

Ministério de Minas e Energia
Assessoria de Comunicação Social – ASCOM

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

O Globo

[Título: Governo discutirá fim do horário de verão](#) 2

Valor Econômico

[Título: Eletrobrás, a dona das divinas tetas](#) 15

Sumário

VEÍCULO: O Globo	2
Título: Governo discutirá fim do horário de verão	2
Título: Aneel inicia consulta sobre sistema de energia pré-paga	3
Título: Questão de crédito	4
Título: Vender e mudar	6
VEÍCULO: O Estado de S. Paulo	8
Título: Carros mais eficientes devem reduzir em R\$ 2 bi gastos com combustível	8
Título: Gerdau vende hidrelétricas por R\$ 835 milhões	9
Título: Leilão de distribuidoras da Eletrobrás fica para abril	10
Título: Bunge anuncia fim de negócio global de açúcar	10
VEÍCULO: Folha de S. Paulo	11
Título: Distribuidores querem mercado livre de gás natural	11
VEÍCULO: Correio Braziliense	12
Título: Pré-pago para energia	12

VEÍCULO: Valor Econômico	14
Título: Decreto reduz papel do BNDES em privatização	14
Título: Eletrobrás, a dona das divinas tetas	15
Título: Venda de ativos da Eletrobrás e perdas afetam processo da Light	18
Título: INB quer retomar extração de urânio e lançar um PDV	20
Título: Finep aprova R\$ 32 milhões para explorar rejeitos em Caldas.....	22
Título: Destaques	23

VEÍCULO: O Globo

Seção: Economia

Autor: Manoel Ventura

Título: Governo discutirá fim do horário de verão

Medida adotada para economizar energia termina no próximo fim de semana.

O horário de verão terminará no próximo fim de semana, e os moradores das regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste precisarão atrasar o relógio em uma hora, à meia-noite de sábado para domingo. Para este ano, o governo vai voltar a discutir se mantém ou não o horário de verão. A decisão será da Casa Civil. O fim desse período chegou a ser estudado no ano passado pela Casa Civil, que criou um grupo de trabalho para avaliar a eficácia da medida. O assunto passou a ser discutido após estudo do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e do **Ministério de Minas e Energia** concluir que essa política pública traz efeitos “próximos à neutralidade” com relação à economia de energia elétrica.

MUDANÇA NO CONSUMO

Os resultados da atual temporada serão analisados após o fim de semana. O governo prepara um estudo sobre a eficácia do período. A intenção é saber se essa política atingiu seu objetivo de economizar energia elétrica. Esse levantamento técnico será decisivo para o futuro do horário, que será discutido por vários entes do governo ainda neste ano. Além de analisar a eficiência energética da medida, a decisão leva em conta que a população brasileira já se acostumou com o horário de verão. Há um entendimento, também, de que esse período incentiva o comércio e o turismo. O horário de verão vem deixando de

ser eficaz para economizar energia por causa da mudança no perfil do consumo dos brasileiros.

No passado, as pessoas e empresas eram estimuladas a encerrarem suas atividades do dia com a luz do sol ainda presente, evitando que muitos equipamentos estivessem ligados quando a iluminação noturna era acionada. A mudança do perfil, no entanto, alterou as características do consumo. Muita gente deixou de ter um horário tradicional de trabalho, chegando em casa mais tarde. Além disso, principalmente durante as tardes de verão, o uso de equipamentos como o ar-condicionado foi intensificado. Independentemente da decisão do governo sobre o horário de verão neste ano, uma coisa já está certa: ele será reduzido em 15 dias.

O presidente Michel Temer editou um decreto, em 2017, que reduz a duração deste período, mas que não o elimina. Assim, no fim deste ano, o horário de verão começará apenas em 4 de novembro, um fim de semana após o fim do segundo turno das eleições presidenciais (marcadas para 28 de outubro). A mudança foi um pedido do então presidente do Tribunal Superior Eleitoral (TSE) Gilmar Mendes. Ele queria evitar atrasos na divulgação dos resultados. Anteriormente, o horário de verão começava na segunda semana de outubro. A mudança pode valer pelos próximos anos. ()

VEÍCULO: O Globo

Seção: Economia

Autor: Manoel Ventura

Título: Aneel inicia consulta sobre sistema de energia pré-paga

Modelo seria similar ao de planos de telefonia e do Bilhete Único

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) abriu uma consulta pública para ouvir a opinião de consumidores sobre o sistema de pré-pagamento de energia elétrica. Para o órgão, o modelo seria capaz de ajudar os clientes a controlar os gastos com a conta de luz. Com o sistema de pré-pagamento de energia, os serviços seriam contratados e pagos antecipadamente, como acontece com os planos de telefonia pré-pagos e com cartões de transporte público, como o Bilhete Único. No caso da energia elétrica, o consumidor poderia definir a quantidade de energia que seria comprada e a periodicidade de recarga do medidor.

Já existe uma regulamentação que permite que as distribuidoras recorram a esta modalidade de pagamento pelo consumo. Até hoje, não houve interesse das empresas. O sistema já foi testado, porém, em comunidades no Amazonas. A ideia de voltar a discutir o tema é descobrir o que precisa ser feito para

motivar o interesse de companhias e consumidores. A consulta pública fica aberta até 19 de março.

SUSPENSÃO QUASE IMEDIATA

Para a Aneel, uma das grandes vantagens do pré-pagamento para o consumidor é o controle do consumo, possibilitando redução do desperdício, a utilização da energia de forma mais racional e, como consequência, a redução do pagamento de juros e multas por inadimplência. Por outro lado, uma desvantagem apontada pelo próprio órgão é a interrupção do fornecimento. No modelo convencional, a suspensão só pode ocorrer 15 dias depois de o consumidor ser notificado de que está inadimplente. No pré-pagamento, embora o consumidor possa acompanhar o seu saldo e controlar seus gastos de forma a fazê-los caber no orçamento, a interrupção do fornecimento ocorre logo após o esgotamento dos créditos.

