

Ministério de Minas e Energia
Assessoria de Comunicação Social – ASCOM

**Destaque: Matérias que citam o ministro Wellington Moreira Franco
ou o MME:**

Sumário

VEÍCULO: O Globo.....	2
Título: Gasoduto trabalhista	2
VEÍCULO: Folha de S. Paulo	3
Título: Álcool livre	3
VEÍCULO: O Estado de S. Paulo.....	4
Título: Coluna do BroadcastAgro	4
VEÍCULO: Correio Braziliense.....	5
Título: Carro elétrico avança no Brasil, mas há longo caminho pela frente	5
Título: Setor elétrico, a próxima crise anunciada.....	6
VEÍCULO: Valor Econômico	7
Título: Questão de 'vida ou morte' desafia o setor de petróleo	7
Título: Atividade menor deve reduzir carga de energia.....	8
Título: Arrecadação de royalties e participações especiais acumula alta de 44% este ano ...	10
Título: Energia 4.0	11
Título: Grandes petroleiras enfrentam questão de "vida ou morte".....	14
Título: Corte de custos da Petrobras fica na berlinda.....	19
Título: Decisão da Opep pode impactar estatal.....	21
Título: Placar apertado reforça decisão de não provisionar	22

VEÍCULO: O Globo**Seção: Colunas****Autor: Ancelmo Gois****Título: Gasoduto trabalhista**

Os R\$ 15 bilhões que a Petrobras perdeu na ação do TST equivalem à venda dos gasodutos do Sudeste para a Brookfield. Para o consultor Adriano Pires, é mais um exemplo de que “os interesses da corporação continuam à frente dos da empresa”.

Espaço do Sérgio Abranches, cientista político

“Estudo do Instituto da Democracia e da Democratização da Comunicação detectou declínio importante na satisfação dos brasileiros com a democracia. Só 19% se disseram satisfeitos. Em 2014, eram 39%. Nossa sorte é que 56% ainda preferem a democracia sobre qualquer outra forma de governo. Significa que temos chance de recuperar a confiança em nossa democracia, mas pouco tempo. Em 2014, os que preferem a democracia eram 64%. O ponto frágil da democracia, para os brasileiros, é o Legislativo: 77% desaprovam seu desempenho. Mas 40% confiam na Justiça. O que mais ameaça a confiança na democracia é a corrupção. É ela que leva quase 48% a admitirem a hipótese de intervenção militar no governo. Há um problema de representatividade do Congresso e dos partidos que terá que ser enfrentado. Mas a resiliência da democracia depende, no curto prazo, de ações efetivas contra a corrupção e a impunidade”.

R\$ 6 bi

O governo espera que o leilão de linhas de transmissão, quinta, na Bolsa de São Paulo permita mais de R\$ 6 bilhões de investimentos nos próximos anos.

Um país desigual

O Brasil tem 54 mil professores de pós-graduação. Sabe quantos são homens brancos com doutorado? 13,2 mil, ou 24%. Sabe quantas são mulheres brancas com doutorado? 10 mil, ou 195. E sabe quantas das professoras são negras com doutorado? Só 219, ou 0,4%, segundo levantamento da revista online “Gênero e Número” com base no Censo da Educação Superior de 2016 (os dados mais recentes), do Inep.

VEÍCULO: Folha de S. Paulo**Seção:** Editorial**Autor:****Título:** Álcool livre

Possibilidade de venda direta de etanol da usina para os postos favorece o consumidor; eventuais dificuldades operacionais se mostram superáveis

Foi correta a decisão do Senado de permitir a venda direta de etanol dos produtores para os postos de combustível no varejo. Ao eliminar a intermediação obrigatória por parte de uma distribuidora, a medida visa aumentar a concorrência na comercialização e reduzir preços para o consumidor. Em tese, a mudança pode abrir caminho para que tal procedimento alcance mais de 40 mil estabelecimentos — o álcool anidro, adicionado à gasolina, continuará passando pelos intermediários, que dispõem de condições técnicas para realizar essa mistura.

Entretanto apenas uma minoria das unidades varejistas deve se valer da nova possibilidade, dado que boa parte do mercado é ocupada pelos postos com bandeira, vinculados a redes que tem contratos com grandes distribuidoras. Ainda que o efeito prático possa se revelar menor que o esperado, a alteração legislativa dá uma opção a mais aos varejistas.

Os argumentos contrários à maior liberdade de negociação — empregados por representantes dos intermediários e mesmo por algumas grandes usinas e redes de postos — soam pouco convincentes. Entre eles está a afirmação de que haverá perda de eficiência e aumento dos preços ao consumidor, já que apenas as distribuidoras contariam escala suficiente para reduzir custos logísticos e assegurar padronização do produto.

O projeto votado pelos parlamentos, afinal, não acaba com a atuação dessas empresas; simplesmente permite a relação direta entre produtor e varejista. Mostra-se razoável esperar que essa opção vá ser usada apenas quando fizer sentido econômico para as partes, caso em que a produção se localiza perto dos pontos de venda.

Para distâncias e volumes maiores, a distribuidora continuará a ser usada. Por sua vez, a objeção de que a nova modalidade de venda direta ocasionará perda de receita tributária — estimada em R\$ 2,2 bilhões ao ano — somente revela a ineficiência do sistema atual. A obrigatoriedade de um intermediário na cadeia de fornecimento gera duas vendas (no lugar de uma) e, consequentemente, dupla incidência de impostos.

As eventuais dificuldades operacionais, incluindo a fiscalização dos recolhimentos ao fisco, parecem superáveis. Não servem como argumentos para justificar a permanência de regras que, em última análise, oneram o consumidor.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Colunas

Autor: Camila Turtelli, Clarice Couto, Gustavo Porto

Título: Coluna do BroadcastAgro

» Boca fechada. O Ministério das Minas e Energia até tentou mediar a polêmica proposta que permite que usinas e distribuidoras vendam etanol diretamente para os postos. Sugeriu um teste para avaliar a medida em um Estado do Nordeste, onde usinas defendem a proposta. As distribuidoras rejeitaram. O ministério desistiu de se meter no assunto, ao menos por enquanto.

» Pressão. Nos corredores da Câmara, a pressão de representantes de duas grandes distribuidoras na última semana deu resultado. O decreto legislativo que autoriza a venda direta do biocombustível, aprovado na terça-feira no Senado, teve urgência rejeitada no dia seguinte após um corrido e cansativo lobby junto aos deputados federais. Agora, a tramitação segue os trâmites normais, e a proposta engatinhará nas comissões.

