Cnen) o pedido de renovação da licença operacional da usina por um período de 20 anos. A primeira usina nuclear brasileira entrou em operação em 1985 e tem autorização para funcionar até 2024.

Segundo Guimarães, pela regulação, a Eletronuclear poderia fazer o pedido de extensão da licença de operação cinco anos antes do vencimento. Caso a CNEN dê o aval, a termelétrica terá licença para operar até 2044.

O presidente da Eletronuclear lembrou que a usina terá um custo relativamente baixo a partir de 2025 e contribuirá com 640 megawatts (MW) de capacidade para o sistema. A renovação da licença, se aprovada, ocorrerá justamente no período em que o governo brasileiro planeja substituir um parque gerador a

óleo combustível, mais caro e poluente, previsto para ser descontratado entre 2023 e 2025.

Nessa linha, a medida poderá contribuir para a agenda de desoneração tarifária iniciada pelo governo Michel Temer e mantida por Jair Bolsonaro, junto com a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Até 2012, a energia de Angra 1 era contratada por Furnas. Depois dessa data, a energia da usina passou a ser comercializada por meio de cotas contabilizadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e rateadas por todas as distribuidoras de energia do país. Segundo Guimarães, o valor da cota atualmente é de R\$ 230 por megawatt-hora (MWh).

De acordo com a Eletronuclear, os Estados Unidos já realizaram extensão do prazo de operação de mais de 70 usinas nucleares. Na maioria dos casos, a vida útil delas passou de 40 para 60 anos. Naquele país, também já foram iniciados estudos que podem estender a operação das usinas para até 80 anos.

Em paralelo aos planos de extensão da vida útil de Angra 1, a companhia segue aguardando da definição do governo pelo modelo de parceria internacional para a conclusão da usina nuclear de Angra 3. Após a definição do modelo, o governo deverá fazer um processo de seleção para a escolha do parceiro. A ideia é que o novo sócio aporte os recursos necessários para a conclusão da construção da usina, de cerca de R\$ 15,5 bilhões.

O empreendimento, que está 64% concluído, teve as obras suspensas em setembro de 2015 por falta de pagamento a fornecedores e desdobramentos da força tarefa da Lava-Jato. Com 1.405 MW de capacidade, a usina está prevista para entrar em operação em janeiro de 2026.

Hoje, a Eletronuclear gasta cerca de R\$ 2,5 milhões por mês com manutenção dos equipamentos da obra e cerca de R\$ 55 milhões mensais em juros da dívida da construção da usina com BNDES e Caixa Econômica Federal.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 11/11/2019

Seção: Empresas

Autor: Rodrigo Polito, Juliana Schincariol e Rodrigo Carro — Do Rio

Título: Shell defende regime único de concessão nos leilões

Ausente nos dois eventos realizados na semana passada pela ANP, multinacional apoia o fim do sistema de partilha

Uma das principais petroleiras privadas estrangeiras com investimentos no Brasil, a anglo-holandesa Shell reforçou o coro em defesa do fim do regime de partilha de produção, depois de se ausentar dos leilões realizados na semana passada. Segundo o presidente da companhia no Brasil, André Araujo, um modelo regulatório único de concessão no país seria interessante para todos, inclusive para o governo, já que os bônus de assinatura também seriam elevados, devido à competição.

“[Devido a] grandes leilões do pré-sal que já aconteceram, e o que a gente imagina que devam ser os próximos blocos a serem leiloados, e a necessidade de uma simplificação dos modelos, está na hora, sim, de pensarmos de uma forma muito aberta no regime único de concessão, que é o regime que faz com que o mercado defina claramente como sai o bônus”, disse Araujo, na última sexta-feira, em evento promovido pela FGV.

Ele destacou que, nesse terceiro trimestre, os resultados das petroleiras privadas foram abaixo do que os analistas previram e o bônus que as empresas estariam dispostas a pagar seria menor. No caso dos leilões da última semana, sob o regime de partilha, porém, os bônus eram fixos e elevados.

“No momento em que houver uma série de descobertas, e todas essas [áreas] que estão sendo exploradas nesse momento do pré-sal se materializarem em óleo, comercialmente factível, não precisa ninguém dizer que o bônus vai ser alto. O bônus vai ser alto. É a natureza. E a nossa indústria tem a capacidade suficiente de fazer uma avaliação e dar retornos para o governo adequadamente para o que se espera daquelas áreas”, completou o executivo.

