

Ministério de Minas e Energia

Assessoria de Comunicação Social - ASCOM

Sumário

VEÍCULO: O Globo	2
Título: Empresa recorre à Justiça contra Petrobras	2
Título: Eletrobrás terá até 2026 para pagar dívida de R\$ 1,4 bi	3
Título: 'A estratégia da indústria é sobreviver à crise'	4
Título: Futuro da Petrobras	6
Título: O calvário das empresas	8
VEÍCULO: Folha de S. Paulo	8
Título: Sócios da Petrobras na Sete, parceira no pré-sal, pedem R\$ 4,5 bi	8
VEÍCULO: O Estado de S. Paulo	10
Título: Maior perda da Petros veio da Eldorado	10
Título: Caixa reduz patrocínio ao atletismo	10
VEÍCULO: Valor Econômico	12
Título: Sistema de bandeira tarifária deve mudar a partir de 2018.....	12
Título: Novidades no setor elétrico	13
Título: Sem leilões, fornecedores de eólicas alertam para grave crise no setor	16
Título: Fabricantes tentam viabilizar exportações	17
Título: Eletrobras vai pagar dívida com venda de distribuidoras.....	19
Título: Sindipetro vai à Justiça contra venda de ativo.....	20
Título: Petrobras elimina quase 200 mil vagas em três anos.....	21
Título: Setor volta ao radar dos investidores	22
Título: Modelo operacional precisa ter maior eficiência	23
Título: Biogás avança com inovações tecnológicas.....	24

VEÍCULO: O Globo**Seção: Economia****Autor: Manoel Ventura****Título: Empresa recorre à Justiça contra Petrobras**

Disputa envolve fornecimento de gás para termelétrica no Amazonas.

A Eletrobrás entrou em disputa judicial contra a Petrobras para conseguir iniciar os testes da termelétrica Mauá 3, no Amazonas, orçada em R\$ 1,7 bilhão e que deve começar a operar em junho, mas ainda não conseguiu fechar contrato para a compra de gás devido a dívidas bilionárias da elétrica com a petroleira.

A Petrobras vinha reiterando que não forneceria combustível para a usina em razão das dívidas da unidade da Eletrobrás no Amazonas em outros contratos, mas a petroleira foi obrigada por decisão liminar a fornecer o combustível para testes na usina. "Em cumprimento a uma decisão judicial, a Petrobras está disponibilizando gás natural para fins de comissionamento e testes da usina... A empresa segue adotando medidas administrativas e judiciais em prol dos seus interesses e de seus investidores" disse a Petrobras à Reuters.

A Petrobras registrou em seu balanço do primeiro trimestre um total de R\$ 9,8 bilhões em contas a receber junto a empresas do Grupo Eletrobrás, dos quais R\$ 8,2 bilhões referentes à Eletrobrás Amazonas. A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) autorizou na semana passada o início dos testes da primeira máquina de Mauá 3 a partir de 1º de junho. A turbina tem 190 megawatts, de um total de 591 megawatts que a usina terá quando concluída.

A Petrobras ressaltou, no entanto, que a decisão judicial obriga o fornecimento "somente para comissionamento e testes" da termelétrica, e não para sua operação em definitivo. A petroleira disse que seguirá buscando "cobrança e recebimento dos débitos acumulados relativos ao fornecimento de gás natural para a Eletrobrás e suas subsidiárias" Indagada sobre a disputa com a Petrobras, a Eletrobrás Amazonas disse em nota que "as tratativas estão sendo conduzidas nas esferas judicial e administrativa"

ENERGIA MENOS POLUENTE

Desde o fim do ano passado o presidente da Eletrobrás, Wilson Ferreira Júnior, tem dito que a negociação das dívidas com a Petrobras é prioridade para a companhia.

A Eletrobrás tem planos de privatizar suas subsidiárias de distribuição de energia até o fim do ano, incluindo a Amazonas Energia, e uma solução para as dívidas

com a Petrobras é vista como essencial para garantir a viabilidade da venda da empresa. Um acerto para os débitos seria positivo para a Petrobras, que tem buscado ganhar eficiência em suas operações e reduzir dívidas.

A termelétrica Mauá 3, no Amazonas, é vista como importante para substituir usinas mais caras e poluentes na região, movidas a óleo diesel.

A usina recebeu R\$1,15 bilhão em aportes. O empreendimento constou de lista de projetos nos quais a Eletrobrás teve perdas com corrupção. Em outubro, a estatal registrou prejuízos de R\$ 67 milhões na usina em razão de investigações internas sobre corrupção. As apurações começaram após projetos, como a hidrelétrica de Belo Monte, serem citados como alvo de cobrança de propinas na Lava-Jato.

VEÍCULO: O Globo

Seção: Economia

Autor: Manoel Ventura

Título: Eletrobrás terá até 2026 para pagar dívida de R\$ 1,4 bi

Venda de distribuidoras ajudará a quitar débito com fundo setorial

A Eletrobrás ganhou prazo até o fim de 2026 para devolver mais de R\$ 1,4 bilhão a um fundo do setor elétrico chamado de Reserva Geral de Reversão (RGR). O prazo anterior para pagamento da dívida, estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) no ano passado, era de até 90 dias. A Aneel também autorizou que o dinheiro da venda das distribuidoras de energia da estatal possa ser usado para abater outros R\$ 506 milhões da mesma dívida. Nesse caso, o montante recebido terá de ser devolvido ao fundo até 30 dias após a Eletrobrás receber o dinheiro da venda dos ativos.

Integram o pacote de vendas da Eletrobrás seis distribuidoras de energia do Norte e do Nordeste, que devem ir a leilão, neste ano, pelo cronograma do governo. Se a venda das empresas não atingir o valor fixado pela Aneel, o fundo assumirá o prejuízo da operação, segundo a agência. Caso o valor ultrapasse o montante definido, a estatal ficará com a diferença.

"MUDANÇA CONSTANTE DE REGRAS"

A decisão da Aneel de flexibilizar o pagamento da dívida representa um alívio para o caixa da Eletrobrás, que passa por um processo de reestruturação que inclui a venda de ativos, com o objetivo de voltar a gerar lucro. A empresa deve, ao todo, pouco mais de R\$ 2 bilhões à Reserva Geral de Reversão, em valores históricos. A área técnica da Aneel entendeu que houve "apropriação indevida"

de receitas recolhidas no setor elétrico pela Eletrobrás entre 1988 e 2011, quando a estatal era gestora da conta.

Segundo a Aneel, os débitos se referem a parcelas de amortização de saldo devedor de financiamentos não transferidos pela Eletrobrás ao fundo e pelo fato de a estatal contabilizar como receita própria os recebimentos de juros e multas ligados a financiamentos com recursos do fundo. Após a Aneel determinar o pagamento da dívida de uma só vez, no ano passado, a Eletrobrás recorreu, alegando que o Congresso aprovou uma lei que autoriza a estatal a não quitar imediatamente os valores e dá descontos e prazos mais amplos para o pagamento de dívidas como essa.

