

Ministério de Minas e Energia
Assessoria de Comunicação Social – ASCOM

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

Valor Econômico

[Título: Disputa sobre conteúdo local terá novos capítulos em 2018](#)..... 7

Sumário

VEÍCULO: O Globo	2
Título: Furnas terá de rever corte de 51 deficientes.....	2
VEÍCULO: Folha de S. Paulo	3
Título: Estaleiro diz que subornou Petrobras no governo FHC	3
Título: CSN deve fechar acordo com bancos em janeiro	5
Título: Aneel libera operação de 7 usinas no Nordeste	6
VEÍCULO: Valor Econômico	7
Título: Disputa sobre conteúdo local terá novos capítulos em 2018.....	7
Título: Temer sanciona até sexta-feira MP que estende Repetro até 2040	10
Título: Curtas	12
Título: Petroleiras mundiais investem R\$ 30 bilhões no Brasil em 2017	12
Título: Órigo planeja replicar modelo de aluguel de painel solar	14
Título: Sustentabilidade dá mais um passo com coprocessamento	16
Título: Tietê vai antecipar geração solar em SP	18
Título: CSN admite falha de controle e alerta para alta dívida	20

VEÍCULO: O Globo**Seção: Economia****Autor: DANIELLE NOGUEIRA****Título: Furnas terá de rever corte de 51 deficientes**

Juíza determina que cota deve ser aplicada sobre total de empregados

A Justiça do Trabalho determinou que, em cinco dias, Furnas apresente o cálculo em que se baseou para comunicar a demissão de 51 portadores de deficiência no último dia 20. A decisão, em caráter liminar, atende a pedido do Sindicato dos Trabalhadores nas Empresas de Energia do Rio de Janeiro e Região (Sintergia-RJ) e do Sindicato dos Eletricitários de Furnas (Sindefurnas). O despacho, de 24 de dezembro assinado pela juíza Claudia Soares, determina que a cota de 5% de deficientes, prevista em lei, tome por base o número total de trabalhadores, incluindo próprios e terceirizados.

A conta de Furnas considera apenas os próprios. A empresa vai recorrer da decisão. A juíza afirma ainda que, em caso de necessidade de a cota ser um número superior à quantidade de deficientes que restará na empresa, "deverá Furnas explicar, no mesmo prazo (de cinco dias), quando e como se realizarão as novas contratações". "Determino que Furnas se abstenha de comunicar aos terceirizados eventual dispensa (...) até nova apreciação pelo Juízo".

Furnas tem 243 portadores de deficiência, dos quais 26 próprios e 217 terceirizados. Esse número, segundo a empresa, representa 6% do total de funcionários. A Lei de Benefícios da Previdência (8.213/1991), também conhecida como Lei de Cotas para pessoas com deficiência, diz que companhias com mais de mil empregados têm de preencher 5% "dos cargos com beneficiários reabilitados ou pessoas portadoras de deficiência, habilitadas". Mas não explicita se "os cargos" a que se refere incluem terceirizados.

No último dia 20, como antecipou o colunista Ancelmo Gois, Furnas comunicou que 51 dos deficientes terceirizados seriam dispensados e alegou que as demissões seriam necessárias em razão de um ajuste no quadro de pessoal. Na circular, a companhia afirma que a projeção de funcionários para 2018 é de 3.839 (próprios). A projeção é de agosto, quando havia 211 inscritos no plano de demissão voluntária. A cota de 5% sobre aquela quantidade de empregados seria de 192 — 26 próprios mais os 166 deficientes terceirizados mantidos.

A circular diz ainda que o ajuste será feito não apenas em razão da adesão de funcionários ao plano de demissão voluntária, mas também de possíveis contratações no âmbito do acordo com o Superior Tribunal de Justiça (STF). O acordo prevê que a empresa desligue todos os terceirizados até 2018. As dispensas começaram a ser feitas em 2014, de forma escalonada. No entanto, segundo a própria empresa, foram interrompidas em novembro de 2016, por determinação do STF, até que fosse feita uma nova audiência de conciliação.

"PRODUTIVIDADE COMO CRITÉRIO"

Segundo Furnas, 360 terceirizados haviam sido demitidos até a suspensão de execução do acordo. Ainda há 1.063 na companhia. "Diante da necessidade de adequar o quadro de empregados à nova realidade da empresa, Furnas usou como critério a produtividade destes profissionais e optou pela redução de 51 postos, mantendo a participação em 5%", disse a empresa em nota ao GLOBO. Os contratos de deficientes terceirizados são geridos por ONGs.

A empresa recorreu à terceirização, neste caso, porque muitas vezes não conseguia preencher a cota de deficientes apenas com concursos. No momento, a ONG responsável por gerir os contratos é o Instituto Brasileiro dos Direitos da Pessoa com Deficiência (IBDD), cujo contrato com Furnas vai terminar no próximo dia 31. Uma nova instituição vai assumir essa gestão em 2018. A superintendente do IBDD, Teresa Costa d'Amaral, questiona a legislação em que Furnas se baseia para realizar as demissões.

Segundo ela, a lei citada pela companhia se aplica a empresas privadas. Furnas, diz, deve seguir a Lei do Regime Jurídico dos Servidores Públicos (8.112/1990), que estabelece cota de 5% a 20% para deficientes por concurso. Ela também questiona a escolha dos demitidos: — Analisando a amostra é claro que os demitidos são os mais idosos ou com deficiências mais severas. São os que têm mais dificuldades de conseguir recolocação profissional.

VEÍCULO: Folha de S. Paulo

Seção: Mercado

Autor: MARIO CESAR CARVALHO DE SÃO PAULO

Título: Estaleiro diz que subornou Petrobras no governo FHC

Grupo de Cingapura declara que deu US\$ 300 mil a funcionários do governo

É a primeira vez que a empresa menciona pagamento também a tucanos; repasses ao PT já haviam sido citados

O estaleiro de Cingapura Keppel Fels, um dos maiores do mundo, relata em acordo que assinou com autoridades de três países que pagou propina para assegurar que ganharia um contrato no governo de Fernando Henrique Cardoso para a construção da plataforma P-48 para a Petrobras.

