

Ministério de Minas e Energia
Assessoria de Comunicação Social – ASCOM

**Destaque: Matérias que citam o ministro Wellington Moreira Franco
ou o MME:**

VEÍCULO: Valor Econômico	28
<u>Título: Venda de distribuidoras do Norte depende de PL</u>	28

Sumário

VEÍCULO: O Globo	3
Título: Energia muito acima da inflação	3
Título: País sobe uma posição e se torna o 9º produtor de petróleo do mundo	5
Título: Governo já não prevê mais privatizar Eletrobras este ano	7
Título: Redução de R\$0,46 não chegou	8
VEÍCULO: Folha de S. Paulo	9
Título: Venda direta de etanol para os postos abre polêmica no setor	9
Título: A preocupação real que carece de discussão mais acurada é o passeio do etanol	10
Título: Venda direta de etanol não compensa, diz presidente da Raízen	12
VEÍCULO: O Estado de S. Paulo	13
Título: Candidatos falam em mudança na Petrobrás	14
Título: Plebiscito para privatizar estatais pauta disputa no RS	15
Título: Desconto prometido no diesel ainda não chegou às bombas	17
Título: Petrobrás pode perder R\$ 15 bi com ação trabalhista	18
Título: Greve, dólar caro e petróleo em alta frustram planos de retomada de aéreas	19
VEÍCULO: Correio Braziliense	21
Título: Cade é contra tabelar frete	21
Título: Leilão de distribuidoras pode arrecadar pouco	25
VEÍCULO: Valor Econômico	28
Título: Venda de distribuidoras do Norte depende de PL	28

Título: Perda de validade da MP deixa o setor elétrico envolto em questões pendentes	31
Título: Consumo de energia trava após greve dos caminhoneiros.....	33
Título: Distribuidoras da Eletrobras testarão interesse estrangeiro	34
Título: Petróleo deve fortalecer as receitas estaduais.....	36
Título: Opep precisa elevar produção para conter o preço do petróleo	38
Título: Petrobras pede menos royalty em campo maduro	42
Título: Cinco grupos avaliam refinarias da Petrobras	44
Título: Governo enfrenta desafios no setor elétrico.....	45

VEÍCULO: O Globo**Seção: Economia****Autor: Ramona Ordonez e Danielle Nogueira****Título: Energia muito acima da inflação**

Em 3 anos, IPCA subiu 19,7%, e luz, 33,4%. Para analistas, bandeira vermelha deve valer até o fim de 2018

O baixo nível dos reservatórios, que ajudou a elevar a tarifa de energia nos últimos anos, vai continuar pesando no bolso do brasileiro. Especialistas avaliam que a bandeira vermelha, adotada este mês e que encarece a conta de luz, deve permanecer até outubro, com possibilidade de ser estendida até dezembro, caso as chuvas não sejam suficientes para regularizar o patamar das hidrelétricas. De acordo com estudo feito pela consultoria Safira, a tarifa de energia residencial subiu 33,4% entre fevereiro de 2015 e maio de 2018, bem acima da inflação do período, de 19,7%. O volume de chuvas abaixo da média histórica foi uma das principais razões para esse descolamento, ao lado de fatores como a alta do dólar — que pressiona as tarifas da usina de Itaipu — e outros custos do setor repassados ao consumidor.

Mês passado, choveu 70% da média histórica nas bacias que compõem o sistema interligado, o terceiro pior índice para um mês de maio em 88 anos, segundo nota do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) divulgada no início de junho. O CMSE afasta o risco de racionamento, mas analistas avaliam que, nesse ritmo, os reservatórios das hidrelétricas permanecerão abaixo do patamar desejado, levando as distribuidoras a recorrer a fontes mais caras de energia, como as termelétricas. Em maio — quando começa o chamado período seco, que vai até outubro —, o nível dos reservatórios nas regiões Sudeste/Centro-Oeste estava em 42,6%. No Nordeste, o patamar era de 39,69%. O ideal é que eles estivessem acima de 50%.

— Quando os reservatórios estão baixos, o Operador Nacional do Sistema (ONS) dá ordem para que termelétricas sejam acionadas, de forma a atender à demanda. Pelas previsões, é grande a probabilidade de a bandeira vermelha ficar até outubro — afirmou Leonardo Calabro, vice-presidente de Operações da consultoria Thymos.

TARIFA SE MANTERÁ ALTA EM 2019

As distribuidoras têm contratos de longo prazo de fornecimento de energia acertados nos leilões, mas assumem custos maiores quando chove pouco e precisam comprar energia mais cara. Para compensá-las, o governo criou, em 2015, o sistema de bandeiras tarifárias, que embute uma cobrança adicional na conta. A cor verde indica situação confortável dos reservatórios. As bandeiras amarela e vermelha (nível 1 e 2) significam que o consumidor pagará até R\$5a mais na conta de luz a cada 100 kilowatt hora (kWh) consumidos.

Entre outubro e dezembro de 2017, a bandeira tarifária estava vermelha. Ficou verde entre janeiro e abril, quando as chuvas voltaram a cair com força. Em maio, ficou amarela. E, em junho, voltou a ficar vermelha. A cor da bandeira também indica aos consumidores a necessidade de mudança de hábitos para poupar energia, como tomar banhos mais curtos (para quem tem chuveiro elétrico) e não deixar a porta da geladeira aberta por muito tempo.

— A nossa perspectiva é que, no curto e no médio prazos, ao longo de 2018 e 2019, as tarifas se mantenham altas. O item energia elétrica está se tornando um componente cada vez mais pesado na formação da inflação — destacou Josué Ferreira, consultor de Negócios da Safira. — Nosso estudo mostra que a energia residencial tem ficado mais cara proporcionalmente em relação a todos os demais itens que compõem o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

Em maio, o IPCA subiu 0,4%, pressionado, entre outras coisas, por energia e combustíveis. O estudo da Safira compilou dados sobre energia desde 2013. O levantamento mostra que a tarifa de energia média residencial estava em R\$ 275,42 por megawatt-hora (MWh) em julho daquele ano — poucos meses após a publicação da Medida Provisória 579/ 2012, na gestão de Dilma Rousseff, que forçou a redução de 20% do preço da energia. Em novembro de 2017, a tarifa atingiu o pico de R\$ 488,59 por MWh, ou 77% acima do valor médio que o consumidor pagou em julho de 2013.

— Depois de toda essa política (de forçar a redução de preços), houve um regime hidrológico desfavorável, além de vários fatores que inverteram a tendência de queda. Então, a partir de janeiro, fevereiro, março de 2015, o índice de preços da energia residencial tem ficado sistematicamente bem acima da inflação — comentou Ferreira.

AUMENTO ESTRUTURAL

Além das poucas chuvas, outro fator que pesa nas tarifas de energia é o chamado risco hidrológico (GSF). Quando a geração de energia hidrelétrica fica abaixo do volume contratado por determinação do ONS — justamente para preservar os reservatórios —, as geradoras perdem receita. Essa perda acaba

sendo compensada pela alta da tarifa. Há ainda o impacto do câmbio. A energia gerada por Itaipu é cobrada em dólar. Só este ano, a moeda americana subiu 13%.

Segundo Érico de Brito, gerente de assuntos regulatórios da Excelência Energética, as distribuidoras que mais recebem energia de Itaipu são Eletropaulo, Cemig, Copel-D e Light. No caso da Light, o efeito da alta do dólar nas contas só será percebido a partir de março de 2019, mês do reajuste anual. Já para os consumidores da Copel e da Eletropaulo, a pressão da moeda poderá ser percebida já em 2018.

Daqui a alguns anos, se Angra 3 for concluída, haverá um custo adicional na conta de luz. Como ela vai gerar uma energia de reserva para garantir a segurança do sistema, o custo da tarifa será rateado por todos, por meio do chamado Encargo de Energia de Reserva (EER).

Érico de Brito lembra ainda que há uma tendência estrutural de uso de fontes consideradas mais caras no Brasil. Até alguns anos atrás, 90% da eletricidade vinham de fontes hidrelétricas. Como as reservas de água estão, em sua maioria, na Região Norte, e há forte pressão ambiental para conter o avanço de hidrelétricas na Amazônia, o país vem buscando a diversificação de fontes energéticas, incluindo a solar e a eólica, que ainda são mais caras que a hidrelétrica, que hoje representa 60,8% da matriz.

— A tendência de longo prazo é ficar mais caro — reconhece Brito.

VEÍCULO: O Globo

Seção: Economia

Autor: Ramona Ordonez

Título: País sobe uma posição e se torna o 9º produtor de petróleo do mundo

Sem expansão do refino, porém, deve crescer a importação de derivados

O Brasil subiu um degrau no ranking dos dez maiores produtores de petróleo do mundo. O país está em 9º lugar, com uma produção média de 3,2 milhões de barris de petróleo (óleo e gás) por dia, representando 3% da produção total mundial. O ranking é da Agência Internacional de Energia (IEA, na sigla em inglês), com base nos dados de 2017. O Brasil passou o Kuwait, país membro da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep), que teve produção de 3,1 milhão de barris.

O diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis da Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), José Mauro Coelho, destacou que tudo indica que a produção de petróleo vai continuar crescendo significativamente no país nos próximos anos. Segundo o executivo, a expectativa é que, em 2026, a produção brasileira atinja 5,2 milhões de barris diários de petróleo, quase o dobro do que foi produzido em 2016 (2,7 milhões de barris por dia).

Mas, de acordo com Coelho, a falta de investimentos na expansão do refino no país poderá fazer com que o Brasil esteja entre os cinco maiores exportadores de petróleo do mundo em 2026. Isto porque, sem ampliação da capacidade de refino para atender ao aumento do consumo de combustíveis, ao mesmo tempo em que sobrar petróleo cru para exportar, o país terá de importar maior volume de derivados.

— Devido aos baixos investimentos em refino no período, poderemos, em 2026, estar exportando algo em torno de três milhões de barris/dia. Estaremos entre os cinco maiores exportadores de petróleo do mundo. Possivelmente, atrás somente de Arábia Saudita, Rússia, Iraque e Canadá — destacou.

DIESEL, GLP E GASOLINA

Sem novos investimentos para o aumento da capacidade de refino — hoje, 98% são controlados pela Petrobras —, em 2026 o Brasil será um forte importador de derivados, o que não é bom em termos estratégicos. E os derivados no mercado internacional têm um preço superior ao da cotação do petróleo cru.

— Nossas projeções mostram que, se não investirmos em refino, poderemos, em 2026, estar importando cerca de 800 mil barris por dia de derivados, em especial óleo diesel, e também outros derivados, como GLP, nafta, gasolina e QAV (querosene de aviação) — disse Coelho.

A Agência Nacional do Petróleo (ANP) abriu consulta pública no último dia 11 para discutir a periodicidade do repasse dos aumentos de preços dos combustíveis para os consumidores. A política de reajustes quase diários dos combustíveis adotada pela Petrobras vem provocando forte discussão. O movimento se intensificou após a greve dos caminhoneiros, que tinha entre os pontos em discussão os aumentos dos preços do diesel.

O diretor-geral da ANP, Décio Oddone, tem justificado sua decisão de estudar a periodicidade dos reajustes para os consumidores com o fato de o mercado ser distorcido, monopolista, dominado pela Petrobras. Segundo ele, é fundamental a entrada de investidores no refino no Brasil.

VEÍCULO: O Globo**Seção: Economia****Autor: Martha Beck e Manoel Ventura****Título: Governo já não prevê mais privatizar Eletrobras este ano**

Objetivo agora é acelerar venda de distribuidoras de energia da estatal

-Brasília- O governo já não trabalha mais com a possibilidade de privatizar a Eletrobras este ano. No entanto, para criar uma agenda positiva e ajudar a "limpar" o balanço da empresa, o Executivo quer acelerar a venda das distribuidoras da estatal que operam no Norte e Nordeste. Segundo integrantes da área econômica, o importante agora é dar condições para que a Eletrobras tenha fôlego para aguentar o atraso no processo de privatização.

Um passo importante, apontam essas fontes, será a aprovação pela Câmara do projeto de lei que facilita a privatização das distribuidoras. Já existe um requerimento de urgência para a votação do texto, que deve ser apreciado pelos deputados esta semana. Isso abre caminho para que o projeto da privatização das empresas tenha a votação concluída mais rapidamente.

— É preciso resolver a questão das distribuidoras para garantir a saúde da Eletrobras. A votação da urgência do projeto de lei vai ajudar. Cria um ambiente favorável para o andamento do assunto — disse um integrante do governo.

Altamente deficitárias e com problemas operacionais que pesam no balanço da holding, as seis empresas atuam em Alagoas, Acre, Amazonas, Roraima, Rondônia e Piauí. Segundo os interlocutores do governo, caso não passem para as mãos da iniciativa privada, elas precisarão ser liquidadas.

— Ninguém sabe ao certo como fazer a liquidação. Isso nunca ocorreu no Brasil — afirmou um integrante da área econômica.

RISCO DE LIQUIDAÇÃO

No caso da liquidação, o custo para a Eletrobras supera R\$ 16 bilhões. Essa possibilidade faria as dívidas da estatal dispararem e exigiria uma capitalização bilionária do governo na companhia.

