

Ministério de Minas e Energia
Assessoria de Comunicação Social – ASCOM

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

Sumário

VEÍCULO: O Globo	2
Título: Luz deve ter bandeira amarela no verão	2
VEÍCULO: O Estado de S. Paulo	3
Título: Notas	3
VEÍCULO: Correio Braziliense	3
Título: Chineses pressionam CPFL pela saída da Bolsa	3
Título: Recorde na geração de energia	4
VEÍCULO: Valor Econômico	4
Título: A saga do IPO da BR Distribuidora	4
Título: Arrecadação de tributo sobe 9,5%, com Refis e reação da economia	7
Título: Aneel prevê mais subsídios em 2018 e tarifa pode subir 2,14%	9
Título: Conta de luz deve ter bandeira amarela a partir de janeiro e durante todo o verão ..	10
Título: Reflorestamento e geração elétrica.....	11
Título: Apoio federal ao Rio e retomada do setor petrolífero ajudam a Light	13
Título: Minoritário questiona laudo da CPFL Renováveis	15
Título: EDP compra fatia da Previ na Celesc e lança OPA voluntária	17
Título: Abengoa ainda tenta reverter caducidade	18
Título: Brasil está no radar da boliviana YPFB.....	20
Título: Queda de braço por reajuste de 25% no aço.....	21
Título: Embate entre Petrobras e fundos sobre Sete Brasil	23

VEÍCULO: O Globo**Seção: Economia****Autor: Ramona Ordoñez / Manoel Ventura****Título: Luz deve ter bandeira amarela no verão**

Tarifa extra será menor, mas consumidor pagará R\$ 16 bi em subsídios.

Uma boa notícia para o bolso dos brasileiros: de janeiro a abril de 2018 deverá vigorar a bandeira tarifária amarela nas contas de luz, que cobra R\$ 2 a mais a cada 100 quilowatts/hora (KWh) de consumo. Neste mês de dezembro, está em vigor a bandeira vermelha patamar 1, que custa R\$ 3 a cada cem kWh consumidos da conta de luz. A informação foi dada ontem pelo diretor-geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Luiz Eduardo Barata, ao explicar que a redução da cobrança será possível com a melhoria do nível dos reservatórios das principais usinas hidrelétricas, graças às chuvas de verão, o que vai reduzir a necessidade da geração de energia por usinas termelétricas, que têm um custo maior: — Isso se deve às chuvas e à entrada em operação das usinas do Rio Madeira (Jirau e Santo Antônio) e de Belo Monte, no Pará, que, no período chuvoso, são excepcionais em termos de geração. De acordo com Barata, a estimativa do ONS é que, se o próximo verão for igual ao último — com poucas chuvas —, os reservatórios da Região Sudeste ficarão com nível em torno de 40% em abril. Em um cenário um pouco melhor, no entanto, os reservatórios chegarão ao fim de abril com 51% de sua capacidade.

ENEL: CONTA 18,13% MAIS CARA

Por outro lado, aproxima-se a data do reajuste das tarifas de clientes da Enel Distribuição Rio (a antiga Ampla). A conta dos clientes residenciais da empresa pode ficar 18,13% mais cara. A proposta apresentada ontem pela diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) prevê ainda aumento de 17,28% para consumidores industriais. A proposta receberá sugestões até 4 de fevereiro, enquanto a consulta pública estiver aberta. Está prevista, ainda, uma reunião no dia 18 de janeiro, em Niterói, para discutir o assunto. O percentual final será divulgado em março, data do reajuste anual da Enel.

PROGRAMAS SOCIAIS Os consumidores de energia de todo o país pagarão R\$ 16 bilhões nas contas de luz em 2018 para cobrir os custos com subsídios e programas sociais garantidos pelo governo no setor elétrico. O orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), principal fundo do setor, foi aprovado ontem pela Aneel. Em relação a 2017, quando os subsídios pagos somaram R\$ 13 bilhões, houve um aumento de 22%.

A estimativa da agência é que o custo leve a uma alta média de 2,14% nas tarifas em 2018. Esse impacto nas contas varia de acordo com as distribuidoras. A CDE é paga por todos os consumidores de energia na conta de luz. Além da alta nos subsídios, os reajustes anuais das distribuidoras de energia levam em conta outros fatores, como o uso de usinas termelétricas para cobrir a falta de chuvas nos reservatórios das hidrelétricas. O dinheiro do fundo é usado em ações como subsídio à tarifa para famílias de baixa renda, compra de combustível para gerar energia em regiões isoladas do país, programa Luz Para Todos e indenizações de concessões. Os gastos totais da CDE vão atingir R\$ 18,843 bilhões. A parte desse montante que ultrapassa as tarifas será paga com multas aplicadas pela agência e outros encargos cobrados de geradores.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Economia

Autor: Aline Bronzati / Cynthia Decloedt / Fernanda Guimarães

Título: Notas

» Demandado.

O consumo mensal de gás natural alcançou, em outubro, seu volume mais elevado em mais de dois anos, desde setembro de 2015, impulsionado pela demanda de termoeletricas, que seguiram sendo acionadas para poupar água nos reservatórios, diante do fraco volume de chuvas no País. Foram consumidos 77,2 milhões de metros cúbicos diários em outubro, equivalente a um crescimento de 18,6% na comparação mensal, segundo dados da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás) que serão divulgados hoje. Apenas as térmicas demandaram 36,7 milhões de metros cúbicos/ dia, alta de 90,4% ante outubro de 2016 e o montante mais elevado desde março de 2015.

» Competitivo.

Dentre os demais segmentos de consumo, destaque para o crescimento de 8,29% na demanda por Gás Natural Veicular (GNV), para 5,5 milhões de metros cúbico diários, reflexo, segundo a Abegás, da melhora da competitividade em relação aos combustíveis líquidos, que tiveram significativo aumento de preços após a mudança na política de preços da Petrobrás.

VEÍCULO: Correio Braziliense

Seção: Negócios

Autor: Amauri Segalla

Título: Chineses pressionam CPFL pela saída da Bolsa

Mercado S/A

Maior grupo privado do setor elétrico brasileiro, a CPFL Energia corre o risco de sair da bolsa. A controladora State Grid, gigante chinesa que ocupa a primeira posição no ranking do setor elétrico global, com faturamento de US\$ 320 bilhões, não quer a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) “chutando o calcanhar e enchendo o saco”, nas palavras de um executivo da empresa brasileira. Os 54,64% do capital da CPFL que estão com a State Grid foram comprados em janeiro de 2017 e pertenciam à Camargo Corrêa e aos fundos de pensão Previ, Fundação Cesp, Sabesp, Sistel e Petros. A pressão dos chineses pela saída do mercado acionário está causando desconforto na alta cúpula da CPFL. Há o temor (justificado, diga-se) de menor transparência na gestão e governança mais frágil. No terceiro trimestre do ano, a receita da empresa avançou 62,7%, chegando a R\$ 7,7 bilhões. O lucro líquido também cresceu: o salto foi de 45%, totalizando R\$ 390 milhões.