As duas licitações da última semana - o leilão do excedente da cessão onerosa e a 6ª Rodada de Partilha - ofereceram nove áreas do pré-sal para o mercado, por R\$ 114,35 bilhões em bônus de assinatura. No entanto, apenas três áreas foram contratadas, por R\$ 75 bilhões, sendo duas pela Petrobras com parceria de empresas chinesas e uma arrematada integralmente pela estatal brasileira.

Segundo o Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP), o resultado da 6ª Rodada de partilha indica a “oportunidade de ajustes nas regras vigentes”. Em nota, a entidade defendeu o fim da partilha e sugeriu um calendário de leilões menos concentrado e a readequação das condições mínimas de participação (bônus de assinatura e percentuais de excedente em óleo, por exemplo). A entidade destacou ainda que a indústria petrolífera mantém apetite pelo Brasil.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 11/11/2019

Seção: Empresas

Autor: Rodrigo Polito — Do Rio

Título: Cemig decide não comprar fatia da Light na Renova**Decisão foi tomada em reunião do conselho da companhia mineira, por maioria dos votos**

A Cemig decidiu não exercer seu direito de preferência na venda da participação da Light na Renova Energia, que está em recuperação judicial. O **Valor** apurou que a decisão foi tomada em reunião do conselho de administração da companhia mineira realizada na sexta-feira, por maioria de votos.

Em 14 de outubro, a Light negociou a venda de sua participação na Renova - 21,72% das ações ordinárias (ONs) e 17,17% do capital total - para os sócios fundadores da empresa, Renato do Amaral e Ricardo Delneri, reunidos no fundo CG I FIP Multiestratégia, pelo valor simbólico de R\$ 1. Por fazer parte do bloco de controle, a Cemig teria direito tanto a exercer preferência na compra da participação da Light como a acompanhar a elétrica fluminense na venda da totalidade de sua fatia. Segundo uma pessoa com conhecimento do assunto, o prazo para a Cemig exercer a preferência termina esta semana.

Após a saída da Light, o CG I ficou com 41,85% das ações ON e 34,62% do capital total. Já a Cemig manteve 45,83% das ONs e 36,23% do capital.

Em 16 de outubro, a Renova entrou com pedido de recuperação judicial, tendo como controladores o CG I e a Cemig e reportando dívidas de R\$ 3,1 bilhões.

Na reunião da sexta-feira, segundo apurou o **Valor**, foi apresentado laudo de um grande escritório de advocacia indicando que, independentemente do tamanho da participação na Renova, a Cemig é corresponsável por 100% do passivo da companhia.

Nesse cenário, então, dois conselheiros votaram pelo exercício de preferência, aumentando a fatia na Renova, visualizando um potencial ganho com a valorização do ativo no futuro. Outros quatro decidiram pela manutenção da participação atual e dois se declararam impedidos de votar.

No caso do exercício de preferência pela Cemig, um eventual problema seria a empresa ultrapassar a participação nas ONs acima de 50%, estatizando a Renova. A situação afetaria a recuperação judicial e faria disparar o vencimento antecipado de dívidas.

Para uma fonte, porém, haveria uma solução para evitar esse cenário, com a conversão de papéis ordinários da Cemig em preferenciais, garantindo que a Renova continuasse privada. Procurada, a Cemig não quis comentar.

VEÍCULO: Valor Econômico**Data:** 11/11/2019**Seção:** Empresas**Autor:** Stella Fontes — De São Paulo**Título:** Minério ameaça perder nível de US\$ 80

Em novembro, matéria-prima do aço acumula desvalorização de 6,8%; no ano, a alta atinge recuo de 10,2%

Os preços do minério de ferro encerraram a semana passada em queda acentuada no mercado transoceânico, acompanhando o desempenho negativo dos contratos futuros, e agora correm risco de perder o nível dos US\$ 80 por tonelada. Com a desvalorização de sexta-feira, a cotação voltou ao nível do fim de janeiro, dias depois do rompimento da barragem da Vale em Brumadinho (MG).