O cronograma inicial desenhado pelo governo para a privatização de toda a Eletrobras apontava a aprovação da proposta no Congresso entre maio e junho. O projeto com as regras para a de-estatização, no entanto, está parado na Câmara desde maio. Após a apresentação do relatório pelo deputado José Carlos Aleluia (DEM-BA), a comissão especial que analisa o texto não marcou

mais reuniões para votar a proposta. A forte resistência política — alimentada por deputados da base aliada — também pesa contra os planos do Executivo.

A avaliação de que a privatização não será em 2018 é compartilhada dentro da própria empresa. Os cronogramas mais otimistas já apontavam que uma assembleia de acionistas para aprovar a desestatização só ocorreria em novembro, empurrando a capitalização via emissão de novas ações para o próximo ano. E, caso o governo eleito não topasse avançar com a privatização, o processo não seguiria de qualquer forma, disse uma fonte.

A Eletrobras teve prejuízo líquido de R\$ 1,726 bilhão no ano passado. Apenas no segmento de distribuição, as perdas somaram R\$ 4,179 bilhões. As dívidas das distribuidoras chegam a R\$ 35,3 bilhões. Desse total, R\$ 10,9 bilhões são passivos vencendo em até 12 meses.

VEÍCULO: O Globo

Seção: Economia

Autor: Gabriel Martins

Título: Redução de R\$0,46 não chegou

Promessa do governo para encerrar a greve dos caminhoneiros, a redução de R\$ 0,46 no preço do litro do diesel não ocorreu em nenhum dos estados brasileiros nem no Distrito Federal, segundo análise dos números mais recentes do levantamento de preços da Agência Nacional do Petróleo (ANP). O maior desconto observado foi de R\$ 0,437, em Roraima, e o menor, de R\$ 0,165, em Pernambuco.

O ministro da Secretaria de Governo, Carlos Marun, havia anunciado que, a partir de 1º de junho, o preço do litro do óleo diesel deveria estar R\$ 0,46 mais barato nas bombas, em comparação aos valores de 21 de maio, início da greve dos caminhoneiros. A redução do valor do diesel era uma das principais reivindicações da categoria.

Na Região Sudeste, comparando-se a semana de 20 a 26 de maio com a de 10 a 16 de junho, o maior desconto foi observado no Espírito Santo: R\$ 0,378. O preço do diesel na bomba passou de R\$ 3,684 para R\$ 3,306. No Estado do Rio, a queda foi de apenas R\$ 0,355 — de R\$ 3,888 para R\$ 3,533.

Já a gasolina e o etanol avançaram no país, na mesma comparação. A gasolina foi de R\$ 4,435 para R\$ 4,572, R\$ 0,137 a mais, enquanto o etanol passou de R\$ 2,818 para R\$ 2,948, uma alta de R\$ 0,13.

VEÍCULO: Folha de S. Paulo**Seção: Mercado****Autor: Bernardo Caram e Nicola Pamplona****Título: Venda direta de etanol para os postos abre polêmica no setor**

Grandes empresas do Sudeste são contra; pequenas do Nordeste, a favor

Bernardo Caram e Nicola Pamplona

BRASÍLIA E RIO DE JANEIRO - Os grandes produtores, distribuidores e revendedores de etanol se uniram na tentativa de barrar o avanço de um projeto que libera a venda direta do combustível da usina para os postos. A abertura desse mercado impulsionaria pequenos produtores de álcool.

Previsto para ser votado pelo plenário do Senado nesta terça-feira (19), o texto acaba com o efeito de uma norma publicada pela ANP (Agência Nacional do Petróleo) em 2009, determinando que a venda do etanol só pode ser feita pelos produtores às distribuidoras, que, por sua vez, comercializam com os postos.

Ao apresentar o projeto após a greve dos caminhoneiros, o senador Otto Alencar (PSD-BA) argumentou que permitir a venda direta entre produtores e postos aumentará a concorrência, levando a uma redução no preço do etanol. Na Câmara, há outras propostas de teor semelhante.

Representantes das maiores empresas —produtores, distribuidores e revendedores—pressionam o Congresso contra o projeto. Estão juntos com a Unica (União Nacional da Indústria de Cana-de-Açúcar), entidade que agrega empresas responsáveis por 60% da produção de etanol do país; a Plural (Associação Nacional das Distribuidoras de Combustíveis, Lubrificantes, Logística e Conveniência); e a Fecombustíveis (Federação Nacional do Comércio de Combustíveis e Lubrificantes), que representa os postos.

O grupo justifica que pulverizar a distribuição de etanol vai dificultar a fiscalização, o que pode levar a uma piora na qualidade do produto e a uma elevação da sonegação de impostos.

"Para nós, isso não traz eficiência, ganho algum, seja para o consumidor, o revendedor ou o produtor. Essa falácia de que você vai sair com um caminhãozinho de dez mil litros para entregas picadas frequentes não funciona", afirmou o presidente da Plural, Leonardo Gadotti.

Para o presidente do conselho da Unica, Pedro Mizutani, o argumento de que os preços serão reduzidos é "balela". Ele explica que hoje as entregas aos postos são feitas por caminhões compartimentados que levam etanol, gasolina e diesel ao mesmo tempo. Segundo ele, a nova regra vai aumentar os custos de frete.

Em nota técnica, a ANP afirma que a liberação da venda direta exigiria mudanças na tributação que não estão previstas em lei. A incidência de PIS/Cofins e ICMS sobre as distribuidoras não teria como ser aplicada, o que levaria a uma queda de arrecadação perto de R\$ 2,2 bilhões ao ano.

Representados pela Feplana (Federação dos Plantadores de Cana do Brasil), os produtores de etanol favoráveis à venda direta alegam que a medida reduziria o custo do combustível, ao excluir do processo as margens das distribuidoras e eliminar a necessidade do que chamam "passeio do etanol" —quando o produto tem que viajar da usina para a base das distribuidoras, mesmo que existam postos por perto.

"Só isso [o fim do passeio] baratearia uns R\$ 0,10 por litro", argumenta Alexandre Lima, presidente da Feplana (Federação dos Plantadores de Cana do Brasil).

Lima afirma que 10% dos R\$ 265 bilhões que o setor movimenta ficam com as distribuidoras. Ele acusa as grandes distribuidoras de fazer lobby para impedir a mudança. "As unidades que têm produção muito alta de etanol têm medo de perder mercado", diz.

A Fenapla defende que a fiscalização de qualidade seja feita nos próprios postos com o uso de densímetro —equipamento que indica quando há mais água do que o permitido— e que a fiscalização tributária ocorra nas usinas.

VEÍCULO: Folha de S. Paulo

Seção: Mercado

Autor:

Título: A preocupação real que carece de discussão mais acurada é o passeio do etanol

ANÁLISE

Plínio Nastari - Representante da sociedade civil no CNPE, Conselho Nacional de Política Energética, e consultor do setor de etanol e açúcarA venda direta sem

passar pelas distribuidoras vem sendo debatida como possível maneira de reduzir o preço do etanol ao consumidor.

O tema é regulado pela ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), que determina a obrigatoriedade de comercialização observados todos os elos da cadeia de comercialização do produto.

A primeira questão é verificar se existe barreira efetiva à venda direta. Em princípio, o produtor pode constituir ou adquirir uma distribuidora, portanto cabe verificar se existe barreira à entrada para constituição, ou transferência de titularidade, de distribuidora.

Do ponto de vista empresarial, a venda direta pode apresentar riscos. O etanol anidro para ser misturado à gasolina precisa passar por uma distribuidora, pois tecnicamente a mistura não pode ser realizada nos postos, portanto seu efeito se limitaria ao etanol hidratado.

No caso do hidratado, há ainda a segmentação entre os postos denominados de bandeira, e os de bandeira "branca". Como a relação entre as distribuidoras e os postos de bandeira é definida em contratos, a liberação em grande parte do mercado não atingirá postos de bandeira.

Caso uma autoridade governamental resolva interferir nesta seara certamente haverá judicialização.

A venda direta pode também trazer como consequência a regionalização da distribuição. Os produtores não dispõem de infraestrutura para distribuição em escala como frota, dutos, tanques, bases secundárias, instalações portuárias e sistema de cabotagem.

Finalmente, é preciso avaliar se o esforço vale a recompensa. O objetivo seria capturar o resultado líquido da margem de distribuição, deduzidos os custos.

Este resultado precisaria ser maior do que a recompensa por participar do RenovaBio, pois sem a existência da distribuidora como parte obrigada, não há como receber o pretendido benefício da venda do crédito de descarbonização, que é o estímulo para o aumento de produtividade.

Do ponto de vista de política pública, o objetivo deve ser assegurar a manutenção da distribuição, com qualidade, preservação da competição entre os agentes, capacidade de fiscalização, e oferta do produto a baixo custo ao consumidor.

No momento em que o RenovaBio se consolida, e tem as distribuidoras como partes obrigadas, o debate sobre a venda direta pode atrapalhar sua consolidação.

Talvez, a preocupação real de alguns produtores pode estar relacionada à ineficiência gerada pelo chamado "passeio do etanol", quando o produto é enviado por uma distribuidora para uma base secundária, para depois retornar para localidades próximas ao produtor, onerando desnecessariamente a distribuição e, em última instância, o preço pago pelo consumidor.

Esse é um tema para o qual carece discussão mais acurada, e para o qual uma solução pode trazer maior competitividade para todos os produtores, e um benefício real para os consumidores.

VEÍCULO: Folha de S. Paulo

Seção: Mercado

Autor: Julio Wiziack

Título: Venda direta de etanol não compensa, diz presidente da Raízen

Brasília - Uma das maiores distribuidoras de combustível do país, a Raízen é contra o projeto de lei que pretende liberar a venda direta de etanol das usinas para os postos. A empresa, que faz parte do grupo da Cosan que também está entre os líderes na produção de açúcar e de etanol no mundo, tem quase 20% da distribuição desse tipo de combustível no país.

Em entrevista à Folha, o presidente da Raízen, Luis Henrique Guimarães, afirma que, para os grandes grupos, vender para os postos terá efeito reverso ao proposto, elevando o preço dos combustíveis na bomba para os consumidores. A estimativa é que os custos de todo setor aumentariam em cerca de R\$ 800 milhões caso a medida seja aprovada, afirma Guimarães.

Por que a maior produtora de etanol é contra o projeto?

Somos o maior produtor e também um dos maiores distribuidores. Somos contra porque, primeiro, o país separou as cadeias do combustível [produção, distribuição e revenda]. Outro motivo: você não voa direto de Delaware [estado dos EUA] para o Rio de Janeiro. [a companhia aérea]. Faz uma rota [com conexões] para ter escala. A lógica aqui é a mesma: você não entrega direto [para o posto]. É por isso que temos centros de distribuição no Brasil inteiro.

O projeto não obriga os grandes, como a Raízen, a mudarem sua estrutura só para vender diretamente. Por que ser contra?

Para haver mudança no modelo do setor, é preciso que ela precisa que seja feita com a visão do todo. Pela complexidade tributária, isso criaria um ambiente anti-competitivo, com regras diferentes para operações semelhantes e com o provável aumento de sonegação fiscal [hoje, produtor e distribuidor são responsáveis pelo recolhimento do PIS e da Cofins na proporção de R\$ 0,13 por litro e R\$ 0,11 por litro, respectivamente. A ausência do distribuidor exigirá mudanças na legislação tributária].

Há quem diga que esse projeto só favorece produtores menores, especialmente do Nordeste. Faz sentido?

A lei hoje permite que qualquer produtor possa vender diretamente ao posto, desde que ele também seja distribuidor [com CNPJ diferente]. Só precisa ter capital mínimo de R\$ 4,5 milhões e um tanque de pelo menos 70 metros cúbicos [para armazenagem]. Refinaria não é ponto de logística. Temos 24 usinas de etanol só em São Paulo. Por que não vendemos direto então? Essa conta não fecha nem em São Paulo [que é maior centro consumidor]. Na distribuição, falamos em margens de lucro de R\$ 0,01.

Então, para mudar isso haveria aumento de custos em vez de redução, como quer o governo?

O processo vai custar mais caro. O projeto [de lei] parte de uma falsa percepção de que, no etanol, a entrega direta reduz custo. A gente estima que haverá um aumento de cerca de R\$ 800 milhões nos custos do setor como um todo. Um estudo do Cade [Conselho Administrativo de Defesa Econômica] apontou que a venda direta pode acabar com margem dupla de lucro e isso reduziria preço. O Cade errou? Na minha opinião, o estudo é muito mais para gerar a discussão, para um aprofundamento [posterior].

