

Ministério de Minas e Energia
Assessoria de Comunicação Social – ASCOM

Destaque: Matérias que citam o ministro Fernando Coelho Filho ou o MME:

O Globo

[Título: Poder em jogo](#)..... 2

Sumário

VEÍCULO: O Globo.....2

Título: Poder em jogo..... 2

Título: Parente governador 3

Título: De Zezinho@com para Cármen.Lúcia@jus..... 3

Título: Chinesa domina disputa por unidade de gás no Comperj 4

Título: Rede de gasoduto do Nordeste atrai investidores 6

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo.....7

Título: Bolívia cobra Petrobrás sobre compra de gás 7

Título: Notas 8

VEÍCULO: Folha de S. Paulo9

Título: O almirante e a bomba atômica 9

VEÍCULO: Correio Braziliense.....11

Título: Gás ficará até 13% mais caro no D..... 11

Título: Brasil e Bolívia retomam negócios..... 12

VEÍCULO: Valor Econômico13

Título: Chuva ajuda geração elétrica, mas alerta persiste 13

Título: Produção de petróleo cresce no país e impulsiona exportação..... 15

Título: Destaques	16
Título: Perdas de energia custam mais de R\$ 8 bi aos consumidores em 2016	16
Título: EDP, CTG e Furnas antecipam obra de hidrelétrica	18
Título: Petrobras abre espaço a novos fornecedores	20
Título: Minas Gerais estimula alternativas a barragens depois do caso Samarco	21
Título: Biosev concentra foco em redução de custos	23
Título: Petrobras vence discussão bilionária no Carf	24

VEÍCULO: O Globo

Seção: País / colunas

Autor: Lydia Medeiros

Título: Poder em jogo

Decisão bilionária

Está nas mãos do ministro do STF Dias Toffoli uma decisão que pode causar ao setor de geração de energia hidrelétrica perdas estimadas em R\$ 4,6 bilhões. Após audiência com o ministro na semana passada, integrantes do governo saíram confiantes de que ele suspenderá centenas de liminares concedidas a

empresas da área, que contestam decisões do **Ministério de Minas e Energia**. Essa percepção levou o governo a suspender o envio ao Congresso de medida provisória sobre a crise no setor. A informação foi dada pelo diretor-geral da Aneel a grupo de investidores, em reuniões recentes, em Brasília. O recurso da União e da Aneel está com Toffoli.

VEÍCULO: O Globo

Seção: Rio / colunas

Autor: Ancelmo Gois

Título: Parente governador

O deputado federal Otavio Leite, presidente do PSDB fluminense, diz alimentar o sonho de convencer Pedro Parente, presidente da Petrobras, a ser o candidato do partido ao governo do Rio, em 2018. Tarefa difícil.

VEÍCULO: O Globo

Seção: Opinião

Autor: Elio Gaspari

Título: De Zezinho@com para Cármen.Lúcia@jus

Senhora presidente do Supremo Tribunal Federal e do Conselho Nacional de Justiça. Vosmicê não me conhece. Vivi no mato, nas terras do “Velho Genésio”, perto de Marabá. Um dia meu filho achou uma pedra que brilhava. Isso foi quando a senhora era uma jovem advogada. Era ouro. A gente estava na Serra Pelada, e ela se tornou o maior garimpo a céu aberto do mundo.

Em 1980, as gentes correram pra lá. Veio até estrangeiro e, durante cinco anos, 120 mil homens carregaram sacos de cascalho naqueles barrancos. Tiraram dali 30 toneladas de ouro. Pois veja, há aqui um doutor que fez a conta. Na cotação de hoje essas 30 toneladas valem R\$ 4,16 bilhões. Em 2015 os penduricalhos, gambiarras e puxadinhos dos magistrados e servidores do Judiciário custaram R\$ 7,2 bilhões. Hoje, a conta deve estar por aí.

Em agosto passado, em Minas Gerais, quatro magistrados e 12 servidores receberam mais de R\$ 100 mil líquidos cada um. Um juiz paulista que extorquia dinheiro de um empresário foi condenado a oito anos de prisão, está em regime semiaberto, foi aposentado compulsoriamente e em agosto recebeu R\$ 52 mil. Se descuidamos, daqui a pouco, os doutores comerão duas Serras Peladas a cada ano.

A Constituição diz que existe um teto de R\$ 33,7 mil mensais para cada brasileiro que trabalha para o governo e os juízes garantem que cumprem a lei.

Deve ser verdade, porque juiz não mente, mas eu penso naqueles caboclos que ralavam no morro. Teve muito sujeito que perdeu tudo com mulheres e cachaça. Foi dinheiro mal gasto, mas duas Serras Peladas anuais para pagar pelos penduricalhos desses doutores será dinheiro mal recebido.

A senhora veja como são as coisas deste mundo. Desde sempre, espanhóis, portugueses e brasileiros procuraram a tal montanha de ouro que existiria na Amazônia. Há quase 500 anos o Francisco Orellana desceu de Quito, passou fome, até couro comeu e não achou nada. Está aqui um Bartolomeu.

Ele viveu no Pará e jura que por volta de 1640 passou a uns 200 quilômetros de Serra Pelada. A montanha de ouro existia. Como brasileiro não desiste, desentocamos 30 toneladas de riqueza. Pra quê? Pra pagar a cada ano uma Serra Pelada de “puxadinhos”. Talvez duas. É pena, mas a burocracia que cria prebendas não produz montanhas de ouro. Gente de sabedoria me conta que o Brasil cresceu, os Três Poderes custam caro, e isso é natural.

Só quem não entende é o tabaréu sem estudo, gente como eu. Mas procurei saber melhor e li nos livros que o ouro das vossas Minas Gerais enricou maganos de Portugal. O Francisco Orellana, que até hoje masca pedacinhos de couro, ficou assombrando com a conta dos penduricalhos. Desde 2014 as gambiarras comeram o equivalente a 20 mil toneladas de prata das minas coloniais espanholas.

Os maganos de Madri tiraram da América umas cem mil toneladas de prata e, mesmo assim, a Espanha teve pelo menos dez bancarrotas. Orellana explica o que houve: entre 1556 e 1700, quatro reis nomearam 334 marqueses e 171 condes, cada um deles com direito ao seu puxadinho. Senhora, livre-se desse cascalho alheio. Assino em cruz e respeitosa e despeço-me. Zezinho do Genésio.

* Elio Gaspari é jornalista

VEÍCULO: O Globo

Seção: Economia

Autor: Ramona Ordonez

Título: Chinesa domina disputa por unidade de gás no Comperj

Kerui faz lance de R\$ 1,9 bi para executar obra que aproveitará produção do pré-sal.

O Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) poderá falar mandarim. A chinesa Shandong Kerui está na frente na disputa para construção da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do Comperj, na Região Metropolitana do Rio de Janeiro. A chinesa ofereceu o menor preço para executar a obra, de

R\$ 1,947 bilhão. A UPGN é um projeto prioritário da Petrobras para aproveitamento do gás natural que será produzido nos campos do pré-sal a partir de 2020.