VEÍCULO: Correio Braziliense**Seção: Negócios****Autor: Amauri Segalla****Título: Recorde na geração de energia**

A Hidrelétrica Santo Antônio, no Rio Madeira, em Porto Velho (RO), chegou em novembro à marca de três meses consecutivos com o Índice de Disponibilidade (ID) em 100%. O ID (tempo pelo qual suas turbinas têm que estar disponíveis) estabelecido no projeto da hidrelétrica é de 99,5%. Significa que, desde setembro, ela não ficou nem um minuto sequer sem estar disponível para gerar energia para o sistema elétrico nacional. Até 30 de novembro, a Santo Antônio produziu 15 milhões de megawatts, um recorde.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Brasil****Autor: Cristiano Romero****Título: A saga do IPO da BR Distribuidora**

A abertura do capital da BR Distribuidora, estatal subsidiária da Petrobras, já pode ser considerada um milagre da história errática do capitalismo brasileiro. O IPO (sigla em inglês de oferta pública inicial de ações) foi realizado a duas semanas do fim de 2017 - quando os gestores de fundos de investimento não costumam assumir riscos capazes de macular o desempenho de suas carteiras e o pagamento de seus bônus -, em meio a uma notícia preocupante - o

adiamento da votação da reforma da Previdência para 2018, ano eleitoral - e a uma incerteza cavalgar sobre quem governará o país a partir de janeiro de 2019.

Nesta época do ano, os gestores de carteiras com bom desempenho preferem não se arriscar. IPO de empresas cuja gestão nunca foi avaliada anteriormente é um risco. O bom gestor pode comprometer parte do resultado positivo obtido ao longo do ano. Seu bônus pode encolher. É normal que o investidor, por sua vez, tenha receio de colocar dinheiro numa companhia cujo futuro, por diversas razões, é incerto. O temor aumenta se a empresa for estatal, afinal, no Brasil, com raríssimas exceções, quem manda nesse tipo de empresa são políticos.

Um dos maiores símbolos da nefasta interferência política ocorrida numa estatal é a Petrobras. Desde 2014, policiais, procuradores e juízes federais revelam que funcionários de carreira da companhia, outrora motivo de orgulho da nação, se associaram a políticos para montar o maior esquema de corrupção da história do país, quiçá do planeta. Vá explicar ao pensionista do fundo de professores do Canadá que, apesar da derrama ocorrida na Petrobras, vale a pena investir o dinheiro suado de sua aposentadoria numa subsidiária da... Petrobras!

BR tem 'upsides' para valorizar antes de ser privatizada

O sujeito tem que ser crédulo para, além de já assumir esse risco, acreditar que os parlamentares, conscientes do fato de que o Estado brasileiro quebrou e imbuídos de inarredáveis senso de urgência e sentimento patriótico, aprovarão a reforma da Previdência. O voto de confiança já foi em parte abalado porque, um dia depois de fechado o preço da ação da BR, Brasília informou que o governo decidira adiar para fevereiro a votação da reforma.

O que já era difícil ficou ainda mais complicado, afinal, conseguirá o Palácio do Planalto reunir 308 votos na Câmara dos Deputados para aprovar, em pleno ano eleitoral, a mais "impopular" das reformas? A palavra impopular entre aspas se explica pela campanha ignominiosa que vem sendo movida há meses por sindicatos de funcionários públicos - brasileiros que acham que, mesmo vivendo além de 80 anos, devem se aposentar aos 50, com vencimento integral e outros privilégios -, com ameaças de todo tipo aos parlamentares.

Com o gasto das aposentadorias tomando 57% das receitas da União e o déficit dos dois regimes - do INSS e do funcionalismo - escalando neste ano o impressionante patamar de R\$ 270 bilhões, todos sabemos que, se a reforma, que se limita a estabelecer idade mínima de aposentadoria em 62 anos para mulheres e 65 para homens, não passar, as agências de classificação de risco vão rebaixar a nota de crédito do país, elevando ainda mais os custos de financiamento tanto do governo quanto das empresas brasileiras. Sem a

reforma, as condições financeiras - além dos juros, câmbio e bolsa - vão se deteriorar, possivelmente comprometendo a já lenta recuperação da economia.

Corajoso, o investidor que aceitou tomar os dois riscos mencionados ainda vai ter que respirar fundo ao longo de 2018. Hoje, os dois candidatos que lideram as pesquisas de intenção de voto para a Presidência - Luiz Inácio Lula da Silva (PT) e Jair Bolsonaro (PSC) - não têm compromisso com a agenda reformista do atual governo e, portanto, com a inadiável liberalização pela qual a economia brasileira precisa passar para aumentar a produtividade e, assim, crescer mais, o que inclui voltar a privatizar aquilo que não se justifica mais ficar sob o manto do Estado.

É provável que Lula não possa ser candidato ou que, mesmo podendo, não o queira, e que Bolsonaro, assim que a campanha inicie, comece rapidamente a desidratar graças a um discurso beligerante que, mesmo achando entusiastas neste estranho momento da vida nacional, assusta a maioria dos brasileiros. O fato é que, como diria Roberto Carlos, grandes emoções todos vamos viver...

Mesmo nesse cenário, a diretoria da Petrobras conseguiu vender 33% do capital da BR, colocando-a no Novo Mercado, o melhor em termos de governança da bolsa. O preço da ação saiu pelo menor valor do espectro projetado justamente por causa dos motivos mencionados. O IPO não foi um passeio no parque.

A operação foi proposta inicialmente no último trimestre de 2015, mas, como teve a objeção do então presidente do conselho de administração da Petrobras, Murilo Ferreira, não avançou. No momento seguinte, a estatal planejou uma operação de M&A (sigla em inglês para fusões e aquisições), por meio da qual venderia parte do capital da BR a um sócio estratégico, mas o azedume dos mercados com o então governo Dilma Rousseff se intensificou, motivando a desistência do negócio. Esse ambiente contribuiu de forma decisiva para que três empresas fizessem ofertas consideradas "ridículas" pelo co-controle da BR.

Em setembro do ano passado, com o comando da Petrobras nas mãos do ex-ministro Pedro Parente, cuja decisão mais acertada foi convencer Ivan Monteiro a permanecer à frente da diretoria financeira da companhia, retomou-se o processo. O plano era repetir, com a BR, o modelo do maior IPO já realizado por uma empresa nacional: o da BB Seguridade, realizado em maio de 2013 - quem montou aquela operação foi o mesmo Ivan, o "terrível", funcionário de carreira do BB, um dos melhores quadros que o serviço público já deu ao país.

Parente e sua equipe desistiram do modelo "BB Seguridade" porque não haveria tempo suficiente para viabilizá-lo. Se ficasse para 2018, dificilmente o IPO ocorreria. Para convencer os investidores, gastou-se muita sola de sapato em apresentações no exterior, além de milhares de horas em conferências

telefônicas. No fim, valeu a pena porque o "livro" de investidores foi de boa qualidade: tem muito mais fundos "longos" do que curtos, interessados no retorno rápido dos IPOs. Além disso, a BR está pronta para, adiante, ter o seu controle privatizado.