O Cade também fala que a medida estimularia a competição. Instalou-se no Brasil uma competição bastante grande. Menos na refinaria, que tem monopólio da Petrobras, numa parcela importante [da cadeia]. Na revenda, são 44 mil postos de combustíveis e uma média de 150 mil litros vendidos [por posto] todos os meses. Na produção de etanol, são mais de 200 [empresas], a maior parte no Centro-Sul do país.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Política

Autor: MARIANNA HOLANDA, GILBERTO AMENDOLA, CAMILA TURTELLI e DANIEL WETERMANN

Título: Candidatos falam em mudança na Petrobrás

Em evento, presidenciáveis defendem nova regra para fixação de preço de combustíveis

Em evento organizado em São Paulo pela União da Indústria da Cana de Açúcar (Unica), os pré-candidatos à Presidência defenderam ontem mudanças na administração da Petrobrás e na atual política de preços dos combustíveis. Em meio aos reflexos provocados pela greve dos caminhoneiros, os presidenciáveis do PSDB, Novo, PDT, Rede, Solidariedade, PSL e MDB afirmaram, de diferentes formas, que é preciso mudar a gestão da estatal e estabelecer algum controle sobre os preços nas bombas – que hoje são fixados de acordo com a oscilação do petróleo no mercado internacional.

A maioria dos presidenciáveis foi ao evento acompanhada por assessores mais próximos. O tucano Geraldo Alckmin levou seu articulador político, anunciado na semana passada, Marconi Perillo, além do coordenador do programa de governo, Luiz Felipe D'Ávila, entre outros. Marina Silva (Rede), por sua vez, estava acompanhada do coordenador de campanha, João Capobianco, e do ex-presidente do Flamengo Bandeira de Melo, que hoje integra a Executiva Nacional da sigla. Já o pré-candidato do PSL, Jair Bolsonaro levou um grupo mais numeroso, incluindo militantes que aplaudiam a cada intervenção do deputado federal.

Os palestrantes foram sabatinados por dois empresários do setor e pelo jornalista William Waack, colunista do Estado. "Previsibilidade". Alckmin cobrou novamente "previsibilidade" a definição dos preços da gasolina para os consumidores. "É preciso um colchão tributário e não pode ter aumento todo dia", disse o tucano. O mesmo termo "colchão tributário" foi utilizado por João Amoêdo, pré-candidato do Novo. Embora defenda a privatização completa da estatal, ele disse ser necessário algum controle do repasse do aumento dos preços para o consumidor, possivelmente por meio de uma escala móvel para a Contribuição de Intervenção do Domínio Econômico (Cide).

A fixação de preços nas bombas, disse ele, deveria ser definida pela competição e, portanto, a estatal deveria ser desestatizada. "Defendo reajuste quinzenal ou mensal para que as pessoas que trabalham na ponta tenham uma melhor ideia de como precificar", disse Amoêdo. "Visão dogmática". Marina também avaliou que "esses valores não podem ser repassados diretamente para o consumidor todos os dias". Apesar de ser contra a privatização da estatal, ela defendeu uma melhor integração da Petrobrás na economia de mercado.

"Nós pagamos um alto preço pela visão dogmática dos dois lados, um contra o mercado, outro a favor", disse a pré-candidata, defendendo uma de suas maiores bandeiras, a diversificação da matriz energética. A polarização a que se refere Marina também foi criticada pelo ex-ministro da Fazenda e pré-candidato do MDB, Henrique Meirelles. "A greve fez com que muitas pessoas começassem a se preocupar com as propostas dos candidatos dos extremos", disse Meirelles. Para ele, de um lado há candidatos com propostas que representariam um retrocesso na administração das contas públicas; de outro, nomes mais preocupados em defender mudanças no Estatuto do Desarmamento, numa referência direta a Jair Bolsonaro (que já defendeu publicamente a revogação do estatuto).

Litro. Também ex-ministro da Fazenda, o pedetista Ciro Gomes apresentou uma proposta mais consolidada de como controlar os preços da estatal e foi o único a prometer valores. "Na prática, o litro de gasolina custaria entre R\$ 2,80 e R\$ 3 comigo", afirmou Ciro, defendendo que a estatal tenha uma política de reajustes com base nos custos de produção e lucros em linha com a concorrência. Durante sua palestra, o presidenciável citou também que considera justo um patamar de lucro de 3% em relação à receita da Petrobrás – a qual, segundo defende, deve continuar sob tutela do Estado.

"Ninguém ganha lucro de 20%, 30%, como o senhor Pedro Parente (ex-presidente da Petrobrás) fez agora." Com propostas que chamou de cunho "desenvolvimentista", o ex-ministro da Defesa Aldo Rebelo, pré-candidato do Solidariedade à Presidência, defendeu que haja "intervenção menor no esforço do Brasil de produzir". Já Bolsonaro voltou a criticar o governo pela condução das negociações para colocar fim à greve dos caminhoneiros. O pré-candidato adotou um discurso liberal, mas sem se comprometer com propostas que pudessem representar a venda do controle acionário da Petrobrás. "Vamos fazer um governo com a menor interferência do Estado", disse.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Política

Autor: Filipe Strazzer

Título: Plebiscito para privatizar estatais pauta disputa no RS

Constituição gaúcha exige consulta popular para venda de empresas de que o governo quer se desfazer; pré-candidatos discordam entre si

Em meio a uma aguda crise financeira, o Rio Grande do Sul precisa vender estatais como contrapartida para receber ajuda federal. A questão, no entanto, opõe os principais pré-candidatos ao governo gaúcho. Enquanto os postulantes

do PSDB e do PP ao Palácio Piratini se manifestam a favor da ideia, petistas e pedetistas não concordam com as privatizações. A Constituição gaúcha exige que a venda das estatais de energia seja aprovada em plebiscito.

E a gestão do governador José Ivo Sartori (MDB) – que, até o momento, não confirma nem descarta sua candidatura à reeleição – escolheu privatizar a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), a Companhia Riograndense de Mineração (CRM), considerada uma estatal de energia por se dedicar à extração de carvão mineral, e a Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul (Sulgás). A Carta estadual exige plebiscito também para a venda do Banco do Estado do Rio Grande do Sul (Banrisul), da Companhia Riograndense de Saneamento (Consan) e da Companhia de Processamento de Dados do Estado do Rio Grande do Sul (Procergs).

O Rio Grande do Sul é o único Estado do País que exige plebiscito para autorizar privatizações. No dia 5, Sartori sofreu uma dura derrota na Assembleia Legislativa, quando os deputados estaduais negaram uma antecipação da realização de plebiscito sobre as privatizações que ocorreria junto com as eleições, que faria com que a consulta popular fosse realizada juntamente com as eleições de 7 de outubro. Os pré-candidatos ao governo gaúcho Eduardo Leite (PSDB), Luis Carlos Heinze (PP), Mateus Bandeira (Novo) e Luiz Portella (PMB) afirmam que são a favor da venda e que proporão o plebiscito assim que possível, caso sejam eleitos.

O tucano, porém, não concorda com a consulta em conjunto com a eleição para governador. Já para Heinze, o plebiscito poderia ocorrer em outubro – tanto que seu partido votou a favor disso na Assembleia Legislativa. Miguel Rossetto (PT), Jairo Jorge (PDT), Abigail Pereira (PCdoB) e Roberto Robaina (PSOL) se declaram contra qualquer privatização e seus partidos atuaram para barrar as tentativas do governo na Assembleia. O governo colocou no PSDB a culpa da derrota no Legislativo estadual. "Foi um movimento eleitoral do PSDB que negou à população a possibilidade de decidir sobre esse assunto inadiável", afirmou Gabriel Souza (MDB), líder do governo na Assembleia.

"Nossa posição é justamente de que o debate seja exclusivo para o plebiscito, porque nós sabemos da dificuldade desse assunto no Brasil", disse o deputado estadual Lucas Redecker (PSDB). Sartori precisava de 28 votos para aprovar o plebiscito e só conseguiu 23. Faltaram votos do PSDB e do PTB, que, juntos, compõem chapa para a eleição ao Piratini. Os tucanos, até o início do ano, formavam a base do governador.

Seção: Economia**Autor: Fernanda Nunes****Título: Desconto prometido no diesel ainda não chegou às bombas**

Acordo com os grevistas era de redução de R\$ 0,46, mas o desconto médio nos postos está limitado a R\$ 0,16

Após quase 20 dias do fim da greve dos caminhoneiros, o preço do óleo diesel se mantém em patamar elevado, acima do que planejou o governo quando concedeu subsídio aos consumidores. Ao fechar acordo com os grevistas, a expectativa era que o litro do combustível ficasse R\$ 0,46 mais barato na bomba. Mas, até agora, isso não aconteceu. O desconto médio nos postos de gasolina no Brasil está limitado a R\$ 0,16, segundo levantamento da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que divulgou ontem a pesquisa relativa à semana passada.

Para fechar o acordo, o governo aceitou tirar R\$ 9,5 bilhões do seu caixa, dinheiro usado para compensar as refinarias da Petrobrás e importadores por não elevarem muito suas tabelas. Esse grupo de empresas, situado na ponta da cadeia produtiva, fornece o diesel para as distribuidoras que, em seguida, repassam o produto para os postos, após misturarem biocombustível a ele.

Além dessa medida, o Congresso aprovou a desoneração do PIS e Cofins incidentes no diesel e, em alguns Estados, como no Rio de Janeiro, a alíquota de ICMS foi reduzida. No fim das contas, a previsão é que mais de R\$ 13 bilhões de dinheiro público sejam gastos para baixar o preço aos consumidores e para que o acordo firmado com os caminhoneiros finalmente seja cumprido. Mas não é certo que isso aconteça, porque, como por lei distribuidoras e revendedores têm liberdade de definir seus preços, não há garantia de que o desconto atingirá os motoristas.

A greve dos caminhoneiros foi iniciada no dia 21 de maio, quando o preço do combustível disparou nos postos. Antes disso, o litro do diesel estava sendo negociado, em média, a R\$ 3,788 em todo o País. Com a intervenção do governo, chegou a R\$ 3,434 na semana passada.

Para que o acordo firmado pelo presidente Michel Temer com os caminhoneiros seja considerado exitoso, com desconto total de R\$ 0,46 por litro na bomba, é preciso que o combustível não custe mais que R\$ 3,328. Na cidade de São Paulo, a redução de preço foi maior do que a da média brasileira. Na capital paulista, o litro do diesel está R\$ 0,27 mais barato, sendo comercializado a R\$ 3,271.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo**Seção: Economia****Autor: Fernando Nakagawa****Título: Petrobrás pode perder R\$ 15 bi com ação trabalhista**

Processo aberto pelos trabalhadores será julgado na quinta-feira no Tribunal Superior do Trabalho; estatal ainda pode recorrer ao STF

A maior ação trabalhista da história Petrobrás será julgada na quinta-feira no plenário Tribunal Superior do Trabalho (TST). Se a empresa perder, terá de desembolsar mais de R\$ 15 bilhões e a folha de pagamento ainda aumentará em até R\$ 2 bilhões por ano. Aberto pelos trabalhadores, o processo pede recálculo de um acordo coletivo de 2007 que concedeu adicionais ao salário, como trabalho noturno, por sobreaviso e confinamento.

Os extras têm sido pagos, mas milhares de empregados querem outra conta que, grosso modo, dobra os adicionais. A estatal classifica como “possível” perder a ação. A disputa entre Petrobrás e os trabalhadores tem origem em um acordo coletivo firmado há mais de dez anos. Em 2007, a estatal e os empregados chegaram a um entendimento para reajuste salarial que previa, entre outros benefícios, a adoção de uma política para equalizar salários com uma remuneração mínima por cargo e região – é a chamada remuneração mínima por nível e regime (RMNR).

Com a nova regra, em alguns casos o salário mais que dobrou em relação à remuneração básica. Um exemplo são os petroleiros que atuam em plataformas no regime de 12 horas. O grupo passou a ganhar 30% mais por periculosidade, 26% extras por adicional noturno, 39% por hora de repouso, 30% por confinamento e 4% de um complemento negociado.

Assim, o salário passou a ser 125% maior que o salário básico dos petroleiros. No início da década, porém, alguns trabalhadores passaram a questionar a metodologia de cálculo dessa remuneração. Empresa e petroleiros citam que há cerca de 50 mil empregados da ativa e aposentados que questionam o tema em ações individuais e coletivas.

O principal argumento usado nos processos é que a redação do acordo coletivo dá a entender que a conta para a nova remuneração pode ignorar extras e adicionais que já estavam no salário – o que aumenta expressivamente o montante a ser recebido pelos trabalhadores. No processo, é citado o exemplo de um petroleiro que atua confinado em plataforma, cujo salário aumentaria de R\$ 21.750,09 para R\$ 31.029,02 pela nova conta, conforme valores de 2014.

O tema já foi debatido por duas comissões no Tribunal Superior do Trabalho (TST). Uma deu vitória para a Petrobrás e outra para os trabalhadores. Sem consenso, o processo subirá ao plenário que agendou o julgamento para quinta-feira.

Impacto.

Se a Petrobrás perder, o impacto imediato seria de R\$ 15,2 bilhões, conforme balanço do primeiro trimestre de 2018. O valor, porém, não foi separado no caixa porque a empresa classifica a hipótese de perder o processo como “possível” – o que não exige provisionamento.

A reserva dos valores só ocorreria caso a perspectiva de derrota fosse considerada “provável”. Além desse impacto imediato, a folha de pagamento crescerá até R\$ 2 bilhões por ano. No plenário, advogados dos trabalhadores defenderão que a redação do acordo é imprecisa e permite dupla interpretação. Nesse caso, argumentarão que, de acordo com a jurisprudência da Justiça do Trabalho, deve prevalecer a versão que beneficia o trabalhador.