Mesmo dando aval às novas condições para que a Eletrobrás quite os débitos, o diretor-geral da Aneel, Romeu Rufino, criticou a concessão de "certas benesses" à empresa, com autorização do governo, após o uso indevido dos recursos: — Aqui está uma triste história desse fundo setorial. Há uma mudança muito constante nas regras do fundo, e sempre de alguma maneira para prejudicá-lo.

As condições do pagamento dos débitos preveem parcelamento mensal até dezembro de 2026, com início em julho. Os valores ainda passarão por correção monetária, tanto no caso do parcelamento até 2026, quanto nos recursos a serem devolvidos após privatização das distribuidoras. O valor final deverá ser calculado pela Eletrobrás e apresentado à Aneel em 15 dias.

O fundo Reserva Geral de Reversão foi criado para ser uma conta para indenizar investimentos não amortizados em fins de concessões do setor elétrico. Esse fundo, no entanto, passou a ser usado para diversos outros fins. Neste ano, a gestão de fundos setoriais como a RGR passou a ser responsabilidade da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

SEM SOBRETAXA NA CONTA DE LUZ

Em outro assunto de destaque no setor elétrico, a Aneel informou, no fim da semana passada, que junho será mês de bandeira verde (sem sobretaxa) nas contas de luz. Diante do volume inesperado de chuvas nas regiões Sul e Sudeste, especialistas avaliam que será possível chegar ao fim do ano sem que seja necessário acionar a bandeira vermelha (mais cara).

VEÍCULO: O Globo

Seção: Economia

Autor: Danielle Nogueira

Título: 'A estratégia da indústria é sobreviver à crise'

Entrevista : Sergio Leite

O presidente da Usiminas afirma que país precisa criar o clima necessário para fazer as reformas. Em meio à disputa entre sócios pelo comando da siderúrgica, ele crê na retomada da economia. (...)

- Houve troca de comando recente no BNDES. Que papel o banco deve ter na retomada?

Subsídio, nós não somos a favor. Temos de partir para uma realidade que seja adequada e que torne a indústria competitiva. Com a redução da Selic, o BNDES vai ter também que fazer uma análise das suas taxas, taxas que tornem possíveis a indústria brasileira investir, crescer e se tornar competitiva.

- Ano passado o consumo de aço caiu 13% no Brasil. E este ano?

Esperamos crescimento pequeno, de 3%. Muito pouco para compensar a perda dos últimos três anos. Nenhum segmento específico vai puxar essa demanda. As montadoras, por exemplo, não estão vendendo muito no mercado interno, mas estão aumentando a exportação e, com isso, aumentam o consumo de aço. Hoje, a saída, não apenas para nós como para nossos clientes, é a exportação.

- Poucos dias antes da delação da família Batista, a Usiminas anunciou que reativaria o alto-forno de Ipatinga (MG). Pode mudar de ideia?

Não muda nada. A decisão foi tomada pelo Conselho de Administração em 11 de maio, e o alto-forno volta a operar em abril de 2018. Vamos fazer um investimento de R\$ 80 milhões. Esperamos que nossas vendas em 2017 sejam muito similares às de 2016, em torno de 3,8 milhões de toneladas de produtos laminados.

- É muito abaixo da capacidade, que chega a 10 milhões de toneladas...

De 2008 a 2014, investimos R\$ 14 bilhões para aumentar nossa capacidade. Quando terminamos o investimento, em 2014, o Brasil começou a desacelerar.

- O crescimento do consumo de produtos siderúrgicos vai ser disseminado por vários setores da economia?

Temos 400 clientes ativos na Usiminas.

Nos últimos três anos, a crise atingiu praticamente todos. Tenho contato permanente com eles. Nenhum fala que vai investir, que vai aumentar vendas, que vai contratar pessoal. A crise atingiu de forma muito intensa todos os setores

da economia. São montadoras, fábricas de produtos de linha branca, empresas de óleo e gás, entre outros.

- Estão em compasso de espera?

A estratégia da indústria, de maneira geral, é sobreviver, sobreviver à crise e se preparar para um futuro de crescimento. Toda a indústria brasileira tem capacidade ociosa tão grande, que ela poderia ser imediatamente ativada, sem necessidade de investimento.

- Quantos altos-fornos estão em atividade hoje na Usiminas?

Temos dois em funcionamento em Ipatinga. Vamos reativar o terceiro e voltar a operar a usina em plena carga a partir de abril de 2018. Em Cubatão (na Baixada Santista), os dois altos-fornos, assim como as outras unidades de produção primária (que produzem placas de aço), foram paralisadas em janeiro de 2016.

- Há perspectiva de reativar os altos-fornos de Cubatão?

Eles devem se manter assim por três a cinco anos. Só vão voltar no dia que houver uma recuperação mais robusta da economia. Um estudo do Instituto Aço Brasil mostra que o ano de pico nas vendas internas de aço foi em 2013. Foram 24 milhões de toneladas. Em 2016 isso caiu para 16,5 milhões de toneladas. Quando vamos voltar ao pico? Só em 2025.

- Houve demissões na Usiminas nos últimos dias. Funcionários relatam clima de caça às bruxas, pois eram pessoas ligadas à Nippon Steel (um dos acionistas da empresa).

O clima interno na Usiminas é cada vez melhor. As demissões fazem parte da rotina.

- Há uma ação da Nippon na Justiça que questiona a sua eleição para a presidência da Usiminas. Você se sente ameaçado no cargo?

Tenho 40 anos de Usiminas. Existe, e é público, um conflito entre os acionistas. Meu papel tem sido, por meio da minha relação pessoal com ambos, buscar encontrar uma solução. Mas ainda não encontramos.

VEÍCULO: O Globo

Seção: Economia / colunas

Autor: Miriam Leitão

Título: Futuro da Petrobras

A Petrobras está se organizando para aproveitar uma nova onda de alta dos preços do petróleo no mercado internacional, segundo o diretor financeiro da empresa, Ivan Monteiro. O otimismo é mercadoria escassa no Brasil de hoje, mas o diretor tem uma visão para além da atual sucessão de eventos. "A Petrobras ainda vai dar muita alegria ao Brasil"! diz ele.

A empresa vale hoje uma fração do que valeu. Tem um plano de desinvestimento de US\$ 21 bilhões para 2017-2019, mas não conseguiu vender nenhum ativo. E o governo mergulhou num período de agravamento da crise política, elevando a incerteza sobre a duração do mandato. Mesmo assim, Monteiro aponta motivos que o levam a estar otimista.

Recentemente, ele esteve na China e no Japão e diz que tem ouvido de investidores fortes manifestações de interesse em negócios com a empresa. Um dos sinais positivos: o custo cobrado da Petrobras na última captação de US\$ 4 bilhões foi menor do que o pago em 2014, quando tanto o país quanto a companhia tinham grau de investimento. Ele acha que isso reflete a mudança de percepção em relação à petrolífera, em grande parte pela despolitização dos cargos da direção, a mudança do marco regulatório do pré-sal e a nova política de preços.

