

Ministério de Minas e Energia
Assessoria de Comunicação Social - ASCOM

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

O Estado de S. Paulo

Título: Vaguinha 4

Valor Econômico

Título: TCU intensifica análise de privatização da Eletrobrás 21

Título: Seca de 2017 deve levar a reajuste de 15% na tarifa de energia em 2018 23

Título: MME resiste à proposta de aumento de preço para retomar as obras de Angra 3 26

Sumário

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo 3

Título: A privatização da Eletrobrás 3

Título: Vaguinha

Título: Investimentos em São Paulo..... 5

VEÍCULO: Folha de S. Paulo 6

Título: A reengenharia da infraestrutura no Brasil 6

Título: Aumento de capital na Eletrobras poderá ser maior que o previsto 8

VEÍCULO: Correio Braziliense..... 9

Título: Itaipu : potencial para investir em mais projetos 9

Título: “Privatizar vai reduzir a corrupção no Brasil” 11

Título: Rotas para renovar energia..... 16

VEÍCULO: Valor Econômico 19

Título: Repetro traz dúvida para leilão da ANP 19

Título: TCU intensifica análise de privatização da Eletrobrás 21

Título: México deveria refinar mais petróleo em vez de importar, diz favorito à Presidência 22

Título: Seca de 2017 deve levar a reajuste de 15% na tarifa de energia em 2018	23
Título: MME resiste à proposta de aumento de preço para retomar as obras de Angra 3	26
Título: Chuvas decepcionam no começo do ano, mas abastecimento não corre risco	28
Título: BR quer voltar a crescer em diesel e lubrificantes.....	29
Título: Destaques	31
Título: Curtas	32
Título: Dívida de usinas deve voltar a crescer	32
VEÍCULO: Folha de S. Paulo	6
Título: A reengenharia da infraestrutura no Brasil	6
Título: Aumento de capital na Eletrobras poderá ser maior que o previsto	8
VEÍCULO: Correio Braziliense	9
Título: Itaipu : potencial para investir em mais projetos	9
Título: “Privatizar vai reduzir a corrupção no Brasil”	11
Título: Rotas para renovar energia.....	16
VEÍCULO: Valor Econômico	19
Título: Repetro traz dúvida para leilão da ANP	19
Título: TCU intensifica análise de privatização da Eletrobrás	21
Título: México deveria refinar mais petróleo em vez de importar, diz favorito à Presidência	22
Título: Seca de 2017 deve levar a reajuste de 15% na tarifa de energia em 2018	23
Título: MME resiste à proposta de aumento de preço para retomar as obras de Angra 3	26
Título: Chuvas decepcionam no começo do ano, mas abastecimento não corre risco	28
Título: BR quer voltar a crescer em diesel e lubrificantes.....	29
Título: Destaques	31
Título: Curtas	32
Título: Dívida de usinas deve voltar a crescer	32

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo**Seção:** Opinião**Autor:** Cláudio Adilson Gonçalves**Título:** A privatização da Eletrobrás

O projeto de privatização da Eletrobrás (PL 9.463/18) enfrenta pressão de todos os lados, tanto de parlamentares da oposição como da base de apoio do governo, além, como sempre ocorre em matérias desse tipo, dos chamados movimentos sociais e dos vários lobbies que representam pessoas ou grupos acostumados a mamar nas tetas do Estado grande e ineficiente, via empreguismo e outras trocas de favores.

O que impressiona é a pobreza dos argumentos levantados contra o projeto, por ignorância e/ou má-fé. As críticas voltam a repetir velhos bordões, tais como “dilapidação do patrimônio público”, “ameaças à soberania nacional” e “quem vai pagar a conta é o consumidor de energia”. Se esses críticos tivessem lido a excelente exposição de motivos que acompanha o projeto e conhecessem melhor o modelo proposto, talvez não fariam essas tolices.

Ocorre que essa turma não possui nenhum compromisso com a verdade, mas apenas com seus interesses pessoais e com ideologias ultrapassadas. Não há como falar em dilapidação de patrimônio público, entregando-o por preço barato ao setor privado, porque o modelo não se baseia em venda das ações que o governo possui na Eletrobrás.

O que haverá será o aumento do capital social da companhia, mediante subscrição pública de ações ordinárias, sem que a União acompanhe esta subscrição, o que diminuirá sua participação até o ponto de deixar de ser majoritária. Para garantir que a União passará a ter participação minoritária, este aumento de capital poderá ser acompanhado de oferta pública secundária de ações de propriedade da União, mas isso dificilmente ocorrerá, dado que o Tesouro detém hoje apenas 51% das ações ordinárias.

O valor de R\$ 12,3 bilhões que o governo estima arrecadar não virá da venda de ações, mas sim da celebração de novos contratos de concessão, por 30 anos, de usinas hidrelétricas pertencentes à União e operadas pela Eletrobrás. Essas novas concessões trocarão o regime de cotas, pelo qual as empresas controladas pela Eletrobrás são obrigadas a vender a energia gerada às distribuidoras a um preço fixado pela Aneel, por um regime em que poderão negociá-la livremente no mercado regulado ou no mercado livre.

Se de um lado podem obter melhores preços, por outro lado passam a assumir riscos, tais como o hidrológico. Não necessariamente os preços subirão para o consumidor final, pois isso dependerá da oferta e da demanda por energia. A melhora de gestão tenderá a reduzir os custos, concorrendo para a redução dos preços.

Além disso, o projeto propõe que parte do aumento de valor da Eletrobrás seja revertida à modicidade tarifária, por meio de sua destinação à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), responsável pelo custeio de vários subsídios presentes nas tarifas de energia elétrica. As questões relativas a ser um setor estratégico e de eventuais riscos à soberania nacional foram adequadamente tratadas no projeto.

A companhia será obrigada a (i) criar ação preferencial de classe especial de propriedade exclusiva da União (golden share), o que assegurará assento do governo no Conselho de Administração e poder de veto em questões como liquidação, modificação das sedes, do objeto e da denominação social da Eletrobrás e suas subsidiárias, e (ii) limitar o poder de voto dos acionistas a 10% do capital votante.

Há muitos outros méritos no projeto, mas o espaço aqui não me permite detalhar. Além disso, o competente relator, deputado José Carlos Aleluia (DEM-BA), deverá aperfeiçoá-lo ainda mais. Encerro lembrando que a Eletrobrás, sob controle estatal, tem sido um saco sem fundo, queimando recursos que poderiam ser alocados para saúde, educação, segurança, entre outros.

Por exemplo, a conceituada consultoria KPMG estimou a destruição de valor econômico, no setor energético, de mais de R\$ 90 bilhões, apenas nos últimos seis anos. Creio que esse montante subiria muito se fossem considerados os impostos que as companhias teriam pago caso fossem lucrativas.

ECONOMISTA, DIRETOR-PRESIDENTE DA MCM CONSULTORES. FOI CONSULTOR DO BANCO MUNDIAL, SUBSECRETÁRIO DO TESOURO NACIONAL E CHEFE DA ASSESSORIA ECONÔMICA DO MINISTÉRIO DA FAZENDA

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Economia

Autor: Camila Turtelli / Clarice Couto / Gustavo Porto

Título: Vaguinha

O governo brasileiro iniciou, junto à IEA Bioenergia, braço da Agência Internacional de Energia (IEA), articulação para ampliar a participação no órgão. **O diretor do Departamento de Combustíveis Renováveis do Ministério das**

Minas e Energia Miguel Ivan Lacerda, conversou recentemente com o presidente do comitê da entidade, o holandês Kees Kwant. Apresentou ao executivo detalhes da nova Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) e informou-lhe que o País buscará, no futuro, a presidência da IEA Bioenergia.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Opinião

Autor:

Título: Investimentos em São Paulo

O expressivo aumento observado nos investimentos anunciados para o Estado de São Paulo em 2017, de 133% sobre o ano anterior, é mais um indicador que confirma o vigor da retomada da atividade econômica em todo o País. Embora ainda lenta no ano passado, a recuperação já era disseminada e firme, e dados e projeções recentes indicam sua aceleração ao longo de 2018. O maior volume de investimentos em São Paulo anunciados no ano passado concentrou-se no setor de infraestrutura, o que tende a propiciar condições mais seguras para o crescimento. Seguiu-se o setor industrial, confirmando a vocação econômica do Estado.

De acordo com a Pesquisa de Investimentos Anunciados no Estado de São Paulo 2017, que acaba de ser concluída pela Fundação Sistema Estadual de Análise de Dados (Seade) – instituição vinculada à Secretaria de Planejamento do governo do Estado de São Paulo –, os investimentos somaram US\$ 18,7 bilhões no ano passado. Os resultados referem-se exclusivamente a 474 investimentos cujos valores foram informados pelas empresas. A instituição constatou que outros 365 empreendimentos foram anunciados no ano passado pelas empresas, mas não foram incluídos na pesquisa porque seus valores não foram especificados.

É possível, por isso, que o Estado tenha recebido investimentos maiores do que os informados pela pesquisa. O anúncio de um investimento não é garantia de que ele será efetivado, mas revela as expectativas da empresa em relação ao futuro de suas atividades e o grau de sua confiança na economia em geral. O montante anunciado em 2016, de US\$ 8,0 bilhões, é o menor da série de pesquisas da Fundação Seade iniciada em 1998. Esse dado confirma o que outros indicadores haviam sugerido, isto é, que a crise iniciada na segunda metade de 2014, no final do primeiro mandato da ex-presidente Dilma Rousseff, atingiu seu ponto mais agudo no ano em que ela foi afastada do cargo.