Já os advogados da estatal manterão a defesa de que não há dupla interpretação e que os próprios sindicalistas concordaram, na época, com as condições defendidas pela empresa. Além disso, citarão que eventual decisão favorável aos trabalhadores criará insegurança jurídica nos acordos coletivos – mecanismo que ganhou força na reforma trabalhista. Se a empresa perder, é possível entrar com recurso no próprio TST.

Caso os ministros mantenham a decisão, a estatal poderia, em seguida, questionar o tema no Supremo Tribunal Federal (STF). Enquanto questiona o assunto em uma das duas instâncias, não seria necessário fazer nenhum desembolso que só seria feito com a extinção da possibilidade de apelação. Procuradas, a Petrobrás e a Frente Única dos Petroleiros (FUP) não se pronunciaram sobre o tema.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Economia

Autor: Luciana Dyniewicz

Título: Greve, dólar caro e petróleo em alta frustram planos de retomada de aéreas

Horizonte. Só a paralisação dos caminhoneiros resultou no cancelamento de 430 voos e num prejuízo estimado em pelo menos R\$ 135 milhões; após três

anos de desempenho fraco, empresas, que apostavam em crescimento em 2018, estudam rever metas

O ano de 2018 começou prometendo ser o da retomada do setor aéreo. Após três anos de desempenho pífio, as companhias projetavam uma consolidação da demanda e, conseqüentemente, de seus resultados financeiros. A greve dos caminhoneiros, a debilidade da atividade econômica e as altas do petróleo e do dólar, porém, frustraram as expectativas das empresas, que já consideram a possibilidade de rever suas metas.

Só a greve resultou no cancelamento de 430 voos e num prejuízo estimado em pelo menos R\$ 135 milhões para as companhias – a Avianca não divulgou números de perdas financeiras. A Azul e a Latam, que concentram grande parte de seus voos nos aeroportos do Nordeste e do Centro-Oeste, foram as mais prejudicadas pela paralisação dos motoristas de caminhão, e terão, cada uma, um impacto negativo de cerca de R\$ 50 milhões em seus balanços. “A greve foi uma bomba”, disse o presidente da Latam no Brasil, Jerome Cadier.

“O prejuízo é difícil de calcular. Conseguimos contabilizar quanto de combustível a mais um avião teve de carregar, mas quanto deixamos de vender é quase incalculável”, acrescentou. Tanto a Latam como a Avianca registraram um recuo de 20% a 30% nas vendas durante a paralisação e, segundo seus executivos, elas ainda não voltaram ao patamar anterior. “Antes da greve, o aumento da demanda não era muito forte, mas vinha constante”, disse Frederico Pedreira, presidente da Avianca.

Se do lado da demanda, o movimento dos caminhoneiros degingolou o desempenho do setor, do lado das despesas, petróleo e dólar pressionam ainda mais a situação – 60% dos custos das companhias são na moeda americana. A Avianca, por exemplo, havia feito seu planejamento anual considerando que o dólar ficaria, em média, em R\$3,30 no ano. Agora, já considera R\$ 3,50. “Estávamos crescendo 12% (em demanda) na comparação com 2017.

Se vamos conseguir manter isso, vai depender da situação do dólar”, disse Pedreira. O presidente da Azul, John Rodgerson, admite que a alta dos custos deverá ser repassada ao consumidor, e uma passagem mais cara significa menos demanda. Para este ano, a empresa previa um aumento na oferta de assentos em voos de 17% a 20% na comparação com 2017. Agora, aposta que esse número ficará “mais perto de 17%”.

“Há quatro meses, achávamos que o ano seria incrível. A receita e a demanda ainda são maiores que no ano passado, mas o cenário mudou”, disse Rodgerson. Cadier, da Latam, afirma que a empresa ainda “não tomou” a decisão de crescer menos neste ano, mas destaca que a demanda vai cair

naturalmente conforme a pressão dos custos for repassada ao cliente. “Estou menos otimista. A chance de rever o plano de crescimento aumentou muito depois da greve.”

O executivo lembra que o setor aéreo costuma crescer de duas a três vezes o valor do Produto Interno Bruto (PIB). No começo do ano, com os economistas apostando em uma alta de 3% no PIB, as estimativas para o setor chegavam a 9%. Agora, no entanto, caem para 5,3%, na melhor das hipóteses. O especialista no setor aéreo André Castellini, sócio da consultoria Bain & Company, diz que o cenário é de tempestade perfeita para as empresas, apesar de ainda haver um movimento no segmento corporativo impulsionando a demanda.

VEÍCULO: Correio Braziliense

Seção: Economia

Autor: Estagiário sob supervisão de Rozane Oliveira

Título: Cade é contra tabelar frete

A decisão de tabelar os fretes rodoviários para dar um fim à greve dos caminhoneiros, com a Medida Provisória 832/2018, é tão polêmica que, além de não ser consenso nem mesmo dentro do governo, pode provocar nova paralisação. Ontem, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) enviou ao Supremo Tribunal Federal (STF) parecer contrário à medida, a pedido do ministro Luiz Fux, relator de ações que questionam a constitucionalidade da medida. O Cade avaliou que o tabelamento pode criar cartel, tem efeitos negativos para o consumidor e prejudica o mercado e a livre concorrência.

Como o acordo foi feito no desespero por conta do desabastecimento que a greve provocou em todo o país, tem muitas falhas. A medida foi remendada, a tabela, modificada, e, assim, o governo conseguiu desagradar a gregos e troianos: o agronegócio com a primeira versão, e os caminhoneiros, com a segunda, que não vingou.

Para o ex-presidente do Cade Ruy Coutinho, o principal problema é que pode se tornar uma armadilha. “Tabelamento é uma coisa superada. Houve precipitação na decisão porque a situação ficou insustentável. Mas é uma jornada sentimental, de retrocesso. Foi usado um remédio heroico, mas errado. Se o controle cair, pode provocar nova greve”, avaliou. “A solução deveria ter sido tomada com calma de forma mais adequada e contemporânea”, acrescentou.

No documento apresentado ontem ao STF, o Cade ressaltou que o tabelamento “não apresenta benefícios ao adequado funcionamento do mercado e ao consumidor final, que arcará com os aumentos de preço decorrentes de tal medida”. O conselho destacou ainda que o entendimento, ao longo dos anos, é

de que tabelar preços “é uma infração à ordem econômica, passível de condenação”.

A NTC&Logística, que representa o sistema de transporte rodoviário de cargas, também entrou ontem com pedido no STF. Quer participar como amicus curiae (amigo da corte) na Ação Direta de Inconstitucionalidade contra a MP 832 e na audiência convocada pelo ministro Fux para analisar o assunto, marcada para amanhã. Dentro do governo, ainda não há consenso. Quando a medida foi apresentada pela Casa Civil, o Ministério da Fazenda contestou e uma nova tabela chegou a ser feita pela Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT), que acabou não vingando.

Ontem, o ministro da Fazenda, Eduardo Guardia, reafirmou que o tabelamento do frete poderá ser prejudicial aos caminhoneiros, porque vai verticalizar a atividade nas empresas, reduzindo a demanda por frete. “Pode prejudicar aqueles que seriam beneficiados. Nós não temos como revogar a lei da oferta e da demanda por decreto. Mas acho que existe entre os caminhoneiros uma percepção maior de que a tabela do frete pode ser negativa para a própria atividade”, comentou.

A Advocacia-Geral da União (AGU) defendeu a medida e afirmou que o princípio da livre concorrência não é ferido, porque ele deve ser compreendido em análise conjunta com um trecho da Constituição segundo o qual, quando o poder econômico é exercido de maneira “antissocial”, cabe ao Estado intervir para coibir o abuso. Procurada, a ANTT não comentou. A decisão está nas mãos do STF.

Preço cai devagar no Plano

Os postos do Plano Piloto ainda resistem a uma diminuição mais intensa do preço da gasolina. A maioria, apesar de ter reduzido os valores, manteve o litro acima dos R\$ 4,50, com variações, muitas vezes de apenas R\$ 0,01. Ontem, entrou em vigor mais uma diminuição do preço do combustível nas distribuidoras, a gasolina passou de R\$ 1,9178 para R\$ 1,8941. Pesquisa do Correio em 30 estabelecimentos mostra que o litro, em média, é vendido nas asas Norte e Sul por R\$ 4,55, enquanto que na EPTG chega a R\$ 4,19.

Para a sócia da área de defesa da concorrência do L.O. Baptista Advogados Patrícia Agra, a diferença de preço de acordo com a região da cidade tem a ver com a renda média das pessoas que frequentam os estabelecimentos. “A EPTG recebe um consumidor, teoricamente, com menor renda. O fornecedor colocará o preço que o consumidor estiver disposto a pagar”, explicou. Ela afirma que isso é um fenômeno atrelado à oferta e demanda, quando a necessidade do consumidor pelo produto nomeia o preço do mesmo. “Ela cobra mais caro

porque o consumidor está disposto a pagar um pouco mais caro para abastecer ali”, informou.

Patrícia também explicou que ocorre uma diferença de custo para manter um estabelecimento no Plano Piloto e na EPTG. Segundo ela, por ser mais caro ter um posto na Asa Norte do que em Águas Claras, esse custo pode ser repassado ao preço do produto. Mesmo assim, ela explica que a demanda tem mais peso na hora de estabelecer o valor do combustível do que a variação de tributação e de custo de local para local.

Para a enfermeira Ivia Nara Anibal, 28 anos, ainda vale a pena abastecer na Asa Norte. Segundo ela, por mais que seja um pouco mais caro do que na EPTG, compensa se fidelizar aos postos. “Eu sempre junto meus pontos para economizar aos pouquinhos”, disse. Ela explica que, desde que começou a usar o cartão de crédito, começou a ver a diferença que essas promoções podem fazer na hora de abastecer.

Riqueza do subsolo

O governo atualizou os estudos de uma área de mais de 36 mil quilômetros quadrados e apresenta, hoje, informações detalhadas da geologia de uma das regiões mais ricas em minérios do país. A cargo do Serviço Geológico do Brasil (CPRM), a pesquisa resultou em 12 mapas das cidades de Unaí, Paracatu, Vazante e Patos de Minas, entre outros municípios do noroeste de Minas Gerais e sudeste de Goiás.

O trabalho aponta a grande diversidade e quantidade de bens minerais, como ouro, diamante, zinco, cobre, potássio, fosfato, água mineral, areia, argila e calcário. Também foram encontrados bário, cascalho, cádmio, ferro, flúor, pirita, quartzo, titânio e turfa. De acordo com Júlio Murilo Martino Pinho, gerente de infraestrutura geológica da CPRM, o objetivo é disponibilizar informações que estavam dispersas, na mão de poucas empresas. “Agora ficarão disponíveis ao público e podem atrair investimentos”, explicou.

Como o trabalho anterior era de 1970, a atualização vai ajudar na tomada de decisões de pesquisa mineral, ocupação do solo para atividades agrícolas e industriais e planejamento urbano e ambiental. “Já existem minas naquela área, mas cada empresa conhece a sua mina. Nós consolidamos o mapa integrado, com a descrição dos depósitos minerais”, disse. Além de metais preciosos, como ouro, e diamantes, a área tem fosfato, zinco, potássio, argila, calcário. “São insumos para construção civil e agricultura”, acrescentou. (SK)

Mercado s/a

Copa 1: No legado da infraestrutura, o Brasil também perdeu por 7 a 1. Em tempos de Copa do Mundo, nunca é demais lembrar o legado do Mundial realizado quatro anos atrás, no Brasil. Legado? Não é bem assim. No quesito infraestrutura, os brasileiros sofreram outro 7 a 1. Até agora, 50 obras viárias prometidas para o evento não foram concluídas, como o alargamento de avenidas, construção de corredores de ônibus e estações de trem e metrô. Em Cuiabá, a falta de zelo com o dinheiro público é escandalosa: o VLT, que deveria estar pronto em 2013 (um ano antes da Copa, portanto) já consumiu R\$ 1 bilhão e até agora apenas 30% da obra foi concluída. Em Salvador, a ampliação do aeroporto não saiu. Novos estádios, como a Arena das Dunas (foto), em Natal, e a Arena Amazônia, em Manaus, estão às moscas. Ou melhor, foram entregues aos mosquitos, tornando-se campo fértil para a proliferação dos transmissores de dengue e zika. No Rio, a situação das obras para a Olimpíada de 2016 não é muito diferente. O Brasil perdeu duas grandes oportunidades – e paga por isso até hoje.

Rubens Menin é o primeiro brasileiro a receber prêmio internacional da EY. Poucos empresários brasileiros podem se orgulhar de receber reconhecimento internacional. Presidente do Conselho da MRV Engenharia, o mineiro Rubens Menin é um deles. Menin faturou o World Entrepreneur of the Year, prêmio promovido pela EY (Ernst & Young) para homenagear empreendedores que se destacaram no ambiente de negócios de seus países. É a primeira vez que um profissional da América do Sul é eleito entre os destaques do ano. O evento, realizado em Mônaco, reuniu empresários de 46 países.