A recuperação da oferta da commodity, tanto pelo Brasil quanto por Austrália, e incertezas relacionadas ao progresso das negociações comerciais entre Estados Unidos e China deram a tônica dos negócios. Nesse ambiente, acrescido de dúvidas quanto à demanda de aço no mercado chinês, analistas já esperavam que essa queda ocorresse no curto prazo.

De acordo com a publicação especializada “Fastmarkets MB”, o minério com 62% de pureza no porto de Qingdao fechou o dia negociado a US\$ 80,11 a tonelada, com recuo de 3,68%, ou US\$ 3,06. Essa foi a maior queda diária desde 16 de outubro e o preço é o mais baixo desde 29 de janeiro.

Com isso, em novembro, a commodity acumula desvalorização de 6,8%. Em 2019, a alta foi reduzida a 10,2%. Na Bolsa de Commodity de Dalian, os contratos mais líquidos com entrega de minério em janeiro perderam 17,50 yuans, para 600 yuans por tonelada, em movimento que foi acompanhado também pelos futuros de aço.

O banco suíço Julius Baer já projetava queda dos preços para cerca de US\$ 80 por tonelada em três meses e a US\$ 65 por tonelada em 12 meses. Em análise da semana passada, o chefe de pesquisa Carsten Menke destacou que, ao mesmo tempo em que a oferta da commodity segue rumo à normalização, os estoques devem continuar aumentando e a demanda, se reduzindo, “apontando para uma diminuição do equilíbrio do mercado e uma queda nos preços”.

Conforme o especialista, com o anúncio de retomada de operações em outra mina da Vale que havia sido fechada após a tragédia de Brumadinho, a disponibilidade de minério segue aumentando. Logo após a notícia, os preços

do minério caíram e, na segunda-feira passada, o contrato mais negociado na bolsa de Cingapura recuou temporariamente para menos de US\$ 80 por tonelada, o mais baixo desde o segundo trimestre.

Já as importações chinesas de minério se recuperaram, em movimento que está mais associado à recomposição de estoques nas siderúrgicas e menos à recuperação da demanda, na avaliação de Menke. Tendo em vista que a produção de aço na China já ultrapassou o pico sazonal, a tendência é de desaceleração das compras.

“Projetando uma leve desaceleração no setor imobiliário e nenhuma grande recuperação em infraestrutura, o consumo de aço [na China] deve cair gradualmente. A demanda por minério também deve diminuir e os estoques devem seguir aumentando”, acrescentou.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 11/11/2019

Seção: Empresas

Autor: Stella Fontes — De São Paulo

Título: Analistas esperam lucro 10 vezes maior para a Cosan

Na média, Morgan Stanley, Santander, Bradesco e BTG Pactual projetam lucro líquido de R\$ 457,3 milhões para o grupo no trimestre

A melhora do resultado operacional, impulsionado sobretudo pelo negócio de açúcar e álcool e pela Comgás, e a venda de direitos creditórios em setembro alavancaram os ganhos da Cosan S.A. no terceiro trimestre. A distribuição de combustíveis no Brasil e na Argentina, por outro lado, não teve desempenho positivo no intervalo e analistas já trabalham com a possibilidade de a companhia revisar as projeções para 2019 nessas operações.

Na média, Morgan Stanley, Santander, Bradesco e BTG Pactual projetam lucro líquido de R\$ 457,3 milhões para a Cosan no trimestre, 10 vezes mais do que o apurado um ano antes. Para a receita líquida, as quatro instituições esperam em média R\$ 17,62 bilhões, com aumento de 14,3% frente ao terceiro trimestre de 2018. Já o resultado antes de juros, impostos, depreciação e amortização (Ebitda) deve subir 19%, a R\$ 1,44 bilhão.

Os resultados deste ano incorporam os números da Raízen Argentina, rede de postos Shell e refinaria no país vizinho cujas operações foram assumidas pela Raízen Combustíveis em outubro do ano passado. Além disso, em 19 de

setembro, a Cosan informou que vendeu por R\$ 400 milhões em direitos creditórios à Jus Capital Gestão de Recursos. Os direitos se referem a precatórios do antigo Instituto do Açúcar e Álcool (IAA).

