

Ministério de Minas e Energia
Assessoria de Comunicação Social - ASCOM

Sumário

VEÍCULO: Folha de S. Paulo	2
Título: Noruega quer triplicar produção no Brasil e operar Carcará	2
VEÍCULO: O Estado de S. Paulo.....	3
Título: CVM marca julgamento de Graça e Gabrielli para julho	3
VEÍCULO: Valor Econômico	4
Título: Destaques.....	4
Título: Acordo sobre GSF envolve cálculo retroativo a 2013	5
Título: J&F busca contrato de gás com a Bolívia	7
Título: Dono da Pampa explica compra da Petrobras Argentina	10
Título: Sem novos contratos, EAS pode fechar em 2019	12
Título: Destaques.....	14

VEÍCULO: Folha de S. Paulo**Seção: Mercado****Autor: Reuters****Título: Noruega quer triplicar produção no Brasil e operar Carcará**

A petroleira norueguesa Statoil planeja mais do que triplicar sua produção no Brasil e buscará se tornar operadora de toda a descoberta de Carcará, na Bacia de Santos, que está entre as maiores do mundo nos últimos anos, afirmou o chefe das operações brasileiras da companhia.

A Statoil investiu mais de US\$ 10 bilhões, tornando-se uma das maiores operadoras estrangeiras em mar no país, com a ajuda do campo de petróleo pesado Peregrino, a 85 quilômetros da costa do Rio de Janeiro, o maior que a empresa opera fora da Noruega.

Com Peregrino produzindo de 80 mil a 90 mil barris de óleo equivalentes de petróleo por dia, a participação da Statoil de 60% no campo permite que a empresa produza entre 48 mil e 54 mil barris diários no país.

"Esperamos que a produção [da Statoil] seja mais do que triplicada no Brasil até 2030", disse Anders Opedal, em uma entrevista.

No ano passado, a Statoil comprou uma participação de 66 por cento da Petrobras e tornou-se a operadora do bloco BM-S-8, na Bacia de Santos, onde está a descoberta de Carcará, por US\$ 2,5 bilhões.

A empresa norueguesa também tomou o controle operacional da licença BM-C-33, na Bacia de Campos, da Repsol Sinopec, detendo uma participação de 35%.

Além disso, a companhia aprovou o desenvolvimento da fase 2 de Peregrino, que deverá adicionar 250 milhões de barris de reservas com "break-even" abaixo de US\$ 45 por barril, menor que uma estimativa original de US\$ 70 por barril.

"Estamos no caminho certo para começar a terceira plataforma em Peregrino, no fim de 2020", disse Opedal.

PLANOS

A Statoil planeja perfurar um poço de exploração em um outro prospecto no BM-S-8 neste ano, antes de se mover para testar fluxos próximo a Carcará em 2018.

A Statoil também deverá participar do leilão do pré-sal em 27 de outubro, que incluirá uma área adjacente ao bloco BM-S-8, onde empresas e autoridades dizem estar uma parte da reserva descoberta de Carcará.

"Nós temos um desejo muito forte de que a Statoil seja a operadora de toda a [reserva] descoberta de Carcará", disse Opedal.

Enquanto isso, a empresa ainda avalia opções para o desenvolvimento da licença BM-C-33, na Bacia de Campos, onde três descobertas revelaram um milhão de barris de petróleo equivalente.

"Este é outro campo que será parte da produção principal da Statoil [no Brasil]", disse Opedal, evitando dar qualquer cronograma para decisões de investimento.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Economia

Autor: Mariana Durão

Título: CVM marca julgamento de Graça e Gabrielli para julho

Ex-presidentes da Petrobrás serão julgados por suspeita de irregularidades na oferta pública de ações.

A Comissão de Valores Mobiliários (CVM) vai julgar no dia 11 de julho os ex-presidentes da Petrobrás Graças Foster e José Sérgio Gabrielli por supostas irregularidades na condução da oferta pública de ações da estatal que levantou R\$ 120 bilhões em 2010. Também são acusados a petroleira e o Bradesco BBI, líder da oferta, o ex-diretor de Relações com Investidores da estatal, Almir Barbassa, e o executivo do banco Bruno Boetger.

O órgão regulador do mercado de capitais pôs em xeque a veracidade das informações prestadas no prospecto da capitalização depois que acionistas minoritários sustentaram que teriam direito a voto na Assembleia Geral Extraordinária (AGE) de 2015, em função do não pagamento de dividendos.