Sob a ótica da distribuidora, de acordo com a Aneel, as vantagens estariam na redução dos custos comerciais com a leitura, entrega de fatura, cortes e religações, possibilidade de redução da inadimplência e antecipação de receita. A empresa precisaria, em contrapartida, comprar e instalar o medidor que possibilita o pré-pagamento, desenvolver o sistema para transição dos créditos e custos administrativos. As empresas também apontam, em pesquisa feita pela agência, dificuldades para identificar irregularidades de consumidores que fazem uso do pré-pagamento, o que pode levar a um aumento dos casos de furto e fraude de energia. Para Roberto d'Araújo, do Instituto Ilumina, o sistema só será vantajoso para o consumidor se oferecer redução nas tarifas:

— Cobrar antecipadamente e não dar desconto seria uma coisa inacreditável. O sistema é criticado por entidades de defesa do consumidor. O Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor (Idec), por exemplo, destaca que o consumidor pode ficar sem luz a qualquer momento, sempre que não for possível colocar novos créditos. Outro problema apontado pelo Idec é que não fica claro como seria feita a devolução de valores eventualmente pagos e não utilizados pelos clientes. Os interessados podem contribuir para a consulta respondendo a um questionário elaborado pela Aneel, disponível no site da agência, ou enviar contribuições por e-mail ou carta.

VEÍCULO: O Globo

Seção: Opinião

Autor: Claudio Sales e Eduardo Müller

Título: Questão de crédito

As atividades de distribuição e transmissão de energia elétrica têm características de “monopólio natural”. Por isso, dependem da regulação por parte do Estado para o estabelecimento do preço e da qualidade adequados. No Brasil, a entidade que assume essa função de Estado é a Aneel, agência reguladora criada em 1996 com o objetivo de equilibrar os interesses de governos, empresas e consumidores.

As decisões regulatórias da Aneel são tomadas por maioria de votos na diretoria composta por cinco integrantes. A qualidade das decisões, portanto, dependerá da qualidade dessa diretoria colegiada. Os dirigentes da entidade têm mandato definido em lei, e estamos passando por um momento crítico em que haverá substituições. Cabe ao presidente da República indicar os nomes que serão sabatinados e, eventualmente, aprovados pelo Senado.

É fundamental que a escolha de um novo titular para o cargo de diretor da Aneel tenha como pré-requisitos: a) formação acadêmica robusta, com manifestações evidentes de notório saber; b) ampla e diversificada experiência no setor elétrico, com a desejável passagem por empresa privada do setor; c) a experiência e maturidade que um cargo desse calibre requer.

Mais de 70% da distribuição são de responsabilidade de empresas privadas, e a expansão da oferta de geração e transmissão de energia ficará predominantemente a cargo de agentes privados — como bem demonstram os últimos leilões de linhas de transmissão e de usinas de geração. Sendo assim, causa espécie que nenhum dos cinco diretores da agência tenha tido passagem por empresa privada.

Como boa parte das deliberações da diretoria é tomada sem que haja evidência técnica/ legal de acolhimento unânime, a vivência empresarial de pelo menos um diretor pode contribuir para o melhor embasamento e a robustez da decisão do colegiado. Há uma oportunidade agora, quando duas das cinco diretorias da Aneel precisam ser renovadas. Mas o primeiro nome oficialmente submetido pelo governo à eventual aprovação do Senado detém alguns, mas não todos os atributos desejáveis, uma vez que não possui a experiência e a atuação no mundo privado.

Segundo especulações amplamente divulgadas, inclusive pela imprensa, tanto o nome que já foi formalmente indicado pelo governo quanto o que estaria prestes a ser indicado contariam com “apoio político”, o que é altamente preocupante na esfera da regulação. Quanto mais perto do mundo político, maior é o risco de deterioração das decisões regulatórias.

Isso porque a lógica dos políticos é voltada à agenda de curto prazo em função da pressão das urnas. O ciclo eleitoral de quatro anos é incompatível com

setores regulados, cujos contratos têm prazos de 25 a 35 anos. Reguladores precisam pensar e atuar como estadistas, sem o risco de pressões emanadas de padrinhos políticos. Uma agência reguladora deve ser vista como órgão de Estado, e não de governo.

Portanto, a escolha de seus diretores não deve ser fundamentada em indicações políticas, mas ser fruto da decisão responsável de um governante estadista, com base nos atributos desejáveis para a função.

Claudio Sales e Eduardo Müller são presidente e diretor-executivo do Instituto Acende Brasil

VEÍCULO: O Globo

Seção: Economia / colunas

Autor: Míriam Leitão

Título: Vender e mudar

O governo já admite que há risco de não receber os recursos da privatização da Eletrobras este ano, mas quer fechar o contrato de venda até julho. Com a Petrobras, tenta viabilizar o superleilão do pré-sal mesmo que não consiga chegar a um acordo sobre a compensação da cessão onerosa. São assuntos complexos, mas que permitirão ao governo arrecadar mais e influenciar a economia.

O calendário no setor elétrico será intenso este ano. Até abril, o governo quer privatizar seis distribuidoras deficitárias; até maio, aprovar o Projeto de Lei da privatização da Eletrobras; e até julho fechar o acordo de venda. Ao mesmo tempo, negociará com a Petrobras sobre o excedente da cessão onerosa. O elétrico é o único setor onde o governo poderá conseguir recursos extras. Ao mesmo tempo, é também a área na qual poderá fazer mudanças mais permanentes na estrutura regulatória e econômica do país. Para arrecadar, precisará vender a Eletrobras e fazer o leilão de petróleo extra, mas a privatização da Eletrobras não é apenas uma forma de arrecadar, é também o caminho pelo qual o governo tenta corrigir os erros do intervencionismo da MP 579.

Para atingir os dois objetivos há um caminho de assuntos complicados a resolver. A privatização da Eletrobras será num modelo diferente de tudo o que se viu no país. — Se quisesse apenas aumentar a arrecadação, o governo venderia o prêmio de controle, mas ele está trabalhando para criar uma corporação no setor de energia e isso dá mais trabalho — disse uma fonte que está lidando com o assunto. O dinheiro da venda, calculado em R\$ 12 bi, pode não entrar no caixa este ano, porque o calendário está apertado. Primeiro, o

governo terá que fazer um contrato com a Eletrobras sobre as condições da venda do direito de concessão das usinas que passarão a ser da empresa. Isso até julho.