Embora a base de comparação seja baixa, a recuperação é vigorosa, pois o total de investimentos anunciados mais do que duplicou. Já se dissipava, no ano passado, o clima de incerteza e insegurança que marcou os anos anteriores e inibia os investimentos, sobretudo os de médio e longo prazos. Na

administração pública estadual, a persistência da disposição de transferir para o setor privado atividades que este pode desempenhar com maior eficiência tem propiciado investimentos expressivos em infraestrutura. Dos recursos anunciados no ano passado, 45,3% (ou US\$ 8,4 bilhões) referem-se a investimentos em infraestrutura.

Nesse setor, a pesquisa da Fundação Seade inclui alguns segmentos da indústria, como derivados de petróleo e biocombustíveis, gás e eletricidade; água, esgoto e gestão de resíduos. Também alguns serviços, como transporte, armazenagem e correio, foram incluídos no grupo denominado infraestrutura. Assim, entre os principais investimentos em infraestrutura anunciados no ano passado estão os destinados a transportes (US\$ 6,3 bilhões), energia (US\$ 1,9 bilhão) e saneamento básico (US\$ 195,4 milhões).

Quanto aos investimentos anunciados para o setor industrial, quase 75% do total de US\$ 7,2 bilhões estavam relacionados à indústria automobilística. Desses investimentos se destacam os anunciados pela montadora General Motors na modernização de sua fábrica de São Caetano do Sul, para o desenvolvimento de novos produtos e atualização de modelos já em produção. Também a Volkswagen está modernizando sua unidade de São Bernardo do Campo, com a introdução de 373 robôs.

A Toyota, de sua parte, anunciou a instalação de uma linha de montagem para a produção de um novo modelo. O único segmento em que os investimentos diminuíram no ano passado foi o de serviços, em razão do fraco desempenho do setor imobiliário. Do ponto de vista regional, a região metropolitana de São Paulo recebeu o maior volume de investimentos (US\$ 10,5 bilhões), seguindo-se, pela ordem, Campinas, Sorocaba, São José dos Campos, Bauru, São José do Rio Preto, Região Central e Santos.

VEÍCULO: Folha de S. Paulo

Seção: Mercado

Autor: Décio Amaral

Título: A reengenharia da infraestrutura no Brasil

É preciso atrair investidores privados e, para isso, é fundamental que exista um ambiente regulatório estável e com regras claras

Se quisermos que o Brasil avance, é preciso reorganizar o país na esfera pública e no âmbito privado. Afinal, precisamos gerar milhões de postos de trabalho para o enorme contingente de desempregados, sem contar os novos profissionais que chegam ao mercado.

Para isso, é fundamental valorizar investimentos em infraestrutura, que catalisam o desenvolvimento econômico e social, transformam positivamente a realidade das populações, melhoram as condições de vida, aumentam a produtividade e a geração de renda.

O investimento em infraestrutura vem caindo consideravelmente como proporção do PIB. Estima-se um nível de 1,37% para 2017, o mais baixo das últimas cinco décadas. Para modernizar a infraestrutura, seria necessário investir 4,15% do PIB por quase duas décadas.

Ocorre que, com as atuais restrições fiscais, o Brasil não conseguirá chegar a esse nível de investimento apenas com recursos públicos. É preciso atrair investidores privados e, para isso, é fundamental um ambiente regulatório estável e com regras claras.

Tivemos um pequeno avanço no ano de 2017 no que concerne a mudanças no sistema regulatório que trata de concessões. Porém, muito ainda há que se fazer para que os investidores se sintam atraídos e confiantes em investir no Brasil. O mínimo que se espera é que os riscos sejam previsíveis, quantificáveis e as regras estáveis ao longo do período da concessão.

Já temos exemplos de sucesso no setor de energia elétrica, que é muito bem regulado. Prova disso foram os últimos leilões, de 2017, dois de transmissão e dois de geração de energia, que preveem investimento de R\$ 40 bilhões, trazidos majoritariamente pelo capital privado.

Só no leilão realizado em dezembro tivemos 11 lotes de linhas de transmissão e subestações contratados.

Uma cobertura de 11 mil quilômetros e um investimento de R\$ 8,8 bilhões que atraiu dezenas de investidores nacionais e internacionais para o leilão, resultando em um deságio médio de 40,4%, que trará como benefício uma menor tarifa de energia.

Outra grande conquista foram os leilões de geração, com arremates de 88 usinas de geração de eletricidade, que agregarão mais de 4.500 MW de potência e exigirão o aporte de R\$ 18,2 bilhões em investimentos nos próximos quatro a seis anos. Os deságios somados nesses leilões serão convertidos em economia de R\$ 75,2 bilhões aos consumidores ao longo dos contratos.

Os casos de sucesso demonstram que há dinheiro para grandes obras, mas que tais recursos só estarão disponíveis para bons projetos, em setores com boa regulação, que permitam clara identificação e quantificação dos riscos. Investidores, antes de aportarem recursos nos projetos de infraestrutura, levam

em consideração receitas, custos, investimentos e lucro. Para isso, estabilidade regulatória é fundamental.

No sentido de melhorar o ambiente regulatório, um passo fundamental é a votação, pela Câmara, do projeto de lei 6621/2016, já aprovado pelo Senado, que cria um conjunto homogêneo e estável de regras para orientar a gestão e a atuação das agências reguladoras, em especial em telecomunicações, petróleo, biocombustíveis e gás natural, saúde e transportes.

É unânime entre economistas que o Brasil precisa focar em projetos de infraestrutura. Temos enorme demanda reprimida em saneamento, energia, portos, aeroportos, rodovias e ferrovias. Atuar nesses gargalos é promover crescimento significativo da economia do país.

O setor produtivo brasileiro precisa se reorganizar olhando para o futuro do país. O Brasil não vai e não pode parar. Temos que voltar a crescer, e a Camargo Corrêa Infra cumprirá seu papel de apoiar a sociedade nesta missão. Esse é o interesse de todos: trabalhadores, empregadores, governos e sociedade.

Décio Amaral

Formado em engenharia eletrônica pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica com pós-graduação em administração industrial e MBA em finanças, é presidente da Camargo Corrêa Infra; foi executivo da Vale, Souza Cruz e Itaútec-Philco

VEÍCULO: Folha de S. Paulo

Seção: Mercado

Autor: Maria Cristina Frias

Título: Aumento de capital na Eletrobras poderá ser maior que o previsto

Mercado Aberto

O aumento de capital da Eletrobrás que visa à privatização da companhia, poderá ser maior que o estimado inicialmente, em torno de R\$ 35 bilhões, e chegar a cerca de R\$ 60 bilhões, segundo pessoas próximas às negociações. Apenas uma parte desse valor, cerca de R\$ 12 bilhões (da previsão de R\$ 35 bilhões) iriam para o Tesouro Nacional. Os outros dois terços deverão ser destinados a baixar o custo da energia, reduzindo encargos, e o outro será o valor da outorga.

Fala-se em cerca de R\$ 30 bilhões, e em R\$ 60 bilhões, concorda uma pessoa que participa das discussões pelo lado do governo federal. Mas dependerá

também se incluirá a usina de Tucuruí, maior geradora de energia, lembra ele. Nesse caso, esses R\$ 12 bilhões poderiam ir para R\$ 18 bilhões, estima ele. Uma das variáveis mais importantes é se o apetite do investidor será maior ou menor que a dívida da companhia. Se não conseguir resolver o GSF (relação entre o potencial da usina para gerar energia e quanto ela realmente produz), essa demanda poderá cair porque é um fator relevante para o consumidor e a Eletrobrás. Se não for resolvido, a privatização ainda poderá sair, mas por valor menor.

A conta não está definida, mas no cenário atual, R\$ 10 bilhões para cada uma das três partes (União, estatal e consumidores) é o mais atual, opina outra pessoa que participa das conversas. A desestatização será feita por subscrição de ações ordinárias. Ao final, a União terá menos de 49,9% das ações da empresa com direito a voto, mas deterá uma “Golden share” (ação com poder de veto em questões estratégicas).

VEÍCULO: Correio Braziliense

Seção: Economia

Autor: Simone Kafruni e Ingrid Soares

Título: Itaipu : potencial para investir em mais projetos

A usina hidrelétrica Itaipu Binacional tem potencial para, em cinco anos, entrar no mercado internacional e investir em novos projetos de energia. Em 2023, quando o tratado que a criou completar 50 anos, a dívida terá sido zerada, o que representará uma receita anual livre de US\$ 2 bilhões. Além disso, terá enorme capacidade de alavancagem em dólares — sua geração de caixa é em moeda norte-americana — e poderá seguir o exemplo da China Three Gorges Corporation, responsável pela usina Três Gargantas, maior do mundo em capacidade instalada e segunda em geração de energia, atrás da própria Itaipu. Para isso, no entanto, os governos de Brasil e Paraguai precisam alinhar seus interesses, o que não será tarefa fácil, avaliam especialistas.

O diretor-geral brasileiro, Luiz Fernando Leone Vianna, explica que Itaipu é um dos primeiros casos de project finance pago pelo próprio empreendimento. “A dívida, hoje, representa 62% do orçamento da usina, cerca de US\$ 2 bilhões por ano. Em 2023, estará 100% paga”, diz. Mesmo ano em que o anexo C do tratado de Itaipu precisará de revisão, por tratar das condições comerciais do acordo, como royalties e tarifas. O anexo A é o estatuto, e o B, a descrição das instalações.