» Boi a bordo. A Sociedade Rural Brasileira (SRB) reforçou a articulação na Assembleia Legislativa de São Paulo para segurar a votação do Projeto de Lei 31/2018, que proíbe o embarque de animais vivos nos portos paulistas. Cada deputado recebeu um ofício com avaliações técnicas sobre a exportação de gado vivo. "Não faz sentido proibir; é preciso apenas fiscalizar", diz Pedro de Camargo Neto, vice-presidente da SRB. Nesta semana haverá encontro com os políticos.

» Em alta. Apesar das polêmicas levantadas sobre a atividade desde fevereiro, quando uma decisão judicial suspendeu o transporte de quase 26 mil bois no Porto de Santos, os embarques estão em alta. De janeiro a maio deste ano, o Brasil exportou 347 mil cabeças bovinas, principalmente para a Turquia. O resultado é mais do que o triplo do registrado em igual período de 2017, de 102 mil animais.

» O retorno. O presidente da Associação Brasileira de Proteína Animal, Francisco Turra, volta à ativa a partir desta segunda-feira, após um afastamento de dois meses por motivos de saúde. Na quinta-feira (28), o representante se reúne

com o presidente do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), Diogo Oliveira, no Rio de Janeiro, para debater a abertura de novas linhas de crédito para o setor.

» Duros. Entre os acontecimentos recentes que abalaram o setor, o que mais tirou o sono de Turra foi a decisão da União Europeia, em abril, de retirar empresas brasileiras da lista de autorizadas a exportar para o bloco. "Eu estive em Bruxelas em janeiro e os europeus chegaram a dizer que algumas empresas do Brasil eram modelo", diz. "Foi um desgaste muito grande." Turra defende uma posição mais rígida do Brasil.

» Mais tempo. O projeto de lei que muda as regras de registro de defensivos no País ganhou uma mudança relevante há uma semana, na opinião de Valter Brunner, diretor de Negócios e Sustentabilidade da Syngenta na América Latina e Brasil. Conforme o novo texto, os Ministérios do Meio Ambiente, da Saúde e da Agricultura ganharam mais tempo – de 12 para 24 meses – para dar seus pareceres. "Antes, se em 12 meses Anvisa ou Ibama não dessem seu parecer, se permitiria o uso temporário de um produto sem a avaliação desses órgãos." Com o dobro do tempo, avalia Brunner, ficou "factível" fazer as análises para posterior registro.

» Café com leite. Adidos agrícolas e representantes de embaixadas de México, Holanda, Coreia do Sul, Tailândia e França conhecerão, durante três dias, a produção de café e de produtos lácteos em Minas Gerais, a partir de hoje. A viagem faz parte do programa "AgroBrazil", da Confederação da Agricultura e Pecuária do Brasil (CNA), que busca aproximar produtores rurais brasileiros e representantes de delegações estrangeiras. O grupo visitará fazendas, a Associação dos Produtores de Queijo Canastra (Aprocan), a Cooperativa Regional de Cafeicultores em Guaxupé (Cooxupé) e a Monte Alto Coffees.

VEÍCULO: Correio Braziliense

Seção: Mercado S/A

Autor:

Título: Carro elétrico avança no Brasil, mas há longo caminho pela frente

Apesar da falta de incentivos, o setor de veículos elétricos começa a acelerar no país. Segundo dados a Associação Brasileira do Veículo Elétrico (ABVE), foram licenciados, de janeiro a abril deste ano, 1.260 carros elétricos e híbridos. Nesse ritmo, o mercado brasileiro vai superar com alguma folga o recorde registrado em 2017, quando foram emplacadas 3.296 unidades. Mesmo com o resultado positivo, o presidente da ABVE, Ricardo Guggisberg, afirma que, para assegurar

o aumento consistente da frota, será preciso reduzir impostos. “Se o Brasil aliviar os tributos, teremos um aumento de 200% por ano na frota nacional”, afirma. O executivo também garante que a atual geração de energia tem condições de atender o crescimento do consumo de eletricidade que virá dos motores reabastecidos na tomada. Mas ele faz uma ressalva: se os elétricos se tornarem de fato populares, será preciso aumentar a produção energética.

VEÍCULO: Correio Braziliense

Seção: Opinião

Autor:

Título: Setor elétrico, a próxima crise anunciada

“O rei está nu” é a frase da célebre fábula que nos ensina como as comunidades conseguem, às vezes, manter uma cegueira por conveniência. Por longo tempo, profetizou-se a degeneração da área logística brasileira. Ainda assim, o tema foi mantido fora da agenda. Com a recente greve dos caminhoneiros, a pane no segmento de transporte explodiu, com enormes prejuízos ao país. Agora, a próxima crise anunciada está para acontecer. Com consequências ainda mais terríveis. Afinal, quem em sã consciência pode negar que o modelo do setor elétrico nacional está falido?

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) está flagrantemente esgotado, concentrado em uma agenda de ineficiência, que consiste na criação de mais custos e na fixação de tarifas cada vez mais elevadas para os consumidores. Sem contar a prevalência de interesses específicos de alguns agentes setoriais e a visão distorcida de vários parlamentares, cujas atitudes engordam esse quadro improfícuo.

O Ministério de Minas e Energia (MME) paralisou o processo de construção do novo modelo, de modo a investir o seu tempo e recursos humanos na proposta — já cambaleante — de privatização do Sistema Eletrobras. Deixou-se de lado a verdadeira prioridade, qual seja, a de resolver a polêmica do risco hidrológico, chamado de GSF, algo que o equacionamento permitiria que o mercado voltasse realmente a funcionar.

Todo mundo, logicamente, quer tarifa mais barata. Entretanto, o que se observa hoje no Brasil são romarias de irrealidades, até porque os aumentos tarifários têm ocorrido em patamares muito acima da própria inflação. O grande vilão desse processo é o próprio Estado, que percebe o setor elétrico como fonte perpétua de cobrança de impostos.

O setor elétrico brasileiro tem de fugir da ineficiência, afinal se vive um momento de dúvidas, em razão das incertezas geradas pelo quadro eleitoral. Cabe perguntar: o Brasil tem tempo para aguardar um novo governo? Os agentes do setor, incluindo os parlamentares, terão maturidade para aprovar uma reforma setorial ainda em 2018? Adiar essa demanda é colocar mais gasolina no fogo.