O documento divulgado a investidores interessados na oferta em 2010 informava que os detentores de ações preferenciais (PN) não teriam essa prerrogativa, salvo se o dividendo mínimo prioritário destinado a eles deixasse de ser pago por três anos seguidos, o que ocorreu após o prejuízo de 2014. Diante disso, pode ser caracterizada falha na prestação de informações e indução dos investidores a erro na oferta de ações.

Para a CVM a Petrobrás poderia ter sido mais clara em afirmar que ações preferenciais jamais poderiam ter direito a voto. Os Formulários de Referência divulgados de 2010 a 2015 também não esclareceram a questão, por isso Graça Foster, como presidente na época, também está implicada. O Estado procurou a defesa da Petrobrás e a companhia, mas não obteve retorno. O Bradesco também não quis comentar.

A petroleira argumenta que no prospecto da oferta, assim como no Formulário de Referência divulgado em maio de 2015, deixa claro que é uma sociedade de economia mista que se sujeita tanto à Lei das S/A quanto à Lei do Petróleo. A Petrobrás entende que, por ser mais recente, esta última deve prevalecer. Publicada em 1997, a lei determina que o controle da estatal pertence à União e que as ações preferenciais serão sempre sem direito a voto, embora a Lei das S/A crie exceções no cenário de não pagamento de dividendos.

Antes do processo se tornar sancionador, o Bradesco BBI divergiu da Petrobrás ao responder à CVM. Segundo o banco, a ação preferencial da estatal "não constitui uma ação especial, alheia à Lei das S/A, privada de direito a voto em qualquer hipótese". A prova disso seria o uso do direito de voto em separado para escolha de membros do conselho de administração.

O banco afirma que essa era a interpretação que conhecia à época da operação. E reproduz em sua resposta à CVM a informação prestada pela Petrobrás à Securities and Exchange Commission (SEC) em 2009: "As ações preferenciais da nossa empresa adquirirão direitos a voto caso deixemos de pagar o dividendo mínimo ao qual as referidas ações têm direito por três exercícios fiscais consecutivos. O direito de voto perdurará até que o pagamento seja efetuado".

VEÍCULO:	Valor Econômico
Seção:	Empresas
Autor:	
Título:	Destaques

Futuro de Rio Grande

A Petrobras informou que "a continuidade da construção do casco da P-71 está em avaliação", assim como "o destino que será dado às partes deste casco" que estão no Estaleiro Rio Grande, da Ecovix. O Valor publicou na edição de ontem uma reportagem sobre a situação do polo naval no Rio Grande do Sul. Segundo a estatal, são três cascos e não quatro produzidos no local (para a P-66, a P-67 e a P-68) e foram entregues "incompletos" pela Ecovix, que também subcontratou "integralmente" as obras para a P-69 e a P-70 em estaleiro na China. Depois, esses dois contratos foram transferidos para o Tupy

BV. Já a montagem dos cascos para as plataformas P-71, P-72 e P-73 foi paralisada em dezembro.

Musa retoma operações

A Usiminas informou ontem que sua controlada Mineração Usiminas (Musa) vai retomar a produção em duas instalações de tratamento de minério em Itatiaiuçu (MG). A medida elevará a produção atual da Musa em 800 mil toneladas de concentrado de minério de ferro em 2017, destinada ao mercado externo, com volume de embarques em 2018 da ordem de 3,5 milhões de toneladas. Com isso, a Musa espera contratar 350 empregados, priorizando ex-funcionários, que foram desligados em razão do cenário econômico ruim para o setor mineral ao longo de 2015 e 2016.

Assembleia da Abengoa

Está marcada hoje, a partir de 12h, a assembleia de credores da espanhola Abengoa, em recuperação judicial desde janeiro do ano passado. O encontro acontecerá no Rio de Janeiro. A primeira convocação da assembleia foi em 30 de maio, mas foi adiada por falta de quórum. Inicialmente, a assembleia estava marcada para 31 de março, mas a companhia espanhola conseguiu um adiamento, com a justificativa de que precisava de prazo para receber uma proposta firme e vinculante de investidores interessados em adquirir os ativos. Essas propostas seriam base para um leilão judicial.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Camila Maia

Título: Acordo sobre GSF envolve cálculo retroativo a 2013

Um potencial acordo para, finalmente, encerrar a judicialização referente ao déficit de geração hídrico (medido pelo fator GSF, na sigla em inglês) e destravar o mercado livre de energia deve envolver também um cálculo retroativo a 2013 sobre a geração fora de ordem de mérito (GFOM).