Vianna ressalta que, atualmente, Itaipu pratica a tarifa pelo custo e gasta apenas o que arrecada. “O empreendimento foi construído para não dar lucros. Como vamos acabar de pagar as dívidas, se a tarifa continuar pelo custo, pode

ser reduzida em 60%, mas, se for de mercado, temos outras opções”, destaca. O diretor-geral afirma que Itaipu não precisa se manter uma empresa de uma só usina. Pode — e deve, segundo ele — investir em outros empreendimentos. “Temos uma usina muito similar à Itaipu na China, Trhee Gorges Corp., que está investindo no mundo todo, inclusive no Brasil”, compara. Itaipu é a segunda maior em capacidade, embora, historicamente, seja a maior geradora mundial, por ter entrado em operação em 1984, enquanto a chinesa começou a gerar em 2004.

Além disso, Vianna alerta que Brasil e Paraguai precisam começar a debater as novas regras desde já. “Isso pode ser difícil, em virtude do ano eleitoral aqui. Mas a discussão não pode passar de 2019”, avisa. Isso porque, por enquanto, o Paraguai é obrigado a vender para o Brasil, em cessão, a energia que não usa. Como consome menos de 15% da sua metade, o Brasil tem disponível mais de 90% do total se considerar os seus 50% mais o excedente do parceiro. Porém, a economia do país vizinho está em expansão e um estudo paraguaio estima que, até 2029, utilizará toda sua parte.

“Há um grande desafio pela frente por conta da revisão do anexo C. O Paraguai pode não querer renovar a cessão do excedente e usar essa energia para o desenvolvimento da indústria paraguaia”, avalia Mario Menel, presidente do Fórum das Associações do Setor Elétrico (Fase). Segundo ele, o país desenvolve uma política de atração de empresas, inclusive, brasileiras. “Isso é uma dificuldade estratégica porque o Brasil vai precisar repor essa energia”, alerta.

Garantia

Em 2016, Itaipu bateu um recorde mundial com a geração de mais de 103 milhões de megawatts/hora (MW/h). No ano passado, foram 96,4 milhões de MW/h. “Se o Brasil não puder contar com boa parte disso, é bom começar o planejamento já. **O Ministério de Minas e Energia** vai ter que contratar essa energia de outro lugar ou construir novas usinas. Só 50% são garantidos”, assinala o diretor-geral da binacional, Luiz Fernando Vianna.

O Paraguai utiliza apenas três máquinas de Itaipu, as outras 17 são para garantir energia para o Brasil. “Mas existe uma taxa de cessão, que é o que Brasil paga pelo excedente do Paraguai, equivalente a US\$ 250 milhões por ano. Mais US\$ 320 milhões de pagamento de royalties”, explica. Ainda assim, Vianna afirma que a tarifa praticada, de cerca de R\$ 190 por MW/h, é competitiva e ficará mais após o pagamento da dívida. Por isso, defende a rentabilidade de Itaipu.

Para Walter Fróes, diretor da CMU Comercializadora de Energia, a primeira questão a ser debatida é o novo acordo. “A maior preocupação é definir a

partição da energia. Mas acho razoável transformar a receita em dividendos e fazer aplicação em outros projetos”, diz.

Já Alexei Vivan, presidente da Associação Brasileira das Companhias de Energia Elétrica (ABCE), espera que a quitação da dívida seja revertida em redução de tarifa. “O país tem necessidade de geração. Para rentabilizar Itaipu, será preciso mudar a lei, porque a usina foi construída para seu resultado ser direcionado à sociedade”, lembra.

“O empreendimento foi construído para não dar lucro. Como vamos acabar de pagar as dívidas, se a tarifa continuar pelo custo, pode ser reduzida em 60%, mas, se for de mercado, temos outras opções”

Luiz Fernando Leone Vianna, diretor-geral brasileiro

Memória

Solução de conflito

Assinado em Brasília em 26 de abril de 1973, o tratado para construção da usina hidrelétrica Itaipu Binacional completa 45 anos em um mês. Quando foi criado, surgiu como solução definitiva para um conflito de fronteira entre Brasil e Paraguai. O modelo de integração respeitou as assimetrias entre os países, mas dividiu a participação igualitariamente, em 50% para a Eletrobras e 50% para a Ande, estatal paraguaia. O projeto exigiu engenharia jurídica e arquitetura financeira complexas para ser viabilizado.

Responsável por 76% da energia transacionada na América do Sul, Itaipu foi 99,2% financiada, sendo que o 0,8% restante foram US\$ 100 milhões de capital próprio injetado pelos dois países. Vale lembrar que o Brasil emprestou os US\$ 50 milhões para o Paraguai entrar no negócio apenas com sua parte territorial, uma vez que a expertise também foi brasileira. Operacional desde 1984, a usina, líder mundial em produção de energia limpa, atualmente garante quase 25% do Produto Interno Bruto (PIB) paraguaio, que consome menos de 15% da metade de energia gerada e vende o resto para o Brasil.

VEÍCULO: Correio Braziliense

Seção: Economia

Autor: >> entrevista Marcos Arbaitman

Título: “Privatizar vai reduzir a corrupção no Brasil”

O empresário Marcos Arbaitman tem 79 anos e é uma dessas pessoas que encham a boca para falar do que o entusiasma. Ele se declara um apaixonado

pelo Brasil. “Enquanto outros países têm frio e neve, aqui o clima é bom o ano inteiro. O Rio de Janeiro é a cidade mais bonita do mundo e o litoral brasileiro é o mais lindo”, essas frases que ele diz parecem sair do coração. Outro tema que adora são as privatizações. Se dependesse dele, o governo federal iria se desfazer de quase todas as estatais que tem. “Empresa é para iniciativa privada”, afirma.

Advogado por formação, Arbaitman tem três companhias: uma de turismo corporativo, outra de eventos e uma terceira de tecnologia ligada ao turismo. O carro-chefe é a Maringá Turismo, uma das maiores agências de viagens corporativas do Brasil e há mais de 50 anos no mercado. Juntas, as três empresas faturaram R\$ 1,1 bilhão em 2017. Fora isso, preside o Conselho de Gestão do Turismo de São Paulo e faz parte de 21 entidades ligadas a artes.

Também ocupa cadeiras em conselhos do Metropolitan Opera House de Nova York, Museu de Arte Moderna de São Paulo, a Fundação Osesp (da Orquestra Sinfônica de São Paulo), Masp, e preside a Fundação Cultural Exército Brasileiro. “Sou encantado por arte”, diz o empresário, que se diz fã “das 29 óperas de Verdi” e das pinturas do russo Marc Chagall. Nem tudo são flores, porém.

Nesta entrevista, Arbaitman fala com preocupação sobre a crise de insegurança no Rio de Janeiro e sobre a corrupção nas esferas governamentais — dois temas que, segundo ele, precisam estar presentes no debate presidencial. “Em ano de eleições, eu, como empresário, espero apenas que o povo eleja alguém honesto. Competência vem depois.”

Como o senhor avalia a economia em 2018?

Senti nos primeiros meses um crescimento bastante importante com relação ao que tivemos nos últimos dois anos. Vários clientes nossos, que tinham reduzido gastos com viagens, eventos e tecnologia, voltaram. Há um crescimento absolutamente claro, principalmente na área de eventos. A perspectiva é a melhor possível.

Quais as projeções de aumento para cada uma das suas empresas?

A Lemontech deve crescer 22,5% neste ano, depois de um bom crescimento no ano passado. A Maringá Turismo vem de uma queda de quase 9% em 2017 e, neste ano, estimamos alta de quase 12%. E, para a Central de Eventos, está até difícil fazer uma projeção precisa, dado o número de empresas novas que assinaram contratos. Mas posso dizer que será superior a 26% em relação ao ano passado.

A que se deve essa retomada?

Primeiro, à questão cambial. Há algum tempo o dólar está na faixa de R\$ 3,30. Essa previsibilidade dá certa tranquilidade a quem viaja e a quem exporta — situação de muitos de nossos clientes. A queda dos juros também favorece a retomada. Estamos com a Selic mais baixa da história. Espero que isso permita aos bancos reduzir os juros, que hoje são absurdos.

E o cenário político?

Precisamos ter na política a tranquilidade que estamos vivendo no campo econômico. Estamos numa corda bamba no campo político. Neste ano de eleições, eu, como empresário, espero apenas que o povo eleja alguém honesto. Isso é o mais importante. Competência vem depois.

Quais os temas mais urgentes a serem debatidos nas eleições?

O interesse nacional tem que ser salvaguardado. Precisamos falar do problema da insegurança. Veja o que está havendo no Rio de Janeiro. Para o turismo brasileiro, o Rio é fundamental e precisa ser salvo. Mas o maior debate, que pode transformar o Brasil, diz respeito às privatizações e ao combate à corrupção.

Por quê?

Temos 155 estatais federais. Por que tantas? Ora, sabemos a quem muitas delas servem. A Petrobras foi transformada em cabide de empregos, pessoas foram nomeadas para arrecadar “fundos de campanha”, o que, na verdade, não passa de corrupção. Não tenho dúvidas de que, privatizando, diminuiríamos a corrupção de forma natural. O fato de o juiz Sérgio Moro ter sido eleito o Homem do Ano (prêmio concedido pela Câmara de Comércio Brasil-Estados Unidos) pelo lado brasileiro, e o prefeito de Nova York, Michael Bloomberg, pelos americanos, é sintomático. Elegemos um homem que é destaque na luta contra a corrupção. Os americanos elegeram um político que abriu mão do salário como prefeito e transformou Nova York. Mas tenho fé de que vamos eleger deputados, senadores, governadores e um presidente que querem servir e não “se servir”.

Não é um otimismo exagerado?