A captação foi um bom sinal, mas foi antes da fatídica quarta-feira, 17 de maio, em que foi revelada a conversa de Joesley Batista com o presidente Michel Temer. No dia seguinte, o cenário mudou completamente. Contudo, na quinta-feira, o presidente da companhia, Pedro Parente, estava em Nova York numa apresentação para investidores, e as perguntas continuaram sendo sobre as perspectivas da empresa. Por exemplo, a capacidade de a Petrobras, num contexto de alta do dólar, pela mudança do cenário político, manter a política de preços: — O investidor que vem ao Brasil tem horizonte mais longo e está confiando nos aperfeiçoamentos que têm sido feitos na empresa e nas possibilidades do país. Um dos interesses é o pré-sal e quem conhece o pré-sal é a Petrobras — diz Monteiro.

O recorde histórico do valor da Petrobras aconteceu em 2008, antes da crise internacional, quando chegou a valer US\$ 309 bilhões, segundo a Economática. A companhia levou um tombo em seguida — como todas as outras empresas do mundo — mas se recuperou e em 2011 voltou a US\$ 251 bi. Com o congelamento dos preços dos combustíveis, a escolha de projetos superfaturados e de baixo retorno, a empresa despencou na bolsa. Em janeiro de 2016, chegou a valer US\$ 16 bilhões. Depois, iniciou processo de recuperação, chegou a US\$ 78 bi e agora vale US\$ 55 bi.

Na visão de Ivan Monteiro a recuperação continuará nos próximos anos se a empresa permanecer longe das indicações políticas e do artificialismo dos preços:

— Os estoques mundiais de petróleo estão começando a baixar, as empresas não fizeram grandes investimentos, haverá menos produção e isso pode levar a uma recuperação de preços nos próximos anos, em 2019 e 2020, justamente quando o Brasil vai aumentar sua produção pelos leilões que começam este ano.

Ele confirma a intenção de vender a problemática refinaria de Pasadena e diz que isso não afetará o resultado porque o ativo já foi reavaliado no balanço. Vai vender a Petroquímica de Suape, que sempre deu prejuízo. Negocia uma mudança no acordo de acionistas da Braskem para vender os 47% do capital da empresa. As captações permitiram pré-pagar tudo o que venceria no ano eleitoral de 2018 e está fazendo outros pré-pagamentos de dívida, como a junto ao BNDES.

VEÍCULO: O Globo

Seção: Rio / colunas

Autor: Ancelmo Gois

Título: O calvário das empresas

Veja como é dura a vida das empresas envolvidas na Lava-Jato. Não são só estatais, como a Petrobras, criam dificuldades para novos negócios com elas. A Enel, por exemplo, italiana dona de Ampla e Coelce, colocou as empresas

VEÍCULO: Folha de S. Paulo

Seção: Mercado

Autor: Nicola Pamplona

Título: Sócios da Petrobras na Sete, parceira no pré-sal, pedem R\$ 4,5 bi

Os sócios da Petrobras na empresa de sondas Sete Brasil que já deram início a processos de arbitragem internacional pedem R\$ 4,475 bilhões em ressarcimento por perdas com o investimento.

O valor consta em documento entregue pela estatal às Bolsas de Valores na segunda (29), no qual a empresa detalha suas operações e informações financeiras de 2016.

No texto, a Petrobras diz que os processos de arbitragem são sigilosos e, por isso, não há informações sobre a identidade dos reclamantes.

A Folha apurou, porém, que entre eles estão alguns dos principais fundos de pensão do país, como a Previ, a Valia e a Funcef dos empregados do BB, da Vale e da Caixa, respectivamente.

A Petros (Petrobras) aprovou o recurso à arbitragem apenas em fevereiro de 2017, o que indica que o valor da perda possível pode subir.

A Sete Brasil foi criada em 2010 para ser a principal parceira da Petrobras no pré-sal. Foi contratada pela estatal para construir 29 sondas de perfuração de poços petrolíferos.

A empresa começou a naufragar com a Operação Lava Jato, que fechou o acesso a novos financiamentos. A crise se aprofundou com a queda no preço do petróleo e os cortes no plano de investimentos de sua principal cliente.

A Sete é controlada por um fundo de investimentos chamado FIP Sondas, que tem entre os cotistas, além dos fundos citados, a própria estatal, os bancos Santander e BTG, a empresa americana EIG e os fundos Strong, Lakeshore, Luce Venture e FI-FGTS.

A Petrobras tem ainda uma participação direta de 5% no controle. Como cliente, a estatal decidiu que não precisa mais de todas as sondas e tentava negociar novo acordo.

Em abril de 2016, a Sete pediu recuperação judicial, com uma dívida de R\$ 19,3 bilhões.

PRESSÃO

Nos últimos anos, os principais sócios da Sete fizeram baixas contábeis do valor do investimento, assumindo que não terão mais retorno.

Participantes dos fundos de pensão acusam ex-gestores de ter cedido a pressões políticas para colocar recursos na empresa, que fechou acordo com as construtoras investigadas pela Lava Jato para construir as sondas.

A Sete apresentou um plano de recuperação judicial em agosto de 2016, propondo a conclusão de 12 sondas com investimento adicional de até US\$ 5 bilhões. O documento, porém, foi revisto e novos termos seriam apresentados ao mercado em assembleia marcada para fevereiro.

Procurada pela Folha, a empresa informou que o encontro com investidores será realizado em 26 de junho.

A Petrobras repetiu que as informações são sigilosas e não se manifestou. Valia e Previ não se manifestam sobre o assunto. Petros e Funcef não responderam.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo**Seção: Economia****Autor: Fernanda Nunes****Título: Maior perda da Petros veio da Eldorado**

O Fundo de Investimento (FIP) Florestal, que tem como principal acionista a J&F, do empresário Joesley Batista, foi o principal responsável pelas perdas em participações acionárias registradas pelo fundo de pensão dos funcionários da Petrobrás, a Petros, em 2016. O investimento desvalorizou R\$ 745 milhões e contribuiu para o resultado negativo de R\$ 4,18 bilhões no ano e déficit acumulado de R\$ 26,78 bilhões do principal plano de previdência da fundação, o PPSP.

Os ativos do FIP Florestal -um dos sócios da Eldorado Celulose, ao lado da J&F Investimento - são investigados pela Polícia Federal na Operação Greenfield, deflagrada em setembro do ano passado. Há suspeita de supervalorização dos ativos na época da formação do fundo de investimento e também do retorno financeiro contabilizado pelos sócios em 2015. A Petros também teve perdas com as fatias que mantém na Norte Energia, controladora da Hidrelétrica Belo Monte, instalada no Pará, de R\$ 688 milhões; na Invepar, de R\$ 630 milhões; e na BRF, de R\$ 479 milhões.

Segundo a Petros, para reverter o mal desempenho e adequar a carteira de investimentos à meta atuarial do Plano Petros do Sistema Petrobrás (PPSP), será necessário mais tempo.

Os investimentos deveriam gerar retorno mínimo de 19% para que o déficit fosse evitado em 2016. Em vez disso, a rentabilidade ficou em 11,53%, abaixo da meta atuarial de 12,35%, ainda assim, o melhor retorno dos últimos quatro anos. "A carteira de investimentos do plano e sua baixíssima flexibilidade impossibilitaram uma performance dessa ordem (de 19%)", afirmou a fundação.