A sociedade precisa entender o que está em jogo. Aprovada a nova legislação, 6 milhões de indústrias, estabelecimentos comerciais e agronegócios no Brasil terão o direito de ir para o Ambiente de Comercialização Livre (ACL), que celebra 20 anos de sua primeira adesão em 2018. O potencial de redução nos custos de energia é de R\$ 7 bilhões ao ano. Estima-se ainda a geração de mais de 420 mil empregos com o aumento da competitividade do setor fabril e comercial.

Nos últimos 15 anos, os preços da energia no ACL foram em média 23% mais baixos que as tarifas reguladas das distribuidoras. Isso significou economia de R\$ 118 bilhões nas contas de luz para as empresas que estão no ACL, considerando-se o período de 2003 a 2017.

A nova legislação estabelece uma agenda para garantir a portabilidade da conta de luz para os 80 milhões de consumidores brasileiros que só podem comprar da distribuidora que atende sua cidade. Isso proporcionaria economia de R\$ 12 bilhões nas tarifas de energia pagas pelos cidadãos.

O momento é de chamado à realidade. Ainda atordoados e contando os prejuízos com a greve dos caminhoneiros, longamente anunciada pelo nó logístico nacional, temos de colocar na agenda as outras crises que se avizinham, de modo que sejam prontamente evitadas. Com o sistema elétrico falido e uma reforma na gaveta, o segmento ganha prioridade absoluta, ainda mais se for considerada a sua relevância para a economia e a sociedade. O Brasil não merece outro choque.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: David Sheppard e Anjli Raval

Título: Questão de 'vida ou morte' desafia o setor de petróleo

Pressionado por um investidor a responder se a Shell estava mais preocupada com "a sustentabilidade da companhia ou com a sustentabilidade do planeta", seu executivo-chefe, Ben van Beurden, reconheceu que as mudanças climáticas serão "o desafio decisivo" da indústria do petróleo nos anos que virão.

O setor se depara com um dilema grave: precisa decidir se deve continuar ou não a investir em petróleo numa era na qual as preocupações com o clima podem levar a demanda a atingir seu pico talvez já na década de 2020.

É uma dúvida que domina a indústria de energia e vai determinar o futuro da Shell, BP e outras grandes petroleiras. No passado recente, pressionada por investidores e precisando cortar custos depois de a cotação do petróleo ter caído pela metade, a indústria desistiu de novos investimentos nos megaprojetos que eram seu forte em outros tempos.

Na segunda metade desta década, os investimentos em bens de capital dos grandes grupos de petróleo deverão ter caído quase 50%. A redução, embora tenha sido causada em parte pela diminuição dos custos de exploração, também coincidiu com a propensão dos grupos de passar a investir em projetos de curto prazo, com retorno mais rápido, como os de fontes renováveis de energia. Nesse contexto, Van Beurden disse a investidores que a Shell não é mais um grupo de petróleo e gás, mas sim uma "companhia em transição energética".

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor Rodrigo Polito e Camila Maia

Título: Atividade menor deve reduzir carga de energia

A equipe energética do governo terá uma prova de fogo nos próximos meses. Até setembro, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) terão que divulgar a segunda revisão quadrimestral da previsão oficial da carga do sistema brasileiro para o período 2018-2022.

Segundo especialistas ouvidos pelo Valor, a tendência é que tecnicamente seja necessário fazer, a menos de dois meses antes das eleições, uma correção da expectativa oficial, reduzindo a previsão de crescimento do PIB e do consumo de energia para este ano.

De acordo com a previsão atual, divulgada em abril pelas três instituições, a carga do país em 2018 alcançará 67.560 megawatts (MW) médios, com crescimento de 3%, em relação ao ano anterior. A previsão considera uma expectativa de crescimento do PIB de 2,6% este ano.

A última versão do boletim Focus, divulgado pelo Banco Central e que reúne as projeções do mercado, porém, indicou a sétima semana consecutiva de queda de expectativa de crescimento do PIB para 2018, agora de 1,94% para 1,76%.

Se, por um lado, um corte na previsão de crescimento econômico e de consumo para 2018, na próxima revisão quadrimestral da carga, pode servir de combustível eleitoral contra o governo e seus candidatos, por outro, a manutenção de uma visão otimista no indicador oficial de previsões do setor elétrico implicará maior contratação de oferta futura de energia sem a devida necessidade, pressionando ainda mais os custos e as tarifas de energia.

De acordo com especialistas, o desempenho da atividade econômica nos últimos meses e, conseqüentemente, o consumo de energia ficaram abaixo do previsto, cenário que se agravou com a greve dos caminhoneiros em maio.

"A atividade econômica não tem se recuperado como esperado. Soma-se a isso a greve dos caminhoneiros. A greve teve efeito imediato em duas semanas, mas o impacto disso se alastra para a confiança dos investidores e do consumidor", disse Josué Ferreira, consultor-sênior da Safira Energia.

"O mercado trabalha com uma possibilidade maior de revisão para baixo [do crescimento da carga]. Mas a magnitude dessa baixa não dá para prever", afirmou Ferreira.

A visão do consultor é compartilhada por Diana Lima, diretora da comercializadora Compass Energia. "Nos últimos meses, a carga de energia está fechando abaixo da expectativa do operador [ONS]. Mesmo antes da greve, já havia esse desvio. A greve só agravou a queda que estávamos enxergando."

A revisão de carga de setembro deve trazer uma redução do consumo previsto da ordem de 500 megawatts (MW) a um gigawatt (GW), de acordo com Christopher Vlavianos, presidente da Comerc Energia. "A redução deve refletir uma combinação de fatores, como a greve dos caminhoneiros e o impacto que tivemos no consumo de energia no período", disse.

Segundo o executivo, em maio, no período da greve (entre os dias 22 e 31), o consumo no mercado livre foi 25,95% inferior ao projetado para o período. Em maio, o consumo registrado no mercado livre foi 7,52% menor do que o esperado.

Neste mês, o efeito negativo no consumo de energia continuou, embora não tão grande. "Não vemos nenhuma recuperação animadora neste ano, temos Copa, eleições. Não vamos ver novos investimentos nessa situação de expectativa sobre o que vai acontecer no país no futuro. Não é um ano animador em termos de consumo", afirmou Vlavianos.