Essas usinas foram tiradas da companhia no governo Dilma, e a concessão voltará para a Eletrobras. No jargão do setor, foram cotizadas e agora serão descotizadas. Para pagar ao governo, a Eletrobras fará a operação de aumento de capital com venda de ações ao mercado. Assim, o capital vai ser pulverizado. Mas ela só pagará ao governo quando vender, e isso seria depois de novembro. Da perspectiva do governo, o processo se encerra quando o acordo com a Eletrobras for feito e por isso o trabalho é para que se encerre em julho, antes do calendário eleitoral. Só que não é um acordo a sete chaves com uma estatal. Será negociação com uma empresa de capital aberto, que tem minoritários:

— Se os minoritários não aceitarem, não haverá acordo, porque, se eles acharem que não é vantajosa a descotização das usinas, não aprovarão o acordo. Por isso é importante que o PL sobre a privatização seja aprovado até maio para que dê tempo de negociar com a Eletrobras dentro dessa nova modelagem. Do ponto de vista do governo, o assunto se encerra quando for feito esse acordo para a venda das concessões das usinas para a Eletrobras. Depois, será uma operação privada conduzida pela empresa. Há inclusive um movimento para que seja blindada a atual diretoria até o fim da operação. E blindagem significa não poder mudar a gestão. Antes disso, terão que ser privatizadas seis distribuidoras cheias de problemas e dívidas.

Outro assunto complexo, mas fundamental, é o de venda do petróleo excedente. O governo em 2010 fez um acordo para capitalizar a Petrobras, em que cedeu o direito de exploração de petróleo no pré-sal. O petróleo estava em torno de US\$ 100. De lá para cá, ele caiu muito. Ao mesmo tempo se descobriu mais petróleo do que estava calculado e é esse excedente que será leiloado. É preciso fazer o acerto, previsto em contrato, sobre esse passado, para que se possa fazer o leilão. — O contrato foi muito mal feito e há uma disparidade enorme, uma diferença que pode chegar a US\$ 70 bilhões — diz uma fonte do governo.

Outra fonte diz que existem sete opções de cálculo e em cinco delas a Petrobras tem a receber e, nas outras, a pagar. A Petrobras disse que não aceita fórmulas em que não tenha a receber. Essa confusão é que, dependendo do critério de cálculo ou da data usada, o resultado muda. A proposta do governo é: continuar negociando esse acerto de contas, mas preparar o leilão do petróleo excedente encontrado nos campos. Isso poderia dar uma receita de US\$ 10 bilhões a US\$ 15 bi para o Tesouro. E também seria bom para a Petrobras.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo**Seção: Negócios****Autor: Cleide Silva****Título: Carros mais eficientes devem reduzir em R\$ 2 bi gastos com combustível**

Inovação. Resultado é decorrente da melhora na eficiência energética dos automóveis brasileiros, um objetivo estabelecido no programa Inovar-Auto; veículo com motor 1.0 novo gasta, em média, R\$ 900 a menos por ano em combustível do que há cinco anos

O proprietário de um carro com motor 1.0 novo, antigamente chamado de “popular”, gasta, em média, R\$ 900 a menos por ano em combustível em comparação a cinco anos atrás. A economia é decorrente da melhora na eficiência energética dos automóveis brasileiros, medida estabelecida no programa Inovar-Auto e que passou a ser obrigatória a partir do ano passado.

Só neste ano, a estimativa é de que R\$ 2 bilhões deixarão de ser gastos em combustível, montante que, no acumulado de seis anos, atingirá economia de cerca de R\$ 44 bilhões, segundo cálculos da consultoria Bright, que assessora o Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços (Mdic) na discussão de políticas automotivas.

O dado da economia total leva em conta o aumento médio de 15% na eficiência energética dos automóveis (exceto os movidos a diesel), percentual que deverá ser cumprido pelas fabricantes até 2022, quando novas metas de redução entrarão em vigor. A conta também inclui a projeção de vendas de carros e comerciais leves flex nesse período.

No caso dos modelos compactos com motor 1.0, o rendimento médio na estrada era de 14 km por litro de gasolina em 2012, média que hoje é de 16,6 km/l. Com isso, um automóvel que percorreu 20 mil km em um ano consumiu 224 litros a menos, deixando de gastar R\$ 896, cálculo que considera o preço atual do combustível, de cerca de R\$ 4 por litro.

Meta mínima.

Com novas metas a serem estabelecidas no programa Rota 2030 (substituto do Inovar-Auto, que aguarda aprovação do Ministério da Fazenda), para valerem a partir de 2022 em uma das etapas, e a partir de 2027, na etapa seguinte, “o carro brasileiro terá condições de competir em qualquer mercado global em termos de legislação de emissões e consumo”, afirma Paulo Cardamone, chefe de estratégia da Bright.

Segundo ele, o mínimo a ser estabelecido deve ser de melhora de 12% na eficiência, mesmo percentual exigido no Inovar-Auto. No programa anterior, cada montadora tinha de atender a meta mínima de reduzir em 12% a média de consumo de seus modelos.

Empresas que atingissem redução de 15,4% receberiam como “prêmio” desconto de 1 ponto percentual no IPI. Quem fosse além e atingisse 18,8% teria direito a desconto de 2 pontos de IPI. Segundo o Mdic, oito empresas melhoraram a eficiência de seus produtos em 15,4% – Audi, Honda, Mercedes-Benz, Nissan, PSA (Peugeot e Citroën), Renault, Toyota e Volkswagen. Ford e General Motors foram as únicas a atingirem redução na casa dos 18%.

As demais cumpriram a meta de 12%. O carro mais vendido do mercado, o Chevrolet Onix, teve seu consumo reduzido em 18%. Para atingir esse percentual, uma das medidas adotadas, segundo a General Motors, foi a redução do peso do veículo em 32 quilos. “Mais de cem componentes foram retrabalhados, aumentando a aplicação de aço de alta resistência em painéis e reforços”, informa a fabricante.

Passaram por mudanças, sejam tecnológicas ou de peso, componentes como motor, transmissão, suspensão, freio, pistões, bielas e anéis. Mudanças foram feitas na aerodinâmica do modelo e o câmbio passou a ter seis marchas nas versões manual e automática. Nos cálculos do Mdic, além da redução do consumo, os carros com motores mais eficientes vão evitar a emissão de 1 milhão de toneladas de gás carbônico por ano. Inspeção veicular.

Cardamone lembra que outra medida já aprovada pelo Conselho Nacional de Trânsito (Contran), para entrar em vigor em 2019, é a obrigatoriedade de inspeção veicular em todo o País. A vistoria para avaliar as condições de segurança e de emissões de poluentes será feita em veículos com mais de três anos de uso. A previsão é de que cerca de 400 mil carros serão excluídos anualmente da frota nacional, hoje estimada em 42 milhões de veículos.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Negócios

Autor: Reuters

Título: Gerdau vende hidrelétricas por R\$ 835 milhões

Compra foi feita pela mineradora canadense Kinross; com operação, grupo já levantou mais de R\$ 6 bi em vendas.