Um plano de equacionamento do déficit do PPSP está sendo preparado e será apresentado à Superintendência Nacional de Previdência Complementar (Previc) assim que aprovado pelo conselho deliberativo da Petros. O prazo de entrega era dezembro, mas mudanças de executivos na diretoria motivaram o pedido de novo prazo.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo**Seção: Esportes****Autor: Nathalia Garcia****Título: Caixa reduz patrocínio ao atletismo**

No contrato que se estende até os Jogos de Tóquio, em 2020, banco vai destinar à confederação R\$ 4 milhões a menos comparado ao acordo anterior

A Caixa Econômica Federal reduziu em R\$ 4 milhões a verba destinada à Confederação Brasileira de Atletismo (CBAt). O novo contrato de patrocínio prevê o aporte de R\$ 60 milhões para o ciclo olímpico dos Jogos de Tóquio- 2020 – R\$ 13 milhões serão repassados na primeira temporada. No ciclo anterior, entre 2013 a 2016, o valor destinado à confederação foi de R\$ 64 milhões. No quadriênio anterior, que alcançou a Olimpíada do Rio, o acordo com a Caixa rendeu ao atletismo brasileiro um total de R\$ 90 milhões: R\$ 16 milhões/ ano foram designados para atividades da CBAt e outros R\$ 6,5 milhões/ano para o Brasil Medalha – programa do governo federal de investimento em atletas de alto rendimento com chances de subir ao pódio nos Jogos de 2016.

“Tivemos um decréscimo, eram R\$ 64 milhões no último ciclo olímpico com a Caixa. Com referência aos R\$ 90 milhões, eram dois contratos, um de patrocínio (o que representou o repasse total dos R\$ 64 milhões) e outro com o Ministério do Esporte”, explica o presidente da CBAt, José Antonio Martins Fernandes, o Toninho. De acordo com ele, o termo inicial, com o valor divulgado em 2013, foi desmembrado pelo banco estatal e, atualmente, o segundo compromisso (referente ao plano Brasil Medalha) não está mais em vigor.

No novo contrato, a CBAt deve seguir 14 programas, entre eles o auxílio às federações estaduais. Além disso, a Confederação Brasileira de Atletismo premiará os atletas brasileiros que obtiverem recordes ou conquistem medalhas nos Mundiais. “Mudamos o foco de fonte de repasse de verba aos atletas. A gente está trabalhando em cima do que o COB e o Ministério do Esporte estão exigindo, ou seja, meritocracia. A gente vai atrás de resultado. Atleta, hoje, tem várias fontes de receita: clube, Forças Armadas, Bolsa Pódio, Bolsa Atleta. Para a Confederação, o convênio vai ser baseado em performance dos atletas”, justificou Toninho. Prêmios.

Na categoria adulto, os valores para bonificação foram destrinchados em R\$ 5 mil para recorde brasileiro, R\$ 8 mil para sul-americano e R\$ 50 mil para marca mundial. Entre os critérios estabelecidos para o recebimento da premiação, foi definido que o treinador receberá o equivalente a 50% do total obtido por seu atleta e o pagamento só será concretizado após a divulgação do resultado negativo do controle antidoping feito na competição. Em caso de medalhas em Mundiais Adultos, o campeão embolsará R\$ 80 mil, o segundo colocado terá direito a receber R\$ 60 mil, enquanto o terceiro lugar ficará com R\$ 40 mil.

Nas demais categorias, os valores são inferiores. A entidade disse também entender que não deve fazer diferenciação entre os atletas de pista e de rua. Com isso, a CBAt decidiu colocar fim, a partir do próximo ano, ao Programa Nacional

de Apoio a Corredores de Elite, que atendia os atletas classificados do 1.º ao 10.º lugar, no masculino e feminino, no ranking de corredores de rua. Dessa maneira, os atletas que recebiam uma ajuda de custo mensal não contarão mais com o benefício. Outras fontes de renda da CBAAt são provenientes do Ministério do Esporte, recursos da lei Agnelo/Piva e parcerias com o Comitê Olímpico do Brasil (COB). A entidade ainda tem o patrocínio da Nike (fornecedora de material) e da Playpiso (manutenção das pistas).

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Rafael Bitencourt

Título: Sistema de bandeira tarifária deve mudar a partir de 2018

O sistema de bandeiras tarifárias, que indica a variação do custo da energia na conta de luz, deverá sofrer mudanças a partir de 2018. Os ajuste estudados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) serão feitos para conter as fortes oscilações nas cores das bandeiras em casos de alteração momentânea das condições meteorológicas.

O diretor geral da Aneel, Romeu Rufino, explicou que o sistema de bandeiras tarifárias pode estar agora diante de uma situação que será evitada no futuro. Na semana passada, a agência reguladora anunciou que a cor da bandeira, indicada em maio, deixará de ser vermelha e passará a ser verde, em junho.

Rufino reconheceu que a indicação de bandeira verde nas contas de luz do próximo mês pode não ser uma tendência para os meses seguintes. Para ele, as fortes chuvas no fim de maio nas regiões Sul e Sudeste, que motivaram a mudança na cor da bandeira, não resultaram em recuperação expressiva dos reservatórios das grandes usinas hidrelétricas que fornecem energia mais barata ao sistema.

Na avaliação do diretor da Aneel, o critério de escolha da bandeira permite que a cor amarela ou vermelha já retorne à fatura do consumidor em julho. "É preciso verificar três variáveis importantes: o volume de chuvas, mais ainda o nível do armazenamento dos reservatórios, pensando no médio prazo, e a carga [consumo]", afirmou Rufino após reunião da diretoria.

As chances de volta da cobrança adicional na conta de luz, para custear o despacho de termelétricas, é considerada grande porque o setor elétrico acaba de entrar no período de estiagem - compreendido entre maio e novembro. "No período seco, não é comum que haja chuvas capazes de recuperar o nível de armazenamento das hidrelétricas. Mesmo que seja registrada uma média muito

alta, o volume não é como no período úmido. É por isso que o comportamento para junho foi um ponto fora da curva", afirmou.

Desde de que foi anunciada, a bandeira verde em junho passou a ser considerada pelos economistas no cálculo das estimativas de inflação do período. A previsão é de o sinal verde nas faturas deixará as tarifas mais baratas em mais de 6%, retirando cerca de 0,2 ponto percentual do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) no próximo mês.

A Aneel admite que as chuvas inesperadas deste mês devem também resultar em fortes oscilações do preço da energia no mercado de curto prazo - o PLD. Na edição da última sexta-feira, o Valor informou que o preço de referência da energia esteve acima de R\$ 400 por megawatt-hora (MWh) em maio, mas, com as últimas chuvas, cairia para menos da metade em junho.