As obras do Comperj estão paralisadas desde 2014 por envolvimento no escândalo de corrupção revelado pela Operação Lava-Jato. Caso a Kerui seja confirmada como a vencedora da licitação, as obras vão ganhar fôlego lideradas por empresas chinesas. A Petrobras negocia uma parceria com outra companhia chinesa, a CNPC, que inclui a possibilidade de construção de uma refinaria no Comperj, projeto que já consumiu US\$ 14 bilhões.

CRIAÇÃO DE POSTOS DE TRABALHO

O prefeito de Itaboraí, Sadinoel Souza, (PMB-RJ) está otimista com a expectativa da retomada das obras da UPGN. Ele estima que serão criados 450 empregos diretos no próximo ano, um número que poderia chegar a 5 mil postos de trabalho no ano seguinte.

— O município foi muito afetado nos últimos anos com a obra parada. Estamos otimistas, mas preocupados com a infraestrutura para atender o aumento da população — destacou o prefeito.

A Petrobras não deu mais detalhes da licitação da UPGN, mas explicou que espera assinar o contrato no primeiro trimestre de 2018. A empresa disse apenas que já recebeu as propostas comerciais e financeiras. "As etapas posteriores envolvem análise de documentos, divulgação da classificação e negociação comercial, concluindo com a assinatura do contrato previsto para o primeiro trimestre de 2018" informou.

De acordo com um executivo próximo, após a divulgação das empresas classificadas começa a fase de negociação com as companhias.

— É uma fase de diligenciamento e de negociação. A Petrobras deve pedir uma redução de preços ao vencedor, apesar de a proposta estar na faixa que a companhia imaginava. O processo deve demorar ainda porque a Petrobras está muito cautelosa— disse um executivo.

A segunda e a terceira colocadas na licitação da UPGN apresentaram propostas com valores próximos. A americana Fluor ofereceu cerca de R\$ 2,28 bilhões e a espanhola Cobra/Qualiman ofereceu montante pouco superior. A terceira colocada foi a Tecnimont com R\$ 4,24 bilhões.

Outra obra importante que ocorrerá em paralelo é a construção do gasoduto Rota 3, para transportar o gás natural dos campos no pré-sal da Bacia de Santos até o Comperj. A UPGN terá capacidade para processar 21 milhões de metros

cúbicos por dia de gás natural. O projeto gasoduto Rota 3 é formado por aproximadamente 307 quilômetros no trecho marítimo, e mais cerca de 48 quilômetros em seu trecho terrestre.

A Petrobras destacou que não houve alteração significativa de traçado em relação ao projeto original, "sem impactos adicionais de áreas atingidas". O trecho marítimo foi dividido em três: profundo, raso e ultrarraso. O primeiro já está em fase avançada de construção, de acordo com a Petrobras, enquanto a construção dos dois outros está em fase de licitação, com previsão de início das obras em 2018. Em relação ao trecho terrestre, a Petrobras informou que está em fase de licitação, também com previsão de início das obras em 2018.

A Kerui Petroleum está no Brasil há dois anos, e é um grupo industrial que atua nas áreas de pesquisa, desenvolvimento, fabricação de equipamentos de petróleo e serviços tecnológico de engenharia de campos petrolíferos.

VEÍCULO: O Globo

Seção: Economia

Autor: Ramona Ordonez

Título: Rede de gasoduto do Nordeste atrai investidores

Mercado estima que venda da NTN pode render de US\$ 5 bi a US\$ 6 bi para a estatal.

Com os sinais de melhora da economia brasileira, investidores estrangeiros estão fazendo forte movimentação para formar consórcios e disputar a aquisição dos 90% da Nova Transportadora do Nordeste (NTN), uma malha de três mil quilômetros de gasodutos que faz o transporte e a armazenagem de gás natural.

O prazo para a entrega na Petrobras das chamadas ofertas vinculantes é no próximo dia 14. Executivos do mercado estimam que a venda pode alcançar de US\$ 5 bilhões a US\$ 6 bilhões, superando os US\$ 5,08 bilhões que a Petrobras obteve com a venda da Nova Transportadora do Sudeste (NTS) à Brookfield.

A venda da NTN só deverá ser concluída no primeiro semestre de 2018 e faz parte do programa de venda de ativos da Petrobras, que prevê arrecadar US\$ 21 bilhões entre 2017 e 2018

Dentre as empresas que estão se movimentando na formação de consórcios estão, de acordo com executivos, o Mubadala, fundo de investimentos de Abu Dhabi, que estaria em negociações com a EIG Global Energy. Outro grupo que estaria analisando a possibilidade de fazer oferta seria o Pátria aliado à

Blackstone, gestora americana de investimentos. Outra empresa que está em conversas em busca de sócios seria a australiana Macquarie.

Para Márcio Balthazar, da consultoria NatGas Economics, a venda dos gasodutos da Petrobras para o setor privado é importante para o surgimento de um mercado de gás competitivo no país.

— O benefício que essa venda pode trazer vai depender dos novos agentes que entrarão no mercado, e isso no futuro vai permitir negociar tarifas mais interessantes, competitivas, trazendo benefícios para o mercado em geral - destacou— destacou Balthazar. ()

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Economia

Autor: Lu Aiko Otta

Título: Bolívia cobra Petrobrás sobre compra de gás

Atual contrato de fornecimento de gás natural pelo país termina em 2019 e estatal brasileira pretende reduzir pela metade as quantidades.

A Bolívia cobrou ontem uma definição da Petrobrás sobre a compra de gás daquele país. Durante conversa do presidente Michel Temer com o presidente da Bolívia, Evo Morales, o ministro de Hidrocarbonetos, Luis Alberto Sánchez, deixou claro que gostaria de maior previsibilidade de consumo por parte da Petrobrás, segundo fontes presentes ao encontro.

O Brasil é o principal consumidor do gás boliviano e a Petrobrás é hoje a única compradora no País. O atual contrato de fornecimento acaba em 2019. Embora seja um contrato entre a estatal brasileira e a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), esse é o principal item de relacionamento econômico entre os dois países. Segundo fontes, há sinais nos bastidores de que, com o fim do contrato, a Petrobrás pretende reduzir suas compras de gás pela metade.

Os bolivianos esperam informações mais firmes sobre isso para decidir se abrem a venda de gás para outros compradores no Brasil. Mato Grosso do Sul é um dos interessados, segundo informou ao Estado o governador Reinaldo Azambuja. “Temos um duto em Corumbá que só precisa ser conectado ao sistema boliviano”, disse.

O Estado quer comprar gás diretamente da Bolívia para viabilizar a implantação de uma usina termoeletrica na fronteira, um investimento privado de R\$ 1,5 bilhão. Outras empresas poderiam comprar diretamente da empresa estadual, a MSGÁS.