Para o Bradesco BBI, o Ebitda consolidado deve ter crescido tanto na comparação anual quanto em relação ao segundo trimestre, beneficiado pelo forte desempenho da Raízen Energia e da Comgás. Para o negócio de açúcar e álcool, o banco projeta Ebitda de R\$ 852 milhões, com alta de 33% ante o terceiro trimestre do ano passado apesar da estratégia de vender mais açúcar no fim da safra, observa o analista Vicente Falanga.

Para Raízen Combustíveis, o banco projeta Ebitda trimestral ajustado de R\$ 661 milhões, 3% abaixo do resultado apurado um ano antes mas 17% acima do número do segundo trimestre. Na Argentina, porém, o congelamento dos preços de combustíveis e do petróleo afetou o desempenho da operação, e o Ebitda deve ter caído 97%, a US\$ 6 milhões.

Os analistas Christian Audi e Rodrigo Almeida, do Santander, acreditam que os resultados de combustíveis podem decepcionar, apesar da recuperação da margem Ebitda por metro cúbico, para R\$ 93, frente ao segundo trimestre (R\$ 103 por metro cúbico). O maior volume de vendas foi compensado pelo mix desfavorável de combustíveis, diz o banco.

A forte venda de etanol na Raízen Energia, os resultados positivos da Comgás diante de tarifas mais altas e o desempenho forte da Moove foram os destaques do intervalo, conforme o Santander.

A equipe do Morgan Stanley pondera que os volumes relativamente mais fracos de açúcar e etanol fazem do trimestre um período pouco representativo, enquanto as margens na distribuição seguiram pressionadas pela competição acirrada no mercado interno. A Cosan vai divulgar o balanço hoje, após fechamento do mercado.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 11/11/2019

Seção: Agronegócios

Autor: Camila Souza Ramos — São Paulo

Título: Usina Colorado será a primeira a emitir título de dívida 'verde'

A unidade fará uma emissão de R\$ 200 milhões em CRAs que, pela primeira vez, foram certificados pela Climate Bonds Initiative

A Usina Colorado, localizada em Guaíra (SP), será a primeira empresa de bioenergia no mundo a emitir títulos de dívida “verdes” certificados. A unidade, que faturou R\$ 972 milhões na última safra (2018/19), fará uma emissão de R\$ 200 milhões em certificados de recebíveis do agronegócio (CRAs) que, pela primeira vez, foram certificados pela Climate Bonds Initiative (CBI), ONG voltada à promoção de investimentos sustentáveis. A operação deve atrair investidores que buscam elevar a participação de projetos “limpos”.

A emissão deverá levantar recursos para que a companhia - que pertence ao Grupo Colorado, dono de outra usina em Goiás - levante capital de giro para suas operações de etanol. A usina, que além de produzir o biocombustível também fabrica açúcar bruto e cogera energia a partir da queima do bagaço da cana, costuma estocar etanol para vender na entressafra.

A oferta prevê que os CRAs terão prazo de cinco anos e oferecerão remuneração de acordo com a taxa DI, mais sobretaxa de até 1,35% ao ano, a ser definida no procedimento de bookbuilding. A Central Energética Morrinhos (CEM), segunda planta do grupo, será a avalista da operação. A emissão foi avaliada pela plataforma de finanças sustentáveis Sitawi e auditada pela Vigeo Eiris e terá a EcoAgro como securitizadora.

A operação só foi possível depois que a CBI concluiu, em julho, seu processo de estabelecimento dos critérios globais que podem enquadrar um projeto de uma empresa de bioenergia como “verde”, ressaltou Thatyanne Gasparotto, chefe da CBI para a América Latina. Para ela, o segmento sucroalcooleiro do Brasil é o que mais tem potencial no mundo para realizar essas emissões conforme os critérios para bioenergia.

Esses critérios incluem tanto indicadores de mitigação de emissões como de adaptação e resiliência às mudanças climáticas. Para que uma empresa de bioenergia possa emitir um título verde certificado pela CBI, seu processo produtivo precisa ter eficiência de 80% na emissão de gases de efeito estufa, comparado à produção de combustíveis fósseis. No caso das usinas de cana, há limites de emissões de gases-estufa da produção de etanol e da cogeração a partir do bagaço.