O suborno de US\$ 300 mil (equivalente hoje a R\$ 994 mil) teria sido pago em 2001 e 2002 para "funcionários do governo", de acordo com documento que está no Departamento de Justiça dos EUA. Nenhum nome é mencionado, no entanto.

O valor do suborno é menor do que os relatados em contratos fechados nos governos Lula e Dilma Rousseff.

Algumas das menções de suborno ao PT já haviam aparecido em outras delações. É a primeira vez, porém, que o estaleiro fala de pagamento de propina também no governo FHC, ainda que em escala mais reduzida.

No primeiro contrato do estaleiro com a gestão petista, em 2003, o valor da propina alcançaria US\$ 13,3 milhões (R\$ 44 milhões), segundo a empresa. O suposto suborno relatado no caso do PT equivale a 1% do valor da plataforma P-53 (US\$ 1,3 bilhão).

Já no caso da propina paga durante o governo de FHC, ela corresponde a 0,03%, já que a P-48 custou por volta de US\$ 800 milhões.

O acordo de leniência narra ainda que o Keppel Fels pagou um total de US\$ 55,1 milhões ao PT e executivos da Petrobras ligados ao partido entre 2003 e 2012, num total de cinco contratos. O montante equivale a R\$ 182,6 milhões em valores atuais.

Os contratos eram para a construção de plataformas para o pré-sal —P-53, P-56, P-58, P-61— e uma para a Sete Brasil, empresa que era dirigida por petistas.

Leniência é uma espécie de delação de empresas. O Keppel fez o acordo com Brasil, EUA e Cingapura e pagou multa de R\$ 1,4 bilhão. O Brasil ficou com R\$ 692,4 milhões.

O ESQUEMA

Havia um esquema fixo para fazer a propina chegar ao PT, segundo o acordo da Keppel. A empresa tinha contratos falsos de consultoria com o engenheiro Zwi Skornicki. Ele recebia os recursos e os repassava para Pedro Barusco, ex-gerente da Petrobras, Renato Duque, ex-diretor da estatal, e para o PT.

Barusco e Duque foram indicados para os cargos pelo partido. O dinheiro para o PT era repassado por meio do tesoureiro João Vaccari Neto, segundo Skornicki, que fez um acordo de delação.

O Keppel Fels fez um levantamento em seus arquivos em Cingapura e no Brasil para fechar o acordo. Há mais detalhes sobre os pagamentos para o PT do que para o PSDB porque a documentação de 2001 e 2002 não cita nomes, segundo a Folha apurou.

No caso do PT, os representantes do partido eram tratados por codinomes. Todos os pagamentos eram autorizados pela cúpula da Keppel Fels em Cingapura.

Não é a primeira vez que delatores falam em propina na Petrobras durante o governo FHC. O ex-gerente Pedro Barusco disse ter recebido suborno em 1997 ou 1998 da multinacional holandesa SBM.

O ex-diretor da Petrobras Nestor Cerveró afirmou que a Petrobras rendeu um total de US\$ 100 milhões em propina para o governo FHC, sem apresentar provas.

Também falou do suborno entre US\$ 600 mil e US\$ 700 mil que recebeu entre 1999 e 2001 para comprar turbinas para usinas termoeletricas da Alstom/GE e da NRG na crise energética no governo de FHC.

Cerveró conta ainda que o ex-senador Delcídio do Amaral, que era diretor de Gás na Petrobras no governo FHC e depois se tornou líder do PT no Senado, recebeu propina para fazer contratos de termoeletricas no valor de US\$ 500 milhões, mas disse não saber o valor do suborno.

Os casos da SBM e das termoeletricas estão sob investigação da Polícia Federal e da força-tarefa da Lava Jato.

Em seu livro de memórias, FHC também menciona que ouviu falar de corrupção na Petrobras em 1996 por meio do empresário Benjamin Steinbruck, controlador da CSN, mas diz que não fez nada porque queria aprovar uma nova lei do petróleo.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Economia

Autor: ALINE BRONZATI CYNTHIA DECLOEDT FERNANDA GUIMARÃES

Título: CSN deve fechar acordo com bancos em janeiro

Coluna do Broadcast

Depois de publicar seus demonstrativos financeiros auditados e ficar em dia com o mercado, a Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) deverá fechar acordo para alongar suas dívidas com Banco do Brasil e Caixa Econômica Federal, seus principais credores, já na primeira semana de janeiro, provavelmente até o dia 5. Os valores devem ser da ordem de R\$ 14 bilhões. As negociações com os dois bancos públicos já estão bastante adiantadas. Outro passo importante da companhia de Benjamin Steinbruch foi o arquivamento do formulário 20-F relativo ao ano de 2016, na SEC, a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) dos Estados Unidos, o que permitiria à siderúrgica acessar o mercado de dívida externo, com emissão de novos bônus. Para sair com tal operação, resta ainda negociar a carta de conforto com a Deloitte, necessária após advertência de “deficiências” no controle interno feita pela auditoria no relatório. No mercado, se fala em uma captação no começo de 2018 de cerca de US\$ 1 bilhão, para rolar quase US\$ 2 bilhões em bônus que vencem em 2019 e 2020. A companhia tem ainda emitido US\$ 1 bilhão de bônus perpétuos.

» Ganhou fôlego.

Se tudo der certo, o que inclui nenhuma agência de rating rebaixar a nota do Brasil até lá, a CSN volta ao mercado de dívida externa com percepção de preço muito melhor do que no ano passado, quando seus bônus chegaram a operar no mercado secundário como se a companhia fosse dar um calote em sua dívida. Hoje, em posição contrária, são negociados a preços próximos ao de companhias de primeira linha. Procurada, a CSN não comentou.

» Grandeza.