Cristiano Romero é editor-executivo e escreve às quartas-feiras

E-mail: cristiano.romero@valor.com.br

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Edna Simão e Fábio Pupo | De Brasília

Título: Arrecadação de tributo sobe 9,5%, com Refis e reação da economia

Com ajuda dos programas especiais de parcelamento de dívida, elevação de alíquota do PIS/Cofins dos combustíveis e melhora dos indicadores econômicos, a arrecadação de impostos em novembro registrou crescimento real de 9,49%, atingindo a marca de R\$ 115,089 bilhões. Esse é o melhor desempenho para o mês desde 2014 (R\$ 126,943 bilhões). Com isso, no acumulado de janeiro a novembro, a arrecadação voltou a registrar expansão real de 0,13% ante mesmo período de 2016 ao totalizar R\$ 1,204 trilhão, valor mais expressivo desde 2015. Vale lembrar que no ano passado a repatriação de recursos inflou a receita em cerca de R\$ 47 bilhões.

A expectativa do chefe do Centro de Estudos Tributários e Aduaneiros da Receita Federal, Claudemir Malaquias, é que a arrecadação encerre o ano com crescimento próximo a zero ante 2016. "Talvez um pouco positivo", afirmou Malaquias. O desempenho considerado positivo da arrecadação contribui para reforçar o discurso de possibilidade de um novo descontingenciamento do Orçamento deste ano. O ministro da Fazenda, Henrique Meirelles, afirmou ontem ser possível liberar R\$ 4 bilhões do Orçamento.

Como aconteceu em outubro, o programa especial de parcelamento, o Refis, deu contribuição significativa para a arrecadação. Em novembro, entraram R\$ 5,580 bilhões e no acumulado do ano, R\$ 21,755 bilhões. A arrecadação de PIS/Cofins-Combustíveis também subiu e somou R\$ 2,758 bilhões em novembro, aumento real de 159,9% em relação a igual mês de 2016 (R\$ 1,061 bilhão). O aumento foi resultado da elevação da alíquota para gasolina e diesel, das atividades de fiscalização e cobrança e de melhora do desempenho da atividade econômica.

Segundo Malaquias, mesmo se excluído o efeito dessas medidas consideradas não recorrentes, as receitas administradas continuariam registrando

crescimento, o que mostra que o bom desempenho da atividade econômica também está ajudando na melhora do recolhimento de impostos.

As receitas administradas somaram R\$ 113,198 bilhões em novembro, aumento real de 10,15% ante igual período do ano passado. Descontando os efeitos extraordinários, essa arrecadação cairia para R\$ 104,861 bilhões, mas ainda com expansão real de 3,23% ante 2016.

Mesmo com o desempenho positivo da arrecadação, Malaquias disse que o recolhimento por estimativa de Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) das instituições financeiras continua em queda em relação ao ano passado, porém, a redução poderia ser ainda mais pronunciada, se não fosse a fiscalização aberta pelo Fisco para apurar a forte queda em relação ao ano anterior.

Em novembro, a arrecadação de IRPJ/CSLL por estimativa das instituições financeiras teve queda de 41,32% ante mesmo mês de 2016, somando R\$ 1,507 bilhão. De janeiro a novembro, essa arrecadação somou R\$ 30,643 bilhões, o que representa redução real de 12,82% ante igual período de 2016 (R\$ 35,151 bilhões). "A queda pode se dar por diferentes motivos, como redução do portfólio de crédito ou provisões; não dá para apontar uma razão", disse Malaquias.

Em outubro, o **Valor** noticiou que a Receita estava investigando operações "fora da normalidade" na área de câmbio e em provisões de crédito feitas pelos bancos que afetaram negativamente o recolhimento por estimativa do IRPJ e de CSLL neste ano.

Malaquias explicou ainda que a Receita impediu neste ano que R\$ 15 bilhões em créditos tributários tivessem sido utilizados, de forma indevida, pelos contribuintes. "Estamos aprimorando os sistemas para que os contribuintes não façam esse tipo de medida. Temos que atuar muito rápido para que contribuintes não se beneficiem de créditos tributários fictícios", afirmou ele.

O técnico da Receita destacou que, além dos indicadores macroeconômicos, um conjunto de ações especiais do Fisco, focada nos maiores devedores e contribuintes, renderam um aumento imediato de R\$ 22,2 bilhões na arrecadação no período de janeiro a novembro. "Estamos aprimorando esses controles para obter com maior precisão o resultado das operações especiais. Isso implica mudança de comportamento do contribuinte", disse Malaquias.

Dentre as ações de estímulo ao cumprimento das obrigações tributárias, destacam-se a Cobrança Administrativa Especial, cujas medidas coercitivas, já

alcançaram 2.988 contribuintes, e o monitoramento dos maiores contribuintes (3.762 empresas).

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Rafael Bitencourt | De Brasília

Título: Aneel prevê mais subsídios em 2018 e tarifa pode subir 2,14%

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) aprovou ontem o orçamento de 2018 da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que prevê a transferência de R\$ 16,019 bilhões em subsídios às contas de luz dos consumidores no ano que vem. Esse custo representa um aumento de 22,88% em relação aos R\$ 13,038 bilhões cobrados dos consumidores este ano.

De acordo com a Aneel, o orçamento de 2018 da Conta de Desenvolvimento Energético vai gerar um aumento médio das tarifas de energia elétrica de 2,14% em todo o país, sendo 0,77% para consumidores atendidos pelos subsistemas Norte e Nordeste e 2,72% para subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

Ao registrar um volume de despesa muito maior que o de receita, o orçamento da CDE gera um déficit que é repassado, na forma de cotas, para as distribuidoras de energia e, por sua vez, assumido via tarifa pelos consumidores de todo o país. Por isso, a partir do déficit apurado, a agência reguladora faz a estimativa do impacto tarifário.

O orçamento da CDE, fundo que concentra os maiores fluxos de receita e despesa do setor elétrico foi aprovado ontem durante reunião da diretoria da Aneel. Os valores considerados pela agência do setor elétrico foram discutidos em audiência pública aberta no final de outubro. Para 2018, a Aneel projetou uma despesa total de R\$ 18,843 bilhões, uma alta de 17,8% na comparação ao volume de R\$ 15,989 bilhões alcançados este ano.

A CDE reúne subsídios vinculados à universalização do serviço com o Programa Luz para Todos, ao custo reduzido da energia da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) aplicada aos consumidores de baixa renda, ao custo da geração nos sistemas isolados, ao incentivo à geração eficiente com carvão mineral nacional, entre outros programas.

A receita do orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético é composta por multas aplicadas no setor elétrico, cobrança de encargo UBP, aporte da União - o que não tem ocorrido em tempos de crise fiscal - e saldo do positivo do fundo RGR. Segundo a Aneel, a receita de 2018 deve alcançar R\$ 2,824 bilhões.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Brasil****Autor: Rodrigo Polito | Do Rio****Título: Conta de luz deve ter bandeira amarela a partir de janeiro e durante todo o verão**

A bandeira tarifária deve ceder do primeiro patamar da cor vermelha para a cor amarela em janeiro e permanecer nessa faixa ao longo do verão, de acordo com estimativas do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Segundo o diretor-geral do órgão, Luiz Eduardo Barata, as condições hidrológicas e de operação do sistema interligado nacional (SIN) melhoraram de outubro, o momento mais crítico, até o fim do ano.