Fui secretário de Turismo em São Paulo. Vi que é possível ser um servidor público honesto. Acho que existem muitos brasileiros que já ganharam muito dinheiro e agora poderiam dedicar sua inteligência e capacidade para servir à população.

Quem o senhor citaria?

Alckmin, João Doria, Flavio Rocha, Luiz Felipe d'Ávila. Eles são empresários e honestos.

Muitos eleitores criticaram João Doria por ter dito que era “gestor” e não um político, e por ter descumprido a promessa feita de que iria ficar os quatro anos na prefeitura. Isso não é um sintoma da velha política?

João Doria foi um empresário de sucesso e quis prestar um trabalho público. Nessa função, não basta ser um gestor. Ele é político. Aliás, todos nós somos políticos, pelo menos quando votamos. Não é possível imaginar o Brasil sem suas instituições políticas. É errada essa imagem que se criou no Brasil de que política é algo ruim.

Mas o próprio Doria rejeitou a imagem de político.

Ao entrar num partido e se candidatar, ele se tornou um político. Ele sabe que é um político e as atitudes dele são políticas.

Ele errou, então?

Não diria que errou. Acho que ele se expressou mal. Ele quis dizer que iria lá para trabalhar, para melhorar a cidade.

O senhor preside o Conselho de Gestão do Turismo de São Paulo. As privatizações anunciadas por Doria vão sair?

A privatização do Anhembi (pavilhão de exposições) vai acontecer. Queremos valorizar o espaço e permitir que grupos nacionais e internacionais entrem com grandes investimentos e a cidade seja beneficiada. O Autódromo de Interlagos está bem encaminhado. E estamos atuando em outras frentes. O Pacaembu deve ser concessionado. Quanto ao Parque do Ibirapuera, queremos fazer algo parecido com o Central Park. A prefeitura arrecada e a iniciativa privada cuida do parque. A ideia é termos um espaço bem cuidado que não custe nada para a população.

Por que privatização é um tema tão espinhoso no Brasil?

Temos um movimento contrário muito forte. Pega a Petrobras. Parte dos funcionários ligados a sindicatos tem medo de que ela seja privatizada. Empresa privada é séria, demanda trabalho. Estatais são diferentes. Primeiro porque têm o princípio inacreditável da estabilidade. Trabalhando ou não, a pessoa tem estabilidade na função. Isso não existe. Sou favorável a desestatizações onde for

possível. Quem cuida de empresa é a iniciativa privada. Governo cuida de saúde, segurança e educação.

E por que os políticos têm medo de abordar o tema?

Porque não rende votos. Pelo contrário. Participei do governo Covas e, logo de cara, disseram para ele que não havia dinheiro para pagar salários. E que quatro estatais — Eletropaulo,

Cesp, Congas e CPFL — deviam R\$ 28 bilhões. O Covas falou: “Vamos privatizar”. No começo ele não era favorável, mas viu os benefícios que São Paulo teria com elas. Então, passou a levantar a bandeira das privatizações e foi atacado por isso. Num evento, jogaram cadeiras nas costas dele. É por isso que os políticos têm receio em falar de privatização.

Mudando de assunto: o que falta para o turismo brasileiro deslanchar?

Primeiro, é preciso tirar o foco da publicidade. O governo faz propaganda lá fora para atrair o turista. Mas, quando o New York Times coloca na capa um caso de violência no Rio de Janeiro, esse trabalho perde a eficácia. Então, antes de comunicar, é preciso investir em segurança. É preciso criar as condições para que o turista estrangeiro queira vir ao Rio, a cidade mais bonita do mundo. Ele precisa vir com a certeza de que será bem tratado, terá bons hotéis — e que vai se locomover com segurança. O general Braga Netto (responsável pela intervenção federal na segurança da capital fluminense) disse que o Rio precisa de US\$ 3 bilhões para investimentos. Eu diria que é o mínimo. Se colocar o Rio em ordem, esses US\$ 3 bi voltam em um ano. Falo do Rio, mas outras cidades também precisam receber investimentos em segurança, como Fortaleza e Recife.

Desse jeito poderemos aumentar o fluxo de estrangeiros no Brasil?

Sim. Israel, um país muito menor que o Brasil, recebe 14 milhões. A França recebe 83 milhões, a Itália, 76 milhões e a Espanha está próxima de 73 milhões. Nós estagnamos na casa dos 5 milhões. Desses, quase um milhão vem da Argentina, país vizinho. Também vale ressaltar que boa parte desse fluxo não é de turistas a lazer. Muitos vêm para trabalhar ou participar de feiras corporativas. O país com o litoral mais lindo do mundo está engatinhando no turismo.

Privatização

"Empresa privada é séria, demanda trabalho. Estatais são diferentes. Primeiro, porque têm o princípio inacreditável da estabilidade. Trabalhando ou não, a pessoa tem estabilidade na função. Isso não existe"

Eleições

"Nesse ano de eleições, eu, como empresário, espero apenas que o povo eleja alguém honesto. Isso é o mais importante. Competência vem depois"

Segurança

"O governo faz propaganda lá fora para atrair o turista. Mas quando o New York Times coloca na capa um caso de violência no Rio de Janeiro, esse trabalho perde a eficácia. Então, antes de comunicar, é preciso investir em segurança"

VEÍCULO: Correio Braziliense

Seção: Cidades

Autor: Augusto Fernandes

Título: Rotas para renovar energia

Algumas trilhas de Brasília estão sendo estudadas, desde 2016, para integrar o projeto que cria um trajeto contínuo entre os municípios goianos de Cavalcante e Cidade de Goiás — o Caminho dos Goiases. Com o auxílio de voluntários, o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio), uma das organizações que participa da iniciativa, já escolheu três locais do DF para entrar na rota.

Mais de 150km de trilhas já foram sinalizados e interligados, entre a Floresta Nacional (Flona) de Brasília, o Parque Nacional de Brasília e a Serrinha do Paranoá, no Lago Norte. Por enquanto, o foco do ICMBio é a demarcação de mais rotas para a trilha, entre Goiás e o DF. O instituto, no entanto, já pensa em um projeto apenas para Brasília.

“O Distrito Federal tem um potencial de 400 a 500km de trilhas. Com certeza, é possível interligar todas as trilhas existentes em Brasília. Ainda não temos um projeto definido, mas já estamos estudando os lugares com trechos consolidados e pesquisando onde é viável a construção de novas rotas. O intuito é conectar os quatro cantos do DF”, explica Eduardo Barroso, analista ambiental da Área de Proteção Ambiental (APA) do Planalto Central.

De acordo com o coordenador-geral de Uso Público e Negócios do ICMBio, Pedro Menezes, a proposta deve levar entre cinco e 10 anos para ficar pronta. O objetivo é aproveitar o maior número possível de unidades de conservação e áreas protegidas e privadas do DF que tenham trilhas. “Não temos tanto compromisso com prazo, porque vamos buscar os caminhos que sejam mais prazerosos para os caminhantes”, afirma.

Além disso, segundo Menezes, será preciso “bastante ajuda” para padronizar as rotas. “Nos últimos dois anos, conseguimos isso nas trilhas que estão no projeto do Caminho dos Goias graças à participação de voluntários”, reconhece. “Apenas na Flona foram mais de 100 pessoas, que trabalharam aproximadamente 4,5 mil horas.”

Conexão de paisagens

Um dos colaboradores foi o Grupo de Caminhadas Brasília. Integrante da equipe, João Carlos Machado ressalta que o cruzamento das trilhas vai proporcionar uma maior conexão de paisagens, a criação de mais corredores ecológicos e o aumento do turismo. “A população também vai poder aumentar o conhecimento sobre o meio ambiente e a própria história de Brasília. Elas se sentirão mais fixadas à própria região”, destaca.

Para o analista Eduardo Barroso, a interligação entre as trilhas candangas é também uma forma de valorização do Cerrado. “Vai criar condições para que as pessoas que fazem o bom uso dessas rotas afastem aqueles que maltratam e poluem o meio ambiente”, acredita.

A interligação, de acordo com Barroso, também vai fazer com que mais pessoas entendam a importância de combater as irregularidades e de proteger as áreas verdes. “Sem uma unidade de conservação como a Flona, por exemplo, a situação dos recursos hídricos de Brasília seria ainda pior”, compara.

Diretor da Flona de Brasília, Geraldo Pereira acredita que todas as regiões do DF podem ser beneficiadas com o projeto. “O nosso intuito é estimular que mais pessoas visitem as trilhas e vejam o quanto as áreas protegidas são importantes para o nosso bioma. Além do valor histórico e cultural, estamos promovendo atividades saudáveis. É o embrião de um projeto maior. Mais tarde, se colhemos resultados positivos, podemos replicar em outros lugares”, adianta.

“Autoestima elevada”

A notícia foi bem recebida pelos frequentadores das trilhas. “Vai ser um ganho enorme”, comemora o servidor público Demerson Rezende, 47 anos, que percorre as trilhas desde 2012. Depois de oito anos participando de corridas de rua, ele decidiu migrar para as estradas de terra. “Foi amor à primeira vista”, conta.

“Boa parte da população de Brasília conhece pouco da nossa cidade, das belezas que possuímos”, comenta Demerson. “Eu era um exemplo disso. Nasci e fui criado em Taguatinga e, antes de começar as trilhas, não conhecia esse espaço maravilhoso que é a Floresta Nacional. Não consigo mais imaginar a minha vida sem essa atividade”, diz.