A redução no consumo de energia na semana da greve pode ter ajudado algumas empresas a mitigarem as perdas da redução da produção. "Você reduzir o consumo e vender o contrato pelo PLD [preço da liquidação das diferenças, preço referência do mercado à vista de energia] é um excelente negócio em termos de energia", disse Vlavianos.

Para um executivo que pediu anonimato, a revisão da carga 2018-2022 será importante para ajustar as previsões de crescimento do consumo do setor. Ele destacou que, nos últimos ajustes de previsão da carga, as três instituições têm adotado uma postura realista.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: André Ramalho

Título: Arrecadação de royalties e participações especiais acumula alta de 44% este ano

Em meio à valorização dos preços do barril do petróleo, a arrecadação de royalties e participações especiais sobre a produção de óleo e gás natural, no Brasil, acumula uma alta de 44% no ano até maio.

Segundo dados divulgados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), as receitas governamentais, nos cinco primeiros meses do ano, totalizaram R\$ 20,430 bilhões, ante os R\$ 14,183 bilhões registrados em igual período de 2017.

Ao todo, foram arrecadados, entre janeiro e maio, R\$ 8,019 bilhões em royalties, compensação financeira que incide sobre a produção de todos os campos do país. O montante representa um aumento de 25,4% frente aos cinco primeiros meses de 2017.

As participações especiais, que incidem apenas sobre os campos de exploração de maior rentabilidade, cresceram 59,3% na mesma base de comparação - foram R\$ 12,4 bilhões no acumulado dos cinco primeiros meses de 2018.

Somando royalties e participações especiais, segundo a ANP, a arrecadação dos Estados subiu 46%, totalizando R\$ 7,226 bilhões até maio. O Rio de Janeiro, maior produtor de óleo e gás do país, foi o principal destaque e viu suas receitas subirem 53%, para R\$ 5,232 bilhões no ano.

Já os municípios arrecadaram R\$ 3,977 bilhões, alta de 36% ante os cinco primeiros meses de 2017. As receitas de royalties e participações especiais da União, por sua vez, tiveram um crescimento de 48%, para R\$ 8,482 bilhões.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Opinião

Autor: Geoberto Espírito Santo

Título: Energia 4.0

Diante de um insistente quadro fiscal negativo da nação e dos prejuízos da gestão politicamente temerária das estatais, a demonizada palavra privatização voltou à agenda econômica de nosso país. Antigamente, falar nesse tema era tabu, um crime de lesa-pátria no entender dos ferrenhos defensores da forte participação do Estado na economia. Uma das propostas do Governo para o equacionamento dos problemas estruturais do Brasil foi a inevitável volta desse tema para fechar equações financeiras dos Estados e do governo federal. No caso da Eletrobras, com a emissão de ações que viessem a diluir a participação da União no quadro societário.

De um lado, os estatizantes são contrários à privatização e, do outro, os libertários defensores do mercado. Essas formas de ver a questão não vão desaparecer nunca, mas cabe às lideranças sindicais, empresariais, acadêmicas e políticas informarem à sociedade a real situação de suas estatais com honestidade intelectual e política. Para que os fatos não sejam rejeitados é preciso colocar luz no debate de mais essa polarização existente em nosso país. Mas não, estão distorcendo essa real projeção da luz colocando as sombras, certamente numa posição com o intuito de assombrar, de fazer barulho para tirar vantagens políticas e/ou pessoais na busca do voto desinformado e manipulado, sem maiores responsabilidades com os destinos das nossas gerações.

Alguns argumentos contrários à privatização beiram o catastrofismo e não passam por um debate sério e racional. Vão privatizar a água é um deles, como se o setor elétrico e as hidrelétricas tivessem poder constitucional para tal. Quem regula o uso da água em nosso país, não só para o uso da energia, é a ANA (Agência Nacional de Águas). E quem manda ligar ou desligar usinas é o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), instituição privada, sem fins lucrativos, e o faz objetivando a modicidade tarifária e a segurança energética sem levar em conta se o gerador é de empresa pública ou privada.

Energia é um recurso estratégico sim, mas as empresas não, haja vista os vários modelos corporativos existentes entre o capital público e o privado aqui, e em diversos outros países, função de fatores que vão muito além da ideologia. Na

geração, as empresas do Grupo Eletrobras só produzem 31% da eletricidade do Brasil, sendo que os 69% restantes já são de responsabilidade do setor privado. Na transmissão, a Eletrobras tem 46% da quilometragem das linhas e na distribuição temos 63 concessionárias, sendo 57 delas privadas e as seis da Eletrobras, ditas federalizadas.

Recentes estudos de uma renomada auditoria mostraram que as empresas de capital aberto do setor elétrico, desde 2011, perderam R\$ 103 bilhões em valor, sendo que 89% coube a Eletrobras. As federalizadas, em 20 anos, deram um prejuízo à holding de R\$ 23 bilhões. Se olharmos apenas o ano de 2017, essas distribuidoras apresentaram um balanço negativo de R\$ 4,2 bilhões. No caso da venda da concessão das distribuidoras que foram federalizadas é dito apenas que é um absurdo vendê-las por R\$ 50 mil, um valor simbólico. É necessário dizer à sociedade que os concessionários vencedores da licitação são obrigados a investir R\$ 7,8 bilhões para que possam chegar em 5 anos aos índices de qualidade do serviços exigidos pela Aneel. Caso contrário, perderão as concessões.

Outro argumento é que haverá demissões com a privatização. Certamente ocorrerão, não de uma só vez, porque são empregados antigos, muitos próximos da aposentadoria, que acumularam vantagens cujo salário médio das 6 distribuidoras da Eletrobras (AC, AL, AM, PI, RO e RR) é de R\$ 11.763,48 enquanto que o da Neoenergia (BA, PE, RN) é de R\$ 4.314,32. Esses direitos adquiridos são garantidos pela legislação trabalhista e muito pior será a liquidação das mesmas, com mais R\$ 16 bilhões que sairão dos cofres da Eletrobras.

A política e a energia entrarão em colapso se não acompanharem as mudanças tecnológicas

Se privatizar, a conta de luz vai aumentar porque a empresa privada só visa o lucro. Uma pena que as estatais também não, e a Eletrobras tivesse chegado a esse ponto. Em março de 2014, a relação entre o seu endividamento e a geração de caixa chegou a 9,8 e se fosse empresa privada teria pedido concordata. Só para efeito de comparação, com 6 nesse índice a telefônica Oi recorreu a esse artifício jurídico para não entrar em falência.