Com isso, provavelmente, conseguiriam um preço melhor do que o cobrado pela Petrobrás, por causa do custo de transporte, que é igual para todos os consumidores, independentemente de onde estejam. Azambuja quer vender diretamente e oferecer como vantagens a proximidade em relação ao fornecedor e um sistema de dutos próprio. Procurada, a Petrobrás não se manifestou.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Economia

Autor: Aline Bronzati / Cynthia Decloedt / Fernanda Guimarães

Título: Notas

Eletrobrás avalia captação externa no começo de 2018

A Eletrobrás estuda retomar uma captação externa de dívida, o que pode acontecer na primeira janela de 2018, no começo do ano, após a Cemig fechar com sucesso uma captação de US\$ 1 bilhão em bônus no exterior. Bradesco e Bank of America Merrill Lynch (BofA) já foram, inclusive, contratados para conduzir o processo. A operação, se concretizada, ajudará a estatal a compor seu programa de reestruturação, que envolve a privatização e que, provavelmente, ocorrerá no segundo semestre de 2018.

Com os recursos captados em nova emissão, a Eletrobrás estaria apta a alongar, por exemplo, US\$ 1,750 bilhão de dívida representada por bônus que vencem em 2021. De janeiro até hoje, emissores brasileiros levantaram cerca de US\$ 30,5 bilhões no exterior, incluindo o Tesouro, montante que já supera o total de 2016. Procurada, a Eletrobrás informou que estuda e avalia diversas iniciativas que possam contribuir para atingir as metas do Plano Diretor de Negócios e Gestão.

» Estratégia.

A paralisação da área primária da usina de Cubatão da Usiminas, em janeiro de 2016, como medida para combater sua crise financeira, deve começar a pesar para a empresa. A companhia terá que repensar seu fornecimento de placas para laminar na usina, principalmente agora que o mercado começa a dar sinais de alguma melhora.

» Bastidores.

A principal fornecedora desde a paralisação é a CSA, que recentemente foi vendida para a Ternium, sócia da Usiminas. A CSA vinha abastecendo a siderúrgica, mas, após a mudança de dono, os volumes já diminuíram e a

tendência é de mais queda. Isso porque a Ternium comprou a CSA para alimentar a necessidade de sua unidade mexicana, deficitária de placas e que acaba de anunciar uma nova laminadora, o que aumentará a demanda. Nos bastidores, já se questiona se foi um erro da ex-administração da companhia fechar a área primária, visto que sua reabertura não acontecerá em um prazo menor do que cinco anos.

» **Com a palavra.**

A Usiminas diz que faz parte de sua estratégia diversificar seus fornecedores de placas “tendo em vista as perspectivas de melhoria do cenário econômico interno”. A companhia afirma ainda que o fornecimento por parte da Ternium Brasil (ex-CSA) segue conforme memorando de entendimento assinado originalmente em junho deste ano e ratificado por unanimidade no mês de novembro passado pelo Conselho de Administração.

VEÍCULO: Folha de S. Paulo

Seção: Tendências/Debates

Autor: Sérgio Rezende

Título: O almirante e a bomba atômica

O Brasil detém o domínio do ciclo completo da energia nuclear, cuja etapa mais importante é o enriquecimento de urânio para que ele se torne o combustível usado em usinas nucleares. Poucos países do mundo dominam esse processo.

Uma das tecnologias de enriquecimento utiliza ultracentrífugas para separar os isótopos de urânio contidos no minério, com base em suas diferentes massas. A centrífuga brasileira é uma das mais eficientes do mundo, pois emprega materiais e mecanismos de acionamento altamente inovadores. Por isso, seus segredos são cobiçados por outros países. É das centrífugas da estatal INB (Indústrias Nucleares do Brasil) que sai parte do urânio que serve de combustível para as usinas nucleares de Angra 1 e 2.

Devemos nossa tecnologia, em boa parte, à visão, competência e dedicação de dois almirantes: Álvaro Alberto da Mota e Silva (1889-1976), fundador do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), em 1951, e Othon Luiz Pinheiro da Silva, brilhante engenheiro que liderou o programa nuclear da Marinha.

Foi esse programa, secreto por décadas, que permitiu ao Brasil desenvolver toda a cadeia tecnológica para produzir combustível nuclear a partir do minério de urânio.

Por suas iniciativas no programa nuclear, Álvaro Alberto — como era conhecido — foi perseguido e detratado por pessoas que, à época, se alinhavam com a política dos EUA para o Brasil — entenda-se, não permitir que uma nação do Terceiro Mundo dominasse o ciclo completo da tecnologia nuclear, que deveria ficar restrita a poucas nações.

Hoje, parece que processo de perseguição semelhante se passa com Othon. Ao ir para a reserva (1994), montou uma consultoria que elaborou um estudo para uma grande empresa conseguir contrato com a Eletronuclear para a construção de Angra 3.0 contrato foi assinado antes de Othon assumir a presidência da Eletronuclear, em 2005.

Há dois anos, ele foi alvo da Lava Jato, cujos procuradores concluíram que o pagamento que recebeu pelo estudo foi propina. Condenado a 43 anos de prisão, cumpriu quase dois e foi solto há semanas por meio de um habeas corpus, como relatado por ele em entrevista a esta Folha (7/11). Em resposta um pouco fora do contexto, Othon afirma que o Brasil poderia fazer uma bomba atômica em quatro meses.

Essa afirmação foi o pretexto para que, dois dias depois, o senhor Matias Spektor publicasse, na mesma Folha, o artigo "Almirante condenado na Lava Jato usa informação falsa sobre bomba nuclear". O texto, em tom acusatório a Othon, alega que é falsa a afirmação sobre a capacidade brasileira de fazer um artefato nuclear em poucos meses.

O colunista, aparentemente, igno-ra que o gás de urânio enriquecido para usinas, caso injetado várias vezes nas ultracentrífugas, pode ter níveis de enriquecimento para aplicações bélicas. E bastam uns 20 a 50 kg de urânio enriquecido a níveis altos para fabricar uma bomba atômica. Mais: é perfeitamente possível fazer isso em pouco tempo, como afirmou o almirante Othon.

Felizmente, o Brasil fez a opção de não fabricar a bomba e é signatário do Tratado de Não Proliferação de Armas Nucleares, o qual permite que inspetores da Agência Internacional de Energia Atômica visitem e monitorem (por câmeras) as instalações da INB para verificar todo o processo de enriquecimento.

Mas o Brasil, por questões estratégicas, não permite que esses técnicos tenham acesso direto aos segredos tecnológicos das centrífugas desenvolvidas sob a liderança de Othon, preservando, assim, um desenvolvimento que nos custou décadas de trabalho de cientistas e engenheiros.

E, talvez, seja essa opção estratégica do Estado brasileiro que tenha indisposto Othon com forças que, mais uma vez, se alinham com interesses estrangeiros, como ocorreu com Álvaro Alberto. É preciso serenidade no julgamento desse brilhante engenheiro que prestou um enorme serviço ao país, como também alguma perspicácia e astúcia políticas para perceber o que ocorre nos bastidores do jogo geopolítico cevado por interesses econômicos.