O Valor apurou que a ideia com maior chance de resultar em um acordo envolve a monetização da geração fora da ordem de mérito entre 2013 e 2017. Depois de excluído o GFOM, será calculado o GSF de 2015 e 2016, excluindo uma taxa de 5%, que é a exposição considerada "risco do negócio".

Tudo isso será precificado e transformado em energia a ser comercializada no fim das concessões, que serão estendidas proporcionalmente à exposição ao GSF.

Um acordo entre a Aneel, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e as geradoras hidrelétricas era esperado para o fim de maio, mas a crise no governo do presidente Michel Temer paralisou as negociações. O principal receio dos geradores é relacionado ao fato de que a extensão da concessão depende de um ato do poder executivo.

A pressa na solução do problema tem a intenção de evitar que o mercado de curto prazo de energia trave novamente, como aconteceu nos últimos anos.

Na liquidação das operações no mercado de curto prazo de abril, concluída na semana passada pela CCEE, teve inadimplência de 53,3%, ao movimentar R\$ 1,73 bilhão dos R\$ 3,71 bilhões contabilizados. Do valor não pago, R\$ 1,64 bilhão está relacionado às liminares que limitam os efeitos do GSF. Outros R\$ 340 milhões são de valores em aberto na liquidação.

Na liquidação de março, concluída mês passado, o montante protegido por liminares era ligeiramente menor, de R\$ 1,58 bilhão.

As liminares vêm sendo usadas pelos geradores como ferramentas para liminar os danos do GSF desde 2015. Como resultado, há uma série de discrepâncias nos dados apurados pela CCEE.

Segundo um documento enviado pela CCEE à Aneel, ao qual o Valor teve acesso, a China Three Gorges (CTG), por meio de uma única hidrelétrica de 191,9 megawatts (MW) de potência, e a Norte Energia, concessionária da megausina de Belo Monte, representavam sozinhas 78% dos valores não pagos e protegidos por liminares que limitavam o GSF na liquidação de março, ou R\$ 1,244 bilhão.

O documento diz que a Rio Canoas Energia, que foi comprada pela CTG da Triunfo em 2015, deixou de pagar R\$ 837,545 milhões até a liquidação de março do mercado de curto prazo, devido a proteção pelas liminares. Já a Norte Energia, controladora de Belo Monte, no rio Xingu (PA), deixou de pagar, até a liquidação de março, o total de R\$ 406,8 milhões.

Os números, porém, não necessariamente correspondem ao quanto essas usinas calculam que deixaram de pagar devido às liminares, e sim à posição devedora que tiveram em algum momento e que foi capturada pela CCEE. As discrepâncias são reflexo justamente das muitas "rodadas" de liminares referentes ao GSF.

No total, 44 concessionárias eram protegidas por liminares na liquidação de março, somando o montante de R\$ 1,582 bilhão que não foi pago. As decisões judiciais, que vêm sendo usadas pelas usinas desde 2015, limitam o risco hidrológico a zero ou 5% da garantia física contratada pelos agentes.

O problema do GSF veio à tona em 2015, quando, devido à crise hídrica, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) passou a despachar um volume menor de energia das hidrelétricas, para preservar os volumes dos reservatórios das usinas. No lugar, entra a energia gerada por outras fontes, como termelétricas ou eólicas.

As hidrelétricas, no entanto, ainda precisam cumprir seus contratos de venda de energia. Mesmo que uma usina específica não tenha sua vazão afetada, todas as hidrelétricas fazem parte de um mesmo "condomínio", chamado Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), e ficam sujeitas a um mesmo déficit hídrico.

Se uma usina tem 100 MW médios de garantia física e o GSF médio foi de 80%, será como se ela tivesse gerado 80 MW médios. Caso a hidrelétrica tenha contratado 95% de sua garantia física, precisará pagar pelos 15 MW médios de exposição no mercado de curto prazo. Em geral, o montante é liquidado pelo preço de liquidação das diferenças (PLD), que estava acima de R\$ 400 por megawatt-hora (MWh) até o mês passado.

