

Ministério de Minas e Energia
Assessoria de Comunicação Social - ASCOM

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

Folha de S. Paulo

Título: Custo socioambiental sobe e trava novas hidrelétricas 2

Sumário

VEÍCULO: Folha de S. Paulo2

Título: Custo socioambiental sobe e trava novas hidrelétricas 2

Título: Notas 4

VEÍCULO: Correio Braziliense5

Título: Gasolina a R\$ 3,89 atrai consumidor 5

VEÍCULO: Valor Econômico6

Título: Eólicas lideram lista de inscritos em leilão de energia 6

Título: É conveniente mudar o regime de exploração do pré-sal? 7

Título: Destaques 9

Título: Curtas 10

Título: Eletrobras enfrenta obstáculos na venda de distribuidoras 11

Título: Elena Landau vê privatização 'muito difícil' da estatal neste ano 13

Título: TCU descartam medidas contra acordo da Petrobras nos EUA 14

Título: Brasil voltou a ser o principal destino do etanol pelos americanos 16

VEÍCULO: Folha de S. Paulo**Seção: Mercado****Autor: Taís Hirata****Título: Custo socioambiental sobe e trava novas hidrelétricas**

Custo ambiental cresce e potencial para novas hidrelétricas chega ao fim.

Os custos socioambientais para construir grandes hidrelétricas quase quadruplicou nos últimos 20 anos, segundo estudo do Instituto Acende Brasil. A participação dessas despesas no orçamento total dos projetos subiu de 5,7%, nos anos 1990, para 20%, entre 2010 e 2014.

Os gastos que mais cresceram foram relativos à compra de terrenos, à realocação de populações afetadas e à limpeza de reservatórios.

Com a maior de pressão da sociedade civil, a fiscalização ficou mais rigorosa, o que elevou os custos, diz Alexandre Uhlig, diretor do instituto.

A alta também ocorre porque, no passado, essas despesas eram subdimensionadas nos orçamentos, afirma.

Os custos socioambientais têm peso muito maior nas hidrelétricas. Nas termelétricas, eles representam 1,9%. Em eólicas, a fatia é de 3%, e, em solares, 1%, aponta a EPE (estatal responsável pelo planejamento do setor de energia).

"O custo alto por si só, porém, não impede a construção das usinas. Ele é repassado para as tarifas e reflete o cuidado que a sociedade deve ter com o ambiente", diz Uhlig.

Para o diretor, o maior entrave das hidrelétricas é a resistência de movimentos de defesa de povos indígenas, já que grande parte dos empreendimentos requer o alagamento de áreas demarcadas.

Com a maior dificuldade, o potencial para novas grandes usinas estaria próximo ao fim.

Dos 250 GW (gigawatt) de potencial de hidrelétricas no país, 100 GW já foram construídos e outros 100 GW dificilmente poderão ser aproveitados, por causa de dificuldades de licenciamento ambiental, segundo Uhlig.

Restariam 50 GW ainda passíveis de serem convertidos em hidrelétricas —o equivalente a 3,5 usinas de Itaipu.

ENERGIA SUBSTITUTA

O tema é alvo de fiscalização do TCU (Tribunal de Contas da União), que cobra do **Ministério de Minas e Energia** mais articulação com outros órgãos (como Funai e Ibama) no processo de licenciamento e maior planejamento técnico para lidar com o impacto de não construir hidrelétricas.

O temor é que, com o aumento de demanda por energia, sejam acionadas mais usinas térmicas caras e poluentes, afirma Manoel de Souza Neto, secretário do TCU.

"Não há articulação institucional. A usina de São Luiz do Tapajós [no Pará], por exemplo, foi vetada. São 8 GW a menos no sistema. Quantas térmicas são necessárias para suprir essa demanda, e a que custo?"

Em meio à paralisação de obras, é importante avaliar o que substituirá essas usinas, diz Uhlig.

Para Ricardo Baitelo, coordenador do Greenpeace, fontes limpas poderiam compensar essa demanda por energia no lugar das termelétricas a carvão.

"Há outras soluções. Se a escala das usinas solares e eólicas aumentar, a intermitência cai. Há também usinas movidas a biomassa, que são sustentáveis. Além disso, há formas de distribuir melhor o consumo de energia ao longo do dia."

Quanto à pressão indígena, trata-se de defesa legítima de direitos, segundo Ciro Campos, da ONG Instituto Socioambiental.

"O governo federal inclusive tem contornado a resistência 'na marra', com uso da Força Nacional para entrar nos territórios", diz ele.