O grupo siderúrgico Gerdau anunciou ontem acordo com a mineradora canadense Kinross Gold para venda de duas centrais hidrelétricas por R\$ 835

milhões. A companhia vendeu os complexos hidrelétricos de Caçu e Barra dos Coqueiros, em Goiás. As usinas foram inauguradas em 2010 e têm capacidade instalada total de 155 megawatts.

O presidente da Gerdau, Gustavo Werneck, afirmou em comunicado que a venda das usinas é “mais um importante passo” do planejamento de desinvestimentos do grupo, que nos últimos anos tem se concentrado em ativos mais rentáveis. Com a venda, a Gerdau já levantou mais de R\$ 6 bilhões nos últimos quatro anos com desinvestimentos.

As ações da siderúrgica encerraram o pregão de ontem em alta de 6,6%, entre as maiores valorizações do Ibovespa. A companhia afirmou que manterá geração de energia própria na usina de Ouro Branco (MG) e que conta com o abastecimento da hidrelétrica Dona Francisca, no Rio Grande do Sul. A empresa informou ainda que possui contratos de energia de longo prazo que podem substituir a geração própria, “garantindo a competitividade no custo e o abastecimento das usinas”.

A venda das duas usinas ocorreu dias depois de a Gerdau anunciar desinvestimento em usina produtora de fiação no Estado americano do Texas e em mais duas unidades de processamento de aço nos EUA por US\$ 92,5 milhões.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Economia / colunas

Autor: Aline Bronzati / Cynthia Decloedt / Fernanda Guimarães

Título: Leilão de distribuidoras da Eletrobrás fica para abril

O leilão de privatização das distribuidoras da Eletrobrás deve ocorrer em 30 de abril, na data limite do prazo indicado pelo governo para a realização do certame. Para isso, a ideia é que o edital seja publicado em 15 de março. Antes, porém, o Tribunal de Contas da União ainda precisa aprovar os processos. A venda da Amazonas Distribuidora, Boa Vista Energia (RR), Ceal (AL), Cepisa (PI), Ceron (RO) e Eletroacre foi aprovada pelos acionistas da Eletrobrás na semana passada e é considerada fundamental para a posterior privatização da estatal.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Negócios

Autor:

Título: Bunge anuncia fim de negócio global de açúcar

A americana Bunge anunciou ontem que vai encerrar seu negócio global de comercialização de açúcar. A afirmação foi feita pelo presidente global da companhia, Soren Schroeder, durante apresentação dos resultados de 2017. A unidade de açúcar e bioenergia da Bunge teve prejuízo de US\$ 53 milhões no ano passado. A empresa já tem interessados na compra da unidade, disse o executivo.

Com a venda, a gigante americana passará a se concentrar no setor de grãos, que tem se mostrado mais lucrativo.

A Bunge entrou como comercializadora de derivados de cana de açúcar em 2006, e desde então construiu uma forte posição no segmento. A empresa está entre as líderes no processamento de cana do Brasil e opera oito usinas com capacidade combinada de mais de 20 milhões de toneladas por ano.

VEÍCULO: Folha de S. Paulo

Seção: Mercado

Autor: Maria Cristina Frias

Título: Distribuidores querem mercado livre de gás natural

Já há regulamentações estaduais que criam essa possibilidade

Representantes das distribuidoras de gás natural querem que exista uma obrigatoriedade para que os consumidores de grandes volumes migrem para um mercado livre, a exemplo do que ocorre no setor elétrico.

Embora o segmento de gás natural não tenha essa modalidade de compra, em que clientes com contas altas podem escolher de quem adquirir, já há regulamentações estaduais que criam essa possibilidade de comercialização.

O diretor-executivo da Gás Natural Fenosa do Brasil, Bruno Armbrust, defendeu a transição compulsória em uma reunião na Firjan (Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro).

A liberalização precisa acontecer em uma única velocidade: à medida que surgem mais comercializadores, e não só a Petrobras, na outra ponta, é preciso que as indústrias comprem.

Essa regra, diz o executivo, deveria ser para o país todo, ainda que a legislação sobre o gás natural seja estadual.

Apesar de discordar da ideia de uma legislação nacional para o tema, Augusto Salomon, diretor-executivo da Abegás (associação das empresas) diz ser favorável à migração obrigatória.

Uma lei em São Paulo regulamenta o mercado livre, mas ele não existe na prática, de acordo com o executivo.

No Rio de Janeiro, pode-se comprar diretamente do produtor desde 2012, e só duas térmicas fazem isso. Ambas são da Petrobras e compram da própria Petrobras.

Tirar os maiores clientes das carteiras das distribuidoras de gás natural seria uma forma de reduzir o risco delas, que, hoje, são obrigadas a adquirir volumes muito grandes, diz Salomon.

A TODO GÁS

O consumo de gás natural no Brasil cresceu 7,2% em 2017, segundo a Abegás (associação das empresas distribuidoras). Foram utilizados, em média, 65,85 milhões de metros cúbicos por dia.

Um dos fatores que mais impulsionaram esse resultado foi a recuperação econômica, de acordo com Marcelo Mendonça, gerente de planejamento estratégico da entidade que representa o setor.

Um dos segmentos que mais se destacaram foi o de gás natural veicular.

Houve um aumento de 8,74% em comparação a 2016. Foi um reflexo da mudança da precificação de combustíveis líquidos pela Petrobras, afirma Mendonça.

A estimativa é que atingimos um recorde no ano passado, de 130 mil conversões de veículos ao GNV.

A expectativa da associação para 2018 é que o ritmo de expansão supere 2017, inclusive devido a um maior uso de usinas termelétricas no país.

O nível dos reservatórios estava muito baixo em dezembro, mas ainda estamos observando janeiro, que registrou aumento de chuvas

VEÍCULO: Correio Braziliense

Seção: Economia

Autor: SK Simone Kafruni

Título: Pré-pago para energia

Popular nas contas de telefone celular, o pré-pagamento pode se estender a outras faturas que pesam no bolso do consumidor. A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) abriu consulta pública para ouvir a opinião do consumidor sobre adotar o modelo para cobrança do consumo de energia elétrica. Dentre as vantagens possíveis do sistema estão a redução na inadimplência e o maior controle de gastos.