Se uma estatal não tem lucro, não tem seu capital remunerado, não terá recursos para reinvestir, para aumentar a produção, criar novos empregos, pagar seus tributos. Para fazê-lo, vai usar recursos dos impostos, que deveriam ser utilizados na educação, na saúde, na segurança pública, na logística nacional. E se esses setores realmente precisam de mais recursos, teremos fatalmente aumento da carga tributária porque continuamos sem coragem

cívica e irresponsavelmente adiando as reformas necessárias para diminuição do gasto público.

Quem defende a privatização diz que a conta de luz vai diminuir com uma melhor gestão, sem entrar na essência da questão porque os "esqueletos tarifários" de aproximadamente R\$ 100 bilhões vão alimentar o discurso dos contrários quando esses saírem do armário. Essa é mais uma discussão estéril pois a regra do jogo no mercado regulado é a mesma, sendo a empresa pública ou privada.

A conta de luz está em níveis elevados não é pela remuneração do capital, nem pelos custos operacionais. Nos processos de revisão tarifária das distribuidoras, sejam estatais ou privadas, a Aneel utiliza 8,09% para o custo médio ponderado do capital. Do que pesa no nosso bolso, temos quase 48% de tributos, encargos setoriais e custo das térmicas. Se considerarmos que alguns municípios arrecadam a CIP (Contribuição de Iluminação Pública) na fatura de energia elétrica, esse percentual se aproxima dos 59%. A energia elétrica não é mercadoria? Por que, então, cobra-se ICMS sobre ela?

Vivemos num mundo de tecnologia, robótica e inteligência artificial e a sociedade passa por uma profunda transformação econômica, tecnológica e social. As grandes questões que ficam é se teremos formas coerentes e positivas de descrever os desafios e as oportunidades que ocorrerão com essas mudanças e se teremos lideranças capazes de repensá-los para que a sociedade se aproprie dos benefícios. A política e a energia entrarão em colapso se não acompanharem esses movimentos.

Mercado livre, fontes renováveis, matriz diversificada, geração distribuída, já projetam a obsolescência do modelo centralizado de geração, transmissão e distribuição. Fomos consumidores, usuários, clientes e agora somos prosumidores. Estamos aí com a tarifa horária, comercializador varejista, proteção de dados, resposta da demanda, bioenergia, carros elétricos, armazenamento, eficiência energética, portabilidade elétrica, mini grids, redes inteligentes em cidades inteligentes.

A Energia 4.0 está na janela, batendo à nossa porta e o debate é esse: que tipo de empresa e governança corporativa podem assegurar qualidade/preço ao cidadão energético livre para escolher.

Geoberto Espírito Santo é engenheiro e professor do Centro de Tecnologia da Universidade Federal de Alagoas.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Empresas****Autor: David Sheppard e Anjli Raval****Título: Grandes petroleiras enfrentam questão de "vida ou morte"**

Pressionado no mês passado por um investidor desiludido para responder com a "mão no coração" se a Royal Dutch Shell estava mais preocupada com "a sustentabilidade da companhia ou com a sustentabilidade do planeta", o executivo-chefe da petrolífera, Ben van Beurden, reconheceu que as mudanças climáticas vão ser "o desafio decisivo" diante da indústria de petróleo nos anos por vir.

Em seguida, descreveu os benefícios proporcionados pelas fontes de energia como "muitas vezes uma questão de vida ou morte" para milhões de pessoas pelo mundo. O executivo podia muito bem estar falando de seu próprio setor, que, segundo alguns, acaba de sair de uma retração brutal para agora se deparar com um desafio ainda mais grave: a indústria petrolífera precisa decidir se deve continuar a investir em petróleo em uma era na qual as preocupações com o clima podem levar a demanda a atingir seu pico talvez já na década de 2020.

É uma dúvida que domina a indústria de energia e vai determinar o futuro da Shell, a BP e outras grandes petrolíferas. No passado recente, pressionada por investidores e precisando cortar custos depois de a cotação do petróleo ter caído pela metade, a indústria petrolífera em grande medida desistiu de novos investimentos nos megaprojetos que eram seu forte em outros tempos, como a exploração no Ártico ou nas areias betuminosas do Canadá.

Na segunda metade desta década, os investimentos totais em bens de capital dos grandes grupos de petróleo e gás deverão ter caído quase 50% para US\$ 443,5 bilhões, em comparação aos US\$ 875,1 bilhões gastos entre 2010 e 2015, segundo a consultoria norueguesa Rystad Energy. O declínio, embora tenha sido influenciado em parte pela diminuição dos custos para desenvolver campos petrolíferos, também coincidiu com a propensão dos grandes grupos de passar a investir mais capital em projetos de curto prazo, que dão retorno mais rápido, como os de fontes renováveis de energia. Essas movimentações chegam alicerçadas na crença de que os veículos elétricos representam ameaça para o reinado do petróleo.

Dentro dessa linha de pensamento, Van Beurden disse em maio a investidores que a Shell não é mais um grupo de petróleo e gás, mas sim uma "companhia em transição energética" - um reconhecimento de sua transformação rumo aos sistemas de energia de baixa emissão de gás carbônico.

Tal declaração teria sido inimaginável há apenas alguns anos. A preocupação cada vez maior com o clima e a persistência do empenho em reduzir custos, contudo, deixam muitos no setor receosos de que a indústria possa estar cometendo um erro de cálculo. Eles temem que a indústria esteja dando as costas a muitos grandes projetos de petróleo e gás antes que as alternativas - as fontes renováveis, os carros elétricos, os ganhos de eficiência e os esforços para conservar os combustíveis fósseis - sejam capazes de dar conta do consumo. O resultado poderia ser oferta em falta e cotações em alta, criando um problema para a economia mundial no futuro

"Não é sensato ser indiferente quanto à falta de investimentos", diz Stewart Glickman, analista de renda variável do setor de energia da firma de análises de investimento CFRA. "A queda nos últimos quatro anos vai acabar tendo um impacto nos preços de petróleo."

Ele acrescenta que embora o investimento no petróleo de xisto americano tenha aumentado, as empresas vêm buscando projetos com ciclo de vida mais curta e a qualidade das reservas vem decaindo, de forma que apenas esses gastos podem não ser suficientes para preencher a lacuna. "Presumir tranquilamente que como [a indústria de xisto americana] até agora foi capaz de gerar uma produção suficiente vamos conseguir continuar assim é uma expectativa arriscada", diz.