Em 2015, a Medida Provisória (MP) 688 criou um "seguro" para que as usinas expostas se protegessem do risco hidrológico, mas só houve adesão dos contratos no ambiente de contratação regulado (das distribuidoras). As liminares do mercado livre foram mantidas, e a desistência delas depende do acordo ainda em negociação.

Na liquidação de março, a CCEE registrou também R\$ 272,4 milhões em inadimplência de agentes não protegidos por liminares. A Ceron (distribuidora de Rondônia) deve a maior parte, R\$ 158,7 milhões. Já a CEA (Alagoas) deve R\$ 60,070 milhões. As duas são controladas pela Eletrobras e devem ser privatizadas ainda neste ano.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: André Ramalho e Camila Maia

Título: J&F busca contrato de gás com a Bolívia

A Âmbar Energia, do grupo J&F, ainda aposta em um contrato de gás de longo prazo com a Bolívia, a partir de 2019, para negociar a geração da termelétrica de Cuiabá no mercado regulado de energia, disse uma fonte a par do assunto. Na semana passada, a Petrobras rescindiu o contrato de suprimento de curto prazo que mantinha com a usina, que, desde sua inauguração, há 15 anos, já passou por diferentes (e polêmicos) controladores, esteve no centro de fraudes contábeis, crises diplomáticas e, mais recentemente, em denúncias de

corrupção que envolvem ninguém menos do que o presidente da República, Michel Temer.

Comprada em 2015 pela Âmbar, a térmica de 480 megawatts é uma das poucas do país a ainda operar no sistema de "merchant" (sem garantia de compra da energia). Na prática, a usina só entra em operação quando os preços da energia no mercado de curto prazo justificam. Neste mês, como o preço de liquidação das diferenças (PLD, referência das operações de energia no mercado à vista) caiu para a faixa de R\$ 100 por megawatt-hora (MWh) no Sudeste e R\$ 33/MWh no Sul, a usina ainda não operou.

A térmica tem seu próprio gasoduto ligado diretamente à Bolívia. Por isso, o plano é negociar um contrato separado de fornecimento de gás com o país vizinho a partir de 2019, quando vence o contrato atual da estatal boliviana YPFB com a Petrobras. Uma segunda fonte a par do assunto explica que, ao contrário de anos passados, a Bolívia está mais aberta a negociar novos contratos de exportação com outras companhias brasileiras que não a Petrobras.

O primeiro revés sofrido pela termelétrica ocorreu antes de sua inauguração, com a quebra da Enron

Segundo a fonte, porém, a Âmbar dependeria de algumas mudanças regulatórias para fechar um contrato de energia de longo prazo. Hoje, as usinas existentes não estão autorizadas a participar de leilões de energia nova, que garantem contratos de prazo maior.

"Acontece que há uma série de térmicas existentes cujos contratos vencem no início da próxima década. Começa a fazer sentido, dentro do governo, a ideia de permitir que elas sejam novamente contratadas em leilões. Essa energia já está aí, disponível", explica.

A usina de Cuiabá foi concebida no fim da década de 1990 como uma sociedade entre duas multinacionais - a Shell e a Enron. A térmica comprava gás da Bolívia, da Repsol YPF, e vendia a energia gerada para Furnas, a partir de um contrato de 20 anos.

O primeiro revés sofrido pela termelétrica ocorreu antes mesmo de sua inauguração, com a quebra de uma das controladoras da unidade: a Enron, envolvida em diversas denúncias de fraudes contábeis e fiscais nos EUA.

Anos depois, um ex-executivo da multinacional, Andrew Fastow, admitiu à Justiça americana que a Enron sustentava artificialmente seus ganhos a partir de fraudes contábeis que envolviam suas próprias sociedades, dentre elas a LJM, acionista de Cuiabá. Após a crise da Enron, a Prisma Energy, empresa

criada para gerir os ativos bons da multinacional falida, assumiu a termelétrica e, em 2007, já como Ashmore Energy International, passou a deter 100% do ativo, após a saída da Shell do projeto.

Foi nessa época, em 2006, que a usina viveu o momento mais crítico de seus 15 anos de existência, com a nacionalização do setor de óleo e gás pelo presidente boliviano, Evo Morales - que interrompeu o fornecimento do combustível para o projeto mato-grossense.

Sem gás, a termelétrica ficou, a partir de 2007, quatro anos sem operar e perdeu o contrato de longo prazo com Furnas. O impasse só se resolveu em 2011, quando a Petrobras decidiu arrendar a usina.