De acordo com Antonio Carlos Marques de Araújo, especialista em regulação da Superintendência de Distribuição da Aneel, atualmente, na fatura convencional, os consumidores recebem a conta 30 dias após o consumo. A nova proposta é que o usuário defina a quantidade de energia que será comprada e a periodicidade de recarga do medidor. “Existe uma resolução, em vigor desde 2014, que regula isso, mas não foi disseminada, nem para os consumidores, nem pelas distribuidoras de energia”, explicou.

Para adotar o sistema, é necessário trocar o medidor, um custo que recairia para as concessionárias. “É preciso instalar um medidor diferente do que existe hoje, que informaria os créditos remanescentes aos consumidores. Caso ultrapasse o valor pago antecipadamente, um adicional poderia ser usado, abatido na recarga subsequente”, explicou.

Como há exigência de homologação dos medidores e quase não houve pedidos, as iniciativas são esporádicas no país, mesmo com a resolução em vigor há anos. “Por isso, tentamos regular a partir de experiências de outros países”, disse Araújo. Em Moçambique, o pré-pagamento é a cobrança padrão de 1,2 milhão de consumidores, 86% do total. No Reino Unido e Colômbia o sistema também é adotado. “Em alguns países, o modelo contribuiu para reduzir a inadimplência. Se o consumidor estiver em dificuldade financeira, pode migrar como forma de evitar o corte”, assinalou.

O especialista ressaltou que a Aneel não pretende criar obrigatoriedades. “A consulta está aberta para tornar o sistema mais aderente à realidade brasileira e possibilitar sua expansão. Por isso, a participação da sociedade é importante”, destacou. Segundo Araújo, ainda é preciso estudar o custo com os medidores e a questão dos tributos também deve ser melhor abordada. Estudos preliminares apontam que, em geral, os consumidores que fazem uso do pré-pagamento apresentam uma redução dos gastos com energia elétrica.

Os principais benefícios do sistema são: melhor controle do consumo de energia; mais transparência em relação aos gastos diários (informações em tempo real); flexibilidade na aquisição e no pagamento da energia e eliminação da cobrança de multas, juros de mora e taxas de religação. Também há benefícios para a distribuidora de energia, tais como: redução dos custos operacionais; diminuição da inadimplência e melhor relacionamento com os

consumidores (evita erros de leitura, faturamentos por estimativa, cortes indevidos e problemas de religação).

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Daniel Rittner | De Brasília

Título: Decreto reduz papel do BNDES em privatização

Um decreto em fase final de elaboração no Palácio do Planalto deixará papel bastante reduzido ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) na privatização da Eletrobrás e concentrará os preparativos nas mãos da própria estatal.

A divisão de responsabilidades, no caso da Eletrobrás, tem uma diferença importante na comparação com processos anteriores. Tradicional agente do governo no Programa Nacional de Desestatização (PND), o BNDES ficará praticamente de fora dessa vez e a responsabilidade pelos estudos para a emissão de ações recairá sobre a companhia.

Entre as tarefas, estará a contratação de consultorias externas e escritórios de advocacia para o desenho de um novo acordo de acionistas - incorporando a "golden share" da União -, além da segregação da Itaipu Binacional e da Eletronuclear, que serão preservadas sob controle estatal.

Depois da queda de uma liminar que suspendia a contratação dos estudos, autorizada por medida provisória (MP 814), o decreto presidencial deve detalhar os próximos passos. O texto estava pronto no fim da semana passada, mas a publicação foi adiada por alguns dias devido à necessidade de ajustes na redação.

O encolhimento do papel relegado ao BNDES se deve essencialmente ao caráter de ineditismo do processo, que não se assemelha a uma privatização "comum", conforme definem fontes responsáveis pelo decreto. Em vez da venda de ações por meio de leilão público, como foi o caso da Vale e da Embraer quando privatizadas, o processo agora se baseia em um aumento de capital que resultará em menor fatia societária da União e tomada do controle por acionistas privados.

Uma das fontes ouvidas pelo **Valor** recorre à venda de seis distribuidoras de energia administradas pela Eletrobrás para explicar a diferença com o processo de capitalização da holding. No primeiro caso, o BNDES foi nomeado gestor da venda e tornou-se responsável pela apresentação ao governo de uma modelagem (como vender), bem como um "valuation" (qual valor) e o

cronograma tentativo. É como se a Eletrobrás tivesse dado uma procuração ao banco de fomento.

Já a emissão de novas ações é atribuição legal dos administradores da empresa e uma responsabilidade considerada "indelegável". Caso os estudos fossem tocados pelo BNDES, segundo um funcionário do governo, poderia haver até mesmo alegações de conflito de interesses, porque o banco é acionista da Eletrobrás.

Por trás dos argumentos jurídicos, no entanto, o Planalto demonstra certa insatisfação com a suposta demora do BNDES em entregar modelagens encomendadas recentemente. A concessão da Lotex e a própria venda das distribuidoras são citadas por assessores presidenciais como casos em que o trabalho do banco não foi bem avaliado em Brasília.

"É perfeitamente compreensível que a Eletrobrás quera cuidar ela mesma do processo, agora, com o apoio de bancos de investimentos. O BNDES tem tido uma condução muito fraca dos processos nos últimos anos", afirma a economista Elena Landau.

Ex-diretora de desestatização do BNDES nos anos 90 e ex-presidente do conselho de administração da Eletrobrás no governo de Michel Temer, ela aponta duas razões para tirar o protagonismo do banco de fomento.

Um dos motivos, segundo Elena, é "técnico": hoje a instituição tem menos quadros e menos expertise do que antes para fazer esse tipo de trabalho. Outro aspecto seria "político": se em outros tempos a cúpula de cada empresa colocada no PND era contra sua própria privatização, hoje o processo conta com respaldo das próprias companhias, que têm mais conhecimento sobre suas necessidades. "Não é mais preciso fazer do BNDES um bunker das privatizações."

De acordo com fontes do governo, não se descarta "quebrar" o decreto em dois, caso os ajustes técnicos comecem a atrasar sua publicação. Uma possibilidade seria, primeiro, editar decreto incluindo formalmente a Eletrobrás no PND. Logo depois haveria, então, o detalhamento dos passos seguintes do processo.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Opinião

Autor: Edvaldo Santana

Título: Eletrobrás, a dona das divinas tetas

O tom é sempre jocoso, mas virou lugar-comum dizer que o Brasil não é para amadores. As explicações para diversos fenômenos estão longe do óbvio. Há um bom tempo nos conformamos com resultados medíocres. Aprendemos a conviver com um fracasso depois do outro, e com perda de entusiasmo.