SERGIO M. REZENDE é professor-titular de física da Universidade Federal de Pernambuco e doutor pelo Massachusetts Institute of Technology; foi ministro da Ciência e Tecnologia (2005-2010, governo Lula)

VEÍCULO: Correio Braziliense

Seção: Economia

Autor: Azelma Rodrigues

Título: Gás ficará até 13% mais caro no D

O preço do botijão de gás de cozinha sofrerá reajustes de 4,5% até 13% no Distrito Federal e Entorno. Bem acima do indicativo da Petrobras que, ao autorizar reajuste de 8,9% nas refinarias, projetava alta de 4% ou R\$ 2,53 para o consumidor final.

A maioria dos revendedores pretende aumentar o valor a partir de hoje, aguardando parâmetros dos grandes depósitos, que comprem em grande quantidade direto das distribuidoras. Cada revendedor tem sua margem de lucro, justificada pelos custos.

No Plano Piloto, o preço do botijão de 13 quilos subirá de R\$ 90 para R\$ 94, segundo a JC Gás, com alta de cerca de 4,5%. No Entorno, o aumento será de até 13%, caso do preço do botijão para entrega na Kelly Gás, no Céu Azul, que passa de R\$ 62 para R\$ 70. Se comprar na loja, a proprietária Anne Kelly diz que o valor cai para R\$ 65.

No Guará, o Bruno Gás espera o valor que o depósito da FF Comercial, em Vicente Pires, vai cobrar, antes de calcular a quanto vai vender. A FF informou que o consumidor individual que comprar direto no depósito pagará R\$ 75 — até ontem, custava R\$ 70 —, cerca de 7% a mais. O desconto médio para os revendedores, dado pelo depósito, fica em torno de R\$ 2.

O consumidor de Planaltina e arredores que comprar o botijão da Distribuidora de Gás Buritis pagará R\$ 80, quase 7% a mais sobre os R\$ 75 anteriores. Enquanto em Taguatinga, a Ksa Gás deve passar de R\$ 60 para R\$ 68 em dinheiro ou no débito, e R\$ 70 no cartão de crédito.

Na última pesquisa feita pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) sobre a variação de preços do gás em Brasília, com levantamento em 42 pontos, indicava um preço médio de R\$ 68,76, com uma margem média de lucro de 16,86%.

VEÍCULO: Correio Braziliense

Seção: Economia

Autor: Rodolfo Costa

Título: Brasil e Bolívia retomam negócios

A crise nas relações entre Bolívia e Brasil durou pouco menos de um ano e meio. Após ter chamado o impeachment da ex-presidente Dilma Rousseff de “golpe parlamentar” e ter convocado o embaixador boliviano de volta ao país em agosto do ano passado — em retaliação ao atual governo —, **o presidente boliviano, Evo Morales, deu o braço a torcer e esteve ontem no Brasil para negociar a venda de gás a governos estaduais e pedir apoio do Planalto para reforçar as áreas de fronteira entre os dois países.**

Aliado das gestões petistas, Morales procurava conciliação com o atual governo desde outubro. Por duas vezes desde então, a vinda ao país foi adiada. Em ambas as ocasiões, Temer estava em São Paulo, após ser submetido a avaliações médicas e intervenções cirúrgicas.

Logo na chegada ao Brasil, esc lareceu que precisava deixar de lado as diferenças ideológicas para pensar no desenvolvimento econômico boliviano. “A Bolívia precisa do Brasil para se industrializar”, afirmou Morales, em um brinde no almoço organizado no Ministério das Relações Exteriores. Cerca de 20% da produção boliviana é exportada para o Brasil.

Em discurso, Temer procurou colocar panos quentes nas diferenças ideológicas e ressaltou que os dois países são unidos por “fortes vínculos históricos e humanos”. “Nossa parceria sempre teve e tem um sentido de longo prazo. Ela será alicerçada na amizade entre nossos povos e interesses comuns. Diálogo e respeito mútuo trazem sempre resultados muito positivos”, disse.

Além de negociar venda de gás com os governos do Acre, Rondônia, Mato Grosso, e Mato Grosso do Sul, Morales veio pedir cooperação da polícia brasileira no combate ao crime organizado transnacional. Desde 2016, o país lida com o aumento da violência nas fronteiras. Em vista disso, um acordo foi assinado para assegurar parceria entre as duas nações.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Brasil****Autor: Rodrigo Polito e Camila Maia | Do Rio e de São Paulo****Título: Chuva ajuda geração elétrica, mas alerta persiste**

A ocorrência de um volume de chuvas acima do esperado nas últimas semanas de novembro animou as autoridades e as empresas do setor elétrico, com perspectivas de melhoras no cenário climático e nas condições de operação do sistema, às vésperas dos meses mais chuvosos. Mas ainda há preocupação com relação ao baixo nível dos reservatórios hidrelétricos e receio sobre a intensidade do próximo período úmido, o que pode demandar a operação de uma quantidade maior de termelétricas.

É diante desse quadro, que o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que reúne as principais autoridades do setor de energia do país, realiza hoje sua reunião ordinária mensal.

O **Valor** apurou que, apesar da melhora das condições de operação do sistema, os integrantes da cúpula energética do governo Temer ainda estão cautelosos. O entendimento é que a situação melhorou, mas ainda é necessária a ocorrência de chuvas mais intensas para recuperar os reservatórios, no período úmido, até abril.

Por isso, o comitê deve manter as reuniões extraordinárias para o acompanhamento das condições operacionais do Sistema Interligado Nacional (SIN). O próximo encontro do tipo está previsto para a semana que vem.

Segundo o coordenador do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (Gesel), da UFRJ, Nivalde de Castro, a tendência é que o CMSE desligue as termelétricas, já que o período úmido está se firmando. Mas, segundo ele, a perspectiva pode mudar a cada semana, dependendo da ocorrência das chuvas.

A opinião de Castro é compartilhada por outros especialistas. De acordo com projeções da consultoria GV Energy, a expectativa é que o volume de chuvas no país nos quatro primeiros meses de 2017 seja da ordem de 90% da média histórica para o período, condição que traria alívio à operação do sistema e ao déficit de geração de usinas hidrelétricas, medido pelo GSF (sigla em inglês para fator de ajuste da garantia física).

"A situação dos reservatórios ainda não é confortável, principalmente para o submercado Nordeste, tendo em vista que a pré-estação chuvosa foi muito ruim, entretanto, com a expectativa de melhora no cenário de vazões, a

tendência é de recuperação dos reservatórios ao longo dos próximos meses", informou a GV Energy, em relatório sobre o assunto.

Na mesma linha, o Santander acredita que, se o volume de chuvas para o início do próximo ano ficar entre 80% e 90% do histórico para o período, a bandeira tarifária permanecerá na cor vermelha patamar 1, com possibilidade de mudança para cor amarela caso o volume de chuvas alcance 95% do histórico. Com isso, o banco espera que não haja pressão tarifária por causa das bandeiras, nem um custo extraordinário de GSF para as distribuidoras, com relação à energia das hidrelétricas sob regime de cotas, diferentemente do cenário observado nos últimos meses.