A estatal brasileira era a única com condições de assumir a operação da térmica, na ocasião, já que detinha contrato de importação de gás com a boliviana YPFB. Sem o contrato de longo prazo com Furnas, a Petrobras operava a usina no modelo "merchant".

Durante o período em que operou Cuiabá, até 2015, a Petrobras pegou momentos bastante favoráveis no mercado, sobretudo em 2014, quando o PLD chegou a romper a faixa dos R\$ 800 o megawatt/hora (MWh).

Em 2015, a operação da usina mudou novamente de mãos e uma nova polêmica se instalou. A J&F adquiriu a térmica da Ashmore, com a intenção de concorrer nos leilões de energia existente, mas nunca chegou a um acordo comercial com a Petrobras para a compra do gás no longo prazo.

O assunto foi parar no Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade). A Âmbar acusa a estatal de cobrar preços excessivos e defende preços bolivianos para o gás, enquanto a Petrobras cobra as condições de mercado espelhadas dos contratos mais recentes - descolados dos custos do gás boliviano e, portanto, mais caros.

O impasse entrou no olho do furacão da crise política. Segundo o conteúdo dos depoimentos prestados pela J&F em delação premiada, a holding pediu a interferência do então deputado Rodrigo Rocha Loures para resolver a disputa com a Petrobras e viabilizar a operação da usina. Em troca, Joesley Batista, da J&F, teria oferecido 5% do lucro obtido com a geração de energia ao presidente Michel Temer, e Loures teria aceitado a troca.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Assis Moreira | De Mônaco

Título: Dono da Pampa explica compra da Petrobras Argentina

O empresário argentino Marcelo Mindlin, que comprou a subsidiária da Petrobras na Argentina, afirmou que até agora não recebeu demanda da Justiça brasileira para dar explicações sobre a aquisição, e deixou transparecer que isso seria tarefa mais para o vendedor do que para o comprador.

"O que tem ou não de fazer a Petrobras Brasil (que vendeu a subsidiária na Argentina), não sei", disse em entrevista ao Valor. "O que sei é que me convidaram para um processo de compra. A Petrobras Brasil contratou um banco internacional, que convidou muitas companhias petroleiras, seis participaram, competimos com todas elas e nossa oferta ganhou."

O empresário pareceu de certo modo atônito com notícias de que também o Congresso Nacional quer ouvi-lo sobre a operação.

Em 2002, a Petrobras tinha pago US\$ 1,027 bilhão por 58% das ações da Pérez Companc, um dos maiores grupos petroleiros da Argentina, além de assumir dívidas estimadas em US\$ 2 bilhões.

No ano passado, a estatal brasileira vendeu 67% da Petrobras Argentina para a Pampa Energia por US\$ 897 milhões. Em razão de uma ação popular contestando a operação, a juíza Maria Amélia Almeida Carvalho, da 23ª Vara Federal do Rio de Janeiro, enviou no começo de maio à Justiça argentina uma carta rogatória para ouvir os principais envolvidos no negócio.

empresário afirmou que, se a Justiça quiser explicações, ele vai dizer como foi o processo de negociação. Ou seja, que o banco que assessorou a operação foi o Evercore, de Dallas (EUA). E depois da aquisição dos 67% que estava nas mãos da estatal brasileira, ele teve que fazer uma oferta obrigatória no mercado argentino, com o mesmo preço pago por ação à Petrobras, para o controle alcançar 92%. Destacou que a Petrobras Argentina já não existe e está incorporada em seu grupo Pampa Energia.

Marcelo Mindlin recebeu, em Mônaco, o troféu de empreendedor do ano na Argentina, atribuído pela consultoria EY. A consultoria escreve no perfil do empresário que ele vive sob o lema de "correr riscos, nunca desistir e sempre buscar oportunidades".

Em 2005, ele adquiriu um pequeno negócio com valor de mercado de US\$ 1 milhão. Após somente 12 anos, e apesar de turbulências políticas e econômicas, conforme EY, ele transformou a companhia numa gigante da energia. Pampa Energia tem valor de mercado hoje de US\$ 4,3 bilhões e emprega 11.800 pessoas. A companhia é cotada nas bolsas de Nova York e Buenos Aires.