“Eu não vim a este mundo para trabalhar. Não quero morrer no escritório, quero morrer na praia”

Jack Ma, fundador do e-commerce chinês Alibaba e dono de uma fortuna estimada em US\$ 27,6 bilhões

Multicoisas oferece desconto a franqueados

A varejista Multicoisas, especializada em utilidades domésticas, está disposta a multiplicar a rede a qualquer custo. Por ordem do CEO Fabian Magalhães, a empresa vai oferecer, entre 19 de junho e 6 de julho, 100% de desconto na taxa de franquia para novos investidores. O abatimento chega a R\$ 75 mil. Com isso, a companhia espera abrir 25 lojas, que se somarão às atuais 206. Segundo a empresa, o faturamento médio por estabelecimento é de R\$ 515 mil anuais.

US\$ 44,1 bilhões

é quanto movimentará o mercado legal de apostas on-line, segundo a consultoria Research and Markets. Para a Copa do Mundo, os sites que oferecem esse tipo de produto viram a demanda aumentar mais de 500%

Rapidinhas

» A japonesa Toyota, maior montadora do planeta, aumentará seus investimentos para incentivar a velha conhecida carona. Depois de pagar US\$ 1 bilhão pela Grab Holdings, empresa de compartilhamento de carros em Cingapura, cogita fazer o mesmo em países europeus e na América Latina, lançando suas próprias empresas ou adquirindo concorrentes.

» O Sebrae nacional criou um selo, denominado Arte, que será concedido por órgãos de saúde dos estados para produtores artesanais de alimentos. Segundo a entidade, a nova regulamentação desburocratiza a inspeção sanitária e facilita a fiscalização de produtos de origem animal, como pescados, leite, ovos, mel e cera de abelhas.

» Não é só o real que está ladeira abaixo entre as moedas dos países emergentes. Nos últimos dois meses, a cotação do peso argentino frente ao dólar despencou quase 30%. Nas últimas semanas, o mercado refez as projeções para o PIB do país em 2018. A estimativa agora é alta de 1,5%. No início do ano, era de 3%.

» A retomada é lenta, mas nem tudo está perdido. Segundo o Instituto de Estudos para o Desenvolvimento Industrial (Iedi), a produção de itens de alta tecnologia cresceu 13% no primeiro trimestre diante de igual período de 2017. Ótima notícia: alta tecnologia, afinal, significa inovação.

VEÍCULO: Correio Braziliense

Seção: Negócios

Autor:

Título: Leilão de distribuidoras pode arrecadar pouco

São Paulo – A decisão do governo de aprovar o leilão de seis distribuidoras de energia da Eletrobras, anunciada na última sexta-feira, pode ter sido tomada em um momento nada favorável e influenciar negativamente no preço que se pretende obter com a venda das companhias. A avaliação dos economistas é de

que, apesar de a venda ser necessária, perdeu-se o melhor momento. Agora, além do agravamento da crise política, o país passa por dificuldades em sua agenda econômica, especialmente na questão cambial.

A apresentação das propostas junto à B3 está agendada para 26 de julho, mas pode sofrer mudanças, caso o governo não consiga uma série de aprovações para cumprir os trâmites legais. O edital já está disponível no BNDES. Segundo o edital de licitação, juntas as empresas acumulam prejuízo de R\$ 15,436 bilhões em cinco anos até 2016. Serão vendidas as distribuidoras Amazonas Energia (AM), Ceron (RO), Ceal (AL), Boa Vista Energia (RR) e Eletroacre (AC).

Favorável às privatizações, Sérgio Vale, economista da MB Associados, avalia que o governo terá problemas ao optar por fazer a venda no meio do que ele chama de ‘turbulência’ cambial e política. “Com poucos interessados, o leilão pode ‘micar’”, avalia. A decisão, segundo ele, deveria ter sido tomada antes. “Agora o país está quase parado e o grau de incertezas é muito grande. O resultado pode ser muito aquém do que se poderia obter sob outras condições”, explica.

O edital prevê que poderão participar do leilão empresas nacionais e estrangeiras, instituições financeiras, fundos de investimento em participações (FIPs), além de entidade de previdência complementar – por meio de consórcio ou individualmente. O valor mínimo determinado pelo BNDES é de R\$ 50 mil, já que a Eletrobras, presidida por Wilson Ferreira Junior, terá de elevar o capital social das distribuidoras para tornar o processo viável.

Estatizantes

Segundo o economista da MB Associados, além da crise política e das dificuldades na economia, os investidores podem ter receio de participar do leilão das distribuidoras por causa do atual cenário pré-eleitoral. Ele lembra que dois dos candidatos com mais intenções de voto nas pesquisas, Jair Bolsonaro e Ciro Gomes, são estatizantes. Com isso, há o temor de que o processo de privatização da Eletrobras não avance no novo governo e de que seja adotada uma política intervencionista na companhia. “Esse já é um setor escaldado com medidas de governos anteriores e pode ficar receoso de entrar mais pesadamente sem saber o que vai acontecer. Esses leilões deveriam ter acontecido antes”, acrescenta Vale.

Assim como Vale, André Perfeito, economista-chefe da Spinellii Corretora, também avalia que o cenário eleitoral poderá pesar negativamente na decisão dos investidores por arrematar as distribuidoras. “Ciro Gomes já disse que é contra a venda da Eletrobras. Já Bolsonaro e Marina Silva são duas pessoas sem muita capacidade de articulação política. Fica difícil imaginar que eles consigam aprovar o leilão da Eletrobras”, afirma.

Perfeito avalia que este não seja um bom momento para o leilão das distribuidoras. “O Brasil está muito malvisto e com tudo que está acontecendo é de se esperar que as empresas sejam vendidas por um valor baixo. O governo vai vender um patrimônio público de graça e só tomou essa decisão agora para criar factoides, diante de tantos problemas, como o câmbio, para ganhar tempo”, critica o economista.

Apesar de acreditar que o momento não é o melhor para o leilão, o economista da Órama, Alexandre Espírito Santo, diz que esse pode ser um sinal que o governo dá ao mercado de que não está inerte. “O governo está acuado por uma série de fatores, como a pressão cambial. Diante disso, é preciso buscar o que é menos ruim para o momento.”, explica.

O economista da Órama acha difícil que o leilão consiga atingir bons resultados financeiros para os cofres públicos. “Não são ativos extremamente atraentes porque se trata de empresas que demandam investimentos pesadíssimos. Racionalmente, quem decidir botar dinheiro no negócio vai ter de encontrar um desconto bem alto”, diz Espírito Santo.

Roberto Padovani, economista-chefe do Banco Votorantim, também acredita que a decisão de leiloar as distribuidoras agora foi a melhor para o momento. “Um momento ideal talvez não chegue nunca. O governo precisa fazer a agenda caminhar, independentemente do desafio fiscal enorme que tem nas mãos”, afirma. Para ele, esse tipo de negócio tem como característica atrair investimentos de longo prazo, por isso pode ser que os problemas políticos e econômicos tenham um peso menor na equação.

O ativo mais atraente, segundo Paulo Cunha, consultor da FGV Energia, é a da Ceal, de Alagoas, que tem um negócio mais estruturado em relação às outras distribuidoras. Para o especialista, o interesse dos investidores vai depender muito da modelagem para o setor que for aprovada no Congresso Nacional. “Mas esses ativos, de uma forma geral, têm como atrativo o potencial de melhoria, que é muito grande. Com habilidade e expertise é possível melhorar bastante o desempenho dessas empresas”, diz.

No negócio de distribuição de energia, que no Brasil passa por processo de consolidação, depende da proximidade entre as operações para aumentar os ganhos com escala. Com a falta de ativos disponíveis, uma alternativa para as operadoras desse setor é justamente crescer e melhorar resultados por meio de aquisições, explica o consultor da FGV Energia.

Por outro lado, no caso das distribuidoras da Eletrobras, os investidores precisarão ter fôlego financeiro para reequipar as operações, montar equipes e

renegociar dívidas com o objetivo de melhorar o desempenho. “Por isso, esse deve ser o tipo de ativo que fará mais sentido para quem já atua no segmento, não para investidores”, afirma Cunha.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Rodrigo Polito

Título: Venda de distribuidoras do Norte depende de PL

O conselho de administração da Eletrobras tem acompanhado com atenção o trâmite no Congresso do Projeto de Lei 10.332, que equaciona pendências das distribuidoras da companhia, principalmente dívidas, como aquela com a Petrobras, pela aquisição de combustível para geração térmica no Norte. A aprovação do PL torna factível a definição para o valor - simbólico - de R\$ 50 mil para cada uma das empresas, no leilão delas, previsto para 26 de julho, na B3. Segundo uma fonte, sem a aprovação do PL, as quatro distribuidoras da Eletrobras no Norte - Amazonas Energia (AM), Ceron (RO), Eletroacre (AC) e Boa Vista Energia (RR) - não alcançam esse valor.

Conforme antecipado pelo Valor PRO, serviço de informações em tempo real do Valor, a preocupação do conselho é com o prazo estipulado de 31 de julho para que as empresas sejam privatizadas. Caso contrário, a indicação atual da holding é a de liquidar essas distribuidoras.

O Ministério de Minas e Energia publicou na última semana portaria adiando o prazo de prestação de serviço pela Eletrobras nas distribuidoras até o fim do ano. Mas ainda é preciso um aval da própria estatal para isso, evitando a liquidação. Embora seja uma questão decidida por assembleia de acionistas, o conselho não pretende dar indicação para a postergação do prazo, caso o PL não seja aprovado no Congresso a tempo do leilão.

"Sem isso [aprovação do PL], é impossível [leiloar as quatro distribuidoras do Norte em 26 de julho] e a opção de liquidação se torna real", disse a fonte ao Valor. Juntas, as quatro distribuidoras acumulam prejuízo de R\$ 13 bilhões entre 2012 e 2016 e dívidas de R\$ 30 bilhões, sendo R\$ 9,4 bilhões com vencimento nos próximos 12 meses. Além delas, estão previstas para serem privatizadas as distribuidoras Ceal (AL) e Cepisa (PI).

Na última semana, o presidente da Câmara, Rodrigo Maia (DEM-RJ), disse que pretendia colocar o PL em votação nesta terça-feira.

O PL também é fundamental para a conclusão da desverticalização (segregação dos ativos de geração dos de distribuição) da Amazonas Energia, outra fase essencial para a privatização. A desverticalização ainda esbarra em uma dívida que, atualizada, chega a R\$ 3,4 bilhões com a Petrobras, segundo documento ao qual o Valor teve acesso.

Segundo fontes, o PL cria condições para que essa dívida possa ser paga com uso de recursos de fundos setoriais. Sem a alteração legal, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) não pode dar uma solução no âmbito regulatório. E, sem isso, a elétrica não pode concluir a transferência da dívida da Amazonas Energia com a Petrobras para a Amazonas Geração e Transmissão.

Outra pendência, segundo uma fonte, é a assinatura do aditivo do contrato de gás pelos órgãos de governança da Cigás, estatal amazonense que opera na distribuição de gás natural no Amazonas.

Eletrobras e Petrobras chegaram a acordo para repactuar R\$ 17 bilhões em dívidas, mas não houve convergência entre as duas a respeito dos R\$ 3,4 bilhões restantes. O edital de privatização das distribuidoras, publicado semana passada pelo BNDES, prevê que o leilão da Amazonas Energia só acontecerá após um despacho ou ato equivalente da Aneel concluindo a desverticalização da empresa. Se isso não acontecer até 18 de julho, véspera da data limite para entrega das propostas dos concorrentes, a comissão de licitação deve emitir comunicado sobre o adiamento do leilão da empresa. Venda de distribuidoras do Norte depende de PL

O conselho de administração da Eletrobras tem acompanhado com atenção o trâmite no Congresso do Projeto de Lei 10.332, que equaciona pendências das distribuidoras da companhia, principalmente dívidas, como aquela com a Petrobras, pela aquisição de combustível para geração térmica no Norte. A aprovação do PL torna factível a definição para o valor - simbólico - de R\$ 50 mil para cada uma das empresas, no leilão delas, previsto para 26 de julho, na B3. Segundo uma fonte, sem a aprovação do PL, as quatro distribuidoras da Eletrobras no Norte - Amazonas Energia (AM), Ceron (RO), Eletroacre (AC) e Boa Vista Energia (RR) - não alcançam esse valor.

Conforme antecipado pelo Valor PRO, serviço de informações em tempo real do Valor, a preocupação do conselho é com o prazo estipulado de 31 de julho para que as empresas sejam privatizadas. Caso contrário, a indicação atual da holding é a de liquidar essas distribuidoras.

O Ministério de Minas e Energia publicou na última semana portaria adiando o prazo de prestação de serviço pela Eletrobras nas distribuidoras até o fim do

ano. Mas ainda é preciso um aval da própria estatal para isso, evitando a liquidação. Embora seja uma questão decidida por assembleia de acionistas, o conselho não pretende dar indicação para a postergação do prazo, caso o PL não seja aprovado no Congresso a tempo do leilão.