O imbróglio da Eletrobrás retrata muito bem essa característica comportamental. Para os que se habituaram a mamar nas tetas da Eletrobrás, a decisão do governo de privatizá-la é vista como apressada. Se bem-feita, segundo esses habitués, com "nova modelagem", permitiria a arrecadação de mais dinheiro. Parece um bom argumento. Porém, esses mesmos entusiastas do apadrinhamento político, com o qual se casaram há meio século, bradam que a pressa do governo é apenas para encher seus cofres. Em outras palavras, o "argumento" de arrecadar mais só é válido para quem se aproveita da Eletrobrás.

E o mais grave é que o Judiciário se impressiona com esses e outros argumentos, como o mais absurdo, o de que o rio São Francisco estaria sendo vendido. Talvez nem o Padim Ciço, quase uma divindade, acreditaria em tamanha criatividade argumentativa, que de tão absurda se aproxima de uma blasfêmia, ou uma ofensa à própria divindade. No caso em discussão, a Justiça Federal de Pernambuco, em episódio depois superado pelo Supremo Tribunal Federal, ao excluir da Medida Provisória 814 o dispositivo que cuida da privatização, manteve todos os demais, isto é, os que apenas repassam custos para os consumidores. Nem os defensores das indicações políticas esperariam tamanho agrado.

O que poucos querem entender (ou procuram esconder) é o que de fato acontece com a empresa e suas (des)controladas. Só uma delas, a do Estado do Amazonas, tinha, em 2016, uma dívida líquida que ultrapassava R\$ 20 bilhões, quando sua receita líquida anual era de R\$ 2,6 bilhões.

Em meados de 2016, quando se discutia os efeitos da MP 735, a Eletrobrás informou à Comissão de Valores Mobiliários (CVM) que a distribuidora precisaria de um aporte de mais de R\$ 20 bilhões, em virtude de suas dívidas com fornecedores de combustíveis. Para que se tenha uma noção relativa desses números, o patrimônio líquido da Eletrobrás, em 2016, era de pouco mais de R\$ 44 bilhões. Isso implica que a dívida de uma de suas empresas, cuja receita corresponde a menos a 4% da receita de sua controladora, pode absorver quase a metade do capital social desta, o que é mais do que uma temeridade financeira.

Com efeito, o patrimônio líquido e o Ebitda (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) da Amazonas Energia, em 2016, eram negativos em R\$ 9,6 bilhões e R\$ 2,7 bilhões, respectivamente. Se não fosse uma empresa

protegida pelos deuses da estatização e da mediocridade, há muito teria sido objeto de uma intervenção. Por essas e outras o valor da referida empresa seria negativo em mais de R\$ 10 bilhões, já em 2016, o que deve ter piorado. São esses custos que são empurrados ano após ano para os consumidores, aumentando as tarifas e eliminando a competitividade da indústria, o que cria dificuldade para a criação de empregos.

Se não fosse empresa protegida por deuses da estatização e da mediocridade, há muito teria sofrido intervenção

Segundo o próprio MME, só com suas participações em empreendimentos como as hidrelétricas de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte, a dona das divinas tetas teria perdido mais de "duas dezenas de bilhões de reais", e ainda teria que sustentar mais do que 170 empresas de propósitos específicos (SPE), com suas sagradas diretorias e conselhos. Trata-se, então, de uma empresa com situação financeira insustentável, com dívida quase dez vezes maior do que o Ebitda, o que significaria uma organização insolvente.

Por que, mesmo assim, tantos querem mantê-la como tal, ou seja, como uma empresa que só agrega custo, que já não traz mais quaisquer benefícios para os consumidores? Em recente carta aberta, um documento histórico para o setor elétrico, José Luiz Alquéres detalha com precisão cirúrgica o quanto é deprimente o processo de indicação e escolha de diretores e conselheiros para a Eletrobrás e suas subsidiárias, cujo escrutínio é quase que exclusivamente político. Ele é também preciso ao destacar possíveis efeitos, em demandas de acionistas minoritários, da gestão temerária das distribuidoras do grupo Eletrobrás e daquelas 170 SPE referidas acima. Seria um desastre para o controlador se os minoritários viessem a exigir direito de recesso a valor patrimonial. Temos, nesse contexto, um cenário que requer urgência, muita urgência.

Porém, apesar de todos esses ótimos argumentos, Alquéres defende um processo mais complexo, moroso e preguiçoso de privatização, com cisões por segmentos, por regiões e por bacias hidrográficas. Provavelmente não tenha levado em conta o volume de decisões de diretoria, de conselhos, de assembleias gerais, abertura de balanços e outros detalhes, o que é um prato-cheio para os adoradores da teta. É um processo que levaria no mínimo 2 anos.

A proposta atual do **MME** é relativamente simples (aumento do capital na holding, com a pulverização do controle por meio de ações negociadas na Bolsa), por isso bem mais rápida de ser executada, apesar de gerar menor valor para o controlador atual. Mas ela é compatível com a urgência requerida, dados os riscos que mencionei alhures.

Ao contrário do que diz os versos da canção de Caetano Veloso, a vaca profana, no caso a Eletrobrás, já não consegue escolher em qual cara vai derramar o leite bom, se na minha ou na dos caretas. Dali, nos termos políticos que prevalecem há 20 anos, não há o menor perigo de ser extraído leite bom. A vaca há muito deixou de ser sagrada.

Se na década de 70 e 80 a Eletrobrás era vista como um templo, este já foi profanado, restando ali os piores exemplos de gestão financeira da coisa pública, apesar dos esforços atuais. A privatização da Eletrobrás já não é um problema ideológico ou simples artimanhas neoliberais. Ela é única solução para um gravíssimo problema financeiro, com custos bilionários para o consumidor de energia ou para o contribuinte.

Edvaldo Santana é presidente executivo da Abrace

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

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

Título: Venda de ativos da Eletrobrás e perdas afetam processo da Light

O processo de venda do controle da Light pela Cemig está se mostrando mais complicado do que o previsto pela estatal mineira. Além dos obstáculos referentes às enormes perdas por furtos na área de concessão da elétrica carioca, a operação também enfrenta a competição de outros ativos de distribuição à venda. É o caso das concessionárias da Eletrobrás e a esperada saída da AES da Eletropaulo.