A abertura de capital da BR Distribuidora neste mês, que movimentou US\$ 1,6 bilhão (mais de R\$ 5 bilhões) e cujos recursos entraram diretamente para o caixa da Petrobrás, foi a terceira maior do mundo no quarto trimestre de 2017 e a maior das Américas nesse período, segundo estudo realizado pela consultoria EY. O primeiro da lista foi o IPO do BAWAG Group, de US\$ 2 bilhões na bolsa na Áustria, e a segunda posição ficou com a General Insurance Corporation of India, na bolsa indiana, que girou US\$ 1,7 bilhão.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Economia

Autor:

Título: Aneel libera operação de 7 usinas no Nordeste

O grupo italiano Enel Green Power e empresas controladas pelo grupo francês Engie receberam autorização para iniciar a operação comercial de sete usinas

de geração de energia solar na Região Nordeste, segundo despachos da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) ontem no Diário Oficial da União. As usinas estão localizadas nos Estados Rio Grande do Norte e Bahia.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Cláudia Schüffner | Do Rio

Título: Disputa sobre conteúdo local terá novos capítulos em 2018

As disputas envolvendo a indústria nacional e as companhias estrangeiras de óleo e gás não vão acabar mesmo após a aprovação da Medida Provisória 795, que estabelece os parâmetros para funcionamento do Repetro, regime especial aduaneiro para tributação de bens e serviços contratados pela indústria de óleo e gás, e também equipara as demais petroleiras à Petrobras em questões fiscais. Quando voltar do recesso, o Congresso vai examinar, em regime de urgência, o Projeto de Lei nº 9.302, do deputado Jerônimo Goergen (PP-RS), que quer fixar em lei os percentuais de conteúdo local nas próximas rodadas de áreas leiloadas sob os regimes de concessão e partilha de produção.

Dependendo da velocidade de tramitação e caso seja aprovado, o PL pode complicar os leilões da ANP programados para março e junho de 2018, adverte fonte do **Ministério de Minas e Energia**. "Não há como aplicar as regras do PL 9.302 nas rodadas de 2018, não tem como mudar o edital nessa altura", diz a fonte.

Este ano, o governo tentou avançar na redução das exigências de conteúdo local, mas por pressão da indústria nacional, a questão continua voltando à pauta. O tema tinha virado um destaque da MP 795, mas Goergen negociou com a bancada governista tirar o destaque para votação da MP, que ainda precisa ser sancionada pelo presidente Michel Temer. Recentemente a Agência Nacional de Petróleo (ANP) sugeriu aumento dos percentuais de conteúdo local de 25% para 40% - válido para plataformas a serem instaladas em áreas leiloadas entre 2005 e 2015.

O PL 9.302, também de autoria de Leonardo Quintão e outros, estabelece limites por lei para a aquisição de conteúdo local mínimo por empresas que comprarem áreas exploratórias nos próximos leilões da ANP. Ou seja, enquanto a proposta da ANP resolve um problema passado, Goergen quer estabelecer uma lei que valha para o futuro.

A 15ª Rodada de Licitações da ANP está marcada para o dia 29 de março e a 4ª Rodada do Pré-sal vai acontecer dia 7 de junho de 2018. Os percentuais estabelecidos no PL 9.302 são parecidos com os sugeridos pela ANP na proposta

enviada pela agência para avaliação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e que, por sua vez, são semelhantes ao que a Associação Brasileira de Máquinas e Equipamentos (Abimaq) pedia. As empresas que não obedecerem os percentuais prometidos nos contratos precisam pedir um "waiver" (ou perdão no jargão do setor) à ANP para evitar multas.

O diretor-geral da ANP, Décio Oddone, afirma que a iniciativa de aumentar os percentuais em relação ao anteriormente proposto pela agência foi uma forma de evitar a judicialização dos contratos, "resolver o passado" e destravar o setor.

Entre as diferenças entre a proposta da ANP e o PL 9.302 estão o aumento do percentual de conteúdo local mínimo no texto apresentado por Goergen, que dividiu os trabalhos de construção dos poços em duas etapas. Com isso, na etapa de desenvolvimento da produção, que só ocorre caso se descubra um campo viável economicamente, o PL 9.302 propõe que os percentuais de compras nacionais fiquem em 25% para os serviços incluídos na construção de poços, enquanto os bens nessa etapa permaneceriam com 40% de conteúdo local. O sistema de coleta e escoamento ficaria com 40% de conteúdo nacional (mesmo da proposta da ANP), mas a construção de plataformas sofreria nova divisão, com 25% para os serviços e 40% para os bens. Assim, o conteúdo local médio pode aumentar até 60% com a divisão proposta.

Goergen não soube explicar por que as áreas sob o regime de cessão onerosa ficaram de fora do projeto de lei. "Eu confesso para ti, humildemente, que não saberia dizer de uma maneira mais aprofundada. E eu sugiro o Velloso porque ele tem isso na ponta da língua", disse, referindo-se ao presidente da Abimaq, José Velloso Dias Cardoso, que não retornou.

Telmo Ghiorzi, diretor da Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Petróleo (Abespetro) se preocupa com a possibilidade de os percentuais de conteúdo local serem estabelecidos por lei. Segundo ele isso pode engessar um setor que muitas vezes precisa tomar decisões rápidas e é muito impactado por inovações tecnológicas.

"Nosso ponto principal é que isso não deveria ser objeto de lei. Muito mais importante do que discutir para que serve o conteúdo local, é discutir o número. Depois de 20 anos de política de conteúdo local com idas e vindas, conseguimos construir no Brasil uma certa capacidade produtiva. Mas não construímos capacitação e competência para expandir a indústria de bens e serviços para ser exportadora, de modo a ficar um pouco mais imune às flutuações normais do setor", diz Ghiorzi.

Na avaliação do executivo, que representa as empresas de serviços, da forma como está sendo formulada a política, o Brasil terá um retrocesso. "O conteúdo local do jeito que está sendo formulado, servirá puramente para se retornar à mesma política que se aplicava no Brasil na década de 30, que é a de substituição das importações. É um caminho altamente retrógrado".