Ainda na semana passada a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), anunciou a queda de 75% do PLD para os dias seguintes no Sul, Sudeste e Norte, alcançado o valor de R\$ 118/MWh. "Essa volatilidade do PLD decorre da sensibilidade muito grande que tem o programa em razão das chuvas. Agora, se olharmos o nível de armazenamento dos reservatórios, ele não recuperou tanto assim", disse Rufino ao se referir aos programas computacionais do setor. Para inibir esta oscilação no PLD, o diretor da autarquia não mencionou a necessidade de adotar qualquer mudança na metodologia de definição.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Opinião

Autor: Adriano Pires

Título: Novidades no setor elétrico

O Ministério de Minas e Energia publicou a revisão da garantia física das usinas hidrelétricas, resultando em uma redução de cerca de 1300 MW médios a partir de 2018. Os novos valores foram publicados pelo Ministério de Minas e Energia na quinta-feira, 4 de maio. Eles representam redução de 2,3% na energia disponível para contratação no Sistema Interligado, trazendo mais realismo ao planejamento, reduzindo a necessidade de contratação de energia de reserva e contribuindo para dar mais clareza à realização dos leilões de energia regulares de lastro, que é onde a verdadeira comercialização de energia ocorre. Aos agentes, traz previsibilidade ao ter a vigência dos novos valores aplicada a partir de 2018.

A garantia física de energia é um valor calculado pelo planejamento que determina a contribuição de cada gerador para a segurança de suprimento. Seu uso é essencial no setor, pois serve como base para o rateio da produção total

das usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia entre as mesmas; e como limite (lastro) para a contratação de energia por parte dessas usinas. E o limite de contratação é o embrião do atual sistema de garantia de suprimento, baseado na obrigação de contratar 100% do consumo e na obrigatoriedade de respaldar qualquer contrato com garantia física.

O cálculo da garantia física é um processo naturalmente imperfeito pois depende de muitos fatores. Por isso, existem revisões ordinárias, que possuem como objetivo aproximar da melhor forma possível os mundos físico e comerciais, ou seja, assegurar que a soma das garantias físicas de todas as usinas, que é uma medida comercial, se aproxime à capacidade física de geração dessas usinas de acordo com o critério de suprimento do país. E, é claro, estimular os proprietários das usinas a investir na respectiva manutenção.

A situação é análoga a garantir que o volume de papel moeda emitido corresponda ao "lastro" físico do mesmo, como no antigo "padrão ouro".

Desta forma, foi estabelecida uma regra segundo a qual ocorreriam revisões ordinárias das garantias físicas a cada cinco anos, e também na ocorrência de eventos excepcionais. Para dar uma proteção aos investidores, a garantia física de uma usina não pode ser reduzida em mais de 5% em uma revisão ordinária, e tampouco ir abaixo de 90% de seu valor original, estabelecido no respectivo contrato de concessão.

Como esta regra cria uma proteção absoluta para os investidores, ela teve como contrapartida a liberdade de o governo fazer a revisão da forma que achasse mais adequada. Assim, cabe ao governo decidir, com inteira autonomia, se as revisões incorporariam, ou não, novos critérios de suprimento; aumentos no uso da água a montante; alterações no histórico de vazões; novas restrições ambientais; e assim por diante.

Revisão traz realismo ao planejamento, pois reduz a necessidade de contratação de energia de reserva

A primeira revisão ocorreria em 2003, mas foi adiada para - pasmem - ocorrer a partir de 2015, dando a sensação ao mercado que a revisão periódica era "para inglês ver". Para piorar, tivemos onze anos desde 2003 para discutir como a revisão periódica deveria ser realizada, mas praticamente ninguém, governo ou agentes, deu atenção a este tema. Na verdade o evento significativo relativo a garantias físicas foi negativo e do governo Dilma: falha em aproveitar a renovação das concessões decorrente da MP 579 para revisar as garantias físicas das usinas afetadas sem os limites de 5%-10%.

No finalzinho de 2014, nova portaria do MME determinou o adiamento da revisão para o início de 2016, mas igualmente não implementado.

A entrada do novo governo retomou o processo com seriedade, respaldo técnico e em menos de 1 ano concluiu novos cálculos e chegou na redução de 1300 MW médios. Este valor, além de trazer mais realismo ao planejamento, reduzir a necessidade de contratação de energia de reserva e contribuir para dar mais clareza à realização dos leilões de energia regulares de lastro, possui a consequência principal de simplesmente aplicar uma regra prevista.

Ou seja, mostrar que o principal passo para melhorar o ambiente institucional e comercial do setor elétrico é estabelecer que regras serão cumpridas à risca, eliminando a crença que regras e compromissos não são "para valer", o que induz a aposta na bagunça.

A revisão é um processo duro, desagradável, mas necessário. Do lado dos geradores, haverá perdas de um lado e ganhos nos casos em que a garantia física tiver acréscimo, mas as regras eram conhecidas. Aperfeiçoamentos metodológicos são necessários e cabe ao governo começar desde já a discussão da metodologia e critérios para a próxima revisão, em 2023.

O governo atual poderia ser ainda mais audacioso. O sistema tem usinas - como Itaipu e as cotas da 579 - que são contratados com o consumidor regulado e possuem mecanismos de comercialização distintos das demais hidrelétricas. Estas usinas recebem suas receitas "por capacidade", e não comercializam garantia física. Portanto, a redução de garantia física individual a estas duas classes de usinas poderia ser aplicada de forma integral, observando os valores técnicos e violando seus limites de 5%.

Essa medida, além de aportar ainda mais realismo na adequabilidade entre planejamento e operação, possui outros benefícios: reduzir a potencial exposição do consumidor regulado ao risco hidrológico das UHE Itaipu e das usinas cotistas. Adicionalmente, a medida enseja, em função da redução da energia alocada às usinas anteriormente mencionadas, que o MRE disponha de mais energia para alocação às demais usinas, reduzindo, também, suas exposições ao GSF.

Visto que o risco hidrológico da maioria dos contratos destes geradores com o ACR foi "repactuado" em 2015 (e é transferido ao consumidor) um GSF sistêmico menor, quando aplicado a um volume de contratos menores de cotas e Itaipu com o ACR, melhora potencialmente os impactos tarifários destes contratos específicos no ACR. Em 2004 a UHE Itaipu já teve sua garantia física reduzida em um valor superior a 5%, ou seja há precedente. E como a vigência das novas garantias físicas é para 2018, dá tempo.

Adriano Pires é diretor do CBIE, Centro Brasileiro de Infraestrutura.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Camila Maia e Rodrigo Polito

Título: Sem leilões, fornecedores de eólicas alertam para grave crise no setor

As grandes companhias fornecedoras de turbinas eólicas ainda não cogitam sair do Brasil, mas o baixo nível de contratação atual poderá ter efeitos graves em toda a cadeia de produção, que foi desenvolvida a duras penas nos últimos anos. A situação fica pior a partir de 2018, quando a maior parte dos projetos contratados nos leilões de 2014 e 2015 terminam e a capacidade ociosa das fabricantes pode se tornar um sério problema.

"Com a baixa demanda no setor eólico e baixa expectativa nos demais, podem ocorrer reduções significantes na produção industrial nacional", disse Rogério Zampranha, presidente da dinamarquesa Vestas no Brasil.

O principal desafio está nos fornecedores locais, que se instalaram em locais próximos dos complexos eólicos e investiram no desenvolvimento da expertise necessária no negócio. "As grandes empresas têm mercados e conseguem se segurar. Mas os pequenos não", disse Pablo Mori, diretor da Nordex/Acciona no Brasil.