Segundo Barata, o regime de chuvas no fim de ano melhorou, alcançando 95% da média histórica para dezembro no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, responsável por quase 80% da capacidade de armazenamento de água para geração de energia. No fim do período chuvoso, em abril, o nível dos reservatórios hidrelétricos do subsistema devem alcançar entre 40% e 51%, dependendo do volume de chuvas durante o verão.

A melhora do regime de chuvas e o aumento da produção de energia de hidrelétricas como as do rio Madeira (RO) e de Belo Monte (PA) levaram os reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste a chegar ao fim do período seco, em novembro, com 18,5% de armazenamento, contra a previsão de apenas 13%.

Além dos cerca de 6 mil megawatts (MW) gerados pelas usinas do Madeira, Belo Monte deve ampliar sua contribuição no verão, atingindo 4 mil MW em janeiro e 5 mil MW em maio. "Isso [a melhora das previsões para o verão] se deve às chuvas e à entrada dessas usinas que no período chuvoso são excepcionais", afirmou Barata. Segundo ele, até outubro, o sistema elétrico "vinha enfrentando recessão climática". Agora, explicou, "já caminhamos não para a normalidade, mas para uma recuperação".

O diretor-geral do ONS explicou ainda que não há perspectiva de acionamento de termelétricas de custo operacional mais elevado, fora da ordem de mérito, ou seja, quando o sinal econômico de operação do sistema não indica a necessidade de despacho dessas usinas. Segundo ele, não há risco de o país enfrentar problema de abastecimento de energia em 2018, mesmo se houver crescimento expressivo da economia.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Opinião****Autor: Pietro Erber****Título: Reflorestamento e geração elétrica**

Pelo Acordo de Paris, firmado em 2015, o Brasil se comprometeu a desempenhar relevante papel na contenção do aquecimento global. Dentre os compromissos assumidos e previstos para serem implementados até 2030, estão o plantio de 12 milhões de hectares de florestas, a recuperação de 15 milhões de hectares de terras degradadas, também com reflorestamento e o aumento da participação de fontes renováveis não hídricas, para atingir a meta de 23% da geração de energia elétrica.

Em janeiro de 2017 foi criada a Proveg - Política Nacional de Recuperação da Vegetação Nativa, tendo por meta "restaurar e reflorestar 12 milhões de hectares até 2030". Cabe avaliar os requisitos que propiciem a viabilidade dessa oportuna iniciativa.

A formação dessas florestas acarretará expressiva absorção de carbono atmosférico e seu manejo sustentável proporcionará importante oferta de combustível renovável não sazonal nem intermitente, que poderá ser utilizado para gerar energia elétrica, evitando consumo de combustíveis fósseis.

O primeiro corte das árvores (eucalipto) é feito 6 a 7 anos após seu plantio. Os cortes seguintes são feitos a cada sete anos. Dessa forma, em 2030, dos 12 milhões de hectares previstos, já estarão disponíveis para serem aproveitados 6 a 7 milhões de hectares, pois se considera que será plantado cerca de 1 milhão de hectares a cada ano. Como se deseja examinar a viabilidade das áreas florestais a serem plantadas, não se consideram os 6,5 milhões de hectares de florestas plantadas atualmente existentes.

Estima-se que a produção florestal média anual disponível para uso seja da ordem de 26 toneladas por hectare e que se consuma cerca de uma tonelada de madeira para gerar 1 MWh. Assim a exploração sustentável de uma floresta de 12 milhões de hectares ensinaria a geração anual de cerca de 300 TWh por usinas que somariam 44 mil MW de capacidade instalada, operando com fator de capacidade médio anual de 80%. Se essa geração evitar o consumo de gás natural em termelétricas, a redução das emissões anuais devidas ao setor elétrico seria de perto de 500 milhões de toneladas de CO₂ eq.

Em 2030 a geração elétrica dessa produção florestal e as emissões evitadas alcançariam cerca da metade desses valores, visto que as árvores plantadas após 2023 ainda não teriam crescido a ponto de serem aproveitadas.

O plantio previsto terá custo expressivo, perto de R\$ 80 bilhões até 2030. Seu financiamento ainda não está assegurado, o que poderá limitar a viabilidade desse grande projeto e a credibilidade dos resultados previstos. A biomassa que se pretende criar precisa ser utilizada para gerar recursos que assegurem seu plantio, produção inicial e manejo sustentável. A geração de energia elétrica constitui uma solução competitiva, que dispensa subsídios, pois pode ser obtida a um custo médio da ordem de R\$ 200 por MWh, semelhante ou mesmo inferior aos preços cotados nos últimos leilões de suprimento de energia elétrica por usinas cuja produção seja controlável.

Geração de energia elétrica com biomassa florestal é solução competitiva, que dispensa subsídios

As usinas a biomassa florestal, cuja potência é geralmente de 50 a 150 MW, serão instaladas em diversas áreas do território nacional, preferencialmente em pontos próximos a linhas de transmissão. Poderão utilizar tecnologia disponível no país, inclusive ensinar a recuperação de indústrias de caldeiras e turbo-geradores que foram prejudicadas pela crise do setor sucroenergético, decorrente da artificialidade dos preços da gasolina em anos recentes.

O vulto dessa iniciativa com a qual o Estado brasileiro está comprometido exige o suporte de um programa de governo, que coordene as atividades e promova seu financiamento, além de dar garantias aos investidores para que, nos anos iniciais de sua operação, tenham mercado remunerador para a energia gerada. Será necessário que a oferta de energia elétrica decorrente da implementação desse programa esteja contemplada nos planos oficiais de expansão da oferta dessa energia e que as condições de financiamento sejam compatíveis com os longos períodos de maturação de tais investimentos, de pelo menos sete anos. Para tanto, será indispensável evitar projetos cuja viabilidade não seja confiável.

Inicialmente será necessário identificar e mobilizar os potenciais interessados. A eles caberá implementar o plantio florestal previsto como empreendimento agroindustrial autossustentável, pois a perspectiva de retorno será necessária à sua viabilidade. Nesse sentido, caso nem toda a biomassa florestal venha a ser destinada à geração elétrica, parte poderia ser destinada a indústrias, como a siderúrgica, e assim reduzir seu consumo de combustíveis fósseis.

Cabe considerar que, por representar valores potenciais, parte da crescente e expressiva oferta de energia elétrica gerada a partir de biomassa florestal plantada, acima estimada, poderá vir a ser substituída por outras modalidades de geração, apesar das vantagens que apresenta mesmo em relação a outras fontes renováveis. Além de fatores econômicos que em algumas situações prejudiquem sua competitividade, a biomassa florestal carece do apoio que algumas fontes renováveis vêm recebendo, inclusive no e do exterior.