Para a produção de etanol, a “pegada de carbono” máxima deve ser de 18,8 gramas de gases equivalentes ao carbônico por megajoule de energia gerada. A avaliação da Colorado feita pela Sitawi indicou um índice de emissão de 12,3 gramas. O alto índice de eficiência energética e ambiental da usina é creditado, em parte, ao aproveitamento de toda a cana no processo, já que a Colorado usa os resíduos industriais derivados da biomassa em seus canaviais.

Os critérios de enquadramento de títulos verdes também excluem a produção de bioenergia que provoca desmatamento - seja ele direto ou indireto, legal ou ilegal. Para garantir que a biomassa usada no processo industrial não provenha de áreas que tenham “empurrado” outros usos da terra sobre vegetações nativas, a CBI definiu que os projetos precisam demonstrar que a produção é derivada do aumento da produtividade, sem expansão de área. Senão, a empresa tem que provar que a biomassa usada foi cultivada em áreas que não tinham antes uma outra cultura. Outra opção à empresa é demonstrar que a biomassa advém de uma cadeia de produção já estabelecida e não demanda produção fora das áreas atualmente cultiváveis.

A emissão de títulos verdes certificados em bioenergia também demanda do emissor um plano de avaliação de risco climático e de adaptação quando há riscos elevados identificados. A companhia ainda precisa provar que sua matéria-prima está de acordo com “os padrões de melhores práticas da indústria”. Outro ponto necessário para um projeto de bioenergia ser elegível a uma emissão de títulos verdes é a identificação de riscos de segurança alimentar e de solução para eventuais problemas correlatos.

VEÍCULO: Valor Econômico
Data: 11/11/2019
Seção: Empresas
Autor: Assis Moreira — De Genebra
Título: Multinacionais mantêm interesse nas reservas brasileiras

Ausentes dos megaleilões no Brasil de áreas consideradas entre as mais atrativas do mundo para a exploração de petróleo, na semana passada, grandes petroleiras estrangeiras privadas como Shell, Chevron, Total, Galp e Wintershall Dea sinalizam interesse em avaliar possibilidades de investir em futuros leilões no país.

Indagados pelo **Valor** sobre as razões para não terem oferecido lances nos leilões, as petroleiras foram evasivas. A Royal Dutch Shell respondeu que tem “um portfólio de ativos de alta qualidade e oportunidades de desenvolvimento no Brasil”. Acrescentou que “continuaremos a avaliar novas oportunidades de investir no país, alinhadas às nossas expectativas de investimento e capacidade de agregar valor máximo aos nossos acionistas de maneira segura e socialmente responsável”.

A americana Chevron disse que, após uma avaliação minuciosa das oportunidades, decidiu não participar da sexta rodada de licitações de compartilhamento de produção, mas também sem entrar em detalhes.

Mas adiantou: “Continuamos comprometidos em aumentar nossa presença no Brasil por meio dos blocos do pré-sal adquiridos nas rodadas de 2018 e 2019. O país é uma parte importante do portfólio da Chevron na América Latina. A Chevron está comprometida com o Brasil a longo prazo e tem interesse em avaliar possíveis oportunidades futuras que se encaixam em nosso portfólio”.

Por sua vez, a Total E&P Brasil disse que não participou da rodada realizada na quarta-feira “por entender que a mesma não oferecia oportunidade para que a companhia atue como operadora”. Mas, através de porta-voz, a companhia francesa destacou que “está sempre avaliando novas oportunidades de negócios e ativos estratégicos para reforçar sua posição como operadora no Brasil”.

A Total exemplifica que na 16^a rodada da ANP arrematou o bloco C-M-541, na Bacia de Campos, como operadora (40%), em consórcio com as empresas Qatar Petroleum (40%) e Petronas (20%).

A Wintershall Dea, com sede em Hamburgo, disse ter feito uma avaliação completa, considerando fatores técnicos e econômicos, que resultou em uma estratégia de não fazer lance para essa rodada. “Continuaremos a avaliar outras opções de crescimento futuro que se ajustem à nossa estratégia, por exemplo, nas próximas rodadas de licença”, disse um porta-voz.

A petroleira alemã diz considerar o Brasil como uma região importante para seu crescimento global. Informa que constrói um portfólio de licenças no país e sobretudo está “muito satisfeita” com a obtenção de um total de nove participações de licenças durante as rodadas de licitações em 2018 e na 16^a rodada do mês passado.