Em resposta aos questionamentos do TCU, o Ministério de Minas e Energia afirma que não há falta de planejamento e que a expansão da matriz é pautada por "robustos estudos de engenharia".

A pasta diz que está analisando os levantamentos do tribunal e que implantará as medidas possíveis. Segundo a nota do ministério, uma maior articulação entre diferentes órgãos dependeria de coordenação da Casa Civil —que, por sua vez, respondeu à reportagem dizendo que o tema deveria ser tratado com o MME.

A EPE diz que os órgãos trabalham para melhorar a estruturação dos projetos de hidrelétricas e que reconhece seus benefícios.

O órgão, responsável por elaborar os estudos técnicos que embasam o planejamento do ministério, também destaca que esse cenário de uma participação mais limitada de hidrelétricas na expansão do sistema já é previsto nos planos decenais, que hoje preveem um "mix de renováveis e térmicas" para garantir o abastecimento do país.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Economia

Autor: Aline Bronzati / Cynthia Decloedt / Fernanda Guimarães

Título: Notas

CSN pode vender ações da Usiminas após 7 anos

Avenda da fatia detida pela Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), de Benjamin Steinbruch, na Usiminas tem chances de, enfim, ocorrer. Os bancos de investimento – Bank of America Merrill Lynch e Morgan Stanley são os mais “vocaís” nesse processo – estão sondando investidores para destravar esse negócio até o fim desta semana, em uma venda de um “block trade”, ou seja, em um leilão agendado na B3. A CSN possui cerca de 14% das ações com direito a voto de sua concorrente mineira e 20% dos papéis preferenciais, que foram adquiridos em bolsa de valores em 2011, quando Steinbruch mirava a compra de uma participação dentro do bloco de controle da Usiminas.

» Agenda cheia.

Além de ajudar a sanear a CSN, que está atolada em dívidas, a venda dessa fatia é uma exigência do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), que identificou problemas concorrenciais. Na agenda da CSN para esta semana ainda está previsto um acordo com seus principais bancos credores, para alongamento de cerca de R\$ 14 bilhões em dívidas. Procurada, a CSN não comentou.

» Em busca.

Nos próximos dias poderão ocorrer ainda, também em bolsa de valores, a venda da fatia da Petrobrás Biocombustíveis na São Martinho e da Shell na Cosan. As empresas não comentaram.

VEÍCULO: Correio Braziliense**Seção:** Economia**Autor:** Simone Kafruni**Título:** Gasolina a R\$ 3,89 atrai consumidor

Depois de vários aumentos, que levaram o preço da gasolina a encostar nos R\$ 4,50 no ano passado, o combustível acumula queda de 5,2% em 2018. Na semana passada, a Petrobras promoveu quatro reduções seguidas no valor do litro do combustível nas refinarias e, ontem, anunciou novo recuo, de 1,6%, a vigorar a partir de hoje. O preço do diesel registra redução acumulada de 1,99% desde o início do ano, com duas altas e três quedas. Os reajustes consecutivos são resultado da nova política de revisão de preços de acordo com a paridade com o mercado internacional.

Apesar de a metodologia ser utilizada na maioria dos países, no Brasil, a fórmula funciona com muita eficiência na hora de elevar preços, mas o movimento de queda não ocorre na mesma velocidade. De acordo com a petroleira, o preço que o consumidor paga na bomba é composto pela parte da estatal de 29%; 17% de PIS/Cofins e Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (Cide); 29% de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS); e 13% da adição de etanol à gasolina. Com isso, a margem para distribuição e revenda é de 12%.

Para os consumidores, o que conta é o preço final, por isso, longas filas se formam a qualquer sinal de promoção. Alguns postos de Águas Claras e Taguatinga oferecem gasolina a R\$ 3,89, bem mais baixo que o valor pelo qual o combustível é vendido no plano piloto, que chega a R\$ 4,30.

O militar Waldir Batista Pereira, 54 anos, vai do Gama até Águas Claras só para abastecer o carro por um custo menor. “Para enfrentar fila, só compensa se for para encher o tanque. Então, costumo esperar para abastecer quando estou andando na reserva ou com o tanque baixo e estou próximo dessa região”, explicou.

Filas

Anderson Félix, 37, que trabalha como polidor de veículos no SIA, contou que sempre abastece nos postos da marginal da EPTG ou no centro de Taguatinga, já que, nas últimas semanas, tem sido ali que encontra o melhor preço. Apesar de enfrentar muita fila nos postos com valor abaixo de R\$ 4, ele afirmou que a economia pode compensar. “Eu prefiro procurar pelo mais barato, já que, de uns tempos para cá, o preço da gasolina ficou absurdo. Então, sempre que passo por aqui, aproveito”, disse.