A exploração da biomassa florestal envolve atividades permanentes, que precedem o plantio e alcançam a comercialização de seus produtos. A coordenação dessas atividades requererá apoio governamental, federal e estadual, e será necessário que envolva também, além dos principais órgãos de política energética, industrial e econômica, associações de plantadores de florestas e operadores do setor elétrico. Dado o interesse mundial em projetos redutores de emissões de gases de efeito-estufa, agências multilaterais como o Bird, o IFC e o BID poderiam prestar seu apoio.

Não se trata de uma ideia que se materialize espontaneamente, pela força de seus aspectos favoráveis. Requer empenho governamental, organização, recursos e ampla aceitação pública, pois competirá com grande oferta de gás natural, além de outras energias renováveis, cujos custos diretos têm diminuído. O plantio de 12 milhões de hectares de florestas até 2030, que se somarão aos 6 milhões já disponíveis, será viável se, além de criar uma oportunidade de fornecer, de forma sustentável, substancial quantidade de energia, apresentar a rentabilidade necessária para assegurar sua realização.

Pietro Erber é diretor do Instituto Nacional de Eficiência Energética.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Rodrigo Polito | Do Rio

Título: Apoio federal ao Rio e retomada do setor petrolífero ajudam a Light

A entrada de recursos federais nos cofres do governo do Rio de Janeiro, da ordem de R\$ 3 bilhões, e a retomada de leilões no setor petrolífero terão efeito direto na economia fluminense e, por consequência, na operação da Light, distribuidora que atende a região metropolitana da capital do Estado, segundo o presidente da companhia, Luiz Fernando Paroli Santos. Para o executivo, as perspectivas para o próximo ano são melhores do que em 2017. Na agenda para 2018, estão novas captações de recursos, para alongar o perfil da dívida, e a possibilidade de venda do controle da companhia, atualmente nas mãos da Cemig e de um grupo de bancos.

"[O acordo do Estado com o governo federal] faz com que entre nos próximos meses R\$ 3 bilhões de dinheiro novo que vai circular, pagar salário, fornecedor, gerando crescimento. Esse dinheiro acaba chegando para nós. O segundo ponto importante é a questão do petróleo, que faz com que o Estado comece a melhorar um pouco sua vida. Em 2018 não haverá grandes investimentos [no setor petróleo], mas só de haver a perspectiva, isso já dá um impulso na economia e faz melhorar", disse o executivo, em entrevista exclusiva ao **Valor**.

Ele explicou que a crise econômica brasileira, com grande proporção no Estado do Rio de Janeiro, afetou a Light de diversas maneiras: queda do consumo de energia e de arrecadação e aumento de inadimplência e furto de energia, o chamado "gato".

"Não existe milagre. A companhia não consegue mudar de um dia para o outro. [...] Há uma perspectiva de melhora daqui para a frente. O dinheiro do governo federal começa a vir. Isso vai fazer com que a economia carioca possa sair um pouco desse atoleiro, o que obviamente reflete na nossa arrecadação", afirmou Paroli, que se reuniu na última semana com investidores para apresentar o cenário atual da companhia elétrica.

Segundo o executivo, a companhia fechou recentemente um acordo, com o governo do Rio de Janeiro, para o parcelamento do pagamento das dívidas do Estado com a conta de luz e descontos na cobrança de ICMS. Paroli explicou que a dívida do governo estadual parou de crescer e que o Estado está pagando o valor próximo do que está consumindo.

Com uma perspectiva de melhora da economia, a Light se programa agora para alongar sua dívida. A companhia tem vencimentos de R\$ 4 bilhões nos próximos dois anos, mas já planeja novas captações, além da emissão de um FIDC (fundo de investimento em direitos creditórios) já programado para ocorrer entre março e abril de 2018.

"Vamos precisar fazer mais alguma captação nesse sentido. Estamos programando algumas opções, mas ainda não colocamos no mercado", explicou o executivo.

Paroli contou que a revisão tarifária ocorrida em março deu fôlego para a empresa se preparar para novas captações sem correr o risco de afetar os covenants (cláusulas restritivas de dívidas). O nível de endividamento da elétrica, medido pela dívida líquida/Ebitda, está em cerca de 3 vezes, abaixo dos 3,75 vezes estipulado nos covenants com bancos credores.

O presidente da Light disse ainda que o índice de perdas da empresa ainda está acima da meta estipulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), o que prejudica consumidores e acionistas da companhia, porém menor do que no passado. O índice de perdas totais recuou de 23,39%, no fim do terceiro trimestre de 2016, para 22%, em igual período deste ano, enquanto a meta da autarquia é de 19,89%. De acordo com o executivo, com o nível de perdas sob controle, a Light "vai se tornando uma concessão normal".

Questionado sobre plano de venda do controle da Light pela Cemig, Paroli disse que, apesar de não haver novidades nesse sentido, a tendência é que a estatal

mineira se desfaça de participação relevante ou da totalidade de sua participação na elétrica fluminense, mesmo após a Cemig ter renegociado uma dívida da ordem de R\$ 4 bilhões com bancos credores.

"Acredito que a venda [da Light] deva ocorrer de uma forma ou de outra. Mas uma coisa é você vender um ativo do porte da Light precisando de dinheiro no curto prazo. Outra coisa é vender o ativo não precisando de dinheiro no curto prazo", afirmou. "O processo continua em andamento. O que pode acontecer é que a Cemig se coloque em uma posição melhor para negociar", completou.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Camila Maia e Fernando Torres | De São Paulo

Título: Minoritário questiona laudo da CPFL Renováveis

A disputa na Comissão de Valores Mobiliários (CVM) entre minoritários da CPFL Renováveis e a chinesa State Grid em relação ao preço da oferta de aquisição de ações (OPA) da companhia ganhou novos contornos. Acionistas que representam 33% do capital da companhia agora questionam o laudo de avaliação feito pelo Banco Fator sobre o valor das ações da empresa e da CPFL Energia, a pedido do regulador de mercado.

Segundo os minoritários, os pontos questionados teriam um viés favorável ao preço que a chinesa quer pagar pelas ações da Renováveis, ao utilizarem premissas supostamente inadequadas quanto ao desempenho e crescimento da companhia.

Em documento arquivado no processo na CVM, ao qual o **Valor** teve acesso, os minoritários alegaram que o laudo deprecia a empresa de geração de energia renovável e apresenta valor superestimado para as ações da CPFL Energia.

A State Grid argumenta que usou como premissa planos de negócio aprovados pelos conselhos das duas empresas antes do anúncio da aquisição do controle, que aconteceu em 1º de julho de 2016.

O grupo de minoritários é formado por Pátria, BTG Pactual, Fundo Arrow, DEG (banco de fomento da Alemanha), GMR Energia e o IFC, braço do Banco Mundial.

A elaboração dos laudos foi contratada pela State Grid - nova controladora da CPFL Energia - depois de pedido da CVM, que exigiu o documento antes de tomar uma decisão a respeito de reclamação apresentada pelo mesmo grupo de minoritários sobre as condições propostas na OPA.