As estimativas de quando a demanda por petróleo vai chegar ao pico, para em seguida começar a cair, variam imensamente. Alguns especialistas dizem que isso poderia acontecer já a partir de 2023, outros veem um pico apenas em 2070. Essa falta de consenso traz o risco, dizem os críticos, de que os grupos petrolíferos estejam sendo pressionados - contra seus instintos - a engavetar investimentos complexos de longo prazo justamente quando pela primeira vez na história a demanda por petróleo se aproxima dos 100 milhões de barris por dia, impulsionada pela expansão das economias emergentes da Ásia e África.

"Há tanta incerteza", diz Andrew Gould, ex-executivo-chefe e ex-presidente do conselho de administração da empresa de serviços petrolíferos Schlumberger. "Agora está cada vez mais difícil convencer os conselhos de administração a assinar projetos que tenham vida de 20 a 25 anos."

A deflação de custos permitiu a aprovação de alguns projetos, como o Mad Dog 2, um campo da BP em águas profundas nos Estados Unidos. Outros, no entanto, foram encolhidos ou paralisados. Esses projetos teriam proporcionado uma base de produção para aliviar qualquer escassez de oferta ou demanda adicional no mercado futuro. Se essa produção não se concretizar, alguns temem reações adversas em países consumidores à medida que os preços forem escalando.

Integrantes do governo da Índia, que vai encabeçar o crescimento da demanda nos próximos anos, já se mostram preocupados com preço, que superou os US\$ 80 por barril neste ano, enquanto governos da região do euro vão ficar sob pressão se os preços na bomba de gasolina avançarem mais.

Por outro lado, para as grandes empresas de energia e os países ricos em recursos naturais que dependem de seus vastos campos petrolíferos para cobrir os gastos públicos, o medo de que a demanda atinja o pico é grande. O que deixa muitos desconcertados é que isso vem sendo discutido em momento no qual a demanda média, na verdade, vem crescendo em 1,7 milhão de barris por dia desde 2014 - o dobro do ritmo do início da década, quando a cotação média do petróleo chegou a US\$ 100 por barril.

Tony Hayward, ex-executivo-chefe da BP e hoje presidente do conselho de administração do grupo de mineração e comercialização de commodities Glencore, coloca em dúvida toda a estratégia das grandes petrolíferas, sinalizando que a preocupação em aplacar os acionistas vem suplantando a vontade de buscar seus melhores interesses.

Os veículos elétricos e a ascensão dos combustíveis alternativos ameaçam a demanda por petróleo

"Não acho que as megapetrolíferas realmente acreditem na história de pico da demanda de longo prazo", disse Hayward ao "Financial Times" há duas semanas. "Observando a trajetória, mais provavelmente o que teremos no início dos anos 20 é uma escassez de oferta."

Essa mudança vem sendo guiada pelos investidores. Alguns dos principais fundos de pensão e firmas de gestão de recursos estão cada vez mais receosos com o possível impacto financeiro do aquecimento mundial e das políticas para limitá-lo.

A Legal & General Investment Management (L&G), um das maiores acionistas da BP e da Shell por meio dos fundos de pensão que administra no Reino Unido, encabeça a fila dos que pedem às petrolíferas para se preocupar menos com os riscos das variações de curto prazo na cotação e mais em como gerenciar um setor em declínio.

O argumento, segundo Nick Stansbury, que chefia a estratégia da L&G nos mercados de energia e commodities, é que embora seja impossível prever quando a demanda por petróleo vai chegar ao pico, eles agora estão convencidos de que o momento de fato está chegando. Os veículos elétricos, a ofensiva contra os plásticos e a ascensão dos combustíveis alternativos ameaçam restringir a demanda por petróleo, argumenta a L&G.

Os grupos petrolíferos, portanto, deveriam evitar projetos que levem dez anos ou mais para se tornar lucrativos, prazo que costumava ser o padrão da indústria, diz Stansbury. Agora, o foco desses grupos deveria estar na maximização dos retornos do acionista, incluindo em algum momento devolver capital, e não em tentar se transformar em empresas de fontes renováveis, um setor no qual carecem de experiência.

"Não somos da linha de pensamento que diz que o pico do petróleo é em 2021 ou que não há necessidade nenhuma de investir em qualquer novo projeto petrolífero", diz Stansbury. "Mas o que queremos que eles se comprometam a fazer [...] é se tornar motores de fluxo de caixa que financiem a transição energética."

Ele diz que essa estratégia representa ameaças para o mundo como um todo, pela possível volatilidade das cotações do petróleo, mas argumenta que o foco dos fundos investindo dinheiro de outras pessoas em empresas de energia precisa continuar existindo com quaisquer riscos de longo prazo.

Isso faz parte de um debate mais amplo. Os investidores, com frequência, consideravam que os programas de investimento das grandes petrolíferas desperdiçavam muito dinheiro quando o petróleo estava acima de US\$ 100 por barril, o que rendia retornos inadequados. A onda de queda das cotações em 2014 obrigou-as a rever a forma como viam os investimentos.

O diretor de finanças da BP, Brian Gilvary, insiste que não é apenas o medo dos investidores com o pico da demanda que fez a empresa se afastar dos projetos de petróleo e gás de longo prazo. Depois da desvalorização do petróleo em 2014 - desencadeada em parte pela ascensão do xisto nos EUA e pelo subsequente excesso de oferta - ele argumenta que é sensato para empresas como a BP se preocuparem mais com projetos mais rápidos e baratos.

"Estamos nos tornando mais eficientes na forma como alocamos o capital", diz Gilvary. Ele acrescenta que a BP e outros grupos de energia buscam o caminho do meio: elevar a produção de petróleo valendo-se de avanços tecnológicos para extrair mais barris de campos já em operação e, ao mesmo tempo, investir menos, priorizando os chamados projetos de ciclo curto, como os de xisto nos EUA.

"Não estamos vendo nenhuma indicação de que [uma escassez de oferta] esteja chegando, mas entendemos o receio", disse o executivo da BP. "Continuamos expandindo nossos negócios [...] e ainda vemos atividade suficiente."