A consultora ótica Francisca Borges, 41, procura abastecer em horários que não sejam tão concorridos para aproveitar as promoções sem enfrentar fila. Ela segue a rotina de sair de Samambaia para o Plano Piloto e contou que, nesses dois locais, não encontra postos com gasolina abaixo dos R\$ 4. “Como é no meu caminho, acostumei a abastecer na EPTG para aproveitar os preços mais em conta. Dependendo do horário, pego fila, mas tento vir quando os postos estão mais vazios”, esclareceu.

Na opinião do administrador Alex Ribeiro, 20, não está fácil achar gasolina por menos de R\$ 4. Ele disse que costuma avaliar o custo-benefício de ficar muito tempo esperando nas filas para pagar menos. “Dependendo de quanto tempo for gasto e do tamanho da fila, não acho que a economia compense”, opinou.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Rodrigo Polito

Título: Eólicas lideram lista de inscritos em leilão de energia

Um total de 1.672 empreendimentos de geração de energia, somando capacidade instalada de 48.713 mil megawatts (MW), estão inscritos para o próximo leilão de energia do tipo "A-4", que negociará contratos de projetos com início de fornecimento em 2022, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O leilão está marcado para 4 de abril.

O cadastramento de projetos para o leilão terminou na sexta-feira. A maioria dos inscritos, 931 projetos, é de energia eólica. A fonte eólica também lidera a lista de usinas em capacidade instalada: 26.198 MW.

Em seguida, está a fonte solar fotovoltaica, com 620 parques e 20.021 MW inscritos. Também estão inscritas 67 pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), com 896 MW, e 23 centrais geradoras hidrelétricas (CGHs), com 63 MW. Há ainda três hidrelétricas, com 114 MW. Completam a lista 28 termelétricas a biomassa, com 1.422 MW. A habilitação dos empreendedores cadastrados ainda depende da entrega de um conjunto de documentos.

O Brasil alcançou a marca de 1 gigawatt (GW) de potência instalada de usinas de fonte solar fotovoltaica em operação, informou há pouco a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar). De acordo com a entidade, o volume é suficiente para atender 500 mil residências.

Segundo o presidente da Absolar, Rodrigo Sauer, tudo indica que o setor registrará forte crescimento nas próximas décadas, mas está atrasado no país. "O Brasil está mais de 15 anos atrasado no uso da energia solar fotovoltaica.

Temos condições de ficar entre os principais países do mundo neste mercado, assim como já somos em energia hidrelétrica, biomassa e eólica. Para isso, precisamos de um programa nacional estruturado para acelerar o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica. Esta oportunidade precisa entrar na pauta dos governos, políticos e candidatos, especialmente em ano de eleições como o de 2018", afirmou Sauaia, em nota.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Opinião

Autor: Beni Trojbic

Título: É conveniente mudar o regime de exploração do pré-sal?

Em 1997, adotou-se o regime fiscal de concessão para exploração do petróleo no Brasil, com resultados bastante positivos quanto à produção, que aumentou de 971 mil barris por dia em 1998 para 1.748 mil barris por dia em 2007, ano de descoberta de vastas reservas do hidrocarboneto na camada Pré-Sal da plataforma continental brasileira. Essa descoberta motivou o governo federal a desenvolver regra que pudesse atender à nova relação risco-retorno desses campos, já que a abundância de petróleo diminuiu a probabilidade de encontrar poços secos e isso aumenta a lucratividade das empresas exploradoras. Essa maior receita permite que também aumente o retorno financeiro do Estado brasileiro e para ajustar a regulação a essa nova realidade instituiu-se o regime fiscal de partilha por meio da Lei 12.351/2010. O período pós-impeachment impulsiona movimento para mudar políticas do setor e, em concreto, a Lei 13.365/2016 desobriga a Petrobras de ser a única operadora de explorações no Pré-Sal e de participar com no mínimo 30% dos recursos. Além disso, outras pautas encontram-se em processo, como a mudança na política de conteúdo mínimo local e a extensão do Repetro2. Recentemente, lideranças políticas ventilaram a possibilidade de reversão do regime de partilha para exploração do Pré-Sal, mudança que teria impacto significativo sobre o gerenciamento da exploração dessas reservas.