Ghiorzi defende que o melhor caminho seria que o tema fosse tratado no âmbito do Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás Natural (Pedefor). Se não for esse o caminho, ele vê turbulência. Por ser o instrumento mais marcante do setor, diz, se sofrer uma mudança radical no que diz respeito a quem o formula, que é o CNPE, e quem o aplica, que é a ANP, a indústria poderá fazer uma leitura de incerteza onde deveria haver estabilidade. "Os atores vão aguardar para entender os efeitos práticos da mudança. Logo, é possível que os próximos leilões de blocos fiquem esvaziados", diz o executivo.

Jerônimo Goergen, que representa a Abimaq, Instituto Aço Brasil e a Frente Parlamentar da Indústria de Máquinas, que ele preside, sabe do potencial explosivo do seu projeto. Mas diz que é uma forma de forçar o governo a enxergar os problemas da indústria brasileira. "Nós não estamos querendo gerar custo Brasil. Queremos é com isso fazer com que o governo se dê conta deste custo e trabalhe para diminuir. Também não podemos, como brasileiros, deixar que entreguem tudo para todo mundo aí fora e nós ficamos com o custo Brasil para dentro. Aí você não gera emprego no Brasil. Fazer de conta que não existe o custo Brasil para fora, mas existe para o brasileiro, acho um equívoco", disse.

Segundo o raciocínio do deputado, o governo não deveria "dar incentivo para alguém vir de fora e tomar conta daquilo que é do Brasil sem que pelo menos a indústria nacional tenha condições de competir em pé de igualdade".

Questionado se não seria mais viável reduzir o custo Brasil, o deputado concorda, mas avalia que está acontecendo o contrário. "Nós estamos vendo o aumento da carga tributária, do custo da energia, enquanto falta estrada. E enquanto o Brasil não se organiza, nós não podemos fazer com que a indústria nacional seja penalizada pela desorganização do Brasil", diz.

Alberto Machado, diretor executivo de Petróleo, Gás, Bionergia e Petroquímica da Abimaq, a discussão agora é em torno de uma política industrial que permita gerar emprego e que tem um efeito importante para municípios e estados brasileiros.

Mesmo admitindo que empresas estrangeiras fizeram investimentos importantes no Brasil, ele defende maior proteção para a indústria brasileira

porque as estrangeiras poderão se financiar no exterior via agências de crédito à exportação, que exigem a aquisição de máquinas e serviços no país de origem do dinheiro, como contrapartida. "Esse é um dos pontos críticos. E quando o Brasil começa a ter risco de rebaixamento, o que deixa os financiamentos mais caros. Na condição de importador, o 'funding' para os projetos é melhor lá fora", diz Machado.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Andrea Jubé, Marcelo Ribeiro, Cláudia Schüffner e André Ramalho | De Brasília e Rio

Título: Temer sanciona até sexta-feira MP que estende Repetro até 2040

O presidente Michel Temer decidiu sancionar até sexta-feira o projeto de lei de conversão da medida provisória 795, que trata da renovação do Repetro (regime aduaneiro especial para o setor de óleo e gás). O governo já havia publicado, em agosto, um decreto estendendo o Repetro por mais 20 anos, até 2040, mas ainda falta sancionar a MP, que complementa a extensão do regime especial com uma série de ajustes na legislação tributária que visam dar maior segurança jurídica às petroleiras.

O prazo de sanção e análise de vetos expira no próximo dia 5 de janeiro, mas em atenção ao princípio da anterioridade tributária, Temer antecipará o ato para 2017. Ontem, Temer discutiu o assunto em reunião com o presidente da Petrobras, Pedro Parente.

Pelo princípio constitucional da anterioridade tributária, é vedado à União, aos Estados, ao Distrito Federal e aos municípios cobrar tributos "no mesmo exercício financeiro em que haja sido publicada a lei que os instituiu ou aumentou". Como a MP traz algumas mudanças na tributação, a norma tem de ser publicada até 31 de dezembro para que as novas regras passem a valer em 2018.

Um dos principais pontos da MP é o artigo que estende o Repetro para bens permanentes, como equipamentos submarinos. Antes, o regime especial se limitava aos equipamentos temporários (que ao fim do prazo de contrato são reenviados para o exterior, como embarcações). Na prática, significa que a parcela de bens desonerados aumentou.

A MP também pacifica alguns impasses na cobrança do Imposto sobre a Renda Retido na Fonte (IRRF) sobre o aluguel de plataformas e sondas de perfuração. Existe hoje uma divergência de entendimento entre o Fisco e as petroleiras

sobre o assunto - só a Petrobras possui disputas no valor de R\$ 52,7 bilhões com a Receita.

A votação da MP 795 foi cercada de ruídos e questionada por ambientalistas. A matéria acabou sendo batizada de "MP do Trilhão" - em alusão a uma conta do consultor legislativo Paulo César Ribeiro Lima, que estimou uma suposta perda de arrecadação de R\$ 1 trilhão nos vários campos do pré-sal a partir das mudanças na cobrança de Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) sobre o aluguel de sondas e plataformas. A estimativa foi, posteriormente, contestada por uma nota técnica do Ministério da Fazenda.

As petroleiras defendem que, sem o Repetro, o país teria dificuldades de atrair investimentos e de manter sua produção. O secretário-executivo do Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP), Antônio Guimarães, explica que o regime especial foi criado no final da década de 1990, após a abertura do setor de petróleo, para eliminar uma distorção do sistema tributário brasileiro, o único dentre os produtores de petróleo a taxar tanto a renda quanto os investimentos.

Ele considera a estimativa de renúncia fiscal de R\$ 1 trilhão superestimada. E afirma que, para que houvesse uma renúncia desse tamanho até 2040, o Brasil teria de ser capaz de atrair investimentos de mais de R\$ 2 trilhões - que seriam suficientes para fazer do país um dos maiores produtores mundial de petróleo, com produção superior a 11 milhões de barris diários, abaixo apenas da Arábia Saudita, Estados Unidos e Rússia.

"Renúncia fiscal só existe se você pode cobrar o imposto. Se tentar cobrar o que Repetro isenta, não existem novos projetos", defende.