Enquanto negocia para tentar melhorar as ofertas já recebidas - da Equatorial e da Enel -, a Cemig também não descarta reabrir o data room (sala virtual de informações) na expectativa de que novos interessados possam surgir, segundo uma pessoa a par do assunto. Neste caso, as negociações recomeçariam do zero.

Conforme outra fonte, propostas vinculantes devem ser recebidas no segundo trimestre, quando acontecerá o processo de "due dilligence" (auditoria operacional e financeira) na companhia posta à venda. Até o fim do ano passado, a Cemig esperava concluir o negócio no primeiro semestre, o que parece ficar cada vez mais distante.

As ofertas recebidas até agora pelo ativo não atendem totalmente às necessidades financeiras da Cemig, segundo apurou o **Valor**. A Equatorial fez uma proposta por toda a fatia da Light em poder da estatal mineira, mas parte do pagamento seria em ações. Com a valorização de cerca de 12% dos seus

papéis nos últimos três meses e o recuo de 9% das ações da Light no período, o negócio se torna mais atrativo para a Equatorial. Com isso, a distribuidora - dona da Celpa e Cemar - utilizaria menos ações para fechar a compra da empresa fluminense.

No entanto, caso queira seguir em frente, vai precisar convencer a Cemig a negociar as condições e a aceitar pelo menos parte do pagamento em ações.

Por outro lado, a Light não é o único alvo da Equatorial, vista como uma das principais candidatas a arrematar as distribuidoras da Eletrobrás. Ela reúne experiências bem sucedidas na recuperação da Cemar, do Maranhão, e da Celpa, do Pará, empresas que estavam financeiramente quebradas.

O plano inicial da Cemig, porém, é receber somente dinheiro. Como conseguiu refinar a grande parte de sua dívida ao alongar os prazos, a venda da Light passou a ser menos "urgente". Dessa forma, tenta melhorar as ofertas recebidas.

Já a italiana Enel, interessada apenas nos ativos da distribuição da Light, tem um caminho ainda mais longo a seguir, ainda que seja considerada um dos interessados mais fortes. Sua proposta corresponderia a um valor implícito de R\$ 17 por ação, diz uma fonte.

A oferta trouxe termos mais atrativos do que a feita pela Equatorial, mas é muito difícil que a Cemig venda apenas o segmento de distribuição. Para isso, a operação precisaria incluir uma cisão da Light - operação considerada bastante complexa. Além de precisar ser aprovada em assembleia de acionistas, a empresa teria que renegociar covenants com os credores, o que poderia resultar no vencimento antecipado de dívidas.

A Cemig pretende utilizar os recursos da venda da Light para pagar a put (opção de venda) que os bancos sócios no controle da Light - Santander, Banco do Brasil e Votorantim - ainda têm contra a companhia, de cerca de R\$ 700 milhões. Parte da opção que vence em novembro foi postergada em um ano. Ao utilizar os recursos da venda da Light para pagar os bancos com dividendos, a empresa tem uma vantagem tributária. Isso só será possível se a Light for vendida em dinheiro.

Encontrar uma solução - ou um novo interessado - para a venda da Light é um dos caminhos que o governo mineiro busca para sanear suas finanças com a proximidade das eleições e salários de servidores em atraso. Pelo lado dos compradores, empresas capitalizadas e com interesse no setor de distribuição de energia no país, há outras alternativas para investir.

A Eletrobrás pretende realizar no fim de abril o leilão de privatização das suas seis distribuidoras localizadas no Norte e Nordeste do país. Elas serão vendidas pelo valor simbólico de R\$ 50 mil cada uma, mais uma obrigação de investir para melhorar a qualidade do serviço. O maior problema dessas concessionárias, que é o endividamento, vai ficar com a holding.

Outra concorrência é a Eletropaulo. Com a migração para o Novo Mercado no ano passado, a AES e o BNDES deixaram de ser controladores e a companhia virou uma 'corporação'. A AES ainda deve fazer uma oferta secundária de ações da distribuidora paulista, associada à oferta primária que deve levantar recursos para pagar uma dívida bilionária com a Eletrobrás.

Procurada, a Enel disse que tem olhado o mercado de energia brasileiro como um todo, porém não comenta ativos específicos. Equatorial e Cemig não responderam à reportagem até o fechamento desta edição.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Rodrigo Polito | Do Rio

Título: INB quer retomar extração de urânio e lançar um PDV

Responsável pelo fornecimento de elemento combustível às usinas nucleares de Angra 1 e 2, a Indústrias Nucleares do Brasil (INB) pretende retomar neste ano a atividade de mineração de urânio em Caetité (BA), interrompida há cerca de três anos. Segundo o presidente, Reinaldo Gonzaga, a medida está entre as prioridades de curto prazo da companhia. O pacote da INB inclui ainda o lançamento de um programa de demissão voluntária (PDV).

"O projeto prioritário da INB é retomar a mineração em Caetité. E faremos isso ainda no primeiro semestre", afirmou Gonzaga, que assumiu o comando da estatal há pouco mais de três meses. "Todo o urânio que utilizamos para fazer a recarga de Angra 1 e 2 e para atender os programas internos vem de fora [do exterior]. Qualquer quilo [de urânio] que tirarmos de lá [da mina] busca reduzir as despesas com aquisição de matéria-prima", completou.

Segundo o executivo, os recursos para a retomada da mineração já estão confirmados. Falta basicamente a emissão de licença pela Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN). "Temos uma relação de itens a serem cumpridos junto ao órgão licenciador para finalizar e ter a liberação. Estamos em processo muito avançado", disse.

A expectativa é que a mineração em Caetité alcance 70 toneladas este ano e atinja a capacidade plena de 400 toneladas/ano em 2019.

A retomada da mineração e o PDV fazem parte do planejamento estratégico de dez anos da companhia, cujo objetivo principal é chegar a 2026 "gerando lucro independentemente de recursos do Tesouro, sendo capaz de investir em seus processos com recursos próprios", afirmou Gonzaga, funcionário de carreira da INB, onde ingressou em 2000.

O executivo ressaltou que a empresa é uma das estatais menos dependentes do governo. Apenas 37% dos recursos que a INB precisa são oriundos do Tesouro. Neste ano, a companhia teve uma liberação de recursos pelo governo da ordem de R\$ 190 milhões, para despesas operacionais e investimentos. A INB tem um faturamento anual da ordem de R\$ 630 milhões, porém está sujeita aos contingenciamentos do governo.