De forma geral, esses dois sistemas fiscais têm características distintas. No modelo de concessão, empresas de petróleo adquirem o direito de exploração por meio de contrato assinado com o governo e arcam com todos os custos. Em caso de sucesso, o petróleo produzido pertence à empresa, que paga royalties e impostos de acordo com a produção. Já no modelo de partilha, as empresas arcam com todos os custos e são ressarcidas pelo Estado caso a exploração seja bem-sucedida. Para isso, toda a produção inicial compensa esse gasto e é denominada cost oil. A parcela da produção que excede o cost oil é chamada profit oil e é "partilhada" entre Estado e empresa. Finalmente, uma característica distintiva desse modelo é que a propriedade do petróleo extraído é do Estado.

Além desses elementos gerais, os modelos comportam especificidades nacionais de importância. Em primeiro lugar, os critérios para escolher os vencedores dos leilões. O regime de partilha os determina pelo critério único da parcela do profit oil oferecido ao Estado enquanto no regime de concessão consideram-se três critérios: bônus de assinatura, plano exploratório e conteúdo local mínimo. Ao incentivar a competição, o critério bônus de assinatura aumenta os rendimentos estatais, enquanto a inclusão do plano de investimentos e do conteúdo local mínimo apontam para maior controle qualitativo sobre a exploração. Por outro lado, o critério profit oil da partilha concentra a disputa na apropriação pública dos recursos extraídos. Em segundo lugar, enquanto no regime de partilha o Estado recebe sua parcela em petróleo, no de concessão auferir tributo relacionado à alta produtividade do campo, a participação especial. Em termos econômicos, esses dois tributos equivalem, mas em termos logísticos, no regime de partilha o Estado precisa envolver-se diretamente na venda da commodity. Esse formato adequa-se a países com estruturas fiscais precárias, de capacidade de controle baixa, o que não é o caso do Brasil. Além disso, receber participações governamentais em óleo diminui a transparência, o que pode ensejar corrupção. Em terceiro lugar, o regime de concessão tem como vantagem o fato de que o Estado recebe recursos desde o início da produção, já que a participação especial incorre sobre toda a produção, enquanto o profit oil só é distribuído após o pagamento de todo o cost oil. Esses argumentos favorecem o regime de concessão, mas a eles se contrapõe o fato de que, no regime de partilha, a propriedade estatal do recurso extraído permite maior controle sobre o destino dessa riqueza. A conveniência dessa característica passa pela convicção de que o petróleo é um bem estratégico, e por isso central para promover o desenvolvimento de um país e afirmar a soberania econômica. Em síntese, observa-se orientação ideológica distinta nos dois modelos, mais liberal no de concessão.

A dependência do Estado em relação a esses recursos, o que ocorre com frequência, é sim um obstáculo

Mas além desses aspectos existe uma diferença na distribuição territorial dos recursos. No modelo de concessão, a participação especial é compartilhada entre União, Estado produtor e Município produtor, enquanto no modelo de partilha o profit oil concentra-se na União. Nesse sentido, a adoção do modelo de concessão corresponde a significativa descentralização dos recursos. Por isso, quando lideranças políticas do Estado do Rio de Janeiro defendem a supressão do modelo de partilha, é necessário notar que além do aspecto ideológico, existe um interesse regional da ordem de bilhões de reais anuais.

Na literatura de Economia Política, um fenômeno associado à riqueza petrolífera é a volatilidade dos recursos auferidos em virtude de três tipos de variação: na taxa de extração, nos pagamentos das empresas ao Estado e, ainda

mais importante, na cotação internacional do petróleo. Essa volatilidade, por si só não é um obstáculo, mas sim a dependência do Estado em relação a esses recursos, o que ocorre com frequência. Essa flutuação torna-se um obstáculo para o planejamento em longo prazo, pois a volatilidade nas receitas leva a ações pró-cíclicas, na medida em que o governo faz grandes gastos nos anos bons e cortes nos anos difíceis. Nesse sentido, recomenda-se que os recursos do petróleo sejam recebidos pela União, nível mais agregado e que permite diluir ao máximo a volatilidade. Isso porque a relevância desses recursos no orçamento nacional é inferior à que ocorre em orçamentos estaduais ou municipais. Portanto, adotar o regime de concessão para explorar o Pré-Sal pode dificultar o combate desse efeito negativo. Temos como testemunha a situação fiscal do Estado do Rio de Janeiro que se deve, pelo menos em parte, ao colapso da cotação do petróleo em 2015.

1. Dados da ANP. Em 2016, o volume de petróleo produzido elevou-se a 2.606 mil barris por dia. Toda a produção por meio de contratos de concessão, já que a produção do campo de Libra, primeiro campo licitado por meio do regime de partilha, se inicia agora.
2. Regime aduaneiro especial de exportação e de importação de bens para o setor de petróleo.