Enquanto os investidores da Renováveis pedem que o preço por ação da empresa tenha um prêmio equivalente ao pago aos controladores da CPFL Energia - depois estendido aos minoritários dela em uma oferta por tag along -, de 29%, a State Grid ofereceu R\$ 12,20 por ação da CPFL Renováveis, desconto de 6% em relação ao preço médio de negociação das ações.

Diante da controvérsia, a CVM pediu um laudo para entender a diferença de critérios e preços. Em vez de dirimir as dúvidas, contudo, o documento trouxe novos questionamentos.

As avaliações feitas pelo Fator, que adotou a medida do fluxo de caixa descontado como metodologia preferida, corroboram os preços oferecidos pela State Grid tanto para a CPFL Energia, bem acima da cotação em bolsa, como da Renováveis, em linha com as cotações no mercado.

Uma das reclamações dos minoritários, por exemplo, é que o laudo considera perpetuidade com crescimento real de 2% ao ano para os ativos de distribuição da CPFL, ainda que a atividade dependa de concessão e que os contratos mais relevantes vençam em até 2028. Eles dizem que essa expansão futura é inconsistente com os investimentos incluídos nas projeções.

Um gestor de recursos que não participa da operação, ouvido pelo **Valor** sob condição de anonimato, diz que não considera prudente incluir perpetuidade em avaliação de concessionárias, dado que, ainda que as empresas consigam renovar os contratos ou obter novos, não se sabe em que condições elas o farão.

Os investidores de mercado questionam também as premissas que levam a diferenças de custo de capital entre as empresas. Para eles, o laudo não explica a origem do "prêmio por tamanho" incluído no cálculo do custo do capital próprio (maior para a Renováveis) e porque o "beta" da empresa de energia renovável é 0,23 ponto percentual superior ao da controladora, dado que seu principal negócio, o de geração de energia eólica, é bastante estável.

Há reclamação também pelo fato de o laudo considerar o nível de endividamento e custo de dívida da Renováveis de março de 2016, sem projetar a prevista redução da alavancagem no curto prazo e nem a queda da TJLP, que indexa boa parte de seus empréstimos.

Os minoritários pediram à CVM que determine que o Fator apresente os papéis de trabalho que embasaram o laudo, e também qualquer informação ou premissa que a State Grid, a CPFL Energia e a Renováveis tenham apresentado ao avaliador. Eles solicitaram ainda que os membros do conselho das

companhias antes da venda atestem as informações prestadas, e também que o laudo seja "revisto" e "corrigido" pelo Fator.

Procurada, a State Grid se disse "surpresa" com o pleito dos minoritários, e explicou ao **Valor** que as premissas utilizadas pelo avaliador, como a perpetuidade das concessões, reflete a expectativa de renovação destas, que já constava no plano de negócios preparado pela CPFL Energia em março de 2016.

A chinesa disse ainda que o relatório do Fator foi elaborado de acordo com as práticas do mercado, e também com as regras da CVM e baseado em informações prestadas pela CPFL Energia e pela CPFL Renováveis antes do acordo de venda das companhias.

O Fator também foi procurado, mas não pôde se manifestar por questões de confidencialidade do contrato, e também por obrigações relacionadas ao rito da OPA.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Camila Maia e Juliana Schincariol | De São Paulo e do Rio

Título: EDP compra fatia da Previ na Celesc e lança OPA voluntária

A EDP Energias do Brasil fechou ontem um acordo para adquirir da Previ (fundo de pensão dos funcionários do Banco do Brasil) a fatia de 14,5% das ações da estatal catarinense Celesc, por R\$ 230 milhões. Além disso, lançou uma oferta pública de aquisição de ações (OPA) voluntária para comprar até 32% das ações preferenciais da companhia, o que levaria sua fatia total para 33,6%.

O preço das ações na OPA é de R\$ 27,00, prêmio de 14,9% em relação ao fechamento de ontem, de R\$ 23,50. Com isso, a EDP poderá desembolsar até outros R\$ 200 milhões na transação.

"Estamos terminando um ciclo de crescimento voltado em geração e começando outro focado em redes reguladas, como transmissão e distribuição", disse Miguel Setas, presidente da EDP, em entrevista ao **Valor**. A companhia foi um grande destaque do leilão de transmissão de abril, ao se comprometer com investimentos da ordem de R\$ 3 bilhões no segmento. Em distribuição, já é grande com as concessionárias EDP Espírito Santo (antiga Escelsa) e EDP São Paulo (antiga Bandeirante).

Segundo Setas, a opção de comprar a fatia da Celesc se deu depois de uma "exaustiva e rigorosa" análise do mercado, que encontrou a catarinense como ativo que melhor se adapta à estratégia da companhia. "Estamos muito

satisfeitos de ter encontrado uma oportunidade de investimento, em um cenário em que muitas opções no mercado estão muito disputadas", disse Setas, se referindo às empresas de distribuição à venda.

Se a OPA for bem sucedida, a EDP se tornará sua maior sócia privada. O governo catarinense tem 50,17% das ações ordinárias da Celesc. Essa não é a primeira parceria entre as duas. No leilão de transmissão realizado em abril, um consórcio formado por EDP e Celesc arrematou um lote de 753 quilômetros em Santa Catarina, que envolve investimentos da ordem de R\$ 1,2 bilhão.

A EDP não descarta aumentar sua participação na companhia no futuro. "Para nós, essa é uma parceria de longo prazo. Se ela vier a ser privatizada no futuro, certamente nossa presença no capital da Celesc nos dará uma posição que consideramos estratégica", disse Setas. No entanto, ele destacou que não há uma perspectiva de desestatização da empresa neste momento.

A empresa portuguesa ainda não decidiu como será o financiamento da aquisição, mas avalia utilizar instrumentos de dívida para isso. "Temos ainda uma alavancagem muito conservadora, podemos financiar com dívida ou com a alienação de ativos", disse, completando que poderiam vender pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), por exemplo.

A participação da Previ na Celesc era detida por meio de um fundo gerido pela Angra Partners, do qual o fundo de pensão é o único cotista. A entidade transferiu sua fatia para o fundo em 2014.

"É essencial ter uma estratégia que visa o equilíbrio, garantindo a liquidez necessária", disse, em nota, o presidente da Previ, Gueitiro Genso, comentando a operação. O **Valor** apurou que o fundo de pensão considera que o aspecto financeiro da transação foi favorável porque o preço de venda está "bem acima" do valor de mercado. A operação faz parte da estratégia de saída de alguns ativos da Previ, que está vendendo fatias relevantes em empresas e migrando para posições mais líquidas.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

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

Título: Abengoa ainda tenta reverter caducidade

A transmissora Abengoa entrou ontem com embargo de declaração contra decisão da Justiça do Rio que confirmou a caducidade do contrato de concessão de nove linhas de transmissão em construção cujas obras estão paralisadas desde novembro de 2015. A empresa pretende leiloar os projetos, no âmbito do

processo de recuperação judicial. A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), no entanto, decidiu pela caducidade das linhas, decisão mantida pela 22ª Câmara Cível do Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro (TJRJ).