"Sem isso [aprovação do PL], é impossível [leiloar as quatro distribuidoras do Norte em 26 de julho] e a opção de liquidação se torna real", disse a fonte ao Valor. Juntas, as quatro distribuidoras acumulam prejuízo de R\$ 13 bilhões entre 2012 e 2016 e dívidas de R\$ 30 bilhões, sendo R\$ 9,4 bilhões com vencimento nos próximos 12 meses. Além delas, estão previstas para serem privatizadas as distribuidoras Ceal (AL) e Cepisa (PI).

Na última semana, o presidente da Câmara, Rodrigo Maia (DEM-RJ), disse que pretendia colocar o PL em votação nesta terça -feira.

O PL também é fundamental para a conclusão da desverticalização (segregação dos ativos de geração dos de distribuição) da Amazonas Energia, outra fase essencial para a privatização. A desverticalização ainda esbarra em uma dívida que, atualizada, chega a R\$ 3,4 bilhões com a Petrobras, segundo documento ao qual o Valor teve acesso.

Segundo fontes, o PL cria condições para que essa dívida possa ser paga com uso de recursos de fundos setoriais. Sem a alteração legal, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) não pode dar uma solução no âmbito regulatório. E, sem isso, a elétrica não pode concluir a transferência da dívida da Amazonas Energia com a Petrobras para a Amazonas Geração e Transmissão.

Outra pendência, segundo uma fonte, é a assinatura do aditivo do contrato de gás pelos órgãos de governança da Cigás, estatal amazonense que opera na distribuição de gás natural no Amazonas.

Eletrobras e Petrobras chegaram a acordo para repactuar R\$ 17 bilhões em dívidas, mas não houve convergência entre as duas a respeito dos R\$ 3,4 bilhões restantes. O edital de privatização das distribuidoras, publicado semana passada pelo BNDES, prevê que o leilão da Amazonas Energia só acontecerá após um despacho ou ato equivalente da Aneel concluindo a desverticalização da empresa. Se isso não acontecer até 18 de julho, véspera da data limite para entrega das propostas dos concorrentes, a comissão de licitação deve emitir comunicado sobre o adiamento do leilão da empresa.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Cláudia Schüffner e Rodrigo Polito**Título: Perda de validade da MP deixa o setor elétrico envolto em questões pendentes**

O setor elétrico ainda acumula problemas não resolvidos depois da derrubada da polêmica Medida Provisória 814, que perdeu a validade levando junto com emendas que eram consideradas urgentes para o setor. Com isso, entre os problemas que continuam sem solução no curto prazo estão o que resolvia o risco hidrológico das geradoras (GSF), que já acumula conta de R\$ 6,2 bilhões; a permissão para repasse do aumento do gás para térmicas inscritas no Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) e a autorização para a Eletronuclear aumentar o preço da energia da usina Angra 3.

A solução prevista na MP 814 era um aumento da tarifa de Angra 3 de R\$ 240 por megawatt-hora (MWh) para algo em torno de R\$ 400/MWh, de modo a retomar a viabilidade econômico-financeira do empreendimento.

O movimento no setor tem se mantido frenético. Associações tentam pegar "carona" em algumas propostas já em andamento no Congresso, mas enfrentam dificuldades, já que essas MPs viraram guarda-chuva para dezenas de propostas, nem todas tão urgentes. Enquanto isso, a Eletronuclear e a Enel fazem cálculos para mostrar o custo da não geração dessas usinas para o consumidor brasileiro, enquanto se tenta soluções regulatórias que destravem alguns dos problemas.

A Eletronuclear negocia com a Caixa Econômica Federal adiar o pagamento dos juros sobre o financiamento. Integrantes do grupo de trabalho criado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) para estudar um modelo que corrija a tarifa da usina de Angra 3 devem se reunir em Brasília na próxima semana com representantes dos ministérios da Fazenda e do Planejamento para discutir o assunto.

Embora a resolução do CNPE que formaliza a criação do grupo de trabalho ainda não tenha sido publicada, o grupo já se encontrou nesta semana com integrantes dos ministérios de Minas e Energia (MME). Além da pasta, compõem o grupo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a Eletronuclear, braço de geração de energia nuclear da Eletrobras. A principal alternativa em estudo é a publicação de uma portaria do MME, permitindo o reajuste tarifário, após o aval do CNPE.

Com a correção da tarifa, a Eletronuclear pode fechar uma parceria com um sócio estrangeiro para concluir a obra da usina. A ideia é que o sócio aporte os R\$ 17 bilhões necessários para terminar o empreendimento, em troca de uma

participação minoritária no projeto, com a operação continuando com a Eletronuclear. O índice de conclusão da obra é de 67%.

A Eletronuclear negocia com a Caixa um adiamento do início da cobrança dos juros do financiamento de R\$ 3 bilhões para a construção da usina. A cobrança dos juros, em parcelas mensais de R\$ 26 milhões, está prevista para começar no próximo mês. A ideia da geradora é postergar o pagamento em dois anos.

A Eletronuclear calcula que se Angra 3 já tivesse sido concluída e gerando 1.405 MW o consumidor brasileiro teria economizado R\$ 900 milhões com a conta de energia em 2017. O valor considera os R\$ 5,9 bilhões que foram pagos pela geração de térmicas. Com mais uma usina nuclear gerando, a conta seria de R\$ 5 bilhões. Leonam Guimarães, presidente da Eletronuclear, lembra que 2017 não foi um ano ruim" do ponto de vista hídrico e afirma que o resultado seria pior se a conta fosse feita comparando o acionamento de térmicas mais caras em 2015.

Ele também criticou o cálculo da Aneel que apurou custo adicional de R\$ 1 bilhão por ano com o aumento da tarifa. "É um sofisma porque esse é um valor anual que ninguém está pagando. E se não mudar o valor ninguém vai pagar porque a usina não será construída. Sem o reajuste será usada uma térmica de outra natureza lá na frente", disse Guimarães ao **Valor**.

Outra empresa com problemas é a italiana Enel, que briga com a Petrobras na Justiça para continuar recebendo gás com preço subsidiado para a TermoFortaleza. A usina é um dos ativos da empresa no Ceará, onde ela também controla a distribuidora local. A empresa tem contrato com a Petrobras que prevê o suprimento até 2023 mas a estatal quer revisar o preço do combustível e a térmica foi desligada no dia 27 de fevereiro mas recentemente a Enel conseguiu derrubar uma liminar obtida pela estatal. Com a MP 814 a italiana tentava uma solução legal que permita pagar mais caro pelo gás transferindo a diferença para os consumidores, por meio de um aumento da tarifa.

"Estamos buscando junto ao governo e ao legislativo uma solução para as térmicas incluídas no PPT, de forma a garantir a segurança jurídica dos contratos. Não é sustentável no longo prazo a gestão de um negócio baseada em liminares", disse Carlo Zorzoli em nota ao **Valor**.

O executivo enfatiza ainda que é necessária medida estrutural para as térmicas "para que compromissos firmados em programas de investimento da própria União sejam mantidos, em benefício do ambiente de investimentos e dos consumidores brasileiros". A Enel calcula que quando a TermoFortaleza não gera energia isso custa R\$ 1 milhão por dia para o consumidor entre 28 de

fevereiro e o final de maio. A projeção da Enel é que o custo adicional para o consumidor será de R\$ 500 milhões em 2018.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Rodrigo Polito

Título: Consumo de energia trava após greve dos caminhoneiros

O consumo de energia no Brasil no início de junho ainda não retornou ao nível do período pré-greva dos caminhoneiros, ocorrida nas últimas semanas de maio. Dados preliminares da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) indicam que o consumo de energia no país de 1º a 12 de junho alcançou 57.143 megawatts (MW) médios. O volume é 6,25% inferior ao observado na primeira quinzena de maio, 60.959 MW médios.

O desempenho da demanda no setor elétrico nas primeiras semanas de junho corrobora o cenário evidenciado em reportagem publicada ontem pelo Valor, que informou que a retomada da atividade econômica depois do fim da paralisação dos caminhoneiros, está mais lenta que o previsto.

Considerando apenas o mercado livre de energia, que engloba basicamente o consumo das indústrias, nos primeiros dias de junho, o consumo foi de 17.075 MW médios. O volume é 7,76% inferior ante a primeira quinzena de maio (18.512 MW Médios).

Na comparação anual, o consumo de energia total no país de 1º a 12 de junho foi 3,2% menor em relação a igual período de 2017. Na mesma comparação, a queda de consumo apenas no mercado livre foi de 3,6%.

De acordo com a CCEE, nas duas última semanas de maio, quando ocorreu a greve, o consumo de energia dos principais setores industriais do país caiu 2,4%. Os segmentos que sentiram os maiores efeitos da greve foram o alimentício (queda de 39,5% do consumo de energia no período), bebidas (-31%), veículos (-28,6%), manufaturados diversos (-24,2%), madeira, papel e celulose (-22,7%) e de minerais não metálicos (-21,6%).

Segundo a CCEE, ao analisar o período anterior ao de maior impacto da paralisação, entre 1º e 22 de maio, os mesmos segmentos apresentaram alta no consumo de energia: alimentícios (1,5%), bebidas (7%), veículos (5,7%), manufaturados diversos (3,3%), madeira, papel e celulose (6,4%) e minerais não

metálicos (4,7%), "o que confirma o impacto significativo da greve no desempenho da indústria no último mês", informou a câmara, em nota.

De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a carga (consumo mais perdas) no sistema brasileiro em maio totalizou 64 mil MW médios, com alta de apenas 0,1% ante igual período de 2017 e queda de 5,1% em relação a abril.

"O comportamento da carga do SIN [Sistema Interligado Nacional], que vinha apresentando sinais de crescimento em decorrência da retomada da economia, teve seu desempenho impactado pelo cenário do mercado externo e pelas incertezas econômicas e políticas. Além disso, os efeitos na economia, relativos à greve dos caminhoneiros nas últimas duas semanas de maio também influenciaram o desempenho da carga no mês", informou o operador, em boletim sobre a carga de maio.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Opinião

Autor:

Título: Distribuidoras da Eletrobras testarão interesse estrangeiro

Saiu o edital de privatização de seis distribuidoras de energia da Eletrobras, localizadas no Norte e Nordeste. Com operações no Acre, Alagoas, Amazonas, Piauí, Rondônia e Roraima, as empresas têm leilão marcado para o fim de julho. Os investidores que vencerem a disputa precisarão assumir cerca de R\$ 35,3 bilhões em dívidas, dos quais R\$ 10,9 bilhões vencem em até 12 meses, e R\$ 24,4 bilhões a longo prazo, informou o BNDES, que desenhou a operação.

Além de se livrar do passivo, o governo conta com que os novos concessionários façam R\$ 2,4 bilhões em investimentos imediatos, recursos que não dispõem e são necessários para reestruturação das empresas, expansão da rede de distribuição, melhoria da qualidade dos serviços prestados à população, expansão de empreendimentos existentes ou abertura de novos negócios. A venda das distribuidoras é considerada como primeira etapa para a privatização da própria Eletrobras, cuja venda é necessária pelos mesmos motivos das distribuidoras, mas considerada cada vez mais improvável neste ano pela dificuldade política em ser aprovada.

Já a venda das seis distribuidoras tem mais chances de sucesso. A aposta vem da constatação do forte interesse do investidor estrangeiro pela atuação na área de energia no Brasil. Exemplo disso é a chinesa State Grid, que chegou ao

Brasil em 2010 e já fez diversas aquisições na transmissão de energia. A empresa inaugurou o primeiro linha de Belo Monte, com pouco mais de 2 mil quilômetros de extensão, que leva energia da hidrelétrica de Belo Monte, no rio Xingu (PA) para a região Sudeste, terminando em São Paulo. É responsável também pelo segundo linha, que atravessa cinco Estados, até o Rio, empreendimento, que pertence integralmente à empresa e demandará investimentos de cerca de R\$ 10 bilhões. O interesse pelo país foi confirmado pela recente compra do controle da CPFL.

Outra área da energia que tem atraído forte interesse do capital estrangeiro é a exploração do petróleo do pré-sal, como ficou demonstrado na 4ª Rodada realizada no início do mês. Nada menos que 27 empresas investiram R\$ 21,1 bilhões na aquisição de ativos nos cinco leilões ocorridos nos últimos nove meses, sendo três do pré-sal e dois de concessões. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) estima em R\$ 3,5 bilhões os investimentos mínimos na exploração das 68 áreas leiloadas desde 2017. Com a oferta de concessões com potencial de produção avaliado entre os maiores do mundo, os leilões atraíram as gigantes do setor, como a ExxonMobil, que pagou R\$ 6,7 bilhões por 20 blocos. Também participaram a britânica BP, a americana Chevron e a árabe Qatar Petroleum (QPI), além da espanhola Repsol e da portuguesa Petrogal. Chamou a atenção a entrada de novatas no mercado como é o caso da americana Murphy Oil e da alemã Wintershall. A anglo-holandesa Shell, ao lado da norueguesa Equinor (ex-Statoil), foi a única empresa que arrematou, como operadora, uma área leiloadada sob o regime de partilha do pré-sal, além da Petrobras.