A Pampa fornece 10% da energia elétrica da Argentina, 21% da distribuição e 95% da transmissão

A Pampa fornece 10% da energia elétrica da Argentina, 21% da distribuição e 95% da transmissão de eletricidade, 8% da produção de gás, 60% do transporte de gás e 6% da produção de petróleo. Tem uma refinaria e 270 pontos de gasolina.

O empresário explica, na publicação da EY, que a razão do rápido crescimento de sua companhia é a disposição de sempre "estar alerta para grandes aquisições, mesmo nos ambientais mais difíceis".

Para a consultoria, provavelmente o exemplo mais significativo foi em 2016 quando Marcelo Mindlin usou suas "habilidades de persuasão e o máximo de determinação" para adquirir a Petrobras Argentina.

Indagado pelo Valor sobre isso, o empresário explicou que foi preciso o "máximo de determinação", num contexto difícil e incerto como o de 2015, para seguir adiante na compra da Petrobras Argentina por três razões.

Primeiro, o preço do petróleo estava em queda livre, por volta de US\$ 25 e todas as petroleiras mostravam-se cautelosas; segundo, não se sabia quem seria o novo presidente da Argentina; e terceiro, a Argentina continuava em default, o que complicava as relações com o mercado financeiro internacional.

EY nota que a aquisição da Petrobrás Argentina foi um movimento estratégico que incorporou importantes áreas de óleo e gás para a Pampa Energia. "Temos 10% de toda a Vaca Muerta, a segunda maior reserva de "shale gas" no mundo", afirmou Mindlin na entrevista.

Este ano, a companhia vai furar seu primeiro poço de "shale" na área em cooperação com a XTO Energy, da ExxonMobil. Mindlin planeja investir entre US\$ 300 milhões a US\$ 400 milhões por ano na área.

O empresário exclui possibilidade de investimentos no Brasil. "O Brasil tem muito potencial, mas é que temos tantas oportunidades em nosso setor na Argentina que precisamos nos concentrar lá". Em todo caso, ele está atento ao desenrolar da crise no país diante do "impacto importante" na Argentina. Observou que, em vinte vezes em que o PIB do Brasil caiu, a Argentina só cresceu uma vez.

"Para o Brasil e a Argentina, o determinante é o componente político. Por isso, estou convencido de que o Brasil vai sair muito mais forte (da crise política atual) e vai ser um bom exemplo para a Argentina", afirmou. "Eu gostaria que

na Argentina tivéssemos a mesma disposição de investigação da justiça como no Brasil."

Sobre a situação internacional, ele estima que o barril do petróleo ficará entre US\$ 50 e 60. Avalia que as taxas de juros vão continuar baixas por um bom tempo nos mercados desenvolvidos. E acha que os temores sobre o presidente americano Donald Trump estão desaparecendo, pois as instituições americanas não o deixam fazer algumas coisas.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Francisco Góes

Título: Sem novos contratos, EAS pode fechar em 2019

O Estaleiro Atlântico Sul (EAS) convive com o risco de ter que fechar as portas depois de meados de 2019, quando terá terminado de entregar os navios para o seu único cliente, a Transpetro, a subsidiária de logística da Petrobras. "Esse risco [de paralisar atividades a partir do fim de 2019] é alto", diz Harro Burmann, presidente do EAS. Controlado por Queiroz Galvão e Camargo Corrêa, o estaleiro se movimenta para evitar o pior. Tenta há meses garantir novas encomendas de construção de embarcações com a South American Tanker Company (Satco), discussão que passa pela Petrobras. Em outra frente, o EAS está envolvido em renegociação de dívidas com bancos. Só ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), seu maior credor, o EAS ainda deve R\$ 1,3 bilhão.

Na avaliação do EAS, apesar de todas as dificuldades, um eventual pedido de recuperação judicial não é necessário, embora a solução para a crise tenha que passar pela renegociação das dívidas com os credores. Se considerar BNDES, Banco do Brasil e bancos privados (Bradesco e Santander), o EAS tem dívidas de R\$ 352 milhões vencendo este ano. No mercado, a visão de especialistas, porém, é de que se o estaleiro não conseguir renovar a carteira e não renegociar suas dívidas de forma direta com os credores, a recuperação judicial pode terminar sendo um caminho inevitável.