"A ideia é que não vemos a tarifa de energia elétrica, se mantida essa quantidade [proporcional] de chuvas de novembro, como um risco de pressão inflacionária", explicou a analista Tatiana Pinheiro, do Santander.

Já a consultoria Thymos Energia tem uma visão menos otimista: embora as chuvas tenham causado um acréscimo de 0,8% no volume de acumulação dos reservatórios hidrelétricos do subsistema Sudeste/Centro-Oeste e de 0,6% nos lagos das usinas do Nordeste, entre 21 e 30 de novembro, as regiões Sul e Norte tiveram, no mesmo período, redução do nível de estoque de 0,3% e 1,6%, respectivamente, resultando em melhora pouco relevante nos níveis do SIN.

A consultoria recomenda uma postura mais conservadora do CMSE com relação ao nível de armazenamento dos reservatórios e de operação de termelétricas.

"Em junho também ocorreu esse movimento [de melhora momentânea das condições climáticas e, nas semanas seguintes, voltou a escassez de chuvas]. Entendo que o CMSE deve se posicionar no sentido de manter as térmicas ligadas", disse João Carlos Mello, presidente da Thymos. Segundo ele, desligar um bloco de energia de 6 gigawatts (GW) neste momento, pode perpetuar o quadro de baixo nível dos reservatórios para o próximo ano. Recentemente o CMSE determinou o desligamento de 5 GW de térmicas, passando de 15 GW para 10 GW em operação.

Para o presidente do Instituto Acende Brasil, Claudio Sales, a hidrologia melhorou, mas os efeitos não são tão imediatos. "Para o CMSE de amanhã esperamos alguma sinalização de melhora, mas nada muito grandioso, dado o nível baixo em que os reservatórios estão neste momento", afirmou o especialista. "Não esperamos grandes surpresas, mas os sinais são positivos, como reflexo da chuva que veio, tardiamente, mas veio. Isso em alguma medida já se refletiu no PLD, e a sinalização é que continue por aí, com a perspectiva até de redução da bandeira tarifária nos próximos meses", completou.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Brasil****Autor: Rodrigo Polito | Do Rio****Título: Produção de petróleo cresce no país e impulsiona exportação**

A produção brasileira de petróleo deve alcançar a média de 2,7 milhões de barris diários em 2017, de acordo com estimativas da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O volume é quase 200 mil barris diários superior ao alcançado no ano passado, de 2,505 milhões de barris diários, em média, segundo números divulgados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

"Há vários campos entrando em produção. A produção vai crescendo lentamente. O que vemos, se olharmos para a curva [de produção] é que, em determinado momento, lá para 2022, começa a haver um crescimento maior, porque aí são esses campos [maiores] que começam a entrar em uma produção maior efetivamente e ter maior importância na produção de petróleo", disse o diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis da EPE, José Mauro Coelho, referindo-se aos campos de Búzios e Libra, no pré-sal da Bacia de Santos.

O executivo destacou que, como previsto no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2017-2026, a produção brasileira de petróleo deve chegar a aproximadamente 5,2 milhões de barris diários ao fim do período.

"O Brasil passará a ser um grande produtor de petróleo, mas passará a ter uma importância maior ainda como exportador. Porque, se entendermos que o parque de refino [do Brasil] hoje processa algo em torno de 2,5 milhões de barris diários e não vemos grande expansão no parque de refino no horizonte decenal, só a entrada do segundo trem da Rnest [Refinaria do Nordeste, em Pernambuco], em 2023, vamos estar exportando quase 3 mil barris diários", completou Coelho, após participar de seminário sobre as perspectivas do gás natural para o Rio de Janeiro, promovido pela Firjan.

Presente ao evento, o gerente executivo de Gás Natural da Petrobras, Rodrigo Costa, afirmou que a oferta do energético na rede de gasodutos do Brasil deve fechar 2017 em 54 milhões de metros cúbicos diários. Desse total, cerca de 80% são ofertados pela própria Petrobras e o restante fornecido por outras companhias. No ano passado, a oferta na rede de dutos foi de 44 milhões de metros cúbicos diários.

De acordo com dados apresentados pela Firjan, o Estado do Rio de Janeiro representa mais de 60% das reservas provadas de gás natural do Brasil. O

Estado também responde por 45% da produção bruta no país. E a Bacia de Santos já representa 64% da produção de gás no Rio e Janeiro, dado ao desenvolvimento do pré-sal.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor:

Título: Destaques

Petrobras fecha acordo

A Petrobras informou ontem que assinou contrato de financiamento de US\$ 5 bilhões com o China Development Bank (CDB), com vencimento em 2027. A estatal divulgou também a assinatura de um contrato de fornecimento preferencial de petróleo com a Unipeç Asia Company, empresa chinesa da área de distribuição de petróleo e derivados, subsidiária da petroleira Sinopec. Pelo acordo, serão repassados 100 mil barris de óleo equivalente por dia, pelo prazo de dez anos. O acordo com o CDB prevê o desembolso de metade do valor do empréstimo neste mês e a outra metade em janeiro, quando ocorrerá o pré-pagamento do montante devido de US\$ 2,8 bilhões referentes a um empréstimo contratado pela estatal brasileira com o banco em 2009. O pré-pagamento também gerará o fim antecipado do acordo de fornecimento de até 200 mil barris de óleo equivalente por dia assinado pela Petrobras com a Unipeç Asia Company em 2009, cujo vencimento estava programado para 2019.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Camila Maia | De São Paulo

Título: Perdas de energia custam mais de R\$ 8 bi aos consumidores em 2016

Os consumidores de energia arcaram com mais de R\$ 8 bilhões em energia que foi injetada na rede e não chegou a ser consumida em 2016, devido às perdas totais apuradas pelas distribuidoras por questões como inadimplência, má gestão de recursos e roubos de energia.

O número consta em um estudo feito pela consultoria americana A.T. Kearney, obtido com exclusividade pelo **Valor**, que considerou os resultados de 2016 de 26 concessionárias de distribuição de energia que representam 70% do mercado total.

As perdas de energia por furtos ou fraude - os conhecidos "gatos" - custaram aos consumidores de energia cerca de 5,1% de toda a energia injetada na rede

ano passado, o que representou o total R\$ 3,6 bilhões, ou R\$ 53 por consumidor no ano.

Considerando também as perdas totais de energia, que incluem perdas técnicas (relacionadas à questões como problemas em transformadores e outros fatores de eficiência), o valor fica ainda maior, chegando a 12,5% de toda a energia injetada na rede, somando R\$ 8,7 bilhões, ou R\$ 128 por cliente.

Ainda que a energia não chegue, de fato, aos consumidores, as perdas são remuneradas pela tarifa quando ficam abaixo das metas regulatórias estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), baseadas em critérios de eficiência das companhias de distribuição de energia.