Chris Midgley, ex-economista-chefe da Shell e que hoje é chefe da área de analítica da S&P Global Platts, acredita que a abordagem da BP tem lógica, mas

alerta para o que considera o maior risco, a possibilidade de daqui a cinco a sete anos o foco em investir principalmente em campos existentes resulte em uma produção básica insuficiente. Mesmo se isso levar a preços mais altos, as petrolíferas poderiam continuar paradas.

"Se realmente tivermos preços mais altos, ao contrário do ocorrido em outros ciclos, [as petrolíferas internacionais] poderiam optar por ficar efetivamente sentadas, dizendo que vão usar a enxurrada de dinheiro para acelerar sua transição energética em vez de fazer mais investimentos [em petróleo]", diz. Qualquer período prolongado de preços mais altos que venha a surgir, inevitavelmente, levaria a um freio no consumo. "Isso seria [...] recessivo para toda a economia", diz.

Por enquanto, a estratégia parece estar funcionando. Segundo a consultoria do setor de petróleo Wood Mackenzie, a produção das grandes petrolíferas deverá aumentar, em média, cerca de 3,5% por ano entre 2017 e 2020.

Depois de uma queda mundial de mais de 40% nas perfurações convencionais em terra entre 2014 e 2016, houve um aumento de 17%, segundo a norueguesa Rystad Energy. Nos campos de petróleo de xisto nos EUA, as perfurações caíram 55% no mesmo período, mas aumentaram 65% desde 2016, o que serve de ilustração para a popularidade dos projetos de ciclo curto. A ExxonMobil, que vem sendo mais lenta para lidar com os riscos climáticos do que as rivais, calcula que ainda vão ser necessários trilhões de dólares em investimentos em nova produção de gás e petróleo, mesmo em mundo no qual o aumento da temperatura médio fique limitado a 2° C.

A recuperação das cotações do barril foi guiada em grande parte por fatores fora do controle das empresas

Paralelamente, a recuperação das cotações do barril foi guiada em grande medida por fatores fora do controle das petrolíferas. Além da forte demanda, a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) e a Rússia reduziram propositalmente a produção em 2017. Desde então, a produção na Venezuela também caiu em razão da crise política e econômica que assola o país.

A decisão do presidente dos EUA, Donald Trump, de retirar-se do acordo nuclear com o Irã e de voltar a impor sanções às exportações de fontes de energia do país foi o empurrão final que levou o barril para mais de US\$ 80. Desde então, os preços cederam para cerca de US\$ 74, depois de a Arábia Saudita e a Rússia terem discutido a liberação de mais barris no mercado. No fim de semana os ministros de Petróleo das nações da Opep discutiram o assunto.

Alguns dos maiores comercializadores de petróleo, contudo, continuam sem se deixar convencer de que é possível manter o mercado bem abastecido com investimentos de curto prazo.

O gestor de fundos hedge Pierre Andurand, que administra mais de US\$ 1 bilhão em dinheiro de investidores e faz apostas na variação dos preços do petróleo, diz que o barril poderia chegar a US\$ 150 em dois anos, em parte pela preocupação com o pico da demanda e pelo consumo em alta. Outros executivos e analistas do setor projetam preços menores, mas também acreditam em que as cotações vão voltar a ficar a cima da marca de US\$ 100.

"Há pressão dos investidores para que essas empresas não invistam muito em petróleo, mas ao mesmo tempo não vemos os carros elétricos tendo um grande impacto no crescimento da demanda por pelo menos mais dez anos", diz. "Não está óbvio para mim de que lugar esse crescimento na oferta vai vir."

Alguns tacham isso de alarmismo. Dizem que a indústria passou de uma era de sensação de escassez para uma de abundância, com o que boa parte dos investimentos de longo prazo em grandes projetos seria desnecessário.

Por enquanto Van Beurden aposta que a Shell fez os cálculos certos. Um preço do petróleo um pouco maior não seria o pior dos mundos para sua empresa enquanto busca lidar com a transição energética. Afinal, nenhum executivo-chefe quer se ver encalhado com campos petrolíferos multibilionários nas costas quando o mundo não os quiser ou precisar mais. (Tradução de Sabino Ahumada)

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: André Ramalho, Juliana Machado e Marcelle Gutierrez

Título: Corte de custos da Petrobras fica na berlinda

A derrota sofrida pela Petrobras no Tribunal Superior do Trabalho (TST), que condenou a estatal a adotar um novo cálculo para complementar os salariais de seus trabalhadores ativos e aposentados, não terá impactos imediatos sobre o caixa da companhia. O revés, contudo, promete pressionar os gastos futuros da estatal com pessoal, num momento em que a empresa vem apresentando resultados melhores em suas despesas.

A decisão do TST obrigará a petroleira a desembolsar R\$ 17 bilhões - o equivalente a cerca de um quarto de seu caixa - para a complementação retroativa das remunerações de seus funcionários. Além disso, a condenação aumenta em R\$ 2,5 bilhões o custo anual da folha de pagamento da estatal,

embora ainda não esteja claro quando esse impacto começará a ser sentido, já que cabe recurso tanto no TST quanto no Supremo Tribunal Federal (STF).

Segundo os dados mais atualizados da Petrobras, os gastos com pessoal caíram 6,7% no primeiro trimestre, ante igual período do ano passado, para R\$ 7,228 bilhões, depois de já terem recuado 16% em 2017. As despesas com pessoal totalizaram, no ano passado, R\$ 28,866 bilhões - sendo R\$ 16,6 bilhões relativos a salários, queda de 10% frente a 2016.

Já o potencial impacto sobre o caixa da empresa, relativo à complementação retroativa dos salários, ainda depende da definição de alguns detalhes. Segundo o analista da corretora Spinelli, Álvaro Frasson, mais do que a condenação em si, o investidor observa qual será a forma de acerto - se em parcelas ou não, por exemplo.

Para ele, a companhia tem caixa suficiente para fazer o acerto do valor total, considerando que Ebitda (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) nos últimos 12 meses alcança os R\$ 87 bilhões - cinco vezes mais que os R\$ 17 bilhões que a petroleira classificou como perda "possível" no formulário de referência de 2017. Já o saldo de caixa e equivalentes era de R\$ 66,36 bilhões ao fim do primeiro trimestre - quase quatro vezes mais que a compensação que a empresa terá que fazer.

Frasson destaca que, se o acerto de contas for feito, hipoteticamente, em três anos, isso representaria um impacto de R\$ 6 bilhões no Ebitda anual da companhia. "Considerando o atual faturamento em 12 meses, ao redor de R\$ 290 bilhões, a margem operacional cairia para 28% dos atuais 30%", diz o analista. "É negativo, porém administrável".