Beni Trojiciz é pós-doutor em Administração Pública e Governo pela Eaesp-FGV, professor visitante na Universidade Federal do ABC e autor do livro *Política Pública de Petróleo no Brasil: da Liberalização ao Pré-Sal*, Elsevier, 2016.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor:

Título: Destaques

BR Distribuidora no Cade

A BR Distribuidora afirmou ontem que considera possível uma condenação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) por formação de cartel na área de distribuição de combustível em Minas Gerais, junto com as distribuidoras Ale, Ipiranga e Raízen. A declaração foi feita em resposta a um ofício enviado pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), na sexta-feira, em que a autarquia questiona a empresa a respeito de reportagem publicada pelo Valor na quinta-feira sobre o parecer da Superintendência Geral (SG) do Cade, apontando que as quatro distribuidoras formaram um cartel em Belo Horizonte e municípios vizinhos entre 2007 e 2008. As empresas devem receber uma

multa perto do teto permitido pela legislação, de 20% do faturamento no ano anterior ao da abertura do processo nas regiões afetadas.

QGEP recebe FPSO

A Queiroz Galvão Exploração e Produção (QGEP) informou que a plataforma do tipo FPSO Petrojarl I chegou na manhã de ontem ao Campo de Atlanta, na Bacia de Santos. Com a embarcação no local e a liberação pelas autoridades competentes, a Teekay Offshore Partners, operadora do FPSO, e a QGEP seguirão com as atividades de interligação das linhas de produção e controle, que estão programadas para serem concluídas entre 45 e 60 dias depois. A QGEP espera que a produção do campo de Atlanta atinja aproximadamente 20 mil barris de óleo por dia, a partir de dois poços produtores. O óleo produzido no campo de Atlanta no Sistema de Produção Antecipada (SPA) será comprado pela Shell.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor:

Título: Curtas

Térmica da Prumo

A Gás Natural Açú (GNA), subsidiária da Prumo, vai contratar o consórcio Siemens e Andrade Gutierrez para os serviços de engenharia, suprimentos e construção da primeira usina termelétrica instalada no Porto do Açú. A térmica terá capacidade instalada de 1,3 gigawatts (GW). "As negociações entre as empresas foram concluídas após a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) autorizar a transferência da termelétrica UTE Novo Tempo para a UTE GNA I, empresa ligada à GNA", informou ontem a empresa. A construção da térmica é parte de um projeto da Prumo para garantir a energia para o projeto do Açú Gas Hub, que vai oferecer logística para o recebimento, processamento, consumo e transporte de gás natural produzido nas bacias de Campos e Santos, e também a importação e armazenamento de Gás Natural Liquefeito (GNL). A Prumo prevê que as obras comecem no primeiro trimestre de 2018. Em dezembro a empresa obteve um segundo contrato para fornecimento de 1.673 MW de energia no leilão A-6, que permitirá a construção da UTE GNA II.

Produção da PetroRio

A PetroRio produziu, em dezembro, 6,865 mil barris diários de petróleo no campo de Polvo, na Bacia de Campos. O volume é 11,3% menor que o registrado em novembro. Já a produção de gás natural no campo de Manati, na

Bacia Camamu-Almada, foi de 540 mil metros cúbicos diários - referentes à fatia de 10% detida pela companhia no ativo.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Rodrigo Polito e Camila Maia

Título: Eletrobras enfrenta obstáculos na venda de distribuidoras

O endividamento das distribuidoras da Eletrobras colocou a companhia em um impasse, que pode fazer com que apenas parte das seis concessionárias tenha sucesso na privatização. O conselho de administração da estatal recomendou que a holding não assuma os eventuais créditos ou débitos das distribuidoras da companhia com relação a fundos de encargos setoriais, no processo de privatização dessas concessionárias. Para uma fonte com conhecimento do assunto, caso os acionistas da empresa acatem a recomendação, a medida pode inviabilizar o processo de privatização de parte das empresas, que ficam localizadas no Norte e Nordeste.

A Eletrobras entende que suas distribuidoras têm a receber R\$ 8,5 bilhões em créditos do fundo setorial Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). O problema é que a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) não reconhece esses créditos e ainda indica que as distribuidoras têm um passivo de cerca de R\$ 4 bilhões com o fundo setorial. Como os créditos já estão nos balanços das distribuidoras, isso teria um efeito contábil negativo de mais de R\$ 12 bilhões nas contas da companhia.