Segundo Mori, levou um tempo até que os fornecedores locais se qualificassem para atender as exigências da indústria, e os danos causados pela falta de projetos novos podem fazer com que muitos deles não tenham escolha que não seja fechar as portas.

"Temos uma cadeia de fornecedores muito competente, madura e que investiu muito nos últimos anos para se qualificar a atender a nossa indústria. Isso está em sério risco de se perder, o que não pode acontecer", disse Fernando Real, presidente da Wobben Windpower no Brasil. Para ele, "seria desastroso deixar uma cadeia competente e madura se desestruturar, gerando ainda mais crise e desemprego", ainda mais quando se leva em conta que a expansão da matriz energética do país deve ser baseada em fontes renováveis.

A situação é pior para as empresas menores, mas as grandes fornecedoras também sofrem com a falta de projetos e o crescimento da capacidade ociosa.

Se o governo não promover um novo leilão voltado para a fonte eólica neste ano, repetindo o que já aconteceu ano passado, empresas como Wobben Windpower e Nordex/Acciona alertam que serão "muito afetadas" a partir de 2018. Esta

última tem capacidade ociosa de 50% neste ano e pode chegar a 75% no ano que vem.

A Wobben está operando perto da sua capacidade máxima atualmente, por estar com contratos para entrega de três parques eólicos neste ano. "No entanto, sem leilões no ano passado e sem leilões neste ano, seremos muito afetados a partir de 2018", disse Real.

A GE Wind, maior do país no segmento de turbinas eólicas, sofrerá os efeitos negativos da falta de leilões com maior força a partir de 2019, segundo Jean-Claude Robert, líder da companhia para a América Latina. "O impacto negativo será mais forte no fim de 2018 e em 2019. É muito importante que tenhamos um leilão neste ano, para que se possa ter um volume de novos projetos", afirmou.

"Somos uma empresa com fundamentos sólidos, e enxergamos o Brasil no longo prazo. A GE vai continuar no país, independentemente da crise que enfrentamos agora", destacou Robert.

Além dos danos na cadeia de fornecedores, os funcionários que se especializaram na área podem ficar sem empregos. A Nordex/Acciona já precisou fazer demissões para adequar seu quadro de funcionários à realidade de contratação das fábricas. Segundo Mori, foram feitos "ajustes" no quadro de pessoal da empresa.

A Wobben ainda não fez demissões, que são sempre "a última opção" para a empresa. "Mas sem perspectivas de negócios e leilões à frente, essa é uma dura realidade que poderemos ter que enfrentar", afirmou Real.

Os executivos ouvidos pelo Valor são unânimes na defesa da necessidade de realização de ao menos um leilão ainda neste ano.

"Outro fator que aponta para a proximidade de um novo leilão de energia de reserva é o anúncio do leilão de descontração, previsto para o dia 31 de agosto", disse Zampronha, da Vestas. Ele lembrou que o mecanismo vai contribuir para que o governo possa tirar do planejamento usinas de energia renovável contratadas mas que não vão sair do papel. "Assim, haverá espaço - e necessidade - para energia nova", disse.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Camila Maia e Rodrigo Polito

Título: Fabricantes tentam viabilizar exportações

Os grandes fabricantes de aerogeradores instalados no Brasil estão se movimentando para tentar viabilizar a exportação dos equipamentos, em uma resposta a falta de novos projetos no país. O problema é que, devido ao elevado custo de produção e financiamento no Brasil, as empresas não são competitivas para exportar.

A Associação Brasileira de Energia Eólica (Abeeólica) criou um grupo de trabalho para discutir o que deve ser feito para mudar esse cenário. "Temos possibilidade de desenvolver mercados na América Latina ou Caribe, mas precisamos tentar reduzir o custo Brasil para sermos competitivos", disse Élbis Gannoum, presidente da associação.

O problema é que grupos internacionais como a GE e Vestas encontram maior competitividade trazendo máquinas da Europa ou da Ásia para os mercados da América Latina fora do Brasil.

"O Brasil é um caso particular, mas não temos restrições de conteúdo local no mundo. Então competimos com toda a cadeia global, é difícil", disse Jean-Claude Robert, líder da GE Wind na América Latina. Segundo ele, se a companhia pega um contrato na Argentina ou no Chile, vai avaliar qual máquina terá o menor custo. "Hoje, uma máquina da Europa ou dos Estados Unidos é mais competitiva que uma brasileira", explicou.

A Nordex/Acciona também não vê competitividade para as máquinas produzidas no Brasil no exterior. Segundo Pablo Mori, diretor da companhia no país, seria necessária uma flexibilização das regras para que a produção local possa ganhar competitividade. Isso iria beneficiar também os consumidores, que ganhariam com uma redução do custo das turbinas eólicas.

Segundo Robert, seria positivo se a indústria eólica brasileira não dependesse apenas do mercado local, mas fatores como carga tributária, custo de logística e de financiamento ainda precisam ser "trabalhados" para que as máquinas possam ser competitivas em escala global.

A WEG e a Wobben Windpower são exceções nessa discussão. A primeira já declarou em diversas vezes que está trabalhando para viabilizar exportações para a América do Sul.

Já a Wobben tem uma carteira firme de exportações há anos, "que colabora para a manutenção da estrutura e de boa parte dos postos de trabalho mesmo em tempos difíceis como os que se avizinham", disse Fernando Real, presidente da empresa no Brasil.

Seção: Empresas**Autor: Rafael Bitencourt****Título: Eletrobras vai pagar dívida com venda de distribuidoras**

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) autorizou ontem o uso do valor de venda das distribuidoras da Eletrobras para abater parte da dívida bilionária do grupo com o fundo Reserva Global de Reversão (RGR). Mesmo se a transferência de controle das subsidiárias não resultar no ganho financeiro esperado, parte do passivo com o fundo - correspondente ao valor histórico de R\$ 506,7 milhões - será perdoado.

A dívida total com o fundo foi estimada inicialmente pela Aneel em pouco mais de R\$ 2 bilhões, sem atualização ou cobrança de juros. Esse valor foi definido em processo de fiscalização aberto há mais de dez anos pela agência. A área técnica considerou que a Eletrobras, na condição de gestora do fundo, se apropriou indevidamente de valores que deveriam ser usados para financiar projetos de universalização do serviço.

A maior parte do valor apurado, estimado em R\$ 1,9 bilhão, se referia à parcela de amortização de financiamentos não transferidos pela Eletrobras à RGR entre 1998 e 2011. Com a decisão de ontem, a estatal continua obrigada a devolver R\$ 1,4 bilhão desse montante. Outros R\$ 506,7 milhões poderão ser cobertos com o ganho na privatização das distribuidoras. Esse dinheiro teria sido usado na década de 90 para assumir o controle das concessionárias que pertenciam aos governos estaduais. O depósito na RGR deverá ser feito em até 30 dias após o pagamento do valor dos lances vencedores do leilão.

O advogado da Eletrobras, Yuri Schimitke, do escritório Girardi Advocacia, ressaltou que a decisão da diretoria atende integralmente o pleito da estatal. Segundo ele, o valor do abatimento na dívida corresponde a um quarto de todo o passivo. No fim do ano passado, a Eletrobras chegou a atualizar seu saldo devedor com a RGR que, acrescido de juros, ficou em R\$ 8,74 bilhões.