De acordo com Rafael Dutra, sócio do escritório Barbosa, Müssnich e Aragão Advogados (BMA), que representa a Abengoa na recuperação judicial, o TJRJ indicou que a companhia deveria ter apresentado um plano de transferência de controle das linhas para um novo comprador. Mas o plano de transferência só pode ser apresentado se a companhia tiver a possibilidade de vender as linhas. E a empresa só poderia vender após a aprovação do plano, o que ocorreu somente em agosto.

"Vamos entrar com embargo e continuar buscando essa solução, porque não faz absolutamente nenhum sentido que as linhas que estão quase prontas não sejam terminadas", disse o advogado, lembrando que os recursos oriundos da venda dos empreendimentos em construção serão utilizados para o pagamento de credores.

O especialista diz haver chance considerável de a decisão ser revertida ainda no TJRJ. Caso contrário, a empresa pode recorrer ao Superior Tribunal de Justiça (STJ). E, em última hipótese, caso os recursos sejam negados, a Abengoa vai lançar mão do plano "B", ou seja, pedir um ressarcimento pelos investimentos de R\$ 1,5 bilhão já realizados na construção dessas linhas.

Na última semana, a Abengoa deu um passo importante no plano de recuperação judicial, ao concluir com êxito o leilão das sete linhas de transmissão em operação. O negócio foi arrematado pelo fundo americano Texas Pacific Group (TPG), que havia assegurado a oferta vinculante que possibilitou a realização do certame, no primeiro "stalking horse" bem sucedido no país.

A expressão é usada para descrever o investidor que faz a primeira oferta e tem o direito de cobrir eventuais novas propostas no leilão. No caso, o TPG havia ofertado inicialmente R\$ 400 milhões pelos ativos. No leilão, a gestora Verti Capital fez lance de R\$ 477 milhões. O TPG então elevou a proposta para R\$ 482 milhões, arrematando os empreendimentos. Como previsto no plano, o vencedor do leilão assumiria R\$ 1,3 bilhão em dívidas e financiamentos.

Com o leilão, a dívida da Abengoa, que somava R\$ 3,3 bilhões, caiu pela metade. Segundo Dutra, o próximo passo de evento de liquidez na recuperação judicial será a venda do Hospital da Zona Norte de Manaus, cujo preço é estimado em R\$ 143 milhões.

O advogado contou ainda que os credores das classes 1 e 2 receberão 100% dos créditos. Com relação aos credores da classe 3, 63% deles vão receber entre 50% e 100% do crédito. Dos credores da classe 4, 62% vão receber entre 50% e 100% do valor devido. Segundo ele, a recuperação judicial da empresa tem mais de mil credores. A expectativa é fazer os pagamentos ao longo do primeiro semestre de 2018.

"Quando você vê o cenário de recuperação judicial, em que, segundo estudos, se demora 15 anos para pagar e os credores chegam a receber no máximo 35% [do crédito], entendo que esses números [do processo da Abengoa], mostram o sucesso que está sendo a recuperação judicial da Abengoa. Por isso ela foi aprovada de forma maciça", afirmou Dutra. Além do BMA, a Abengoa contratou a consultoria G5 Evercore para liderar sua reestruturação financeira.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: André Ramalho | Do Rio

Título: Brasil está no radar da boliviana YPFB

A petroleira estatal boliviana YPFB tem manifestado interesse no mercado brasileiro de distribuição de gás natural. O desejo de entrar como sócia das concessionárias MTGás (MT) e MSGás (MS) já foi manifestado publicamente pelo ministro de hidrocarbonetos da Bolívia, Luis Alberto Sánchez, nas últimas rodadas de negociação em torno da renovação do contrato de suprimento de gás ao Brasil.

Segundo o presidente da MSGás, Rudel Trindade, os bolivianos querem conhecer melhor o plano de privatizações das distribuidoras de gás. A previsão é que o leilão de desestatização da MSGás aconteça no segundo semestre de 2018. As empresas que venceram a licitação para estruturarem a modelagem do negócio devem assinar contrato com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) ainda este ano.

"A Bolívia tem planos de internacionalizar a YPFB e tem demonstrado interesse no setor de distribuição de gás do Brasil. Estamos nos mostrando abertos. Isso é muito positivo, nos ajudaria por exemplo a entender melhor como funciona o suprimento deles", disse Rudel Trindade ao **Valor**.

A YPFB possui um plano de negócios de US\$ 12,169 bilhões para o quinquênio 2015-2019 - previsão de investimentos compartilhados com demais operadores que atuam no país. A capacidade da Bolívia de manter o volume de 30 milhões de metros cúbicos diários ao Brasil é um ponto de interrogação hoje no mercado.

Hoje, autoridades dos dois países se reúnem no Mato Grosso para mais uma rodada de negociações. Um contrato de suprimento de curto prazo com a termelétrica de Cuiabá, da Âmbar Energia, está na pauta do encontro. Além da retomada da usina - parada desde que a Petrobras rescindiu o contrato de fornecimento com a Âmbar - o encontro também discutirá a viabilidade de assinatura de um contrato de suprimento de 1,2 milhão de m³ /dia de gás para uma termelétrica que a Global Participações em Energia (GPE) tem planos de instalar em Ladário (MS).

Segundo o executivo, se avançarem as negociações, a ideia é caminhar para um acordo ainda em janeiro, possibilitando a retomada das operações de Cuiabá e viabilizando a inscrição do projeto da GPE nos leilões de energia nova de 2018.

Trindade disse, contudo, que as partes não pretendem avançar hoje com as negociações sobre a renovação do atual contrato de importação. Da capacidade de cerca de 30 milhões de m³ /dia, uma primeira parcela, de 18 milhões de m³ /dia, vence em 2019, mas a expectativa é que o assunto só seja debatido no ano que vem.

A previsão é que as companhias que distribuem gás da Bolívia - MSGás, Compagás (PR), SCGás (SC), Sulgás (RS) - definam, no primeiro trimestre, detalhes importantes da negociação, como os modelos de contrato e os volumes de demanda. Segundo informações do governo boliviano, a projeção é que as distribuidoras precisem de cerca de 10 milhões de m³ /dia, mas o número exato só será conhecido depois que a Petrobras oficialize qual o volume pretenderá importar nos próximos anos.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Renato Rostás e Marli Olmos | De São Paulo

Título: Queda de braço por reajuste de 25% no aço

Em negociações há praticamente três meses com o setor automotivo, as siderúrgicas do país pretendem reajustar os preços do aço vendidos às montadoras em 2018 independentemente do resultado das conversas. Caso as montadoras não assinem o contrato de fornecimento com os termos das usinas, um aumento de 25% passará a valer já no primeiro mês do ano, unilateralmente.

A informação é de Carlos Loureiro, presidente do Instituto Nacional dos Distribuidores de Aço (Inda), ontem, em entrevista coletiva. Ele disse que as conversas estão em fase final e que é mais provável que uma alta de 20% a 25% nos preços seja, de fato, aceita. Além da inflação de custos com matéria-prima,

as produtoras de aço são respaldadas pela valorização no mercado internacional.