Para mitigar esse risco, o conselho de administração recomendou, na proposta da assembleia geral extraordinária (AGE) convocada para 8 de fevereiro, que os pontos que tratam da assunção desses créditos (ou débitos) junto aos fundos setoriais pela holding não sejam aprovados. Se isso acontecer, o risco ficará com as distribuidoras.

Pela modelagem de privatização das distribuidoras proposta em resolução do Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos (CPPI), a Eletrobras assumiria, além de dívidas reconhecidas das distribuidoras no valor de R\$ 11,2 bilhões, qualquer crédito ou débito referente aos encargos setoriais até a data de transferência do controle das empresas.

Segundo outra fonte com conhecimento do assunto, boa parte dos créditos que a Eletrobras entende ter a receber será materializada pela Medida Provisória (MP) 814, publicada em 29 de dezembro do ano passado. Com base nisso, a companhia deve avaliar a decisão de privatizar ou liquidar separadamente cada distribuidora. Caso todos os créditos sejam materializados, a melhor alternativa

será privatizar todas as empresas. Se o entendimento da Aneel de que se tratam na verdade de débitos prevalecer, a conta poderá ser feita para cada distribuidora.

Na prática, a medida pode resultar em uma decisão da Eletrobras de vender algumas das distribuidoras, com situação financeira equacionada, e liquidar outras, mais complexas.

Estatual pode optar pela liquidação das concessionárias, mas recomendação ainda é pela venda das empresas

A pior delas é a Amazonas Energia. Dos R\$ 11,2 bilhões em dívidas das concessionárias que serão assumidas pela holding, R\$ 8,9 bilhões se referem à ela. Além disso, a companhia tem registrados em seu balanço R\$ 4,05 bilhões em créditos da CDE, mas a Aneel avalia que a companhia tem de devolver R\$ 2,9 bilhões. A Ceron, de Rondônia, é outra em situação complicada, com R\$ 1,8 bilhão em dívidas que a holding vai absorver. A empresa pode ainda precisar devolver R\$ 731,5 milhões à CDE, quando seu balanço registra o crédito de R\$ 3,8 bilhões.

Apesar da recomendação da não assunção de créditos ou débitos da CDE, o conselho de administração da Eletrobras propõe que os acionistas aprove a venda das distribuidoras. Segundo o colegiado, a venda "é a [alternativa] que se apresenta menos onerosa para a companhia". O processo de venda das concessionárias é visto também como fundamental para a privatização da holding.

Na proposta, o conselho ressaltou ainda que, caso as distribuidoras não sejam vendidas, a outra opção é a liquidação dessas empresas em 31 de julho, o que levará a holding a "arcar, ao menos a curto e médio prazo com o custo relevante de eventual liquidação das distribuidoras, o que não seria suportável pelas condições econômicas e financeiras atuais da Eletrobras".

Apesar do risco de perdas com uma eventual liquidação, o conselho recomenda que os acionistas aprove o fim das distribuidoras que não tenham sido vendidas no primeiro semestre deste ano. "Caso não se tenha sucesso na privatização de uma ou mais distribuidoras, a Eletrobras não pode ficar eternamente suportando as referidas companhias, sendo mais favorável sua liquidação", completou o conselho na proposta.

Segundo uma fonte, a administração da Eletrobras está tentando chegar a um desenho que permita a venda das concessionárias sem aumentar consideravelmente seu endividamento. "O conselho poderá dosar o montante

de dívida que ficará nas companhias para garantir a privatização. Se errarem na mão, não conseguem privatizar", explicou.

O Valor apurou que a estatal chegou a pensar em desistir da venda das concessionárias, optando, no lugar, pela liquidação das empresas. Pelos cálculos da companhia, isso envolveria custos da ordem de R\$ 17 bilhões. "Houve uma visão de que uma liquidação das distribuidoras poderia ser um bom caminho, porque, segundo algumas interpretações, o prejuízo poderia ser da União", disse a fonte.

No entanto, pareceres técnicos da Procuradoria Geral da República (PGR) e da Advocacia Geral da União (AGU) descartaram essa possibilidade, levando à empresa a voltar a pensar na privatização.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Daniel Rittner

Título: Elena Landau vê privatização 'muito difícil' da estatal neste ano

A privatização da Eletrobras é "muito difícil" de ocorrer ainda neste ano, segundo a economista Elena Landau, que vê um cenário politicamente contaminado e falta de comando no governo para avançar com o assunto. "Perdemos o momento favorável", avalia a ex-presidente do conselho de administração da estatal.