A petroleira portuguesa Galp Energia, também uma das 14 empresas escolhidas pelas autoridades brasileiras para participar no megaleilão de petróleo, foi outra que acabou sem fazer propostas.

“A Galp decidiu não participar, pois essa oportunidade não atendia aos nossos critérios de investimento, apesar do nosso interesse no Brasil, explicou o porta-voz da companhia, Diogo Sousa. A empresa não detalhou quais seriam os critérios de investimento, nesse contexto considerado sensível.

Em julho, o presidente da Galp, Carlos Gomes da Silva, tinha afirmado a analistas que a empresa adotaria postura prudente no megaleilão para exploração e produção em mar no Brasil, considerando que os ativos começavam a ficar caros, conforme publicou na ocasião a revista “Época Negócios”.

Na ausência das grandes petroleiras estrangeiras, o ministro da Economia, Paulo Guedes, considerou que o fiasco se deve ao regime de partilha e defendeu a extinção do modelo de outorga instituído em 2010 pelo governo Lula.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Data: 11/11/2019

Seção: Colunas

Autor: Gustavo Porto, Nayara Figueiredo

Título: Paraguai ganha espaço no mercado de etanol do Brasil

Coluna do broadcastagro

O Paraguai se consolida como o segundo maior fornecedor de etanol para o Brasil, atrás apenas dos Estados Unidos. Dos 84,45 milhões de litros do biocombustível adquiridos no exterior em outubro, 21,9 milhões, ou 26,5%, vieram do país vizinho. A participação paraguaia como exportador do produto ao Brasil cresce mês a mês. Foram 13,91 milhões de litros (16,7%) em agosto e 15,46 milhões de litros (23,7%) em setembro. O volume não chega a ameaçar os norte-americanos, que respondem por cerca de 70% do total, mas os paraguaios têm a vantagem de pertencerem ao Mercosul e estarem livres da tarifa de 20% que pode ser aplicada aos EUA.

» Pelo rio. O diretor técnico da União da Indústria de Cana-de-Açúcar (Unica), Antonio de Padua Rodrigues, estima que entre 150 milhões e 180 milhões de litros de etanol paraguaio entrem no Brasil por ano. Uma das rotas é a hidroviária - o biocombustível desce até o Rio da Prata, na Argentina, e segue pelo mar até o Nordeste, diz Padua.

» Nichos. Além do biocombustível, o país vizinho se especializou na fabricação de açúcar orgânico, exportado para vários destinos. Segundo a consultoria Canaplan, o Paraguai tem 14 usinas, colhe 6,2 milhões de toneladas de cana em 110 mil hectares por safra e também utiliza milho para produzir álcool.

» Mais energia. A consultoria de commodities agrícolas e de gerenciamento de risco INTL FCStone prevê crescimento da estratégia de fixar o preço de combustíveis por contratos de derivativos, hoje ainda incipiente. “Com a Petrobras acompanhando as cotações internacionais do petróleo, devemos ter maior volatilidade nos preços dos combustíveis no mercado interno e por isso se torna necessário que as empresas se protejam de oscilações bruscas”, explica Fábio Solferini, CEO do escritório do Brasil.

» Crédito. Com a Selic em queda e a competição no setor, bancos começam a reduzir juros ao agronegócio. O Santander anunciou que as taxas do Multiagro passam de 9,9% para 8,9% ao ano no parcelamento de até três anos, e de 10,9%

para 9,9% ao ano para a amortização em até sete anos. A linha, lançada em agosto, financia máquinas agrícolas, equipamentos, silos, armazéns, placas fotovoltaicas e pivôs. Além dos juros menores, o Multiagro passa a financiar também bens usados.

» **Balde cheio.** Pecuaristas de Goiás e Mato Grosso atendidos pelo programa Mapa Leite elevaram em 20% a produção e ampliaram a qualidade da bebida, conforme dados preliminares. A parceria entre o Ministério da Agricultura e o Serviço Nacional de Aprendizagem Rural (Senar) capacita e fornece assistências técnica e gerencial a 620 produtores. "A cada real investido pelo programa, R\$ 7 retornaram em valor bruto de produção", diz Luana Frossard, coordenadora do projeto.