Para ele, além da prática saudável, as trilhas funcionam como terapia. “Treino todos os dias, debaixo de sol ou de chuva, e sempre estou convidando mais pessoas a participar. É impossível não sair daqui com a autoestima elevada. Muitos amigos encontram nas trilhas uma fuga para os problemas. Isso tem um valor terapêutico enorme”, revela.

A também servidora pública Elane Pires, 41, classifica as trilhas como “uma oportunidade para renovar as energias”. “É uma forma de sair da rotina do trabalho, das obrigações e das preocupações para poder me conectar com o universo, com o ambiente natural. Assim, eu consigo me concentrar e lidar com os desafios da vida com mais sabedoria”, explica.

“Total mudança”

No caso de Elane, as trilhas também serviram para mudar a sua saúde. “Em 2015, eu estava com 105kg. Havia feito uma cirurgia bariátrica, mas não praticava atividade física. Não conseguia caminhar nem 500m. Quando tive conhecimento dos grupos de caminhada, fui incentivada a participar. Isso contribuiu muito para o meu condicionamento físico.” Oito meses após a cirurgia, ela começou a se aventurar nas corridas. “Isso representou uma total mudança de vida para mim.”

Elane também participa de caminhadas e corridas de rua, mas não abre mão das trilhas. “É outra energia. Temos que sentir o ambiente. Os obstáculos naturais nos obrigam a ser mais lentos e, assim, conseguimos observar um tronco, uma pedra ou um animal. Sem contar que o ambiente da natureza é envolvente e recompensador. Passamos por rios, riachos, cachoeiras e saímos renovados.”

Companheira de trilha de Elane, a servidora pública Júlia Dutra, 55, começou as caminhadas e corridas junto à natureza há três anos. Nesse tempo, ela conseguiu superar uma crise de rinite. As trilhas, contudo, a ajudaram recuperar o bom estado emocional.

“Perdi a minha mãe durante esse período e tive outros problemas. Como pilar da minha família, eu precisava de alguma coisa para me tranquilizar. Foi exatamente nas trilhas que encontrei fortalecimento. Sempre teve alguém para me fornecer apoio”, conta Júlia. “Virou uma paixão para mim.”

“Perdi a minha mãe e tive outros problemas. Foi exatamente nas trilhas que encontrei fortalecimento. Virou uma paixão para mim”

Júlia Dutra, servidora pública

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção:** Brasil**Autor:** Rodrigo Polito, André Ramalho e Juliana Schincariol | Do Rio**Título:** Repetro traz dúvida para leilão da ANP

Às vésperas da 15ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), as incertezas sobre a situação do Repetro no Rio de Janeiro podem afetar a decisão de investidores com relação ao leilão da próxima quinta-feira e à 4ª Rodada do pré-sal, marcada para junho. O Repetro é um regime fiscal especial para exportação e importação de bens destinados à exploração e produção de petróleo e gás.

No fim do ano passado, o governo federal aprovou ajustes e a extensão da validade do Repetro, de 2020 para 2040. O projeto de lei (PL) 3.660/2017, de autoria do deputado estadual André Ceciliano (PT) autoriza o Estado do Rio a aderir ao Repetro, porém apenas na etapa de exploração. De acordo com o texto, na prática, a aquisição de equipamentos na fase de desenvolvimento da produção seria tributada normalmente. O PL seria votado pelo plenário da Assembleia Legislativa do Estado do Rio de Janeiro (Alerj) na última semana, mas a pauta foi adiada.

O Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (IBP), que reúne as grandes petroleiras que atuam no país, ressaltou a importância de eliminar incertezas e reduzir insegurança jurídica do setor antes da 15ª Rodada.

"Nesse contexto, a não adesão do Estado do Rio ao convênio [Repetro] pode gerar uma insegurança adicional, que será precificada e terá potencial impacto no resultado da oferta e no apetite por blocos confrontantes com o litoral fluminense, o que pode se refletir, no futuro, em uma frustração de arrecadação para o Estado, na geração de emprego e renda, na atração de investimentos e na manutenção e instalação de fábricas e bases de apoio no Estado do Rio", informou o IBP, em nota ao **Valor**.

Cálculos da entidade indicam que o Estado e os municípios do Rio têm potencial de arrecadação de R\$ 124,2 bilhões em participações governamentais oriundas das atividades de exploração e produção de petróleo, caso o Repetro permaneça válido para o Estado. Hoje, o Rio adota o Repetro por meio de um decreto do Executivo estadual, que pode ser derrubado pelo PL que corre na Alerj.

Segundo o secretário-executivo de exploração e produção do IBP, Antonio Guimarães, caso o PL seja aprovado, ele tem potencial para reduzir a taxa de retorno dos projetos petrolíferos abaixo de 10% e torna-los inviáveis no Estado.

"O maior investimento está na fase de desenvolvimento da produção. Se não houver Repetro [no Rio de Janeiro] e outro Estado tiver [o regime especial], a plataforma pode ser construída em outro Estado", disse Guimarães, em audiência pública sobre o tema, no início do mês, na Alerj.

A indefinição sobre o Repetro no Rio tem preocupado inclusive o presidente da Petrobras, Pedro Parente. "Isso certamente modifica o resultado econômico dos projetos", disse o executivo, em coletiva de imprensa sobre os resultados da companhia em 2017. "Obviamente não é neutro [para a Petrobras], o que vai ser decidido na Assembleia [Alerj]", completou.

A Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (Firjan) também se posiciona contra o PL do deputado Ceciliano, ressaltando a importância do convênio firmado no âmbito do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), que autorizou a concessão do benefício fiscal e aduaneiro do Repetro ao Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) para operações na área de exploração e produção de petróleo e gás natural até 2040.

Questionado se as indefinições sobre a aprovação do Repetro na Alerj podem prejudicar o interesse pelos leilões petrolíferos, o diretor-geral da ANP, Décio Oddone, disse esperar que o Rio priorize a tributação "mais alta possível, mas sem ser regressiva em demasia de forma a inibir os investimentos". "É importante para o Rio ter competitividade para atrair investimentos", completou, lembrando que a produção da Bacia de Campos, no Estado do Rio, está declinando e que é importante para o Estado atrair investimentos em tecnologias de recuperação das áreas maduras.

O advogado Alexandre Herlin, do escritório Chediak Advogados, defende que, em vez de alterar o Repetro no Rio, os parlamentares fluminenses podem discutir no Congresso formas de aumentar a parcela de distribuição de royalties da produção do petróleo para o Estado.

José Andrés Lopes da Costa, também do Chediak Advogados, alerta que, diferentemente da taxa de fiscalização ambiental e de cobrança de ICMS sobre a produção petrolífera, criadas pela Alerj, mas que ultrapassavam a esfera estadual e por isso foram consideradas inconstitucionais, a assembleia tem competência para alterar o Repetro no Rio.

Já o especialista em setor petróleo Luiz Cezar Quintans, sócio do Quintans e Sesana Advogados, entende que há espaço para questionar o PL no Supremo Tribunal Federal (STF). Por isso, ele avalia que a discussão do projeto na Alerj não deve afetar a 15ª Rodada. "Se a Alerj resolver alterar o ICMS de 3% para 20%, as empresas de petróleo irão ao Supremo e não vão pagar essa conta, por

ser inconstitucional a cobrança do ICMS sobre as admissões temporárias", afirmou. A 15ª Rodada ofertará 70 blocos em sete bacias sedimentares.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Murillo Camarotto | De Brasília

Título: TCU intensifica análise de privatização da Eletrobrás

O Tribunal de Contas da União (TCU) está intensificando o acompanhamento do processo de privatização da Eletrobrás e pretende aumentar a coleta de subsídios para se manifestar sobre a operação. O secretário responsável pelo setor elétrico, Manoel Moreira de Souza, lembra que o órgão tem a obrigação de defender os interesses da União tanto como acionista da empresa quanto como poder concedente.

Sob o viés de acionista, o montante financeiro da operação é o principal foco de atenção, especialmente na necessidade de que o negócio contemple o valor estratégico da empresa no contexto do setor elétrico nacional. "Há sem dúvida um valor intangível que deve ser considerado na transação", lembrou o secretário.

No papel de poder concedente, a União deve se preocupar com os efeitos da privatização sobre a sustentabilidade do setor elétrico no curto, médio e longo prazos. Souza lembra que o efeito da saída do Estado pode ser positivo ou negativo, mas não há dúvida de que o movimento carrega "uma inércia expressiva".

Para continuar com a coleta de subsídios para sua análise sobre a privatização, o TCU promove amanhã um amplo debate sobre a operação, com autoridades e especialistas do setor elétrico.

Batizado de Diálogo Público, o evento contará com a participação dos ministros **Fernando Coelho Filho (Minas e Energia)**, Henrique Meirelles (Fazenda), Dyogo Oliveira (Planejamento) e Moreira Franco (Secretaria-Geral), além do presidente da Eletrobrás, Wilson Ferreira Filho.

Também está prevista a participação dos presidentes da Aneel (Romeu Rufino), do BNDES (Paulo Rabello de Castro) e da Fiesp (Paulo Skaf). Na última hora, o tribunal também decidiu abrir um espaço para a manifestação dos trabalhadores da Eletrobrás, que são contra a privatização.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Internacional****Autor: Marsílea Gombata | De São Paulo****Título: México deveria refinar mais petróleo em vez de importar, diz favorito à Presidência**

Favorito na disputa presidencial do México, o esquerdista Andrés Manuel López Obrador quer diminuir os investimentos em exploração e produção de petróleo para focar em refino. A ideia é dar valor agregado às exportações petroleiras do México e, eventualmente, deixar de exportar petróleo bruto. O principal argumento é que o México, que vem importando cada vez mais produtos refinados, precisa de independência energética.