Para ela, tudo indica que a transferência de controle acionário ao setor privado - por meio de um aumento de capital sem a participação da União - ficará para 2019. "Não quero dizer que acabou, já fizemos privatizações até em ano eleitoral, mas acho muito difícil", afirma Elena, referindo-se ao leilão do Sistema Telebrás, realizado em julho de 1998 e do qual participou ativamente como diretora do BNDES.

"Há uma diferença crucial: todas as privatizações dos anos 90 foram feitas com base em uma única lei [do Programa Nacional de Desestatização]. O presidente precisava apenas de um decreto para cada empresa porque havia uma legislação guarda-chuva", compara a economista. Agora, na sua visão, o ambiente político está contaminado: tem pela frente a votação da medida provisória sobre o risco hidrológico (MP 814), a reforma da Previdência, troca de ministros e o início da campanha eleitoral. "Além disso, o Congresso é muito mais fisiológico e fragmentado do que na década de 90", acrescenta Elena.

Para a ex-presidente do conselho, o atraso na privatização da Eletrobras é resultado de três pressões distintas - uma previsível, uma imprevisível e outra

surpreendente. O que era previsível: a resistência de políticos interessados em manter seus feudos na estatal e corporações alinhadas a eles, mas sem o preparo do governo para essa "guerra da propaganda". Imprevisível: não há um comando unificado e forte o suficiente para tocar a privatização, que poderia ser a secretaria do Programa de Parcerias de Investimentos (PPI), sob a chefia do ministro Moreira Franco. E um fator surpreendente: não houve compreensão, na área técnica e especialmente na Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), sobre a urgência do processo.

"Há falta de governança hoje na privatização. Não é uma operação de mercado como outra qualquer. Precisa de determinação. Você tem que saber que vai deixar inimigos no meio do caminho", afirma. Elena elogia a atuação do ministro Fernando Coelho Filho (Minas e Energia), mas critica a falta de engajamento do presidente do BNDES, Paulo Rabello de Castro. "Precisa de alguém dando a palavra final."

A economista recomenda o voto pela liquidação das seis distribuidoras de energia administradas pela Eletrobras na próxima assembleia de acionistas da estatal. Essa não é a "solução ideal", mas "uma resposta ao jogo de empurra" em torno da venda.

"O boicote à privatização das distribuidoras é antigo. Tem que parar com esse jogo de que a Eletrobras topa tudo", opina Elena, que vê como prazo máximo para a venda o fim de abril. Na assembleia extraordinária, marcada para 8 de fevereiro, o leilão das distribuidoras será discutido pelos acionistas. Um ponto fundamental é o risco envolvendo valores bilionários da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). A Eletrobras acredita ter R\$ 8,5 bilhões em créditos a receber; a Aneel entende que a estatal deve restituir R\$ 4 bilhões por montante apropriado dos fundos setoriais entre 2009 e 2016.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Murillo Camarotto

Título: TCU descartam medidas contra acordo da Petrobras nos EUA

O acordo de US\$ 2,95 bilhões fechado pela Petrobras nos Estados Unidos não corre riscos de ser interrompido pelo Tribunal de Contas da União (TCU). Apesar de estar fiscalizando as bases do acordo, a área técnica do órgão de controle descarta a adoção de qualquer medida que acarrete em uma mudança drástica no compromisso firmado entre a estatal, acionistas minoritários e detentores de títulos.

A análise do acordo faz parte de uma ampla auditoria que o tribunal está fazendo no balanço da Petrobras referente ao exercício de 2014. Naquele ano, quando eclodiu a Operação Lava-Jato, a estatal suspendeu por vários meses a publicação de seus resultados financeiros, nos quais acabou incorporando uma perda de R\$ 6,2 bilhões com corrupção.

Segundo o Valor apurou, técnicos do TCU responsáveis pela auditoria entendem que interromper o acordo neste momento pode ser mais prejudicial para a empresa do que uma eventual avaliação negativa sobre os termos negociados. Esse mecanismo é conhecido no TCU como "risco reverso", ou seja, a chance de um eventual questionamento causar um prejuízo ainda maior do que o objeto da fiscalização.

A avaliação do tribunal sobre o acordo, portanto, só deve ser conhecida quando o relatório de auditoria ficar pronto, o que está previsto para acontecer somente entre junho e julho deste ano. A área responsável pelo processo é a Secretaria de Controle Externo da Administração Indireta do Rio de Janeiro (Secex-RJ), que tem reuniões com diretores da Petrobras agendadas para este mês.

Os auditores elogiaram a postura adotada pela diretoria financeira da Petrobras, sobretudo depois que a área foi assumida por Ivan Monteiro. O TCU foi informado previamente sobre o acordo nos Estados Unidos, mas não tinha condições de fazer uma avaliação rápida sobre as condições acertadas pela estatal.