Segundo o estudo, a maioria das empresas enfrenta perdas reais maiores que as previstas. Nesses casos, as perdas são absorvidas pelas próprias companhias, e não são remuneradas pela tarifa. Como há concessionárias com perdas abaixo das metas regulatórias, o resultado médio a ser absorvido pelas distribuidoras é minimizado. Em 2016, somou R\$ 277 milhões. Ou seja, os outros cerca de R\$ 8,4 bilhões foram pagos pelos consumidores.

A inadimplência foi outro fator que pressionou as distribuidoras no ano passado, segundo a consultoria. O estudo aponta que a maior parte das distribuidoras teve um custo com provisões para crédito de liquidação duvidosa (PCLD) bem maior que o estabelecido - e remunerado - na tarifa, devido à situação econômica do país.

As somas dos valores apurados a mais que as metas regulatórias das distribuidoras somou R\$ 1,4 bilhão em 2016, o que afetou significativamente o resultado da maioria das concessionárias, segundo a A.T. Kearney. Esses valores são considerados "receitas irrecuperáveis" pelas companhias.

Segundo Cláudio Gonçalves, sócio da A.T. Kearney responsável pelo estudo, no caso dos clientes inadimplentes mas que regularizam as contas dentro de 30 dias, os efeitos para as distribuidoras são, na verdade, positivos, porque eles pagam multas e juros. No entanto, o efeito geral da inadimplência é negativo para as distribuidoras de energia.

Ao longo de 2017, as distribuidoras tiveram melhora, mas, de modo geral, a perspectiva é que 2018 ainda será "um ano difícil" em termos de inadimplência, disse Gonçalves. Ele destacou que as companhias estão adotando diversas medidas para combater o problema, como desenvolvimento de modelos para aprimorar os cortes e uso de tecnologia e análise de dados nisso.

"O tema da inadimplência ainda será crítico por mais um ou dois anos. Precisamos ver como a economia se comporta para avaliar como vai se desenvolver", disse Gonçalves ao **Valor**.

Como resultado desses desafios e também da sobrecontratação, as distribuidoras tiveram seus resultados pressionados no ano passado. O estudo aponta que o resultado antes de juros, impostos, depreciação e amortização (Ebtida) das companhias ficou 24% abaixo do regulatório ano passado, enquanto o lucro líquido ficou 84% menor.

Ainda que a maior parte desses montantes possa ser recuperado pelas distribuidoras nos próximos reajustes tarifários, de acordo com Gonçalves, o lucro muito abaixo do regulatório mostra que as companhias estão muito endividadas, e tendo sua liquidez penalizada. Em vez de registrar o faturamento no momento em que têm a despesa, as companhias sofrem com o descasamento de caixa e só vão apurar essa receita no ano seguinte, no momento da próxima revisão tarifária.

O estudo traz ainda um diagnóstico sobre os investimentos no segmento de distribuição, que ficam muito voltados para o curto prazo, sem correlação específica com o futuro dessas empresas. "Quem não investir hoje, vai perder a concessão. Há muitas oportunidades para melhorar e priorizar os investimentos, usando modelos preditivos", disse Gonçalves. Segundo o especialista, as companhias precisam trabalhar melhor as despesas operacionais e trabalhar os investimentos a fim de obter melhorias no médio e longo prazo.

"O tema de investimentos é o futuro. Ao olhar para frente e priorizar, haverá melhora da qualidade do serviço. É preciso também fazer um trabalho interno, com mais aplicações da tecnologia, despacho em 'real time' das equipes de manutenção e uso de analytics", afirmou o sócio da A.T. Kearney.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor:

Título: EDP, CTG e Furnas antecipam obra de hidrelétrica

A primeira máquina da usina hidrelétrica de São Manoel, que terá 700 megawatts (MW) de potência, entrou em operação em testes na noite da última segunda-feira, com seis meses de antecipação em relação ao prazo determinado no leilão em que o projeto foi licitado, marcando o terceiro projeto da EDP Energias do Brasil a começar a operar antes do previsto pelo contrato.

A usina hidrelétrica fica no rio Teles Pires, na divisa entre Mato Grosso e Pará, e pertence a um consórcio formado pela EDP, Furnas e China Three Gorges (CTG), cada uma com um terço do projeto. A primeira máquina tem 175 MW de potência.

"Continuamos trabalhando com um cronograma de antecipação das outras três máquinas, com previsão de início de operação em janeiro, fevereiro e março", disse Luiz Otavio Assis Henriques, vice-presidente de Geração e Comercialização da EDP Energias do Brasil e também presidente da Empresa de Energia São Manoel (EESM), concessionária da usina. O prazo de início de vigência dos contratos da usina é em maio.

Antes de São Manoel, a EDP também conseguiu entregar com antecipação as hidrelétricas Cachoeira Caldeirão, no rio Araguari, no Amapá, e Santo Antonio do Jari, no rio Jari, entre Pará e Amapá.

"Existe um êxito em nosso modelo de construção", disse Henriques, se referindo às antecipações dos projetos. A expectativa da companhia é que a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) autorize a operação comercial da usina nas próximas semanas.

O andamento da obra sofreu um contratempo quando foi necessária a troca da construtora responsável pelo projeto, no fim de 2016, quando as obras físicas já tinham avanço próximo de 90%. A Constran, do grupo UTC, vinha enfrentando problemas no empreendimento e foi substituída pela paranaense Cesbe, que também foi a construtora das hidrelétricas Cachoeira Caldeirão e Santo Antonio do Jari.

"Mesmo com o problema com a UTC conseguimos fazer a antecipação, recuperamos o tempo perdido. Foi uma substituição muito bem feita", disse Henriques.

Até o contrato da hidrelétrica com as distribuidoras começar a valer, em maio, a energia pode ser vendida no mercado livre, em contratos de curto prazo ou liquidada na cotação à vista, o preço de liquidação das diferenças (PLD), fixado em R\$ 220,16 por megawatt-hora (MWh) para essa semana, depois de ter se mantido no teto fixado de R\$ 533/MWh até o mês passado.

"Nossa estratégia para venda da energia vai depender da volatilidade dos preços de mercado livre, que têm oscilado muito", disse Henriques. Por isso, a EDP ainda não tem estimativas de quanto vai entrar em caixa com a venda dessa energia.

No caso da EDP, a exposição ao risco hidrológico (medido pelo fator GSF, na sigla em inglês) já foi mitigada com operações para compra de energia no

mercado livre e postergação de contratos com distribuidoras. Segundo Henriques, porém, os outros sócios no projeto - Furnas e CTG - podem utilizar a energia antecipada para mitigar o risco hidrológico, proporcionalmente às suas fatias.

Aproveitando o plano de desinvestimentos da Eletrobras, a EDP Energias do Brasil segue com interesse em comprar a fatia de Furnas no projeto. "Já dissemos isso no passado, continuamos com interesse real em comprar a participação", afirmou Henriques.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Rodrigo Polito | Do Rio

Título: Petrobras abre espaço a novos fornecedores

Após um período de desaquecimento no setor de óleo e gás, devido à queda brusca dos preços do petróleo e, particularmente, aos efeitos da operação Lava-Jato, o mercado indica a retomada de contratações, liderada pela Petrobras. Além do pacote de contratações referentes aos sistemas definitivos da área de Libra, no pré-sal da Bacia de Santos, a companhia está licitando uma série de contratos de manutenção de plataformas na Bacia de Campos. As concorrências para a prestação de serviço abrem espaço para um conjunto de empresas de médio porte, que está aproveitando oportunidades deixadas por grandes companhias que ainda integram a lista de bloqueio cautelar da estatal, devido ao indícios de irregularidades apuradas no âmbito da Lava-Jato.