"Em três anos precisamos consumir nossos próprios combustíveis, e não depender da gasolina estrangeira", disse recentemente a deputada Rocío Nahle, que trabalhou na estatal Pemex e foi apontada por López Obrador como ministra de Energia num eventual governo seu. Isso traria impacto para refinarias nos EUA, que em 2017 exportaram uma média de 1,17 milhões de barris diários de combustíveis para o México.

López Obrador, conhecido pela sigla Amlo, disse em campanha que a ideia é construir duas novas refinarias, que estariam operando em três anos. Mas Miriam Grustein, do Baker Institute, no Texas, diz que isso é impossível. "Não se constrói uma refinaria da noite para o dia. Fazer uma refinaria requer construir um sistema de transporte, o que leva mais de cinco anos", diz. "As refinarias não começariam a funcionar no próximo governo."

Segundo Grustein, uma refinaria custa entre US\$ 4 bilhões e US\$ 16 bilhões e, para construir novas, o México precisaria de mais arrecadação, que vem caindo com a queda da produção. "A ideia de Amlo de reduzir impostos da gasolina tampouco ajuda. Não vejo proposta responsável, mas demagogia."

A queda da produção de petróleo contrasta com o aumento das importações de gasolina. Há cinco anos, o México produzia 2,5 milhões de barris/dia de petróleo; em 2017, a produção caiu a 1,9 milhão de b/d. Nesse período, a importação de gasolina cresceu 44,2%, de 395,2 mil b/d para 570 mil b/d.

Em 2017, o México consumiu uma média de 797,5 mil barris diários de gasolina, mas produziu 256,9 mil e importou 570,1 mil. O Brasil, por exemplo, importou em 2017 média de 75 mil barris/diários. Com foco em refino, o que Amlo planeja é processar a matéria-prima em território mexicano para, segundo ele, gerar empregos e reduzir os preços no México. Nahle disse que exportações de refinados estão nos planos futuros.

"A ideia é dar maior valor agregado aos produtos mexicanos e autonomia ao México. Mas, para uma economia tão integrada com EUA e o mundo, falar em independência é relativo", diz Carlos Petersen, da Eurasia, ao lembrar que o México continuará importando petróleo refinado para refinar o seu próprio petróleo. Petersen diz que os planos de Amlo são um termômetro do que ele pode fazer na área econômica. "Essas medidas podem afastar investidores."

O plano de Amlo, que lidera a corrida eleitoral com 42% das intenções de voto, terá impacto no comércio com os EUA. Segundo o Departamento de Energia, em 2017 o valor das exportações de derivados de petróleo dos EUA ao México foi mais de duas vezes o valor das exportações mexicanas de petróleo para os EUA - US\$ 25,8 bilhões contra US\$ 11,1 bilhões.

E afetará empresas que distribuem e vendem gasolina e outros refinados no México, como a Tesoro (Andeavor) e a BP. Com menos importação de gasolina, os planos de expandir as operações ficam incertos. Procuradas, a Andeavor e a BP não quiseram comentar.

A última refinaria construída no México foi a Salina Cruz, em 1980. As seis refinarias que existem operaram hoje à metade da capacidade, observa Nicholas Watson, da Teneo Intelligence. Nahle disse que quer investir nessas refinarias para que operem a 95% de sua capacidade em nove meses e agreguem 600 mil b/d à capacidade de refino.

"O problema é que refinarias requerem um investimento pesado, e refinar é um negócio com pouca margem de lucro", diz Watson. "Além disso, as refinarias dos EUA são bastante competitivas, o que representa um desafio para os planos de Amlo de reduzir os preços."

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Camila Maia e Rodrigo Polito | De São Paulo e do Rio

Título: Seca de 2017 deve levar a reajuste de 15% na tarifa de energia em 2018

A seca severa enfrentada no país no ano passado será a principal responsável pelos aumentos nos preços de energia em 2018. Consultorias e especialistas ouvidos pelo **Valor** projetam um aumento de 15% nas tarifas de energia neste ano, em média, maior aumento registrado desde 2015, quando o país enfrentou o chamado "tarifaço" por conta de reajustes que estavam represados. O principal motivo não é a entrada de projetos novos de geração de energia, mas o pagamento de uma conta que ficou pendente: a do risco hidrológico. Uma parcela significativa da energia no portfólio das distribuidoras está sujeita ao déficit de geração das hidrelétricas (GSF, na sigla em inglês), e os recursos da

conta centralizadora de bandeiras tarifárias não foram suficientes para pagar isso em 2017.

As distribuidoras tiveram que arcar com esses custos, mas serão ressarcidas ao longo dos reajustes programados para este ano. Outro fator que deve elevar os preços é o aumento do orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), fundo setorial que reúne diversos custos do setor, como os gastos com combustíveis para geração de energia no Norte. A fatia da CDE paga pelos consumidores via tarifa neste ano subiu 30,8%, para R\$ 12,2 bilhões.

"O GSF foi relativamente alto, e o PLD [preço referente da energia no mercado à vista] atingiu patamares elevados no meio do ano passado, o que fez com que as distribuidoras tivessem custos. A conta centralizadora das bandeiras tarifárias, que teoricamente serviria para cobrir os custos, não foi suficiente", explicou Helder Sousa, gerente de novos negócios da TR Soluções.

Esse custo se transformou em ativo regulatório para as distribuidoras, que têm os valores ressarcidos apenas nas revisões tarifárias seguintes. Isso explica parte da alta elevada esperada para este ano. A TR Soluções trabalha com projeção média de 12% de aumento no ano.

"Sabíamos que o represamento [do custo do GSF] iria acabar afetando a tarifa no ano seguinte", disse Cristopher Vlavianos, presidente da Comerc. Enquanto as tarifas devem refletir os problemas hídricos do passado, a situação dos reservatórios das hidrelétricas não melhorou tanto neste ano, apesar de estarem em um volume acima do registrado em 2017.

Isso favorece o aumento dos preços de energia no mercado livre no segundo semestre, devido ao acionamento das termelétricas mais caras, o que deve trazer também de volta do problema do GSF. Outra questão é relacionada às bandeiras tarifárias, que devem voltar a ser acionadas dependendo do nível dos reservatórios e da situação do déficit hídrico. Segundo o Grupo de Estudos do Setor Elétrico (Gesel/UFRJ) os preços de energia no mercado à vista devem subir no segundo semestre, devido, principalmente, ao aumento da geração termelétrica.

A Climatempo prevê algumas quedas esporádicas nos preços de energia no mercado à vista em algumas semanas ao longo do ano, disse o meteorologista Alexandre Nascimento. No geral, ele trabalha com expectativa de bandeira tarifária amarela ainda no outono e bandeira vermelha, podendo alcançar o patamar 2, no fim do inverno e início da primavera.

"A tendência é que as bandeiras tarifárias fiquem em um patamar mais caro", disse Reinaldo Ribas, superintendente de gestão do Grupo Delta Energia. Ele

prevê aumento das tarifas de energia no mercado cativo de 15% a 20% ao longo deste ano. A Delta está comercializando contratos para o segundo semestre no mercado livre por cerca de R\$ 250 por megawatt-hora (MWh). "O preço subiu porque o mercado viu que os reservatórios não se recuperaram", completou Ribas.

A Thymos Energia também prevê aumento de 15% a 20% nas tarifas do mercado cativo este ano. Para João Carlos Mello, presidente da consultoria, o nível atual dos reservatórios e as projeções de chuva indicam que o GSF será, mais uma vez, elevado, o que vai arrastar o problema para 2019. Mesmo com o início de ano melhor, a Thymos projeta déficit hídrico de 30% para 2018, patamar semelhante ao do ano passado.

A estratégia de alocação maior dos contratos de venda de energia no segundo semestre pelas geradoras - devido à expectativa de aumento de preços - fez com que o problema do déficit hídrico sumisse nos primeiros meses do ano. Pelo contrário, tem havido ganhos com energia secundária, que é quando a energia efetivamente gerada é maior que a garantia física alocada pelas usinas.

Os consumidores bancam, via tarifa, toda a exposição ao GSF da energia contratada no regime de cotas de garantia física e potência, e também no caso de Itaipu.

No segundo semestre, essa energia secundária deve se transformar em déficit hídrico. As geradoras conseguem se proteger do problema, por meio da compra de energia no mercado livre. "A distribuidora não precisa fazer isso. Como o GSF é repassado ao consumidor final eventualmente, ela não faz 'hedge' para cobrir a exposição", explicou Vlavianos. O executivo, porém, tem uma projeção menos pessimista para o déficit hídrico este ano.

A alocação da energia no segundo semestre também foi identificada pela Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa (Abragel). "Vai haver muito [gasto de] GSF este ano, após os quatro primeiros meses", disse Luiz Otávio Koblitz, presidente do conselho de administração. A Abragel enviou documento ao **Ministério de Minas e Energia** sobre fatores não-gerenciáveis pelas usinas que afetam o GSF. A liminar que protegia associados da Abragel contra despesas do GSF foi derrubada pelo Supremo Tribunal Federal, e as empresas pagaram R\$ 150 milhões devido a esses custos.

Gustavo Arfux, sócio-diretor do grupo Compass, também chama a atenção para a alocação da energia. Esse efeito deve provocar um GSF mais intenso no segundo semestre, podendo influenciar na cor da bandeira tarifária - que desde o ano passado considera, em seu cálculo, o risco hidrológico. "O cenário é de alta probabilidade de bandeira vermelha de junho a novembro", disse.