» **Dedos cruzados.** Produtores de Goiás esperam ter maior rentabilidade com a venda de grãos após a concessão da Ferrovia Norte-Sul entre Porto Nacional (TO) e Estrela d'Oeste (GO). A expectativa do setor é de que o trecho Porto Nacional-Anápolis (GO) entre em operação até o ano que vem. A soja e o milho de Goiás devem seguir em conexão com outras ferrovias até o Porto de Itaqui (MA), abrindo uma saída para a produção do Estado pelo Arco Norte. "Estamos bem posicionados com logística hidroviária e rodoviária e agora teremos a alternativa ferroviária", avalia o presidente da Aprosoja- GO, Adriano Barzotto.

COLABORARAM ISADORA DUARTE e LETICIA PAKULSKI

VEÍCULO: *Correio Braziliense*

Data: 11/11/2019

Seção: Economia

Autor: Simone Kafruni

Título: *Leilão põe em xeque modelo do pré-sal*

A ausência de petrolíferas privadas estrangeiras nos dois leilões realizados na semana passada pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) descortinou a necessidade urgente de revisão na modelagem de licitação dos campos de pré-sal. Apesar de estarem habilitados pelo órgão regulador, os principais players mundiais não apresentaram ofertas válidas nos certames, nem mesmo na cessão onerosa, cujos blocos são comprovadamente produtivos. Apenas a Petrobras saiu vitoriosa, arrematou três áreas, com estatais chinesas como sócias minoritárias em duas delas, e afastou a concorrência ao exercer seu direito de preferência.

Tanto especialistas quanto representantes do governo avaliam que a complexidade do modelo de partilha e a obrigatoriedade de participação da

estatal brasileira como operadora quando manifesta tal interesse inibiram o apetite dos investidores estrangeiros. Para os analistas, no entanto, esses não foram os únicos motivos para a falta de competição nos leilões.

A despeito dos resultados, o governo comemorou a arrecadação de R\$ 75 bilhões em bônus de assinatura: R\$ 70 bilhões na cessão onerosa, recorde mundial em valor em um único leilão, e R\$ 5 bilhões na 6ª rodada de partilha. Contudo, ao reconhecer a necessidade de revisão do regime de partilha logo após o primeiro certame, as autoridades podem ter influenciado a decisão dos investidores na rodada seguinte.

O ministro da Economia, Paulo Guedes, admitiu a frustração: “O regime de partilha é difícil. Conversamos cinco anos sobre cessão onerosa e, no final, vendemos para nós mesmos.” O diretor geral da ANP, Décio Oddone, reconheceu que a preferência da Petrobras inibe outras petroleiras. Foi um tiro no pé.

Segundo a secretária de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia (MME), Renata Isfer, o governo apoia projeto do senador José Serra (PSDB-SP), cuja proposta, que tramita no Congresso, elimina o polígono do pré-sal e o direito de preferência da Petrobras. “O modelo de partilha em si afasta investidores. Vamos fazer estudos concretos, de aperfeiçoamento de leilões, para melhorar a atratividade”, explica. O ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque, garante, no entanto, que o calendário de leilões de 2020 está mantido.

Equívocos históricos

No entender de Lívia Amorim, coordenadora da área de direito administrativo e regulatório do escritório Souto Correa, os modelos de concessão e de partilha podem chegar a resultados muito semelhantes em termos fiscais. “Porém, a partilha foi inserindo muitos pagamentos na frente, o parceiro privado é quem toma o risco. Sai de royalties de 10% com possibilidade de redução para 5% para 15%. Além disso, há outra trava: antecipar receitas por meio do óleo lucro óleo”, avalia.

Claudio Porto, presidente da Macroplan, afirma que o valor leiloado, em si, representou um sucesso. “Esse é o lado cheio do copo. O lado vazio, que ganhou destaque, em parte foi por conta da expectativa criada pelo próprio governo, a meu ver muito exagerada. Também circula no mercado a informação de que a Petrobras teria jogado muito duro na negociação do valor das indenizações a que teria direito pelos investimentos em prospecção e exploração feitos anteriormente, o que afugentou todos os grandes players tradicionais do mercado”, diz.

O especialista ressalta, no entanto, que dois fatores estruturais tiveram influência decisiva para a frustração da expectativa gerada. “O primeiro é o modelo de cessão onerosa, um erro histórico que nos fez perder a melhor e mais valiosa janela de oportunidades há mais de 10 anos. Mantivemos as reservas enterradas, num momento de supervalorização do preço do petróleo para mudar um modelo regulatório que estava funcionando super bem”, afirma.