Por diversas vezes, o comando da Aneel fez críticas à atuação da estatal como gestora dos fundos do setor

Ao mencionar o processo de transferência de controle das subsidiárias da Eletrobras, o diretor da Aneel Reive Barros citou os nomes da Companhia Energética de Alagoas (Ceal), da Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Centrais Elétricas de Rondônia (Ceron) e da Companhia de Eletricidade do Acre (Eletroacre). De acordo com a previsão do governo, a privatização dessas companhias deve ocorrer até o fim deste ano.

O diretor-geral da Aneel, Romeu Rufino, afirmou que a decisão da diretoria seguiu o que foi definido em recentes mudanças feitas nas leis do setor, pelo Congresso, e regulamentadas por decreto, pelo Executivo. A regra de reembolso à RGR permitiu que a dívida remanescente de R\$ 1,4 bilhão seja quitada em parcelas mensais no período de julho de 2017 a dezembro de 2026.

Rufino explicou que se o valor de venda das distribuidoras for além dos R\$ 506,7 milhões, sem atualização, a Eletrobras pagará ao fundo essa mesma quantia e ficará com o excedente. Se esse valor não for alcançado, a RGR assume o prejuízo na mesma proporção. "É evidente que é prejudicial ao fundo, porque o prejuízo fica com a RGR e a possibilidade de lucro com a Eletrobras", comentou.

Por diversas vezes, o comando da Aneel fez críticas à atuação da Eletrobras como gestora dos fundos do setor. Rufino ressaltou que havia um conflito de interesse que chegou ao fim neste mês, quando a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) assumiu essa atribuição. "Há uma grande expectativa de que esses fundos sejam melhor geridos do que foram até agora", afirmou.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: André Ramalho

Título: Sindipetro vai à Justiça contra venda de ativo

Mesmo tendo sido reformulado, para se adequar às exigências do Tribunal de Contas da União (TCU), o programa de desinvestimentos da Petrobras corre riscos de ser novamente judicializado. O Sindicato dos Petroleiros de Alagoas e Sergipe (Sindipetro-ALSE) pretende entrar nos próximos dias com novas ações para tentar impedir o avanço da venda dos campos de Juruá e Azulão, na Amazônia.

Os dois campos são os primeiros ativos colocados à venda pela estatal dentro da nova sistemática de desinvestimentos aprovada pelo TCU. O entendimento do sindicato é que a empresa continua vendendo ativos sem licitação e a direcionar potenciais compradores.

"A decisão do TCU não pode substituir a lei, que prevê as licitações. O TCU não tem o poder de legislar. Além disso, a Petrobras continua a direcionar seus desinvestimentos", explica a advogada do Sindipetro, Raquel Sousa, em referência às exigências da Petrobras de que as petroleiras interessadas na compra dos ativos na Amazônia devem ter experiência na região.

De acordo com o "teaser" (alerta de venda) dos dois campos, o potencial comprador, para participar dos processos, precisa ou ter sido concessionário de exploração e produção nas Bacias do Amazonas e/ou Solimões ou possuir

capacidade instalada em operação de, no mínimo, 200 megawatts (MW) de geração termelétrica no Brasil.

Raquel Sousa contou, ainda, que a ideia é entrar com ações individuais para tentar impedir cada ativo colocado à venda pela Petrobras. Em 2016, antes de o TCU obrigar a estatal a rever sua sistemática de desinvestimentos, para dar maior publicidade ao processo, o sindicato já havia entrado com uma série de ações contrárias às vendas de ativos da estatal.

A Petrobras, no entanto, classifica como "remota" as chances de derrota nos processos que correm na Justiça Federal de Sergipe e que podem impedir a empresa de concluir a venda dos ativos Liquigás (para o grupo Ultra), Nova Transportadora do Sudeste (para a Brookfield), Petroquímica Suape (para a Alpek), Carcará (Statoil) e da Termobahia (Total). A informação consta da análise sobre as potenciais contingências judiciais da companhia, incluída no formulário de referência de 2016, divulgado esta semana pela petroleira.

Ontem, a Petrobras obteve uma decisão favorável, no Tribunal Regional Federal da 5ª Região, para prosseguir com a venda da Liquigás, por R\$ 2,8 bilhões. O desinvestimento havia sido contestado na justiça pelo mesmo sindicato.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: André Ramalho

Título: Petrobras elimina quase 200 mil vagas em três anos

A Petrobras reduziu praticamente pela metade - em quase 200 mil empregados - o seu quadro pessoal, entre funcionários próprios e terceirizados, ao longo dos últimos três anos, em meio à eclosão dos desdobramentos da Operação Lava-Jato. Ao fim de 2016, segundo dados publicados no formulário de referência da estatal, 186,3 mil pessoas trabalhavam no sistema Petrobras, o que representa uma redução de 50 mil trabalhadores em relação ao ano anterior.

A queda foi puxada, sobretudo, pelos programas de incentivo ao desligamento voluntário (PIDVs) de 2014 e 2016 e, no caso de terceirizados, pela redução do número de contratos com fornecedores, diante da queda dos volumes de investimentos da petroleira nos últimos anos.

A maior parte dos cortes ocorreu entre os terceirizados: foram demitidos, ao todo, 40 mil deles só no ano passado. Desde 31 de dezembro de 2013, o número caiu 60%, de 297 mil para 117 mil trabalhadores.

Já o quadro de funcionários próprios da Petrobras totalizava, ao fim do ano passado, 68,8 mil empregados, cerca de 17 mil a menos que os dados do fim de 2013 - o último balanço anual divulgado antes de as atividades da estatal começarem a sentir os efeitos da Operação Lava-Jato e do declínio dos preços do barril no mercado internacional.

A queda do quadro de funcionários reflete, sobretudo, os PIDVs de 2014 e 2016. A estatal calcula que cerca de 13 mil empregados inscritos nesses dois programas já foram desligados. Ao todo, a Petrobras estima que as indenizações suportadas pela companhia nos dois programas somam R\$ 4 bilhões. Em contrapartida, o retorno financeiro do programa, até 2021, é projetado em R\$ 18,9 bilhões.

As informações todas constam do formulário de referência divulgado esta semana pela empresa. No documento divulgado ao mercado, a Petrobras admite, na avaliação de riscos, que pode enfrentar dificuldades para, no futuro, repor as perdas de funcionários inscritos nos PIDVs. A empresa cita uma possível "escassez de pessoal especializado".

"Não há garantia que a companhia será capaz de treinar, qualificar ou reter adequadamente o pessoal de gestão sênior, nem que conseguirá encontrar novos gerentes qualificados, caso haja necessidade. Isto poderá afetar negativamente os resultados operacionais e os negócios da companhia", cita a estatal, no formulário de referência.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: ESPECIAL / Saneamento

Autor: Guilherme Meirelles

Título: Setor volta ao radar dos investidores

Os efeitos da crise hídrica que castigou a região Sudeste e parte da região Sul entre 2014 e 2015 ficaram para trás e hoje as empresas de capital aberto do setor de saneamento voltaram ao radar dos investidores, principalmente os mais focados em longo prazo. (...)