A ação coletiva foi movida pelos acionistas minoritários depois que a empresa assumiu o prejuízo com a corrupção. A Petrobras decidiu tentar o acordo após tomar conhecimento de que a ação iria a juri e que a chance de derrota era muito alta. A companhia concordou em pagar os US\$ 2,95 bilhões em duas parcelas de US\$ 983 milhões e uma terceira, de US\$ 984 milhões.

A ratificação do acordo ainda depende de decisão do juiz Jed Rakoff, da primeira instância da Justiça americana, mas a tendência, uma vez que houve acordo entre as partes, é que ele aprove a admissão inicial do acerto. Feito isso, dez dias depois, a estatal brasileira pagará aos participantes da "class action" um terço do valor total negociado.

No momento seguinte, Rakoff colherá opiniões dos investidores sobre a compensação oferecida pela Petrobras - o acordo foi negociado com o escritório de advocacia que representa o líder da ação, que no Brasil se assemelha a uma ação coletiva. Concluída a consulta e havendo concordância, o juiz homologará o acordo. Dez dias depois, a empresa brasileira honrará a segunda parcela. A terceira e última será quitada em janeiro de 2019.

Desde o início das investigações da Lava-Jato, a Petrobras adotou como estratégia declarar-se "vítima" do esquema de corrupção montado dentro da empresa por funcionários de carreira, com ligações políticas. A alegação é a de que, diferentemente de escândalos como o da americana Enron, em 2001, a estatal brasileira não obteve qualquer lucro com as malversações.

No mercado, a ação preferencial da Petrobras fechou em alta de 1,19%, cotada a R\$ 17,03.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Agronegócios

Autor: Camila Souza Ramos

Título: Brasil voltou a ser o principal destino do etanol pelos americanos

O Brasil voltou a ser o principal destino das exportações de etanol dos EUA em novembro, seis meses após ficar de fora da liderança e pela primeira vez desde que a Câmara de Comércio Exterior (Camex) impôs uma tarifa de 20% para os desembarques acima de uma cota.

Foram embarcados 106,78 milhões de litros de etanol americano ao Brasil no mês, alta de 117% ante outubro, de acordo com a Associação de Combustíveis Renováveis (RFA, na sigla em inglês), a partir de dados do Departamento de Comércio americano. O volume, basicamente de etanol anidro, foi metade dos embarques americanos desse tipo de etanol em novembro.

O produto é destinado basicamente aos portos do Nordeste, região que, apesar de estar com a safra em andamento, é deficitária em etanol. Nos últimos meses, tem ocorrido algumas remessas do produto americano também ao Centro-Sul, mas "pouco significativas", diz João Paulo Botelho, analista da FCStone.

A expectativa é que as importações dos próximos meses não repitam a avalanche de desembarques de um ano atrás. Porém, o etanol americano já está começando a chegar a preços mais competitivos do que o próprio biocombustível produzido no Centro-Sul, mesmo fora da cota estabelecida pela Camex. Em agosto, o órgão impôs uma tarifa de 20% para as importações do país que superarem 150 milhões de litros em um trimestre.

Considerando os contratos futuros de etanol, o produto americano que extrapola a cota já poderá chegar em fevereiro em Paulínia (SP) com vantagem de R\$ 0,10 por litro em relação ao etanol brasileiro também posto no polo petroquímico, a R\$ 2,22 o litro, de acordo com levantamento da FCStone.

A vantagem do biocombustível americano decorre do aumento da produção nos EUA, onde os preços do milho - matéria-prima do etanol no país - estão pressionados pela safra em andamento. Como a fabricação de etanol no país está superando a demanda interna, os estoques do biocombustível estão 21% maiores do que um ano atrás.

No entanto, a janela para a importação é pequena e não necessariamente poderá ser aproveitada por qualquer agente que quiser importar etanol, já que a operação também depende dos custos logísticos e do momento da realização da operação, observa Botelho.

Para o analista, essa correlação de preços frente ao biocombustível americano pode limitar uma tendência de alta do etanol brasileiro, como costuma ocorrer durante a entressafra. Porém, não deverá ser forte o suficiente para provocar uma queda das cotações, como ocorreu no primeiro trimestre do ano passado.

Na primeira semana do ano, o volume de negociações de etanol no país ainda ficou baixo, e o indicador Cepea/Esalq para o produto hidratado posto em Paulínia acumulou valorização de 2,7%, para R\$ 1.904,50 o metro cúbico (mil litros).

MME / ASCOM .