O segundo motivo, segundo Porto, é que os grandes investidores em infraestrutura ainda estão com “um pé atrás” em relação ao Brasil. “A percepção externa do país, do ambiente de negócios e de nossa segurança jurídica, é muito negativa. Bons investimentos em infraestrutura demandam longo tempo de maturação e de retorno, logo o investidor tem que se sentir seguro”, assinala. “Ainda bem que o governo está dando sinais de que pode mudar a modelagem para tornar os futuros leilões de petróleo mais atrativos. Espero que evolua nesta direção”, opina.

O presidente da InterB Consultoria, Claudio Frischtak, esclarece que os dois leilões foram bem diferentes, mas houve um conjunto de erros que explica o resultado. “Os vazios na cessão onerosa eram mais ou menos esperados. Na 6ª rodada, houve muita surpresa. No meu entender, ambos foram mal-sucedidos”, considera. “Não se pode dizer que houve sucesso com, basicamente, um player (a Petrobras). Leilão sem competição e sem ágio é um fracasso”, resume.

Frischtak só não avalia como um desastre completo, porque o primeiro certame foi de muita complexidade. “O modelo tinha várias dimensões. O problema maior era a incerteza de uma negociação com a Petrobras posteriormente, para indenizá-la pelos investimentos feitos. O resarcimento depende de uma série de parâmetros que ninguém sabe como seria negociado. Essa incerteza deveria ter sido resolvida lá atrás entre União e Petrobras e não foi. E o governo resolveu jogar isso para quem viesse, numa negociação privada. Foi ingenuidade achar que alguém da indústria sentaria do outro lado da mesa para negociar com a Petrobras, que tem uma certa agressividade”, sustenta.

Além disso, o especialista lembra que os blocos têm a chamada curva de produção. “A Petrobras investiu e o governo licitou o excedente, só que ninguém sabe quanto é esse excedente. A pior coisa do mundo para qualquer empresário é a incerteza. Risco é uma coisa, pode mensurar. Incerteza não se mede”, explica.

No segundo leilão, a Petrobras anunciou direito de preferência em três áreas e arrematou apenas uma, destaca o presidente da InterB. “Foi mais um elemento. A Petrobras agiu como a antiga empresa, com posição de monopólio. Abertura de fato para o setor privado somente vai ocorrer no dia em a que a estatal for reorganizada, dividida em três, e esses ativos forem privatizados. Aí vamos ter

um ambiente mais normal. Hoje, a competição é muito limitada.”

Para Miguel Neto, sócio do Miguel Neto Advogados, a falta de competitividade foi resultado da insegurança jurídica. “Tenho tentado responder para clientes estrangeiros porque em 2009 podia, em 2016, não podia e, em 2019, pode de novo. Isso deixa investidor preocupado. Existem discussões jurídicas e ações populares para suspender o leilão. Além disso, o ambiente da América Latina não é propício”, argumenta.

O fator meio ambiente

Embora o governo tenha se esforçado para defender que o vazamento de óleo que atinge o litoral do Nordeste não influenciou no resultado dos leilões, os especialistas discordam. O ministro Bento Albuquerque assegura que a exploração offshore (no mar) cresceu 50% e os vazamentos de óleo caíram 80%. “Isso mostra que há preocupação por parte dos órgãos de controle e de meio ambiente, que estão agindo certo para mitigar os problemas que ocorrem”, sustenta.

Frischtak, contudo, alerta que o show de incompetência do governo na área ambiental, desde o início do ano, foram tiros no pé sequenciais. “Sobretudo, em relação ao desastre do vazamento. Isso afastou investidores, com certeza. Algumas pessoas do primeiro escalão do governo subestimam a importância de uma boa gestão ambiental e do respeito ao meio ambiente para o investidor”, pontua. “As justificativas do governo, a lentidão em agir, a falta de mecanismos, e falas do ministro do Meio Ambiente (Ricardo Salles), culpando o Greenpeace pelo derramamento de óleo, e do próprio presidente Bolsonaro, que disse ter sido coisa criminosa, pesaram no resultado dos leilões”, critica.

MME / ASCOM .