De acordo com dados da consultoria Wood Mackenzie, o fim do regime representaria uma redução de US\$ 132 bilhões nos investimentos no setor até 2030 (ante os US\$ 304 bilhões previstos num cenário com a manutenção do Repetro). Esse declínio dos investimentos faria a produção brasileira cair dos atuais 2,6 milhões de barris diários para 2,3 milhões barris/dia em 2030 - ante uma produção estimada de 4,5 milhões de barris/dia.

Ainda segundo a consultoria, mesmo com a recuperação dos preços do barril, para patamares de US\$ 75, a produção no pré-sal sob o regime de partilha seria inviável economicamente, enquanto a rentabilidade de projetos sob o regime de concessão seria menos atrativa que a de países como Noruega, Reino Unido, Canadá, Moçambique e Estados Unidos, principais concorrentes do Brasil na atração de investimentos.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção:** Empresas**Autor:****Título:** Curtas

Eletropaulo X Eletrobras

O conselheiro dos acionistas minoritários na Eletropaulo, Marcelo Gasparino, manifestou, na reunião do colegiado realizada dia 19, discordância em relação a termos do potencial acordo entre a distribuidora de energia e a Eletrobras, sobre o empréstimo tomado da estatal em 1987 - para ele, os valores não podem exceder R\$ 1 bilhão -, e a eleição de Julian Nebreda como vice-presidente do conselho, o que demonstra, disse, que o grupo AES continua exercendo o controle mesmo com o fim do acordo de acionistas. A Eletropaulo esclareceu que a diretoria ainda discute um possível acordo com a Eletrobras e que não há nenhuma proposta concreta.

Petróleo dispara

A explosão de um oleoduto na Líbia ajudou o petróleo a terminar ontem no maior patamar em dois anos e meio, reforçando a forte alta já registrada durante 2017. O barril do Brent para fevereiro, negociado na ICE Futures de Londres, terminou cotado em US\$ 67,02 cada, avanço de 2,71%. Já o WTI do mesmo mês subiu 2,57%, para US\$ 59,97. A expectativa é que, após a explosão, de 70 mil a 100 mil barris diários deixem de ser produzidos.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção:** Empresas**Autor:** André Ramalho | Do Rio**Título:** Petroleiras mundiais investem R\$ 30 bilhões no Brasil em 2017

O Brasil entrou novamente na rota de investimentos das grandes petroleiras globais. Levantamento feito pelo **Valor** mostra que, atraídas pelos leilões do pré-sal e pelo programa de venda de ativos da Petrobras, as companhias estrangeiras investiram este ano, ao todo, cerca de US\$ 9,25 bilhões (R\$ 30,8 bilhões) na aquisição de ativos no país.

A principal investida no mercado brasileiro foi feita pela norueguesa Statoil, que anunciou, em 2017, investimentos de US\$ 3,66 bilhões no país. Destaques também para a ExxonMobil (US\$ 2,38 bilhões), Total (US\$ 2,2 bilhões), BP (US\$ 315 milhões), Petrogal (US\$ 300 milhões) e Shell (US\$ 100 milhões).

O último negócio - e o maior deles - foi anunciado na semana passada pela Statoil. A companhia fechou acordo de US\$ 2,9 bilhões com a Petrobras para compra de 25% no campo de Roncador, na Bacia de Campos, numa operação que deve praticamente triplicar a produção de óleo e gás da norueguesa no Brasil, para 110 mil barris diários de óleo equivalente (BOE/dia).

A Statoil também anunciou este ano um investimento de US\$ 25 milhões na aquisição de 40% do projeto de geração solar de Apodi (162 megawatts), no Ceará, que marca a entrada da empresa no segmento, no Brasil; e outros US\$ 743 milhões para reforçar presença no projeto de Carcará (BM-S-8), no pré-sal da Bacia de Santos. Depois de comprar a fatia de 66% da Petrobras no BM-S-8, em 2015, a companhia avançou sua investida no ativo, adquiriu os 10% da Queiroz Galvão Exploração e Produção (QGEP) e posteriormente arrematou, no leilão do pré-sal de outubro, a área de Carcará Norte - adjacente à descoberta de Carcará.

Quem também investiu pesado no país em 2017 foi a americana ExxonMobil. A multinacional garantiu 40% de Carcará e Carcará Norte. Na 14ª Rodada de blocos exploratórios, de setembro, foi a principal protagonista do leilão, ao adquirir dez concessões, sendo seis delas junto com a Petrobras, numa parceria 50%/50%, em águas ultraprofundas na Bacia de Campos. A multinacional fechou, ainda, um acordo para entrar, com 50%, nos blocos SEAL-M-351 e SEAL-M-428 (Bacia Sergipe-Alagoas), adquiridos pela Queiroz Galvão Exploração e Produção (QGEP) em 2015, na 13ª Rodada.

Destaque também para a Total. A francesa assinou este ano um contrato de US\$ 2,2 bilhões, com a Petrobras, para aquisição de 35% do campo de Lapa (pré-sal da Bacia de Santos); 22,5% de Iara (campos de Sururu, Berbigão e Oeste de Atapu); e 50% da Termobahia (que opera as termelétricas Rômulo de Almeida e Celso Furtado, na Bahia). A Total também adquiriu, por US\$ 6 milhões, na 2ª rodada de partilha, 20% de Sul de Gato do Mato, área adjacente à descoberta de Gato do Mato (bloco BM-S-54).

A britânica BP, por sua vez, investiu US\$ 315 milhões para estreitar no pré-sal como sócia da Petrobras nas áreas Alto de Cabo Frio Central (50%) e Peroba (40%), leiloadas na 3ª rodada de partilha. A petroleira também reforçou sua presença no mercado brasileiro de biocombustíveis, por meio da formação de uma joint-venture com a Copersucar, na área de logística, para gestão conjunta do terminal de Paulínia (SP).

Os leilões do pré-sal renderam frutos também à Shell, uma das participantes mais agressivas das rodadas de outubro. A companhia, que já operava a área de Gato do Mato, fez oferta por todas as seis áreas negociadas nas licitações do pré-sal e levou três, duas delas como operadora: 80% de Sul de Gato do Mato e

55% de Alto de Cabo Frio Oeste. Também entrou como sócia da Petrobras, com 30%, na área unitizável Entorno de Sapinhoá.