Mas é a investida chinesa que chama a atenção. Apenas em 2017, a China investiu US\$ 20,9 bilhões no Brasil, maior valor já registrado desde 2010, de acordo com o Ministério do Planejamento. Foi o segundo país que mais adquiriu companhias brasileiras em 2017 em volume de investimentos, com R\$ 12,2 bilhões, e o terceiro em número de empresas, com 12 transações, segundo dados do relatório anual Transactional Track Record (TTR). No primeiro bimestre deste ano foram divulgados três projetos de investimentos chineses no Brasil. Dois tiveram os valores divulgados, totalizando US\$ 349 milhões.

A recente onda de investimento chinês no Brasil faz parte da forte ação de investimento do país na América Latina, canalizada inicialmente para a Venezuela, cujo colapso levou Pequim a buscar a diversificação. Não só a energia é alvo, como também automóveis e até o segmento financeiro. Mas, totalizando perto de US\$ 50 bilhões, a geração e a transmissão de energia elétrica, a extração de minerais, de petróleo e de gás são a maior parte do investimento direto chinês no Brasil. A existência de um mercado de consumo amplo sempre foi um dos principais atrativos do Brasil, potencializado mais recentemente pela queda da inflação e dos juros. A dúvida é se serão

suficientes para superar a onda de turbulência recente nos mercados financeiros e as incertezas com as próximas eleições, mesmo quando o alvo são investimentos de longo prazo como a produção e distribuição de energia.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Opinião

Autor: Fábio Klein

Título: Petróleo deve fortalecer as receitas estaduais

A recente greve dos caminhoneiros explicitou a economia política do petróleo e os conflitos distributivos nela presentes. Tributos sobre combustíveis pesam no preço final ao consumidor, mas geram receitas relevantes, principalmente para os Estados, o que talvez explique a dificuldade dos governadores em acompanhar o governo federal - que reduziu as alíquotas de tributos federais - e também reduzir as alíquotas do ICMS incidentes sobre o diesel. As perspectivas positivas para a produção nacional e para o preço internacional de petróleo em 2018 e 2019, ainda que resultem em choques de custos para alguns setores (no caso da alta dos preços), devem impulsionar a arrecadação dos Estados e prover algum alívio na dramática situação fiscal em que muitos deles se encontram. A distribuição de royalties do petróleo, altamente relacionada à preço e produção e definida na Lei 12.734/12, garante certa repartição dos ganhos de exploração e produção da commodity entre União, Estados e municípios, mas mantém os ganhos concentrados nos Estados produtores.

Nesse sentido, apesar de todos os Estados se beneficiarem das boas perspectivas para preço e produção neste e no próximo ano, os Estados produtores, como Rio de Janeiro, Espírito Santo, São Paulo, Rio Grande do Norte, Bahia, dentre outros menores, beneficiam-se mais.

Para este ano, projetamos preço médio do barril tipo Brent em US\$ 71,4 (+31,2%) e produção de 1 bilhão de barris (+4,9%). Já em 2019 prevemos preço médio do Brent em US\$ 69,8 (-2,2%) e produção de 1,151 bilhão de barris (+14,7%). Estimativas econométricas baseadas num painel de dados no período 2004 a 2016 apontam que a alta dos preços e da produção tem efeitos diretos e indiretos sobre as receitas estaduais.

Primeiramente, existe uma relação direta entre o preço, a produção de petróleo e a arrecadação de royalties. Nossas estimativas indicam que uma alta de 1% no preço do Brent gera impacto direto de 1,35% nas receitas de royalties. Tal efeito é complementado por alta adicional de 0,4% nos royalties para um dado aumento de 1% na produção (já contemplando o efeito preço sobre a

produção). Com base nessas estimativas, projetamos royalties de R\$ 12 bilhões (+44,9%) em 2018 e R\$ 12,4 bilhões (+2,7%) em 2019.

Em segundo lugar, existe uma relação indireta entre o preço de petróleo e a arrecadação de ICMS. Tal efeito ocorre por meio do impacto positivo que a alta dos preços do petróleo produz sobre a atividade econômica do Estado, muito provavelmente refletindo um efeito-renda. Para capturarmos esse efeito, realizamos uma análise de painel em dois estágios, utilizando a PMC ampliada como proxy da atividade econômica (considerada como variável endógena e não diretamente relacionada ao petróleo) e o preço do petróleo como variável exógena instrumental.

A natureza volátil das receitas impede seu uso como instrumento principal de um ajuste fiscal estrutural

Além dessas, incluímos variáveis de produção de petróleo. Pelas estimativas, uma alta de 1% nos preços de petróleo leva a uma alta de 0,45% na PMC (primeiro estágio), que, por sua vez, leva a uma alta de 0,58% sobre o ICMS (segundo estágio). Tendo por base a arrecadação total de R\$ 441 bilhões de ICMS em 2017 e os efeitos indiretos acima mencionados, além das nossas projeções para a PMC em 2018 (+4,7%) e 2019 (+3,9%), a alta adicional de ICMS decorrente do efeito-renda produzido pelos preços de petróleo no comércio ampliado em 2018 e 2019 deve ser de, respectivamente, R\$ 13,7 bilhões e R\$ 10,2 bilhões (a preços de 2017).

Estados produtores em frágil situação fiscal terão a oportunidade de aproveitar o bom momento do setor de petróleo para aliviar a pressão sobre suas finanças. O Rio de Janeiro, por exemplo, maior produtor nacional de petróleo, responsável por pouco mais de 71,5% da produção total e beneficiado por 71,8% das receitas de royalties no período 2010 a 2016, encontra-se na última posição do pilar de solidez fiscal do Ranking de Competitividade dos Estados (<http://www.rankingdecompetitividade.org.br/>).

Além do mais, de acordo com o Monitoramento Fiscal de Estados e Municípios da Tendências, que avalia a saúde fiscal e financeira dos entes a partir de uma nota ponderada de 0 (pior) a 10 (melhor) com base em 6 indicadores fiscais e financeiros, o Rio de Janeiro obtém nota 0,09, equivalente a uma situação de default. Mas as perspectivas positivas de preço e produção de petróleo devem fazer com que o Rio de Janeiro receba algo como R\$ 8,6 bilhões e R\$ 8,9 bilhões em royalties neste e no próximo ano. Trata-se de um montante relevante, superior, por exemplo, ao déficit primário de R\$ 6,2 bilhões observado em 2017.

Situação similar pode ser descrita para o Rio Grande do Norte, quarto maior produtor nacional, responsável por 2,6% da produção total e da distribuição de

royalties no mesmo período, mas que obteve a 18ª posição no pilar fiscal do Ranking de Competitividade, além de nota 3,9 no Monitoramento Fiscal de Estados e Municípios, equivalente a uma situação fiscal muito fraca. Com base nas perspectivas para o petróleo deste e do próximo ano, o Estado potiguar deve receber, respectivamente, algo em torno de R\$ 312 milhões e R\$ 322 milhões em royalties, montante que pode ser considerado razoável se comparado ao déficit primário de R\$ 422 milhões de 2017.

Os dados sugerem que a situação fiscal dos Estados deve ser aliviada neste e no próximo ano em função das perspectivas positivas de preço e produção de petróleo. De fato, tal efeito já pôde ser observado em 2017, quando a combinação de alta de preço (23,5%) e produção (4,2%) do petróleo resultou em arrecadação estimada de R\$ 8,3 bilhões (+28,2%) nos royalties distribuídos aos Estados, gerando ganho extra de quase R\$ 2 bilhões na comparação com o ano anterior.

Além destes efeitos diretos, tais altas devem ter gerado potenciais efeitos indiretos sobre o ICMS, cujo crescimento real de 4,1% em 2017 foi bem superior ao crescimento de 1% do PIB brasileiro. As receitas geradas direta ou indiretamente pela alta do petróleo devem ajudar muitos Estados a recompor seu caixa e fazerem frente às suas obrigações mais urgentes. Porém, sua natureza volátil e pontual impede que sejam usadas como instrumento principal de um ajuste fiscal estrutural nos governos regionais, uma vez que este passa pela reestruturação e revisão dos gastos obrigatórios, que, em muitos casos, consomem mais de 80% do orçamento.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Especial

Autor: Assis Moreira

Título: Opep precisa elevar produção para conter o preço do petróleo

Às vésperas da reunião da Organização de Países Exportadores de Petróleo (Opep), o diretor-executivo da Agência Internacional de Energia (AIE), Fatih Birol, sinaliza em entrevista ao Valor a necessidade de países produtores aumentarem a produção para evitar novas altas do preço do barril.

Na reunião desta sexta-feira e sábado em Viena, o cartel da Opep discutirá se mantém seu acordo de redução de produção até o fim de 2018, num cenário de queda de produção prolongada na Venezuela e de perspectiva de queda também no Irã por conta das novas sanções americanas ao país.

Dados divulgados ontem pela consultoria Vortexa apontam que as exportações de petróleo do Irã caíram para 2,15 milhões de barris/dia na primeira quinzena de junho, de 2,76 milhões de barris/dia nos meses de abril e maio. Essa queda reflete a decisão do presidente americano Donald Trump de retirar os EUA do acordo nuclear do Irã e retomar as sanções.

"Se as exportações desses países caírem drasticamente, será necessário que outros produtores preencham a lacuna se quisermos evitar a possibilidade de os preços subirem abruptamente", afirma Fatih Birol. Ele diz ter recebido da Arábia Saudita garantia de que Riad quer um mercado estável.

O atual acordo da Opep entrou em vigor há 18 meses para estabilizar o preço do barril, numa situação bem diferente da atual. A demanda agora é mais robusta e deve continuar a crescer em 2019 com a solidez da economia mundial, pelas projeções da AIE.

A avaliação entre analistas é que a Arábia Saudita aceita aumentar as cotas de produção, assim como a Rússia, que não é membro da Opep. Mas considera-se que os países mais pobres da Opep preferem manter a atual tendência de alta dos preços.

Ontem, ao desembarcar a Viena para a reunião do cartel, o ministro de petróleo do Equador, Carlos Perez, disse que a Opep vai discutir um aumento na produção de 1,5 milhão de barris/dia.

Na semana passada, Trump fez críticas à Opep. "Os preços do petróleo estão muito elevados e é ainda a Opep que está na manobra. Nada bom", tuitou ele.

Nos mercados internacionais, os preços do petróleo fecharam em alta ontem, recuperando parte das acentuadas perdas sofridas na sexta-feira, depois que a China ameaçou sobretaxar as importações da commodity dos EUA. Depois de cair 3,3% na sexta-feira, ontem o petróleo Brent subiu 2,6% e fechou a US\$ 75,34 por barril.

Na entrevista ao Valor, Fatih Birol, economista de 60 anos, nascido na Turquia e que está à frente da AIE desde 2015, mostra-se entusiasmado com o papel do Brasil no mercado internacional de petróleo. Diz que o país é um ganhador e que o pré-sal é hoje um dos recursos mais atrativos no segmento.

Valor: *O preço do petróleo aumentou mais de 75% desde junho de 2017. O barril a US\$ 100 é o novo limite para a commodity?*

Fatih Birol: Como chefe da AIE, não posso comentar publicamente sobre níveis de preços futuros do petróleo. Mas o que eu posso dizer é que preços mais

elevados estão prejudicando os consumidores hoje e podem atingir os produtores no longo prazo.

Valor: *Quais as razões para essa alta? O que pesa mais: fundamentos ou geopolítica?*

Birol: Os preços subiram devido à robusta demanda por petróleo e ao sólido cumprimento por parte dos países [da Opep] do acordo de Viena [com a Rússia] sobre cortes na produção de petróleo. Isso contribuiu para que os estoques de petróleo caíssem abaixo da média de cinco anos. Preocupações geopolíticas, incluindo a situação da Venezuela, sempre tiveram um papel na formação de preços, mas é impossível definir com precisão o 'prêmio' da geopolítica no preço do petróleo.

Valor: *A Venezuela é o maior risco para o mercado de petróleo nas próximas semanas ou meses?*

Birol: As perspectivas para 2018 e 2019 serão fortemente influenciadas pelo contínuo declínio da produção petrolífera venezuelana e pelo possível impacto das sanções contra o Irã. Se as exportações desses países caírem drasticamente, será necessário que outros produtores preencham a lacuna, se quisermos evitar a possibilidade de os preços subirem abruptamente.

"Licitações mostram que o pré-sal brasileiro está entre os recursos petrolíferos mais atraentes do mundo"

Valor: *A que ponto pode ser a queda de produção da Venezuela? Estão corretas as estimativas de que o país está produzindo menos de 1,5 milhão de barris/dia?*

Birol: Em maio, estimamos que a produção de petróleo da Venezuela foi de 1,36 milhão de barris/dia, uma queda de 1 milhão de barris/dia em dois anos. Não podemos saber exatamente quanto mais a produção irá diminuir, mas não seria surpreendente se fosse várias centenas de milhares de barris por dia abaixo do nível atual no final do ano.