O executivo, contudo, destacou que o impacto financeiro do GSF este ano pode ser menor porque provavelmente o PLD em 2018 será inferior ao observado em 2017.

Além do regime de chuvas e GSF, a consultoria GV Energy destaca o comportamento da carga e o cenário político nos cálculos para 2018. Segundo a empresa, a tendência é de que o mercado permaneça pressionado com preços médios próximos a R\$ 250/MWh a R\$ 300/MWh.

Em relação ao mercado cativo, das distribuidoras, a consultoria estima aumento médio nas tarifas de energia de 10%, sendo que algumas distribuidoras podem ultrapassar os 20% e outras apresentarem resultados negativos. "Estimamos um primeiro semestre com reajustes médio de 15% e no segundo, de 5%", informou a GV Energy, em nota. A empresa explica que as distribuidoras que passam por reajuste e revisão tarifárias no primeiro semestre ainda estão ajustando de maneira mais expressiva os custos variáveis referentes às indenizações das transmissoras e encargos setoriais.

A comercializadora Electra Energy prevê cenário melhor para 2019, mesmo com manutenção do problema do risco hidrológico. Segundo Leonardo Salvi, diretor da empresa, o ritmo de aumento do preço da energia deve diminuir no ano que vem. Um dos motivos é o fim do pagamento, pelos consumidores, dos empréstimos de R\$ 21 bilhões feitos para cobrir a desconstrução involuntária das distribuidoras em 2013 e 2014, herança relacionada à Medida Provisória (MP) 579, de 2012.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Especial

Autor: Rodrigo Polito | Do Rio

Título: MME resiste à proposta de aumento de preço para retomar as obras de Angra 3

O Ministério de Minas e Energia (MME) está reticente com relação à proposta de aumento tarifário para proporcionar a retomada das obras da usina nuclear de Angra 3, atualmente controlada pela Eletrobrás. O **Valor** apurou que, neste momento, a pasta não trabalha internamente com essa hipótese.

A proposta foi discutida na última semana, em reunião que contou com a participação do **ministro Fernando Coelho Filho**, o secretário-executivo da pasta, Paulo Pedrosa, o presidente da Eletronuclear, Leonam Guimarães, o deputado federal Júlio Lopes (PP-RJ), relator na Câmara da Medida Provisória 814/2017, que possibilita os estudos para a privatização da Eletrobrás, e representantes do BNDES, que desde outubro cobra da geradora juros do financiamento pela construção da usina nuclear.

No encontro, Lopes levou ao ministério a proposta que foi levantada no Congresso e que pode ser incluída na MP. A ideia é permitir um reajuste no contrato de energia de reserva de Angra 3, passando de R\$ 240 por megawatt-hora (MWh) para cerca de R\$ 400/MWh.

A mudança no valor é crucial para tornar o projeto rentável. Dessa forma, a Eletronuclear conseguiria firmar uma parceria com um sócio privado estrangeiro. No páreo, estão os russos da Rosatom, os chineses da CNNC e o consórcio franco-japonês EDF/Mitsubishi.

Além disso, o reajuste permitirá à Eletronuclear renegociar o financiamento para a conclusão da usina com o BNDES, que desde outubro cobra o pagamento mensal de R\$ 30 milhões de juros da dívida existente, de R\$ 6,15 bilhões.

A proposta do Congresso, porém, tem potencial para causar um impacto de R\$ 2 bilhões por ano nas tarifas do consumidor, o que desperta preocupação pelo MME.

"Essa ideia surgiu nas discussões do Congresso. Não é a linha de hoje do MME. No ministério não avançaram as propostas do aumento tarifário", disse uma fonte que participa das negociações.

Mesmo com as discussões no Congresso, a retomada das obras de Angra 3 depende basicamente de duas decisões do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A primeira seria o reajuste do valor do contrato de energia da usina e a outra seria uma reformulação do cronograma de construção da termelétrica - que desse garantia ao BNDES sobre a data em que o empreendimento entraria em operação, possibilitando assim renegociar os termos do financiamento com a Eletronuclear.

Hoje, de acordo com o Plano Decenal de Energia (PDE), Angra 3 tem previsão de entrar em operação apenas em 2026.

Na forma atual do contrato, o BNDES não pode interromper a cobrança dos juros, sob pena de ser questionado do ponto de vista de governança.

O **Valor** apurou, no entanto, que o CNPE não analisou a retomada das obras de Angra 3 na reunião da última semana. "Não está nem na pauta", disse uma fonte no dia.

Segundo outra fonte, o tema deverá ser incluído na pauta da próxima reunião, ainda sem data.

A retomada das obras de Angra 3 tem custo estimado de R\$ 17 bilhões. A usina, que terá capacidade instalada de 1.405 megawatts (MW), no litoral sul do Rio

de Janeiro, teve a construção interrompida em setembro de 2015, por causa da operação Lava-Jato e a interrupção, pela estatal, de pagamento a fornecedores do projeto.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Especial

Autor: Rodrigo Polito, Cláudia Schüffner e Camila Maia | Do Rio e de São Paulo

Título: Chuvas decepcionam no começo do ano, mas abastecimento não corre risco

O fornecimento de energia no Brasil este ano não corre risco, segundo os órgãos de planejamento energético do governo, mas a recuperação dos níveis dos reservatórios das hidrelétricas não se deu conforme o esperado ao longo do período chuvoso do ano, principalmente no Nordeste.

Os lagos das usinas do Nordeste fecharão o período chuvoso com estoque superior em relação a 2017, mas ainda em situação crítica, disse Alexandre Nascimento, meteorologista da Climatempo. Apesar da melhora nas chuvas, os reservatórios da região estão com cerca de 33% da capacidade instalada, ante 21% em março de 2017.

Segundo Carlos Caminada, diretor de inteligência e risco da comercializadora Ecom Energia, no Sudeste/Centro-Oeste, as chuvas foram em torno de 20% inferiores ao esperado, com o agravante de não ter chovido nas cabeceiras dos rios. "Vai ser difícil manter os reservatórios agora, porque as vazões vão começar a cair", disse, lembrando que o modelo de preços está muito volátil.

A expectativa do meteorologista da Climatempo é de que os reservatórios das hidrelétricas do Sudeste fechem o período úmido, ao fim de março, com nível de armazenamento médio de 45%, pouco acima do observado em igual período do ano passado.

"O país deve terminar o período chuvoso com os reservatórios com 45% da capacidade, isso não é bom, vai perpetuar o problema", disse João Carlos Mello, presidente da Thymos Energia.

O problema se agrava porque, mesmo se as chuvas do período seco do ano - maio a novembro - ficarem na média esperada, podem não haver volume suficiente para os reservatórios chegarem ao fim do ano em posição confortável.

Uma solução para favorecer a recomposição dos estoques das usinas seria o aumento do despacho das termelétricas, disse Mello. "O modelo que calcula

preços tem como foco economizar e poupar as termelétricas, mas não leva em consideração o patamar atual dos reservatórios", disse.

Não há, porém, relação do cenário hídrico com o apagão registrado tarde de quarta-feira e que afetou quase um quarto dos consumidores do país, principalmente nos estados do Norte e Nordeste. Em evento na semana passada no Rio de Janeiro, o diretor-geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico, Luiz Eduardo Barata, disse que a maior geração das termelétricas não teria evitado o problema. "Ali, no caso, não adiantaria [maior geração termelétrica]. Ali, não poderia desconectar aquele disjuntor", disse Barata, mencionando a falha do disjuntor ocorrida na subestação Xingu, no Pará.

Barata disse que a tendência é que as termelétricas sejam acionadas apenas quando houver sinal econômico que indique esta necessidade. "Vamos manter ao longo deste ano essa política de operação", acionando as térmicas "apenas como o modelo [computacional] estabelece", disse Barata, em evento sobre energia, no Rio.

O diretor acrescentou que o nível dos reservatórios do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, o principal do país, deve chegar ao fim do período seco, em novembro, em 36,7%. "Esperamos chegar ao fim do período seco em condições bem melhores do que no [em igual período do] ano passado", afirmou Barata.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: André Ramalho | Do Rio

Título: BR quer voltar a crescer em diesel e lubrificantes

Depois de perder participação de mercado nos últimos anos e ver a concorrência se movimentar, a BR Distribuidora está reposicionando seus negócios e quer voltar a ganhar participação nos segmentos de combustíveis e lubrificantes. Diretor executivo de mercado consumidor da BR, Gustavo Couto conta que a retomada do crescimento passa por novos focos comerciais na área de grandes clientes e por investimentos no aumento da capacidade de produção de lubrificantes.

Recentemente, a distribuidora criou uma unidade de negócios específica para a área de lubrificantes. A reestruturação, segundo Couto, é uma forma de a empresa se preparar para, no futuro, buscar parcerias para investimentos conjuntos no setor.

"Criamos essa estrutura de negócios independente, com autonomia para atuar. Amanhã podemos, sim, trazer sócios que agreguem valor e tecnologia. Não é algo que estamos planejando para o curto prazo, mas vejo espaço para consolidação no setor... Trazer bons sócios para a Petrobras Distribuidora é algo que faz parte da nossa estratégia", afirma o diretor de mercado consumidor, área que concentra os grandes clientes e segmentos como aviação, coque e lubrificantes e responde por 40% de todo o negócio da BR.

O executivo conta que, no próximo mês, a empresa pretende retomar as obras de modernização e ampliação da fábrica de lubrificantes de Duque de Caxias (RJ), que chegou a ser iniciada no passado, mas interrompida após estouro no orçamento. A previsão é concluir as obras em 20 meses e ampliar a capacidade instalada em 55%, para 42 milhões de litros/mês, com o objetivo de aumentar as vendas da linha Lubrax e manter a liderança de mercado nesse segmento.