Já a Petrogal adquiriu 20% de Carcará Norte, na 2ª Rodada de partilha, e comprou uma fatia adicional de 3% no BM-S-8 (Carcará), na reestruturação acordada com a Statoil e Exxon.

Também investiram no país, este ano, outras importantes petroleiras: as chinesas CNODC (US\$ 180 milhões) e CNOOC (US\$ 28 milhões); Qatar Petroleum (US\$ 26 milhões); Murphy Oil (US\$ 18 milhões); Repsol Sinopec (US\$ 15 milhões); Repsol (US\$ 7 milhões); e Karoon (US\$ 6 milhões).

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor:

Título: Órigo planeja replicar modelo de aluguel de painel solar

O primeiro teste de mercado teve como base uma área rural no interior de Minas Gerais. Ali foi montado um conjunto de painéis solares com capacidade de gerar 1 MW de energia que passou a ser comprada por cerca de 60 pequenas empresas. Agora, a ideia é reproduzir o modelo em outras áreas do Estado e chegar ao fim de 2018 com uma carteira de 5 mil clientes.

Os planos estão sob o comando de um ex-vice-presidente da Vivo, Surya Mendonça, que há um ano está à frente da Órigo, empresa dedicada a projetos de energia fotovoltaica com sede em Campinas (SP). Seus principais acionistas são o fundo americano TPG e o fundo brasileiro Mov.

A Órigo nasceu em 2010, mas até pouco tempo atrás usava o nome de Empresa Brasileira de Energia Solar (Ebes). Sua atuação se dá hoje em três frentes: um projeto de energia fotovoltaica numa comunidade extrativista no Pará; a venda de painéis solares tradicionais para residências e empresas; e a fazenda solar em Minas.

"Nosso plano é lançar até o fim de 2018 mais dez fazendas solares em Minas Gerais", diz Mendonça. "A ideia é que esse seja nosso principal negócio."

A primeira dessas unidades fica no município de João Pinheiro, no noroeste de Minas e começou a produzir energia em outubro. O que a Órigo faz é alugar painéis instalados nesse terreno para clientes comerciais de pequeno porte. São 63 clientes entre supermercados, escritórios, academias de ginástica, bares, restaurantes.

Essas empresas pagam valor fixo à Órigo e a energia gerada em João Pinheiro é lançada na rede da Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig). "Isso gera crédito para os clientes que os permite uma economia de até 10% na conta de energia todo mês", diz Mendonça. É um modelo de negócio chamado de geração compartilhada

Mendonça gosta de fazer uma comparação com o mundo da telefonia celular. Assim como a Vivo, Claro e outras "alugam" suas antenas para seus clientes falarem pelo celular, a Órigo aluga os painéis e sua capacidade de geração.

"Estamos construindo agora três novas fazendas com capacidade de 5 MW cada uma, todas no norte de Minas Gerais", disse o executivo de 42 anos. Uma delas deve ficar pronta no primeiro trimestre de 2018 e as outras, no segundo.

"Imaginamos investir cerca de R\$ 250 milhões em 2018 em Minas Gerais nas novas dez fazendas", diz Mendonça. Cada uma terá capacidade para atender entre 400 a 500 clientes, afirmou ele. Se o plano der certo, o negócio das fazendas solares passaria dos 63 clientes para até 5 mil dentro de um ano. Os recursos para esse investimento virão de empréstimos junto a bancos no país, segundo a Órigo.

A empresa, que não divulga seu faturamento, não vê um concorrente direto nesse business de venda de energia para consumidores finais de pequeno porte, diz Mendonça. Segundo a Cemig, a Órigo é a única em Minas com esse formato de negócio.

A Órigo se enquadra num modelo específico de negócio, o de energia compartilhada. Diferentemente de outros grandes projetos de energia fotovoltaica, cuja produção é vendida para o sistema nacional, a empresa gera e vende energia para consumidores finais, por meio da Cemig.

A geração compartilhada é ainda um negócio de nicho, no qual a Órigo é a maior do país em número de clientes, 63, de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). O segundo maior é Companhia Energética de Pernambuco que tem 43 clientes em Fernando de Noronha, de acordo com a agência.

Minas Gerais - em particular sua porção norte - tem elevada insolação e por isso a Órigo prevê sua expansão somente pela região. Por isso também outro grande projeto de energia fotovoltaica, da francesa EDF Energies Nouvelles, está ali instalado.

A diferença entre as duas empresas é que a Órigo tem uma relação direta com o consumidor final - por meio de um contrato com a Cemig; e o projeto da EDF é de distribuição de energia no sistema nacional.

A energia fotovoltaica já faz sucesso entre os mineiros. Nenhum outro Estado tem tantas microgeradoras de energia. São 4.034 com potência instalada de 44,4 MW, segundo a Aneel. Dessas microgeradoras fazem parte projetos biogás e hidráulicos. Mas a esmagadora maioria é de energia fotovoltaica - que pode ser uma casa com um painel solar do telhado ao projeto da Órigo.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Opinião

Autor: Paulo C. Penna

Título: Sustentabilidade dá mais um passo com coprocessamento

O déficit habitacional e de infraestrutura são uma das maiores carências do país. Para suprir essa necessidade, é imprescindível o uso de um insumo utilizado do início ao fim de qualquer obra: o cimento.

Sempre foi grande a preocupação e principalmente a mobilização do setor cimenteiro com as questões ambientais, de modo a reduzir as suas emissões de gases de efeito estufa. Isso significa investir em medidas de eficiência energética e em meios para intensificar o uso de matérias-primas e combustíveis alternativos.

Em virtude de esforços que vêm sendo há anos colocados em marcha pela indústria do cimento brasileira, já se registram os menores níveis mundiais de emissão de CO₂ por tonelada de produto produzido, de acordo com dados internacionais do Conselho Empresarial Mundial para o Desenvolvimento Sustentável (WBCSD, em inglês). E é justamente na busca por soluções para reduzir ainda mais sua pegada de carbono que a atividade do cimento vem constantemente se aprimorando. A mais recente iniciativa setorial pretende mapear as suas emissões, projetadas até 2050, e suas respectivas alternativas de redução.