"Difícilmente haverá alguma ameaça de importação", diz, lembrando que o momento é pouco propício devido à aceleração da atividade produtiva das usinas, muito por conta da exportação. "Os produtos demoram a chegar no país, não há estoque suficiente e também existe uma questão de qualidade do aço estrangeiro."

Segundo o presidente da Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (Anfavea), Antonio Megale, já faz um tempo que os reajustes começaram a chegar nas empresas de autopeças que fornecem para as montadoras. Ele acredita que haverá repasse nos preços dos componentes. A importação seria uma alternativa. "Mas não daria tempo", destaca. O dirigente lembra que, em geral, os contratos com as usinas são de longo prazo. "Mas se o aço comprado no Brasil deixar de ser competitivo certamente vamos importar."

Ao mesmo tempo, algumas empresas acenam com encarecimento do aço vendido à rede de distribuição, que o Inda representa. A ArcelorMittal, por exemplo, vai aplicar reajuste da ordem de 12% sobre produtos planos a partir de 3 de janeiro. A Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) não tomou uma decisão final. Procurada a empresa informou que não comenta. Usiminas não comentou.

O Inda se posiciona contrário a qualquer reajuste de preço até que os contratos anuais sejam negociados com as montadoras, algo que não era visto há muito tempo. Loureiro reclama da discrepância não só de tratamento entre setor automotivo e distribuição do aço, como dos próprios preços. As montadoras chegaram a ficar dois anos com preços congelados, quando neste ano acabaram cedendo a um aumento também de até 25%.

"Esse seria um bom momento para se rediscutir o formato de contratos anuais, que atualmente beneficiam praticamente só as montadoras", disse Loureiro. "Esse fornecimento ano a ano fazia mais sentido quando o preço das matérias-primas [minério de ferro e carvão] também era definido para períodos de um ano. Hoje em dia, a cotação é à vista." "Eu entendo a pressão de custos no minério e outros insumos. Mas imagino qual seria a reação de um dirigente de montadora na Alemanha se alguém lhe dissesse que o aço vai subir 25% num país com inflação estável", disse Megale, da Anfavea.

O setor automotivo não pode deixar de atender compromissos assumidos no mercado externo. Somente em novembro, as vendas de veículos ao exterior aumentaram 30,4% em relação a igual mês de 2016. No acumulado do ano o

volume embarcado ficou 53,3% acima do total de igual período do ano passado. A expectativa é que a demanda no exterior cresça mais em 2018.

Desde que elevou os preços ao setor automotivo, no início do ano, as usinas repassaram custos em no mínimo três oportunidades a distribuidores e o restante da indústria. Só nos últimos três meses, o minério se valorizou em 16% e o carvão de coque, em quase 40%.

Segundo o Inda, de janeiro a novembro as vendas de aço plano pela rede distribuidora caíram 2,8% ante igual período de 2016, para 2,74 milhões de toneladas. A previsão é de que 2017 encerre com queda de 2,3% a 2,5%. Em 2018, a depender da instabilidade do cenário político e da aprovação ou não da reforma da Previdência, as vendas podem avançar de 2,5% a 5%, prevê Loureiro.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Rodrigo Polito e Juliana Schincariol | Do Rio

Título: Embate entre Petrobras e fundos sobre Sete Brasil

Uma decisão favorável à Petrobras em um processo arbitral contra a Valia, fundo de pensão dos funcionários da Vale, sobre a Sete Brasil, pode influenciar o resultado dos demais casos do mesmo tipo em outras câmaras. Todavia, outros fundos de pensão envolvidos no caso acreditam que a tese por eles defendida tem chances de sair vitoriosa, apurou o **Valor**. Na semana passada, a estatal informou que obteve sentença a seu favor, em caso avaliado em R\$ 318 milhões, em processo da Valia.

Em nota, o fundo de pensão informou que "não concorda com os termos e fundamentos da referida sentença" e que "buscará sua reforma, através das medidas cabíveis."

Disputas em arbitragens relativas ao pedido de ressarcimento pela Petrobras por danos na empresa de construção de sondas podem chegar a R\$ 7 bilhões. A decisão [referente à Valia] pode influenciar o resultado dos demais processos do tipo em outras câmaras de arbitragem, segundo fontes. "Cada arbitragem é feita de forma isolada, mas [esta decisão] é um precedente que enfraquece os demais processos", disse ao **Valor** fonte próxima do assunto.

No caso da Valia, a decisão julgou que o fundo não pode cobrar ressarcimento porque a estatal não teria induzido os investidores a erro. Por isso, não pode ser culpada pelos atos dos gestores da Sete Brasil, considerada empresa independente. A Valia pode entrar com processo na Justiça, mas o

entendimento, segundo especialistas, é que a chance de sucesso é baixa. O judiciário não costuma rever decisão de arbitragem.

Além da Valia, a Funcef (dos funcionários da Caixa e a Previ (BB) entraram com recurso em câmara arbitral para tentar recuperar prejuízos causados por esquema de corrupção envolvendo a petroleira. As duas fundações não comentaram, mas acreditam que suas teses, diferentes da Valia, podem resultar em decisões favoráveis.

Os fundos de pensão têm participação no Fundo de Investimento em Participações FIP Sondas, que detém 95% da Sete Brasil. No caso da Funcef, o pedido de ressarcimento pode superar R\$ 2 bilhões. Seus argumentos centram-se na conduta da direção da Petrobras na construção e gestão da Sete Brasil. Aponta, em sua tese, diversas ações penais relacionadas à Lava-Jato, que responsabilizam a pelo que ocorreu na Sete Brasil e pela perdas ocasionadas por ela.

A Funcef pôs R\$ 350 milhões no FIP Sondas inicialmente, fatia que subiu para R\$ 1,38 bilhão após aderir a aumento de capital. Hoje, tem 18% da empresa. Já a Previ investiu R\$ 180 milhões e ficou com 9,9% da Sete Brasil. Mas o fundo decidiu não participar do aumento de capital e diluiu a fatia para 2,3%. A fundação afirma que o investimento foi "profundamente investigado" pela CPI dos Fundos de Pensão, e que sua atuação foi destacada como exemplo na decisão de não acompanhar a segunda oportunidade de investimento.

Na Petros, as perdas são avaliadas em R\$ 1,7 bilhão. A fundação informou que não pode se manifestar devido ao sigilo desse tipo de processo, previsto no regulamento da câmara arbitral. A Valia pôs R\$ 200 milhões na Sete Brasil. As fundações reconheceram as perdas em seus balanços.

A Sete foi criada em 2010 para construir sondas que seriam utilizadas na exploração de óleo e gás no país. A Petrobras encomendou 28 sondas, em contrato estimado de US\$ 26 bilhões. Denúncias de corrupção reveladas pela Lava-Jato levaram ao cancelamento de parte das encomendas e a desentendimentos sobre os valores relativos ao aluguel das sondas remanescentes. Sem conseguir empréstimo-ponte do BNDES, a empresa recorreu à recuperação judicial.

MME / ASCOM .