Já se houver um pagamento "cheio", em um único exercício social, o efeito seria mais relevante: de 30%, a margem poderia cair para 24%.

Ele considera que as ações parecem já ter incorporado todos os riscos da decisão do TST neste momento. Para o analista, contudo, o papel ainda corre o risco de embutir eventuais prejuízos à Petrobras, embora isso só deva ocorrer quando esgotarem os recursos. Já o Goldman Sachs calcula que a derrota da Petrobras no TST pode ter um impacto negativo no valor presente líquido de R\$ 2 por ação, ou 13% do valor de mercado atual.

Para além da ação trabalhista que poderá fazer a Petrobras desembolsar R\$ 17 bilhões, a companhia possui outros cerca de R\$ 180 bilhões de passivos não provisionados, de diferentes naturezas. Segundo um analista de um importante banco, é razoável estimar que a petroleira possa ser derrotada e ter de pagar entre 20% e 25% desse passivo.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Empresas****Autor: André Ramalho****Título: Decisão da Opep pode impactar estatal**

O aumento da produção de 600 mil barris/dia, anunciado pela Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) e seus aliados, na sexta-feira, lança incertezas sobre a continuidade ou não da trajetória de alta nos preços do barril, este ano. A forma como o mercado reagirá à Opep nos próximos meses pode ter efeitos diretos sobre o comportamento da alavancagem da Petrobras, que vem se beneficiando da valorização da commodity em 2018. Na sexta-feira, o mercado reagiu bem aos números da Opep e o Brent para agosto fechou com alta de 3,42%, a US\$ 75,55 o barril.

As projeções do plano de negócios da estatal se baseiam numa cotação do Brent a US\$ 53 este ano - um barril quase US\$ 20 abaixo dos patamares atuais. A evolução dos preços surpreendeu, tanto que a petroleira chegou a anunciar, em março, uma inédita operação de hedge que protege cerca de 20% da produção prevista da companhia para o ano contra quedas dos preços para abaixo de US\$ 65 o barril.

Com a melhora das condições de mercado, o caixa da Petrobras se fortaleceu e cresceram as chances de a companhia conseguir intensificar seu movimento de redução de dívida. Hoje, a estatal tem como objetivo baixar a alavancagem, medida pela relação dívida líquida/Ebitda (lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização), de 3,5 vezes para 2,5 vezes ao fim de 2018.

As projeções se baseiam em cotação do Brent a US\$ 53. Segundo o plano de negócios da Petrobras, o barril a US\$ 70 para o ano, permitiria a estatal reduzir sua alavancagem para cerca de 2 vezes a relação dívida líquida/Ebitda.

O ex-presidente da Petrobras, Pedro Parente, pouco antes de renunciar, já havia sinalizado que, diante da valorização dos preços do petróleo, a companhia poderia chegar ao fim do ano com uma alavancagem "um pouco abaixo" da meta.

O acordo da Opep acontece também num momento em que a estatal discute uma meta de desalavancagem para 2019, e pode influenciar na definição dos números. Parente já havia mencionado, nos últimos meses, que a meta da companhia para os próximos anos "não é de 2,5 vezes". O executivo já sinalizou anteriormente que a intenção da empresa é continuar a reduzir sua taxa de alavancagem e, até 2022, convergir o indicador para a média mundial das principais empresas de óleo e gás classificadas como "investment grade".

O atual plano de negócios da empresa define como premissa um barril a US\$ 58 em 2019, US\$ 66 em 2020, US\$ 70 em 2021 e US\$ 73 em 2022.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Camila Maia e Marcelle Gutierrez

Título: Placar apertado reforça decisão de não provisionar

O placar apertado da decisão do Tribunal Superior do Trabalho (TST) no processo da Petrobras reforça a decisão da companhia de não provisionar os R\$ 17 bilhões previstos no caso de uma derrota definitiva, de acordo com especialistas ouvidos pelo Valor.

A estatal foi derrotada na quinta-feira, por 13 votos contra 12, em uma ação trabalhista movida com o objetivo de rever o critério de cálculo do Complemento da Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR). Na versão mais recente do formulário de referência da companhia, de 8 de junho, a companhia citava que havia R\$ 16,979 bilhões envolvidos no processo.

A estatal, porém, disse que não vai mudar sua avaliação sobre a probabilidade de perda no processo, pois vai entrar com recurso no Supremo Tribunal Federal (STF). No balanço do primeiro trimestre, a companhia contabilizou R\$ 15,26 bilhões referentes ao processo como perda "possível", o que não a obriga a fazer um provisionamento.

"Eu concordo com o posicionamento da Petrobras porque a norma contábil diz que é necessário provisionar quando a empresa julga que é uma perda provável", disse Eric Barreto, professor do Insper, de São Paulo.

Para o professor do Insper, isso é possível dentro da norma contábil vigente. "Por ainda caber recurso e ter sido uma decisão apertada, por um voto de diferença, a empresa ainda pode acreditar numa virada do placar", disse Barreto.

"Pela regra contábil, havendo a possibilidade de recurso e a empresa acreditando que pode reverter a decisão, não precisa estar no balanço", disse um advogado da área contábil, que pediu para não ser identificado.

A diferença pequena no placar do TST reforça a tese de possível reversão. "Se a Petrobras perdesse por uma grande diferença, poderia reconhecer que seria difícil de ganhar, mas não foi o que aconteceu", apontou o advogado.

O pronunciamento 25 do Comitê de Pronunciamentos Contábeis diz que para que uma provisão seja reconhecida é necessário que a entidade não tenha alternativa realista a não ser liquidar a obrigação presente criada por um evento passado.

"Não há nada no CPC que diga que uma companhia precisa reconhecer uma provisão em determinada situação, como após uma decisão judicial de primeira ou segunda instância", explicou o professor César Caselani, da Escola de Administração de Empresas de São Paulo (FGV EAESP).

O especialista também descarta a possibilidade de que a Petrobras esteja "enganando" o mercado ao não fazer o provisionamento, uma vez que há uma contabilização da potencial perda nas notas explicativas do seu balanço, assim como no formulário de referência. "Não posso dizer que não existe transparência ou que o investidor está sendo enganado. Cabe ao investidor ler as notas explicativas", disse Caselani.

MME / ASCOM .