Este ambicioso projeto, conhecido internacionalmente como Cement Technology Roadmap, é uma parceria da indústria do cimento nacional com o WBCSD, a Agência Internacional de Energia (IEA, em inglês) e o Banco Mundial. O estudo conta também com a colaboração de inúmeros especialistas de renomadas universidades do país, sob a coordenação técnica do ex-ministro e professor emérito José Goldemberg.

Com lançamento previsto para o início de 2018, o Cement Technology Roadmap analisa uma série de alternativas para a mitigação dos gases de efeito estufa do setor. Uma dessas principais medidas é a substituição dos combustíveis fósseis não renováveis tradicionalmente usados pela indústria (como coque de

petróleo, por exemplo), por combustíveis alternativos com menor emissão, como biomassas e resíduos.

A queima de resíduos em fornos de cimento, conhecida como coprocessamento, é uma tecnologia mundialmente consagrada e que, além de reduzir as emissões da indústria, surge como uma solução ao passivo ambiental representado pelo acúmulo de rejeitos na natureza, transformando-os em energia.

No Brasil, a alternativa vem ganhando expressão desde a sua regulamentação pelo Conselho Nacional de Meio Ambiente (Conama), em 1999. Atualmente, cerca de 60% das plantas industriais possuem fornos licenciados para realizar o coprocessamento.

Solução ao passivo ambiental representado pelo acúmulo de rejeitos, transformando-os em energia

Somente em 2015, foram coprocessados mais de um milhão de toneladas de resíduos, entre pneumáticos usados e resíduos industriais, como óleos, tintas, plásticos, entre outros. Isto representou cerca de 10% do consumo energético total da indústria do cimento. Números crescentes, mas ainda tímidos quando comparados à realidade da União Europeia. Lá, o percentual de utilização destes combustíveis alternativos chega a 35% de substituição térmica, sendo que há países como a Áustria onde esse índice é superior a 65%.

O pneumático é um dos resíduos mais emblemáticos, cuja degradação leva mais de 150 anos. Somente em 2016 foram destruídos de forma ambientalmente correta na indústria de cimento cerca de 56 milhões de pneus, impactando diretamente em três fatores fundamentais: (i) saúde pública, diminuindo a proliferação de vetores de doenças; (ii) ambiental, retirando do meio ambiente essa quantidade expressiva de resíduos; e (iii) econômica, substituindo o combustível principal, que é o coque de petróleo importado - não renovável e de maior emissão.

Para alcançar níveis de substituição maiores e consequentemente mitigar ainda mais as emissões de gases de efeito estufa, o setor vem se mobilizando para aumentar a variedade de combustíveis alternativos, ao utilizar os chamados resíduos sólidos urbanos, que nada mais são do que aqueles resultantes das atividades doméstica e comercial das cidades. A Lei 12.305/10 da Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS) contempla o aproveitamento energético destes rejeitos. Essa prática é amplamente utilizada na Europa, de forma a eliminar aterros sanitários e agregar valor energético ao nosso lixo doméstico. Em São Paulo, foi recentemente aprovada resolução para regulamentar a

utilização de Combustíveis Derivados de Resíduos Urbanos (CDRU), permitindo a sua utilização em fornos de cimento.

Atualmente a indústria cimenteira em parceria com consórcio do Agreste de Sergipe, que reúne 23 municípios, está desenvolvendo um projeto para eliminação de lixões de modo a tornar todo resíduo que não é passível de reciclagem, em combustível para indústria de cimento. Isso contribuirá para a melhoria da qualidade de vida de cerca de 400 mil habitantes da região. Projetos similares a este estão sendo desenvolvidos nos Estados de Minas Gerais, São Paulo e Ceará.

O setor identifica um potencial de substituir cerca de 50% de toda sua matriz energética por combustíveis alternativos até 2050, acompanhando a tendência mundial. Para isso, faz-se necessária a valorização dos resíduos como fontes alternativas de energia pelo poder público, em cumprimento à própria PNRS. Tomando novamente a União Europeia como exemplo, a partir dessa valorização o bloco conseguiu, em pouco menos de vinte anos, reduzir em 50% os resíduos urbanos enviados a aterros e aumentar a reciclagem e reaproveitamento térmico dos mesmos em 160%.

O desafio é grande. Mas grande também é o empenho dos fabricantes de cimento no Brasil em resolver a equação de aumentar a produção quando da retomada do crescimento e ao mesmo tempo reduzir ainda mais suas emissões de carbono.

Com o objetivo maior de atender sempre de forma sustentável à demanda por cimento para a construção habitacional e da infraestrutura do país, diversificar os tipos de resíduos nos fornos de cimento será um grande passo nesse sentido.

Paulo Camillo Penna é presidente do Sindicato Nacional da Indústria do Cimento (SNIC) e da Associação Brasileira de Cimento Portland (ABCP).

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Camila Maia | De São Paulo

Título: Tietê vai antecipar geração solar em SP

A AES Tietê está trabalhando para iniciar as operações de dois complexos de geração de energia solar no interior de São Paulo ainda em 2018, totalizando 185 megawatts-pico (MWp) de potência. Um dos projetos é o complexo Água Vermelha, que foi contratado no leilão A-4 na semana passada, e tem a obrigação de entrar em operação apenas em 2021.

"Vamos antecipar a entrada em operação do projeto para 2019 ou antes se possível, e vender essa energia em contratos de um ano ou um pouco mais, gerando valor ao ciclo de vida do projeto", disse Ítalo Freitas, presidente da AES Tietê, em entrevista ao **Valor**.

A ideia da geradora é combinar as obras do complexo Boa Hora, que precisa entrar em operação até novembro de 2018, com a construção do complexo Água Vermelha. Ambos ficarão nas proximidades da hidrelétrica Água Vermelha, no rio Grande (SP).