Valor: *O petróleo de xisto nos EUA poderia compensar essa perda da Venezuela nos mercados?*

Birol: A produção de petróleo bruto dos EUA crescerá fortemente em 2018 e 2019, em 1,3 milhão de barris/dia e em 0,9 milhão de barris/dia, respectivamente. Embora essa oferta crescente seja claramente bem-vinda, é improvável que os EUA possam compensar as perdas vindas da Venezuela e do Irã.

Valor: *O sr. acha que a Arábia Saudita tem uma meta de preço ou deixará o petróleo subir o máximo possível?*

Birol: A Arábia Saudita tem repetidamente tranquilizado o mercado, e o seu ministro da Energia, Khalid al-Falih, assegurou-me pessoalmente, que o país deseja ver mercados de petróleo estáveis e que reconhece o perigo de preços ainda maiores.

Valor: *Como o sr. vê o impacto do aumento dos preços do petróleo para os projetos de exploração em águas profundas do Brasil? O Brasil é um vencedor? E por quê?*

Birol: O Brasil já é um vencedor quando se trata do setor de petróleo, e eu suspeito que o país também possa ser um vencedor na Copa do Mundo da Fifa na Rússia. A produção de petróleo do Brasil crescerá fortemente neste ano e no próximo. Em 2018 a produção crescerá em 100 mil barris/dia e esperamos uma forte aceleração no próximo ano, de 390 mil barris/dia. Depois dos EUA, o Brasil fará a maior contribuição para o crescimento da produção não-Opep nos próximos anos. As recentes rodadas de licitações bem sucedidas consolidaram ainda mais a visão de que o pré-sal brasileiro está entre os recursos petrolíferos mais atraentes do mundo, apontando para um potencial de crescimento contínuo no médio e longo prazo.

Valor: *Em quanto o crescimento da demanda será afetado? Ou a economia mundial hoje depende menos do petróleo?*

Birol: A demanda por petróleo continuará a crescer por muitos anos, liderada por países em desenvolvimento cujas populações estão se tornando mais ricas ano após ano. Muitos fatores podem afetar o futuro da demanda por petróleo, incluindo melhorias tecnológicas e desenvolvimento de políticas. Mas, mesmo depois de a demanda de petróleo chegar ao pico, ela permanecerá em níveis elevados por algum tempo.

Valor: *O que esperar das empresas que haviam se acostumado aos baixos custos de energia nos últimos quatro anos?*

Birol: A AIE vem enfatizando a importância da eficiência energética há muito tempo, já que é o 'primeiro combustível' que devemos utilizar antes de qualquer outro. É claro que um período de preços mais altos criará incentivos renovados para que consumidores e empresas aproveitem essa oportunidade.

Fico contente que o Brasil esteja tomando medidas para melhorar sua eficiência energética. Atualmente, estamos apoiando o trabalho em andamento do governo brasileiro para desenvolver um plano de dez anos para a eficiência energética e, nesse processo, estamos aprendendo com as experiências que o

Brasil fez com seus próprios programas de eficiência. Essa é exatamente a relação win-win [onde todas as partes têm ganhos] que queremos ter com o Brasil.

Valor: *Com o petróleo mais caro, veremos crescimento maior da demanda por veículos elétricos?*

Birol: Em 2017, as vendas globais de veículos elétricos aumentaram 54% e ultrapassaram 1 milhão pela primeira vez, levando a um estoque global de 3 milhões. No entanto, os veículos elétricos ainda são apenas 0,3% da frota de carros hoje. Sustentar uma taxa de crescimento tão alta será difícil à medida que os números de estoque absoluto aumentam. Um apoio político consistente e generalizado é, portanto, essencial. Os preços mais altos do petróleo também proporcionam maiores incentivos para os veículos elétricos.

Valor: *Como está a relação entre a AIE e o Brasil?*

Birol: Em outubro de 2017, fiquei extremamente orgulhoso em receber o Brasil na AIE como membro associado. Com o Brasil, a família da AIE responde agora por mais de 70% do consumo total de energia do mundo, em comparação com menos de 40% apenas dois anos atrás. Além dos nossos 30 membros efetivos, os sete países associados da AIE são Brasil, China, Índia, Indonésia, Marrocos, Cingapura e Tailândia.

A AIE valoriza esse relacionamento aprofundado com o Brasil, dada sua crescente importância na energia mundial, bem como sua experiência e especialização no campo energético, desde a bioenergia até a tecnologia em águas profundas.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: André Ramalho

Título: Petrobras pede menos royalty em campo maduro

Com uma série de campos maduros em negociação, a Petrobras está pleiteando à Agência Nacional de Petróleo (ANP) a ampliação da abrangência da regulamentação dos projetos de revitalização de ativos em fase de declínio da produção. A estatal vive a expectativa em torno da publicação da resolução que reduz as alíquotas de royalties para investimentos na recuperação de áreas maduras.

A medida pode trazer impactos diretos sobre a precificação dos ativos terrestres e em águas rasas à venda pela companhia. A ANP propõe reduzir as alíquotas de royalties para projetos de revitalização de campos maduros, dos atuais 10% para 7,5% a 5%, a depender dos ganhos de produção obtidos. Pela proposta, o benefício é válido somente para a produção incremental gerada pelos investimentos em revitalização. A Petrobras, porém, defende que as alíquotas sejam reduzidas sobre todo o volume de produção do campo.

"Com a redução apenas sobre a produção incremental, pouquíssimos projetos mudarão a sua condição de inviabilidade econômica", alegou a estatal, em contribuição enviada à ANP.

A PetroRio, que se especializou em campos maduros depois que adquiriu o ativo de Polvo (Bacia de Campos), também sugeriu ampliar os benefícios da regulamentação. A companhia, que solicitou a redução das alíquotas para o projeto de revitalização de Polvo e é uma das candidatas potenciais aos campos em águas rasas colocados à venda pela Petrobras, defende mudança nos critérios de classificação dos campos maduros e, conseqüentemente, daqueles habilitados à redução dos royalties.

Segundo a ANP, um campo maduro é aquele que produz há 25 anos ou mais ou aquele cuja produção acumulada já tenha consumido, pelo menos, 70% das reservas provadas. A PetroRio defende, contudo, que esse percentual seja reduzido para 50%.

Secretário-executivo de exploração e produção do Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP), Antônio Guimarães, destaca que quanto antes os investimentos forem feitos, depois de atingido o pico, maior o retorno dos projetos de revitalização.

O IBP também defende que os compromissos assumidos pelas petroleiras, na obtenção dos benefícios, sejam menores. A ANP defende que, para obter a redução da alíquota dos royalties para 5%, os projetos de revitalização em campos de grande produção devem aumentar em 50%, no mínimo, a curva de produção do ativo.

"Esse valor é muito alto para um campo maduro. Numa área em fase de declínio, um incremento de 20% já representa um desafio técnico grande", argumenta.

Guimarães, contudo, vê na regulamentação da ANP um avanço. "A proposta da ANP já mexe positivamente com o 'valuation' dos ativos da Petrobras", avalia.

Na administração pública, a proposta da ANP divide opiniões. O prefeito de Macaé, Aluizio dos Santos Júnior (MDB), é um dos principais entusiastas, porque

acredita que a indústria de bens e serviços instalada no município será beneficiada pela recuperação dos investimentos na Bacia de Campos. Outros municípios do Norte Fluminense, como Campos dos Goytacazes e Quissamã, por sua vez, não possuem uma indústria de serviços forte e preferiram adotar um tom mais cauteloso desde o início do debate.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresa

Autor: André Ramalho

Título: Cinco grupos avaliam refinarias da Petrobras

Ao menos cinco empresas já manifestaram interesse pelas refinarias colocadas à venda pela Petrobras. Segundo a estatal, esse é o número de companhias que já assinaram acordos de confidencialidade para avaliar os ativos de refino incluídos no programa de desinvestimentos da petroleira.

Ao todo, a Petrobras colocou à venda 60% de participação em quatro refinarias com infraestrutura associada (como terminais e dutos). Os ativos estão divididos em dois polos regionais: um no Sul, que concentra a Refap (RS) e a Repar (PE), e um no Nordeste, que inclui a Rlam (BA) e a Rnest (PE).

O prazo original para que os interessados assinassem os termos de confidencialidade para obtenção dos dados das refinarias venceu ontem, mas a estatal decidiu postergar a data até o dia 2 de julho, mais duas semanas, de forma a elevar a competitividade do processo de desinvestimento.

O programa de venda das refinarias da Petrobras foi divulgado em abril e sofreu seu primeiro revés no mês seguinte, quando o governo federal anunciou uma subvenção nos preços do diesel, para conter a greve dos caminhoneiros. No mercado, os subsídios soaram mal, como um sinal de intervenção. As ações da petroleira despencaram na bolsa e, em meio à crise de abastecimento no país, o então presidente da estatal, Pedro Parente, renunciou.

Neste mês, a Agência Nacional de Petróleo (ANP) abriu uma tomada pública para debater a periodicidade de reajuste dos preços dos combustíveis. Para o professor do Grupo de Economia da Energia, da Universidade Federal do Rio de Janeiro (GEE/UFRJ), Edmar Almeida, os próximos meses serão cruciais para que o governo consiga reverter o desgaste com o mercado e encontre uma solução para criar um ambiente de negócios favorável à atração de investimentos no refino.

"O momento é crítico, todo o setor aguarda as definições sobre a política de preços dos combustíveis. Enquanto não houver uma definição clara quanto a implementação e funcionamento dessa política, é difícil viabilizar operações desse tipo [de venda das refinarias]", afirma Almeida.

O economista argumenta que a reestruturação do mercado de refino passa pela promoção da competição no setor, mas que a escolha de subsidiar os combustíveis, a partir da imposição de preços abaixo do mercado internacional, é totalmente incompatível com o desenvolvimento dessa concorrência.

Almeida acredita, no entanto, que seja possível buscar uma política de preços para disciplinar o monopólio da Petrobras, durante a transição para a abertura do mercado. "Mas se trata de uma equação muito complexa", afirma.

O professor defende que a política precisa ser transparente e evitar a volatilidade diária dos preços, ao mesmo tempo em que não crie distorções competitivas entre a Petrobras e os concorrentes, nem mais subsídios. Na avaliação de Almeida, uma política de preços desse tipo irá requerer uma concomitante revisão da política tributária do setor.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresa

Autor: Camila Maia

Título: Governo enfrenta desafios no setor elétrico

A caducidade da Medida Provisória (MP) 814, no início de junho, e a dificuldade em emplacar um projeto de lei que viabilize a venda das distribuidoras da Eletrobras, ilustram o cenário difícil em que o governo se encontra no setor elétrico. Um ano atrás, a equipe do Ministério de Minas e Energia (MME), que tinha prestígio e a confiança do mercado, trabalhava intensamente na reforma do setor, sob a liderança do então ministro Fernando Coelho Filho. O projeto culminou no lançamento da consulta pública (CP) 33, em julho. Em agosto, foi divulgado o plano de privatização da Eletrobras.

O clima era de euforia com as mudanças. Um dos principais pontos propostos pelo governo era o fim do sistema de cotas de garantia física e potência, criado em 2012 por meio da fatídica MP 579, com o objetivo de baixar o preço da energia. As usinas hidrelétricas que estavam com vencimento próximo das concessões tiveram as renovações antecipadas, mas dentro do regime criado, que pagaria apenas uma receita pela operação e manutenção dos ativos.

Ainda que a intenção fosse de reduzir as tarifas, estas acabaram tendo uma alta explosiva nos anos seguintes. Além da seca severa enfrentada nos últimos anos, os preços também subiram como reflexo da desconstrução involuntária das distribuidoras e também pelo custo bilionário do déficit de geração das hidrelétricas (GSF, na sigla em inglês).

Entre outras questões, a CP 33, associada à privatização da Eletrobras, acabaria com esse regime, ideia muito bem recebida pelos investidores e agentes do mercado. A consulta, porém, não se tornou um projeto de lei, como esperado na época, e o plano de vender a gigante estatal de energia acabou também não avançando, devido a rejeição do tema no Congresso.

Isso aumentou ainda mais a importância da MP 814, que, além de permitir a venda das distribuidoras, traria uma solução para o problema do GSF, que se arrasta desde 2015. A MP acabou deixando mais problemas sem respostas.

Agora, o desafio da atual equipe energética do governo é tentar solucionar ao menos a venda das distribuidoras da Eletrobras. Sem a MP 814, a solução encontrada foi lançar um novo projeto de lei, que tramitaria em regime de urgência. Até o momento, a iniciativa não conseguiu avançar, justamente por haver inúmeros pedidos de emendas. Associações e agentes do setor elétrico insistem em resolver as pendências por meio do instrumento legal, sendo que a principal delas é referente ao GSF.

Depois de um pico de R\$ 29,23 em fevereiro deste ano, as ações preferenciais classe B (PNBs) da Eletrobras já acumulam desvalorização de 34,27% neste ano. Ontem, registraram queda de 0,07%, a R\$ 15. Os papéis ordinários, que chegaram a R\$ 24,77 em fevereiro, fecharam com queda de 0,08% ontem, a R\$ 12,99. Neste ano, a perda acumulada é de 32,73%.

MME / ASCOM .