Instituída por meio da Lei 11.445/07, a revisão é um processo de correção de tarifa pelo qual as empresas de energia elétrica e de saneamento entregam às suas respectivas agências reguladoras os dados relativos a seus ativos e investimentos a serem feitos nos próximos anos. No caso das companhias elétricas, a metodologia na análise é mais previsível, já que a decisão final cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Já as companhias de saneamento reportam-se diretamente às agências reguladoras de seus respectivos Estados, o que pode provocar resultados inesperados, como aconteceu com a Sanepar.

Em dezembro, em período pré-revisão tarifária, o governo paranaense promoveu um re-IPO da Sanepar e levantou cerca de R\$ 900 milhões, com o papel oferecido a R\$ 9,50, resultado considerado um sucesso, que promoveu a Sanepar para o Nível 2 de governança da BM&F. Até então, os técnicos da Sanepar finalizavam um relatório de revisão tarifária considerado "exemplar" pelo mercado, o que provocou uma euforia na Bolsa. Às vésperas do anúncio da revisão tarifária, os papéis da chegaram a ser cotados acima de R\$ 15. Hoje, ficam entre R\$ 10 e R\$ 10,4.

Mas o pleito de revisão de 25,63% foi considerado inadequado pela Agepar (agência reguladora paranaense) e a forma aprovada foi pelo diferimento em oito anos, com percentual de 8,53% para 2017. "A Agepar não teve a ortodoxia esperada e trouxe pessimismo ao mercado", diz Vitor Mizumoto, analista de investimentos da corretora Spinelli. A decisão refletiu especialmente na Copasa, que chegou a estar cotada acima de R\$ 50 e hoje gira entre R\$ 32 e R\$ 34. Contribuíram para o mau humor os dados iniciais da revisão tarifária da Copasa (prevista para junho), com sub avaliação dos ativos.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: ESPECIAL / Saneamento

Autor: Roseli Loturco

Título: Modelo operacional precisa ter maior eficiência

O modelo operacional das empresas de saneamento está em revisão. Hoje, menos de um terço das companhias estaduais e municipais tem geração de caixa maior que despesas.

Estudo recente do Banco Mundial aponta que, com melhor gestão, essas companhias poderiam ter acesso ao mercado de capitais, gerar mais caixa e fazer mais investimentos. Falta também uma visão mais profissional nas unidades de tratamento de água e esgoto que poderiam gerar energia elétrica a partir do biogás, o que reduziria os gastos com a conta de luz, um dos dois maiores custos das concessionárias, ou se tornar uma fonte de receita adicional, com a venda dessa energia para o sistema.

"É fato que nos últimos 40 anos, o setor vem perdendo capacidade de investir. Não consegue mais repetir os investimentos médios feitos nos anos 70", avalia Thadeu Abicalil, especialista sênior em água e saneamento do Banco Mundial.

Isso porque além das receitas com tarifas, as principais linhas de financiamentos da infraestrutura no país são o Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (FGTS) e o Fundo de amparo ao Trabalhador (FAT), gerenciados pelo governo e financiados pelos bancos públicos. "Além das tarifas serem por vezes controladas no Brasil

para conter a inflação, ao longo das décadas foi aumentando a alocação de recursos desses fundos para habitação em detrimento do saneamento", explica Abicalil.

Um dos desafios do Brasil e de vários países da América Latina é fomentar mais Parcerias Público-Privadas (PPPs). "A criação de uma unidade de PPP no Brasil facilitaria o envolvimento dos investidores privados", diz o especialista do Banco Mundial. Há também disparidade estadual, enquanto Minas Gerais tem uma unidade de PPPs, vários outros Estados não possuem as suas.

"O setor privado tem tido mais eficiência em termos de custos, perdas e grau de cobertura, tanto na área de água quanto de esgoto", avalia Paulo Furquim de Azevedo, coordenador do Centro de Estudos em Negócios do Insper. O ideal, na sua opinião, seria fomentar a participação privada por meio de concessões. Sem delegar a responsabilidade do setor público. "Para conseguir meta de universalização de água e esgoto é necessário um aporte muito grande de investimento que requer a participação privada porque os estados estão em restrição fiscal", lembra Furquim.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: ESPECIAL / Saneamento

Autor: Dauro Veras

Título: Biogás avança com inovações tecnológicas

Impulsionado por inovações tecnológicas e investimentos na cadeia de valor, o biogás está entre as fontes de energia que mais cresceram no Brasil em 2016. Houve um salto de quase 30% na capacidade instalada, que atingiu 118,6 Megawatts (MW) em fevereiro de 2017, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Existem hoje 15 usinas operando no país a partir de resíduos sólidos urbanos, 11 com resíduos animais e três com rejeitos da agroindústria.

A participação do biogás na matriz elétrica é de apenas 0,0741%. Há, porém, potencial para produzir 78 milhões de m³ diários, equivalentes a 25% da disponibilidade de energia do país, segundo a Associação de Biogás e Biometano (ABiogás). A organização estima que até 2025 é possível atingir uma produção diária de 10,7 milhões de m³, 13% do volume que é hoje desperdiçado.

"Em médio prazo, o processamento conjunto de resíduos sólidos urbanos com o lodo do tratamento de esgoto pode dar melhor viabilidade econômica aos empreendimentos", diz Carlos Alberto Moya, professor do departamento de engenharia civil do Instituto Mauá de Tecnologia. Para tornar competitiva a indústria do biogás, ele defende a adoção de um novo marco regulatório e de uma política pública de incentivo.

Entre os projetos que entraram em operação em 2016, destacam-se as termelétricas Caieiras, do grupo Solví, e Bonfim, da Raízen, ambas no Estado de São Paulo. Uma iniciativa científica relevante concluída este ano foi o projeto Probiogás, firmado em 2013 entre Brasil e Alemanha para testar o aproveitamento energético do biogás em dez estações de tratamento de esgoto (ETEs) do país. A pesquisa envolveu Sabesp, Caesb, Copasa, Seame Rio Preto, Sanasa e Sanepar, com coordenação da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG).

Um acordo de R\$ 7,3 milhões, firmado entre a Sabesp e o Instituto Fraunhofer, da Alemanha, resultou em um equipamento que transforma gás de esgoto em biometano. A partir do segundo semestre, o combustível renovável será usado nos 49 veículos da empresa em Franca (SP). Com o aproveitamento do gás, haverá redução anual da emissão de 1,5 milhão de toneladas de dióxido de carbono. Em São José dos Pinhais (PR), a GE Power e a CS Bioenergia produzirão 3 MW de energia térmica e 2,8 MW de eletricidade na ETE Belém, a partir da biodigestão do lodo.

A Veolia, transnacional especializada em serviços ambientais, tem tentado vender suas tecnologias para produção de biogás, mas o mercado brasileiro ainda está "engatinhando", constata o diretor de projetos para a América Latina, Yves Besse. Um gargalo é o baixo acesso da população a saneamento: "Quanto mais poluído é o corpo receptor [rio, lago etc.], menor a exigência de qualidade do esgoto tratado e da tecnologia utilizada".

MME / ASCOM .