Em 2018, a INB deve receber R\$ 600 milhões da Eletronuclear, em receita firme pelo fornecimento de elemento combustível. "[O valor] praticamente garante nossa fabricação de elemento combustível em 2018, para fornecimento para as usinas de Angra em 2019."

Com relação ao PDV, a INB já está em conversas com a Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest), do Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão. Ainda não foi definido o número estimado de redução do quadro atual de funcionários, que é de 176 pessoas. Mas a meta da empresa é diminuir em cerca de R\$ 100 milhões anuais a folha e encargos salariais pesados, ao patamar de R\$ 200 milhões.

De acordo com o planejamento estratégico, a INB quer aumentar a atuação no exterior, para ampliar a receita. A estatal vem negociando fornecimento de dois carregamentos de urânio enriquecido para a Argentina, nos mesmos moldes do primeiro contrato de entrega, firmado em 2016. "Estamos caminhando para construir uma demanda firme com eles [Argentina]", afirmou Gonzaga.

Visando mais negócios no exterior, o executivo viaja na próxima semana para a Europa, onde vai tratar da oportunidade de venda de pequenos componentes metálicos para outras usinas no exterior. A ideia é firmar uma parceria com a Framatome (antiga Areva), responsável pelo projeto de Angra 2 e uma das principais fornecedoras do mercado alemão, onde as usinas nucleares devem ser desativadas até 2022. Na prática, como a Framatome deve reduzir suas atividades, o objetivo da INB é se credenciar como parceira da empresa para atender outras usinas.

A INB também está de olho no mercado de movimentação de elemento combustível, serviço que a empresa presta no Brasil para a Eletronuclear. "Fazemos [a movimentação] e temos capacidade para pequenos reparos nos

elementos combustíveis. Isso é um mercado que movimenta bilhões [de dólares] lá fora", afirmou Gonzaga.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Bruno Villas Bôas e Rodrigo Polito | Do Rio

Título: Finep aprova R\$ 32 milhões para explorar rejeitos em Caldas

A Financiadora de Estudos e Projetos (Finep) aprovou financiamento para a Indústrias Nucleares do Brasil (INB) desenvolver uma tecnologia capaz de tratar e explorar minérios de urânio e terras raras a partir dos rejeitos da primeira unidade brasileira de mineração e beneficiamento de urânio, em Caldas (MG). A instalação está desativada há mais de 20 anos.

Segundo a Finep, foram aprovados R\$ 32 milhões pelo programa Inova Mineral, ao custo de TJLP mais 1,5% ao ano. Outros R\$ 2,5 milhões em subvenção (recursos não reembolsáveis) estão em aprovação. A INB investirá mais R\$ 8 milhões de recursos próprios no projeto, que inclui a tecnologia de recuperação e uma planta piloto.

A unidade de Caldas produzia concentrado de urânio, chamado "yellow cake", para a usina de Angra 1. Em 1995, a unidade foi desativada após constatação de sua inviabilidade econômica. O local tem bacias de contenção de rejeitos, com resíduos radioativos na cava da mina. Por isso, é motivo de preocupação e monitoramento.

Segundo Maurício Syrio, superintendente de Inovação em Indústria, Engenharia e Serviços da Finep, a ideia é que o projeto esteja em operação dentro de quatro anos. "O que está como rejeito, vai se tornar produto. É algo economicamente interessante. E a ideia é resolver a questão ambiental", disse o superintendente.

O presidente da INB, Reinaldo Gonzaga, disse que o projeto é uma parceria com a Finep e o BNDES, dentro do programa Inova Mineral. Ele explicou que as conversas estão avançando, mas "ainda não assinamos o processo".

A INB diz fazer monitoramento constante das instalações, solo e águas da região. No local está hoje instalado o Laboratório Ambiental de Análises Químicas e Radiológicas, que faz análises do monitoramento do meio ambiente em áreas onde funcionam as unidades da INB na Bahia, no Ceará, em Minas Gerais e em São Paulo.

Há seis anos, a INB apresentou plano de recuperação ambiental da área desenvolvido pela empresa Golder Associates, especializada nesse segmento. De acordo com a estatal, a recuperação ambiental da área envolveria recursos de cerca de R\$ 400 milhões ao longo de quase duas décadas.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor:

Título: Destaques

Minério ganha força

Os preços do minério de ferro subiram pelo segundo dia consecutivo ontem, com os últimos movimentos de recomposição de estoque antes do Ano Novo Chinês, comemorado amanhã. A valorização da matéria-prima com pureza de 62% entregue no porto de Qingdao foi de 1,4%, para US\$ 78,41 por tonelada, segundo a "Metal Bulletin". Nas últimas semanas, o interesse dos compradores no mercado físico tem resultado na predominância de um otimismo. Neste mês, a cotação subiu em sete oportunidades e recuou em apenas três. O ganho acumulado de fevereiro já chega a 7,5% e do ano, a 8%. A média de preços do primeiro trimestre até aqui é de 75,95, 15,9% a mais do que nos últimos três meses de 2017, mas queda de 11,3% na comparação anual. O mercado futuro também ganhou força.

Bacia de Sergipe

O consórcio ExxonMobil / Murphy Oil / Queiroz Galvão deve começar a perfurar seus primeiros poços exploratórios em águas profundas na Bacia de Sergipe-Alagoas a partir de 2020. A informação é da Murphy Oil, que investiu US\$ 18 milhões na aquisição de ativos no Brasil, em 2017. Em dezembro, a petroleira americana já havia informado que os primeiros levantamentos sísmicos na região deverão começar a partir deste ano. As águas profundas da Bacia Sergipe-Alagoas concentram importantes descobertas de óleo e gás feitas pela Petrobras, como Farfan, Barra e Moita Bonita. Em 2017, a Murphy comprou, por US\$ 11 milhões, 20% da participação da Queiroz Galvão Exploração e Produção (QGEP) em dois blocos, adquiridos pela petroleira brasileira em 2015, na 13ª Rodada (SEAL-M-351 e SEAL-M-428); e investiu mais US\$ 7 milhões, em bônus de assinatura, na 14ª Rodada, para aquisição de 20% das concessões SEAL-M-501 e SEAL-M-503.

MME / ASCOM .