O complexo solar de Água Vermelha foi contratado na semana passada, enquanto Boa Hora foi um projeto originalmente localizado em Pernambuco, adquirido pela companhia por R\$ 75 milhões e transferido para as proximidades de sua hidrelétrica.

A energia de Água Vermelha foi contratada a um valor baixo, de R\$ 145,96 por megawatt-hora (MWh), deságio de 56% ante o preço teto de R\$ 329/MWh. Segundo Freitas, no entanto, a rentabilidade do projeto está garantida, resultado de uma série de medidas, como a própria antecipação do projeto.

A AES Tietê conta com ganhos de sinergia na construção do projeto, pois as mesmas equipes de Boa Hora serão utilizadas posteriormente, com mesmos equipamentos e construtoras. "Outra coisa que também ajudou foi a capacidade global da AES Corp [a controladora americana da companhia] de negociar as placas solares. Utilizamos esse benefício para conseguir um bom preço", disse o executivo. As placas serão importadas a um preço competitivo, disse ele.

Outro fator que contribuiu com a manutenção das margens do projeto é a questão da operação do parque, que será feita pela mesma equipe que já trabalha na hidrelétrica de mesmo nome.

A AES Tietê prevê investir R\$ 280 milhões na construção do projeto, montante que deve ser financiado com dívida. "Avaliamos todos os instrumentos disponíveis, e o mercado local é o mais atrativo neste momento. Podemos acessar também debêntures de infraestrutura utilizando como lastro o contrato do projeto, e com isso conseguir linhas de financiamento com prazo médio de sete a oito anos", disse, ao **Valor**, a vice-presidente de relações com investidores da companhia, Clarissa Sadock.

"Esse foi um grande passo para a Tietê. Não participamos de um leilão desde 2000, é um marco. Isso nos tornará os maiores geradores solares de São Paulo, e um dos maiores do Brasil", disse Freitas.

Além disso, o projeto ajuda a companhia a ficar mais próxima de cumprir a obrigação da expansão no Estado de São Paulo, condição imposta na época da privatização da companhia, em 1999. Segundo Freitas, a AES Tietê terá cumprido ao fim do ano que vem 79% dessa obrigação, com 317 megawatts (MW) no estado.

O restante da obrigação, a AES Tietê pretende cumprir por meio de projetos de geração distribuída, com foco em energia solar.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Ivan Ryngelblum e Renato Rostás | De São Paulo

Título: CSN admite falha de controle e alerta para alta dívida

Uma quinzena após anunciar a troca de auditores, a Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) apresentou seus resultados auditados de 2017 até setembro, algo que o mercado estava esperando desde que publicou o balanço anual de 2016, em outubro. Além disso, a empresa de Benjamin Steinbruch enviou à Securities and Exchange Commission (SEC), reguladora do mercado de capitais americano, o formulário 20-F referente ao ano passado.

No documento entregue nos Estados Unidos - equivalente ao formulário de referência, com os dados de 2016 -, a empresa afirmou que seus controles internos possuíam deficiências relevantes em relação à divulgação de resultados, devido a problemas no processo de monitoramento e revisão de controles dos dados a partir do fim de 2016. "Por conta de limitações inerentes, os controles internos sobre divulgações financeiras podem não prevenir ou detectar erros de divulgação em um tempo hábil", disse.

A companhia alegou que o sistema de monitoramento não era estruturado para transações complexas e pouco frequentes. Agora, segundo ela, os dados foram corrigidos. Já foram tomadas medidas para lidar com os problemas, como um plano para revisão de transações complexas, novos procedimentos para cálculo de valor justo e projeções de fluxo de caixa para ativos mais antigos, além de mais discussões técnicas e medidas que permitam a revisão de decisões.

Além disso, a CSN alertou para potenciais problemas de liquidez, ou a habilidade de honrar suas obrigações financeiras no curto prazo. Com dívida bruta de R\$ 30,4 bilhões e vencimentos de R\$ 5,59 bilhões só em 2018, mas caixa e equivalentes de R\$ 4,87 bilhões, a companhia admitiu que sua nota de crédito pode ser impactada, além da própria habilidade de conseguir novos financiamentos e baixar seu custo de captação.

"Resolver nosso endividamento pode necessitar de uma porção substancial de nosso fluxo de caixa operacional, o que afetaria nossa condição financeira e os resultados, tornando mais difícil pagar dividendos ou realizar outras distribuições aos acionistas", afirmou a siderúrgica. "Não há nenhuma garantia de que seremos bem-sucedidos na renegociação de nossa dívida."

A CSN ainda ressaltou que, caso não consiga recursos adicionais ao caixa vendendo ativos ou reestruturando essa dívida, pode ficar incapacitada de evitar sua própria falência.

A empresa não havia entregue o 20-F no prazo porque montou uma investigação interna para apurar "uma alegação publicada na imprensa em abril de 2017", relacionada ao suposto pagamento de R\$ 16,5 milhões durante a construção da usina de aços longos em Volta Redonda (RJ).

Em abril, Marcelo Odebrecht declarou em acordo de delação premiada que doações eleitorais ao ex-ministro Antonio Palocci, por meio de caixa dois, foram "reembolsadas" por um contrato da Odebrecht com a CSN para construção da fábrica.

Os balanços de 2017 foram auditados pela Grant Thornton sem ressalva, mas com ênfase para a continuidade operacional da Transnordestina. No início de dezembro, a siderúrgica trocou o responsável pela auditoria por conta do rodízio obrigatório de cinco anos. Divergências entre a administração e a Deloitte levaram a um atraso de quase um ano na publicação de resultados auditados.

O resultado de julho a setembro mostrou lucro líquido de R\$ 256,2 milhões, ante prejuízo de R\$ 66,7 milhões um ano antes. O Ebitda caiu 10%, para R\$ 1 bilhão, e a receita líquida cresceu 7,6%, para R\$ 4,8 bilhões. As vendas de aço avançaram 11%, para 1,3 milhão de toneladas, e as de minério de ferro recuaram 22%, para 8 milhões de toneladas.

MME / ASCOM .