Burmann preferiu não falar sobre o tema. Disse que há mais de um ano tenta tornar viáveis contratos de construção entre o EAS e a Satco envolvendo 13 embarcações, pacote de US\$ 1,67 bilhão. A lista inclui oito navios para transporte de petróleo e derivados e cinco embarcações tipo Suezmax DP. O arranjo considera que a Satco contrataria o EAS para construir os navios e depois os alugaria à Petrobras. A construção dos oito navios, conhecidos pela sigla MR, depende, portanto, do aval da estatal.

No começo, os MRs seriam feitos pela Kingfish, mas a Satco se dispôs a assumir os contratos, disse Burmann. A negociação exigiria, porém, a extensão de prazo para entrega das embarcações à Petrobras. Em nota, a Petrobras afirmou: "No que diz respeito aos contratos celebrados com a Kingfish, para a construção de oito navios da classe 'MR', a projeção da demanda com o cenário atual não indica uma nova celebração desses contratos para outra empresa ou mesmo a sua extensão".

No caso dos cinco Suezmax DP, a viabilidade de construção no EAS pode ser maior ou menor, dependendo do que a Petrobras indicar no seu novo plano de negócios, ainda não divulgado. Mas a construção dos Suezmax depende também da renegociação das dívidas com o BNDES. O estaleiro busca extensão de prazo de carência e mais tempo para amortizar o financiamento que tem junto ao banco.

A renegociação com o BNDES está inserida em uma discussão mais ampla que envolve outros estaleiros via entidade de classe do setor, o Sindicato Nacional da Indústria da Construção Naval e Offshore (Sinaval). O setor trabalha pela aprovação de uma medida provisória que autoriza a renegociação de financiamentos pelos bancos públicos que atuam como agentes financeiros do Fundo da Marinha Mercante (FMM), fonte de financiamento de longo prazo para essa indústria.

O BNDES comentou, em nota, a discussão sobre renegociação de contratos, sem falar do caso específico do EAS. "Conforme acontece no sistema financeiro nacional, sempre que se mostre viável, a renegociação de contratos pode ser uma alternativa utilizada pelo BNDES para apoiar a manutenção da atividade econômica e dos empregos, preservando o crédito do banco." O BNDES afirmou que acompanha "cuidadosamente" a situação do setor de construção naval. "É de notório conhecimento que o setor naval apresenta desafios vinculados à situação da indústria de óleo e gás", declarou o banco.

Segundo o BNDES, também é "notório" o potencial de novos investimentos relevantes no setor da construção naval resultantes da alteração no marco regulatório do setor de petróleo e dos futuros leilões de blocos de exploração de óleo e gás. "Assim sendo, considerando simultaneamente as oportunidades e os desafios, o BNDES tem mantido contato constante com os representantes das entidades de representação do setor [da construção naval], bem como de modo particular com seus clientes", informou o BNDES.

Inaugurado em 2008 como símbolo da nova fase da construção naval no país, o EAS investiu R\$ 2,2 bilhões em ativos e recebeu aportes dos acionistas para continuar operando. Adimplente com o BNDES, o EAS teve ganhos de produtividade e, nos últimos dez meses, contratou 1,6 mil empregados para

atender os contratos de construção de cinco navios Aframax para a Transpetro, os quais serão entregues até 2019. A partir daí, o futuro do EAS é hoje uma incógnita.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor:

Título: Destaques

Justa causa

O Tribunal Superior do Trabalho rejeitou agravo da MMP Distribuidora de Petróleo, de Araucária (PR), mantendo decisão que anulou a dupla punição aplicada a motorista que dirigiu embriagado caminhão carregado com combustível, primeiro com suspensão disciplinar e dias depois com demissão por justa causa. De acordo com os ministros da 7ª Turma (AIRR-1227-46.2011.5.09.0654), o empregador não pode punir o empregado mais de uma vez pelo mesmo fato (*non bis in idem*), portanto a dispensa foi convertida para sem justo motivo. O motorista discordou da demissão por justa causa ao considerar que a atitude da empresa foi fraudulenta com o objetivo de economizar nas verbas rescisórias. Na ação judicial, pediu a nulidade da dispensa por falta grave, com a reversão para sem justa causa e o pagamento das verbas rescisórias. Mas a versão da empresa foi de que o demitiu por se envolver em acidente de trânsito ao dirigir embriagado caminhão carregado de combustível. Nesse sentido, apresentou boletim de ocorrência que atestou direção sob a influência de álcool e documento da Polícia Rodoviária Federal, com o resultado do teste de etilômetro.

MME / ASCOM .