Um total de 17 empresas nacionais e estrangeiras participam da licitação para a contratação de serviços de manutenção em 25 plataformas de produção de óleo e gás na Bacia de Campos, estimado em cerca de R\$ 1,3 bilhão, após a desclassificação de duas concorrentes. O **Valor** apurou que a brasileira G&E foi desqualificada por não atender as exigências financeiras do edital, enquanto a italiana Saldimpianti não preencheu os requisitos de segurança.

Estão na disputa as empresas Alphatec, Belov, Elos, Enaval, Enesa, Estrutural, GranEnergia, Imetame, Manserv, MIP, Mota Engil, Niplan, RIP, CSE (empresa do grupo norueguês Aker Solutions), a espanhola Cobra, O Engenharia (antiga Orteng, que pertence agora ao grupo francês Vinci) e a chinesa Kerui.

A chinesa também ofereceu o menor preço para a construção da unidade de processamento de gás natural (UPGN) da refinaria do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), em outra licitação, conforme o **Valor** apurou.

A licitação para os serviços de manutenção das plataformas é dividida em três lotes. As propostas financeiras foram entregues na última semana. O processo está previsto para ser concluído em abril de 2018 e o serviço deve ser iniciado em junho do mesmo ano.

Esta é a segunda de três licitações do tipo. Em agosto, a Petrobras concluiu a licitação para a contratação de serviços para um conjunto de 13 unidades petrolíferas. Dividida em quatro lotes, a concorrência foi vencida pela O Engenharia, CSE e Estrutural. Segundo o resultado do processo, os serviços totalizam R\$ 1,27 bilhão.

Com relação à terceira licitação, a estatal marcou para segunda-feira a data de entrega de envelopes com as propostas financeiras. O pacote envolve 14 plataformas, das quais 13 são as mesmas da primeira concorrência.

A Petrobras também prevê fechar este ano a contratação da primeira plataforma de produção de grande porte (FPSO, na sigla em inglês) para o campo de Mero (no Noroeste de Libra). Segundo o gerente executivo de Libra da Petrobras, Fernando Borges, os integrantes do consórcio de Libra deverão tomar suas decisões sobre o assunto nas primeiras semanas deste mês. A unidade terá capacidade de 180 mil barris diários.

Também deve ser aberta no primeiro semestre de 2018, a concorrência para a contratação da segunda plataforma de Mero. A Petrobras é a operadora da área de Libra com 40% de participação, junto com Shell (20%), Total (20%), CNPC (10%) e CNOOC (10%).

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Francisco Góes | Do Rio

Título: Minas Gerais estimula alternativas a barragens depois do caso Samarco

Dois anos depois do acidente da Samarco -considerado como a maior tragédia ambiental do Brasil -, Minas Gerais tenta estimular alternativas técnicas que dispensem o uso de barragens na mineração. Uma lei ambiental de 2016 (nº 21.972) e um projeto de lei que tramita na Assembleia Legislativa do Estado (nº 3.676/16) buscam fomentar alternativas tecnológicas à implantação de barragens para a disposição de rejeitos minerários. Já há mineradoras mudando projetos, para não usar barragens, e, simultaneamente empresas do setor têm sido abordadas por fornecedores de novas tecnologias.

A procura por alternativas tecnológicas considera tanto técnicas que não utilizem barragens para fazer o processamento de minérios como também o

desenvolvimento progressivo de tecnologias para recuperação de resíduos. As novas tecnologias não substituem as barragens. Mas, ao serem implantadas, têm condições de reduzir rejeitos depositados em barragens, disse Pedro Paulo Dias, gerente do departamento de mineração e metais do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Em 2014, por exemplo, os rejeitos representaram cerca de um terço da produção de minério de ferro no país, disse Dias.

O BNDES apoia iniciativas como a de Minas que estimulem o desenvolvimento progressivo e contínuo de tecnologias mais sustentáveis na mineração. Esse apoio se dá via plano Inova Mineral, de suporte à inovação, e por meio das linhas operacionais do banco. Projetos de mineração que incorporem tecnologias sustentáveis podem ter participação maior do banco no financiamento, disse Natalia Visconti, chefe do departamento de mineração do BNDES. Ela afirmou que é importante que haja regras claras para o licenciamento ambiental na mineração.

Germano Vieira, secretário de meio ambiente e desenvolvimento sustentável de Minas Gerais, disse que as iniciativas tomadas pelo Estado buscam tornar mais eficiente a gestão de barragens. Um decreto do ano passado (nº 46.993) suspendeu temporariamente o licenciamento de novas barragens de mineração e a ampliação de barragens já existentes que pretendam utilizar ou utilizem o método de alteamento a montante. O projeto de lei sobre o licenciamento ambiental e a fiscalização de barragens, que tramita na Assembleia de Minas, proíbe, por sua vez, a construção de novas barragens por esse mesmo método.

O método de alteamento a montante foi o utilizado na barragem de Fundão, da Samarco, que se rompeu em 5 de novembro de 2015, resultando na morte de 19 pessoas. Existem três métodos de construção de barragens: a montante, a jusante ou por linha de centro, sempre em relação do dique de partida. As barragens a montante são consideradas mais suscetíveis a acidentes do que outros métodos de construção.

Vieira afirmou que é importante fomentar o setor produtivo para que desenvolva novas tecnologias e alternativas à disposição de rejeitos em barragens. Segundo ele, após a Samarco, surgiram casos de empresas que previam barragens e terminaram mudando seus projetos para usar outras técnicas. Vieira afirmou que pela lei federal de barragens (12.334/10) o responsável pela instalação é o empreendedor e a fiscalização cabe ao Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM). "O que a lei estadual pode regulamentar é a gestão das barragens do ponto de vista ambiental", afirmou o secretário.

Ele avaliou que o desafio, para as mineradoras, é o "licenciamento social", entendido como o apoio da população a um determinado projeto. Em relação à Samarco, Vieira disse que a deliberação final sobre a licença prévia da cava de Alegria Sul, para deposição de rejeitos pela empresa, está pautada para o dia 11 deste mês no órgão de meio ambiente do Estado. Esse é um primeiro passo para o retorno à operação da mineradora.