"Estamos trabalhando no limite da nossa capacidade. Tenho um certo inconformismo. Onde vendo combustíveis, vendo lubrificantes. Se tenho 31% do mercado de combustíveis e tenho 22,5% de participação de mercado em lubrificantes, tenho espaço para crescer", afirmou.

Ele não comenta sobre valores envolvidos no projeto, mas defende que a decisão do investimento, de "três dígitos", é sustentada na tese de crescimento da demanda e rentabilidade do negócio de lubrificantes.

"Acreditamos num momento de retomada da economia brasileira. Vemos menores taxas de juros e inflação baixa", afirma.

Couto afirma que a fábrica atenderá prioritariamente o mercado doméstico, mas que a empresa também pretende intensificar as exportações. A expectativa é aumentar a ritmo de crescimento das vendas para o exterior para um patamar de dois dígitos por ano. O executivo vê potencial para que as exportações respondam por entre 10% e 15% da produção da fábrica.

A investida da empresa em lubrificantes se dá em meio à movimentação das concorrentes. Total, Shell e Cosan / ExxonMobil são exemplos de empresas que anunciaram, desde o ano passado, planos de intensificar suas presenças no mercado brasileiro.

"Somos líderes de mercado, respeitamos os concorrentes, mas brinco: Deixem eles brigarem pelo segundo lugar e vamos na frente, seguindo na ponta", afirmou o executivo.

Já na área de grandes consumidores, o foco é crescer de forma seletiva no fornecimento de diesel para segmentos mais rentáveis. Em 2017, a empresa

perdeu 2,4 pontos percentuais no mercado de diesel, para 31,07%. O foco da retomada do crescimento, segundo Couto, será no mercado não termelétrico.

"Não estamos satisfeitos com a fatia de mercado atual. Na área de grandes consumidores vamos voltar a crescer, em especial no diesel", afirmou.

Gustavo Couto explica que a perda de mercado recente é atribuída, em parte, à recessão econômica e à maior seletividade de atuação. A empresa tem reduzido sua participação no suprimento de termelétricas, em função de problemas de inadimplência nesse segmento.

"Saímos de setores de alto risco de crédito. Deixamos de atuar em alguns segmentos, principalmente termelétricas na região Norte. Foi uma decisão de negócios. Também, efetivamente, privilegiamos mais a rentabilidade. Apesar de perda de mercado, conseguimos melhorar nossas margens no mercado não térmico", afirmou o executivo.

Couto também comenta que a empresa está preparada para "surfar na retomada do crescimento da economia", por ter investido pesado em infraestrutura nos últimos anos. "Já temos as bases e ativos. Não precisamos investir para crescer nesse negócio", garantiu o diretor.

Segundo Couto, a empresa, que no passado era muito forte no segmento térmico, focará agora nos segmentos não térmicos, como a indústria de papel e celulose, cargas e agronegócio.

"Estamos trabalhando num plano de marketing para diferentes setores, para ter propostas e soluções diferentes para cada um desses negócios. A liderança absoluta que tínhamos no mercado térmico fez com que não tivéssemos tão focados em segmentos não térmicos. O fato é que, com a decisão de não termos mais aquela dominância [no setor termelétrico], cria a própria necessidade de retomar nossa participação de mercado, em cima de segmentos onde não tínhamos uma participação tão absoluta", afirmou.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor:

Título: Destaques

Balanço da Copel

A Copel adiou a data de publicação das demonstrações financeiras de 2017 para 2 de abril, após o fechamento do mercado. A previsão anterior era 28 de março.

A companhia justificou o atraso por conta das avaliações necessárias sobre o valor e classificação contábil de investimento realizado pela Usina Elétrica a Gás de Araucária (Uega).

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor:

Título: Curtas

Preços do petróleo

A contenção da produção na Venezuela e a expectativa de novas sanções ao Irã têm ajudado o petróleo a se recuperar, mas o excesso de oferta ainda existe e deve impedir que os preços atuais se sustentem, opina o banco alemão Commerzbank. O início do atual repique se deu depois que a Agência Internacional de Energia (AIE) divulgou previsão de demanda superando a oferta em 2018. O Commerzbank, no entanto, avalia que a agência subestima a capacidade de países fora da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opec) de crescerem mais. Para a instituição, os preços serão pressionados novamente, caindo para US\$ 60 por barril no meio do ano.

Total E&P do Brasil

A Total E&P do Brasil concluiu, nos dias 20 e 21, as primeiras operações de carregamento de petróleo nos campos de Lapa e Mero, no pré-sal da Bacia de Santos. Na primeira operação, a Total recebeu 690 mil barris de petróleo do FPSO Cidade de Caraguatatuba, no campo de Lapa, relativos a 35% de participação. Na segunda, houve recebimento de 250 mil barris de petróleo do FPSO Pioneiro de Libra, no campo de Mero, relativos à fatia de 20% no Consórcio de Libra. O consórcio de Lapa é operado por Total (35%), em parceria com Shell (30%), Repsol Sinopec (25%) e Petrobras (10%), e o de Libra, liderado por Petrobras (40%), em parceria com Total (20%), Shell (20%), CNOOC Limited (10%) e CNPC (10%), tendo a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) como gestora do Contrato de Partilha da Produção.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Agronegócios

Autor: Camila Souza Ramos | De São Paulo

Título: Dívida de usinas deve voltar a crescer

Os balanços que as usinas sucroalcooleiras apresentarão nos próximos meses referentes à safra 2017/18 deverão mostrar o fim de um curto ciclo de fôlego

financeiro do setor. Com a persistência da pressão sobre as cotações do açúcar e o aumento dos custos nas últimas temporadas, a tendência é que as usinas voltem a se alavancar, revertendo o movimento das últimas duas safras, segundo bancos e executivos do setor.

Na safra que termina este mês, as usinas ainda conseguiram se aproveitar dos preços mais remuneradores no início da temporada e fixaram suas vendas de açúcar com antecipação, escapando da queda das cotações no meio do ano passado. Já para a safra 2018/19, as empresas fixaram um volume pequeno, o que as deixa mais expostas aos preços baixos.

Pedro Fernandes, diretor de agronegócio do ItaúBBA, estima que o peso do endividamento líquido das usinas do Centro-Sul no fim desta safra será menor do que no fim de 2016/17, em R\$ 113 por tonelada de cana moída, marcando a terceira redução seguida.

Essa tendência, porém, não deve perdurar. O executivo se mostra pessimista quanto às receitas da próxima temporada, já que "o mundo continua em superávit [de oferta de açúcar] e não vemos perspectiva de aumento do preço". Para Fernandes, o mercado já considera na formação de preços que o Centro-Sul produzirá 4 milhões de toneladas a menos em 2018/19.

O executivo do ItaúBBA calcula que as cotações devam ficar entre 12 centavos de dólar a libra-peso e 14,5 centavos de dólar. Na sexta-feira, os contratos mais negociados do açúcar demerara na bolsa de Nova York fecharam em 12,57 centavos de dólar a libra-peso.

As cotações têm oscilado nesses patamares desde meados do ano passado, quando o mercado começou a absorver as informações de que a safra internacional 2017/18 (iniciada em outubro) teria superávit. E as consultorias já preveem que a safra seguinte (2018/19) também terá excedente, e com estoques mais elevados.

O problema é que os atuais níveis de preço estão abaixo do custo de produção da maioria das usinas do Centro-Sul, algo que não ocorrera nem no último ciclo de baixa do açúcar. "O preço de 13 centavos de dólar a libra-peso está muito próximo do custo caixa mesmo das usinas mais eficientes. Muitas não terão como pagar suas dívidas ou o serviço da dívida. Podemos ver uma alavancagem", afirma.

O aumento do peso do endividamento parece ser inevitável para aquelas usinas que investiram pouco na indústria e no campo nos últimos tempos, ressalta Alexandre Castelano, superintendente para clientes corporativos do Santander.

"Estas estão sujeitas a problemas e vão ter que tomar dívida", avalia. Segundo Castelano, poucas empresas hoje têm custo abaixo dos preços atuais.

Uma delas é a São Martinho. "Temos uma estrutura que, mesmo na baixa do ciclo [de preços], vamos gerar caixa. Mas para quem não tem, o primeiro impacto é a queda do Ebitda [lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização]", diz Fábio Venturelli, CEO da companhia.

O executivo observa que algumas usinas ainda têm lastro em terras, o que pode dar mais estabilidade em momentos de crise. Ainda assim, ele acredita que quem está saindo de uma situação mais frágil pode não ter fôlego para este novo ciclo de preços baixos.

A alternativa para algumas usinas poderia ser o etanol, que segue oferecendo uma remuneração maior que a do açúcar. Entretanto, Fernandes acredita que os preços do biocombustível vão cair conforme a nova safra avançar para patamar equivalente ao do açúcar (de 14,5 centavos de dólar a libra-peso). "A convergência tende a ser de o preço do etanol se aproximar do açúcar, e não o contrário", diz.

Os preços não são o único problema para as usinas. No último ciclo de preços baixos, o 2015/16, quando os contratos futuros chegaram a ser negociados por 10 centavos de dólar a libra-peso, o custo de produção também era menor. Segundo Fernandes, na época o custo era de 9 centavos de dólar a libra-peso, o que garantia alguma geração de caixa - diferentemente do horizonte para a próxima safra. "Esse é o ponto alarmante, é um cenário que não víamos nos últimos cinco anos", observa.

MME / ASCOM .