O rejeito depositado nas barragens resulta de um processo de concentração mineral que gera uma polpa. Mas existem outros métodos de concentração, como a separação magnética nos metais. O BNDES tem conhecimento de dois projetos com essas características. "As mineradoras têm sido abordadas por fornecedores de serviços com esse tipo de tecnologia para iniciar a implantação no país", disse Dias.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Camila Souza Ramos | De São Paulo

Título: Biosev concentra foco em redução de custos

A Biosev está passando por um "segundo ponto de inflexão" em sua estratégia desde que se estabeleceu no país, em 2000. E a ordem é reduzir custos para ser "resiliente" mesmo em cenário de preços baixos, afirmou o CEO da empresa, Rui Chammas, em apresentação a analistas ontem em São Paulo.

Essa "inflexão" ganhou força nesta safra (2017/18), que começou com os preços de petróleo próximo dos US\$ 40 o barril e forte queda das cotações do açúcar. Diante da conjuntura adversa, a empresa começou a fazer um pente fino em todas as suas áreas. Com essa diretriz, passou a reduzir seus investimentos (capex) tentando não perder produtividade.

A primeira "inflexão" foi em 2014, quando a Biosev buscou fortalecer suas operações dado que registrava "um dos piores indicadores de produtividade agrícola e tinha consumo de caixa elevado", observou Chammas.

Nesta segunda fase, os primeiros passos envolveram a revisão dos custos das operações. Um exemplo, disse, foi a otimização do uso da vinhaça, que reduz os custos com aplicações de fertilizantes em cerca de R\$ 200 por hectare. "Se considerarmos uma área de 240 mil hectares, mesmo que façamos só em uma porção, já é uma redução de custos significativa".

Nas operações, a companhia alterou seu calendário de plantio. Agora, concentrará a atividade entre dezembro a março, quando se plantam as variedades mais produtivas (que crescem em 18 meses). O objetivo é manter a

taxa de renovação dos canaviais em 13% da área cultivada todo ano, garantindo que os pés de cana tenham idade média de quatro anos, afirmou Ricardo Lopes, diretor de operações e originação da Biosev.

Outro passo foi focar nos produtos sucroalcooleiros e eliminar do portfólio os que não estavam "adequados" aos preços baixos. Por isso, a empresa deixou de produzir açúcar branco em três usinas e levedura na usina de Leme (SP), além de ração animal e melaço em pó. Com essas interrupções, "sobrou" vapor para a produção de etanol anidro e energia elétrica.

Agora, o pente fino está sendo feito nas fazendas, que englobam 346 mil hectares próprios com cana. "Na década de 1990, o custo agrícola era variável. Hoje, dois terços do custo agrícola é fixo, referente a corte, colheita e transporte", afirmou Chammas. Todo esse plano sustenta a perspectiva de redução do capex desta safra para R\$ 1,25 bilhão (com "margem de erro" de R\$ 90 milhões), ante R\$ 1,38 bilhão na safra passada.

Apesar desse esforço, a empresa sofreu uma forte redução de caixa nos primeiros seis meses da safra devido à amortização de uma dívida em julho. A expectativa, porém, é retomar a geração de caixa com seus estoques de açúcar e etanol, mais robustos neste ano, observa Paulo Prignolato, diretor financeiros e de relações com investidores.

A companhia tem covenants (compromissos com credores) que a obrigam a chegar ao fim de cada safra com uma alavancagem de 3,5 vezes. O índice do último trimestre foi de 3,8 vezes. Mas, segundo Prignolato, o objetivo "de médio prazo" é reduzir essa relação para 2,5 vezes.

Além de apostar na geração de caixa, a empresa diz que também tem "habilidade de rolar dívida e alerta à diversificação de recursos", disse o executivo. Questionado, Prignolato classificou como "interessantes" os mercados de bonds e de recebíveis do agronegócio (CRAs) como fontes alternativas de financiamento.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Legislação

Autor: Beatriz Olivon | De Brasília

Título: Petrobras vence discussão bilionária no Carf

A Petrobras conseguiu derrubar no Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (Carf) cobrança de aproximadamente R\$ 1,49 bilhão pela Receita Federal relativa ao Imposto de Renda em remessas ao exterior para pagar aluguel de

plataformas de petróleo. A decisão é apontada como a primeira favorável à empresa sobre o tema.

A tributação de remessas efetuadas ao exterior para o pagamento de afretamento de embarcações é a tese de maior valor e de processos para a Petrobras no Carf, de acordo com as informações do Formulário de Referência da empresa. São 12 processos que somam R\$ 40,7 bilhões.

A decisão da 1ª Turma da 4ª Câmara da 2ª Seção do Carf de ontem cancelou quase a totalidade do valor de R\$ 1,49 bilhão. O montante não foi provisionado, conforme a Petrobras indica em seu Formulário de Referência. A empresa considerava a chance de perda possível. A Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional (PGFN) pretende recorrer à Câmara Superior.

O Fisco cobra Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF) do ano de 2008 sobre as remessas. No caso (processo nº 16682.721161/ 2012-91), o Fisco analisou um conjunto de contratos e considerou irregular a forma de contratação dos serviços de exploração marítima de petróleo. Para a Receita, a Petrobras não deveria ter separado, em dois contratos distintos, o afretamento e a prestação de serviços de perfuração, exploração e prospecção - geralmente firmada com subsidiária do fornecedor estrangeiro.

O valor do afretamento corresponde geralmente à maior parte do custo total. E somente o restante é tributado. A prática é comum no mercado. A própria Petrobras tem vários processos sobre o assunto em que discute não apenas a cobrança de IRRF, mas também de Cide, PIS e Cofins.

Nas turmas ordinárias há precedentes contrários à empresa em casos de cobrança de Cide e IRRF sobre contratos de afretamento. Com o julgado de ontem, a empresa passa a ter decisão divergente para recorrer à Câmara Superior nos casos de IRRF.

Na 1ª Turma da 4ª Câmara da 2ª Seção, os cinco conselheiros que participaram do julgamento entenderam que a divisão era legítima. Prevaleceu o voto da relatora, Andréa Viana Arrais Egypto, representante dos contribuintes.

O voto da relatora foi parcialmente favorável à companhia porque, na mesma autuação, a Receita também cobra IRRF (alíquota de 25%) em um contrato feito com empresa localizada em paraíso fiscal. A relatora manteve a autuação nesse ponto.

Para Andrea, a alíquota zero para afretamento não poderia ser aplicada nessas remessas. Segundo pessoas próximas ao processo, a fatia mantida representa uma pequena parte da autuação.

Houve divergência apenas na discussão sobre cobrança de juros sobre multa. O conselheiro Cleberson Alex Fries, representante da Fazenda, votou pela cobrança e foi vencido.

Fries foi o único conselheiro representante da Fazenda que participou da sessão. Por causa da paralisação dos auditores e, consequentemente, de conselheiros representantes do Fisco no Carf, o julgamento foi realizado por cinco conselheiros pois os outros três da Fazenda aderiram à paralisação.

Além da relatora, Fries foi o único a detalhar o voto. O conselheiro pontuou que o Carf deverá ter um entendimento único e mostrou a divergência entre a decisão de ontem com outra, da 3ª Seção. "Independentemente da decisão aqui, o tema admite recurso especial (à Câmara Superior), em que se definiria o entendimento do Carf".

MME / ASCOM .