

**Ministério de Minas e Energia**  
**Assessoria de Comunicação Social - ASCOM**

**Sumário**

|                                                                                 |          |
|---------------------------------------------------------------------------------|----------|
| <b>VEÍCULO: O Globo.....</b>                                                    | <b>2</b> |
| Título: Investimento à espera de novas regras .....                             | 2        |
| Título: É Por Aí .....                                                          | 4        |
| Título: Nota.....                                                               | 5        |
| Título: Por que indústria naval deve ser forte.....                             | 6        |
| <b>VEÍCULO: O Estado de S. Paulo.....</b>                                       | <b>7</b> |
| Título: Entrave tributário ameaça RenovaBio na reta final.....                  | 7        |
| <b>VEÍCULO: Valor Econômico .....</b>                                           | <b>8</b> |
| Título: Transmissão pode ter investimento recorde de R\$ 23 bi, diz Aneel ..... | 8        |
| Título: Especialistas veem riscos em operação de BNDES e Cedae .....            | 10       |
| Título: Petrobras adverte distribuidoras sobre corte de asfalto em outubro..... | 12       |
| Título: AES Tietê transfere projeto solar para SP .....                         | 14       |
| Título: Elétricas tratam de revisão com Aneel .....                             | 16       |
| Título: Mercado das distribuidoras mantém queda no 2º tri .....                 | 18       |

**VEÍCULO: O Globo****Seção: Economia****Autor: Bruno Rosa e Ramona Ordoñez****Título: Investimento à espera de novas regras**

Crise política paralisou mudanças que poderiam destravar R\$ 102 bilhões.

Os dilemas no setor de infraestrutura vão além da devolução da concessão do aeroporto de Campinas, um dos maiores do país, por parte da iniciativa privada. Segmentos como os de gás, telecomunicações, rodovias e ferrovias aguardam mudanças em seus marcos regulatórios, em meio à paralisia provocada pela crise política. Com isso, investimentos de pelo menos R\$ 102 bilhões estão empacados há quase um ano, de acordo com levantamento feito pelo GLOBO. Esses investimentos podem nem sair do papel, alertam especialistas, caso a crise política continue a tomar conta do Congresso, atrasando a publicação de medidas provisórias e projetos de lei com as novas regras. Em alguns casos, como as rodovias, já há até uma ameaça de devolução das concessões. No setor de gás, por exemplo, os leilões, que começam em setembro, ainda não contam com o novo marco regulatório. Do outro lado, fontes no próprio governo classificam como otimista a possibilidade de mudança nas regras ainda neste ano em grande parte dos setores, mesmo com a rejeição da denúncia pela Câmara contra o presidente Michel Temer, impedindo a investigação por corrupção passiva no Supremo Tribunal Federal (STF).

— É imperativo atrair investimento privado, já que não haverá grande volume de recursos do governo ou das estatais, como Petrobras e Eletrobras. Como são investimentos complexos de longa duração, tem que haver previsibilidade regulatória. As mudanças estão na direção certa, mas demoram muito porque a fragilidade política absorve muita energia — disse Claudio Frischtak, da Inter.B Consultoria. O setor de gás, concentrado nas mãos da Petrobras, tende a receber investimentos privados de cerca de R\$ 14 bilhões até 2030, caso as mudanças do programa Gás Para Crescer, conduzido pelo Ministério de Minas e Energia, consigam ser aprovadas pelo Congresso. A meta é que no próximo dia 15 as regras para permitir o acesso das empresas privadas a gasodutos, estações de regaseificação e terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL) sejam reunidas em um projeto de lei a ser enviado à Casa Civil. — Com essas mudanças, a gente já considera investimentos até 2030 de R\$ 14 bilhões em gasodutos, terminais de GNL e plantas de processamento de gás. A mudança regulatória vai permitir isso. A gente vai ver se consegue colocar esse projeto de lei em regime de urgência. E talvez consiga tramitar ao longo desse segundo semestre, mas é uma visão bastante otimista — afirmou Márcio Felix, secretário de Petróleo do Ministério de Minas e Energia.

## REGRAS PARA RENOVAÇÃO DE CONCESSÕES

Os investimentos podem ser ainda maiores. Se levar em conta a construção de gasodutos pela iniciativa privada para campos como Carcará, Pão de Açúcar e Gávea, todos no pré-sal da Bacia de Santos, que estão em fase de exploração, os recursos podem somar R\$ 50 bilhões. — Novos atores estão chegando no Brasil. Esperamos que haja mais competição, com mercado maior e mais dinâmico — pontuou Felix. Segundo o advogado Giovani Loss, sócio do escritório Mattos Filho, muitas das mudanças foram iniciadas antes do aprofundamento da crise política. A lógica, diz ele, é que as mudanças venham para melhorar o ambiente de negócios: — O objetivo das novas regras é fazer com que o mercado privado tenha garantias para atuar num segmento que só tem a Petrobras. No setor de telecomunicações a mudança na regulamentação poderia destravar investimentos de cerca de R\$ 15 bilhões em um período de cinco anos, destaca uma fonte do mercado. Porém, a proposta de projeto de lei (PL) que permite a migração das concessões de telefonia fixa para autorizações, enviada para o Senado em 2016, ainda aguarda uma decisão final do Supremo Tribunal Federal (STF).

— Essa indefinição está se arrastando durante todo este ano. Há uma promessa de o assunto avançar a partir deste mês de agosto, com um entendimento entre o STF e o Senado sobre o tema. Enquanto isso, o setor está paralisado — disse uma fonte do setor. Segundo advogados e especialistas, o aumento do investimento em telecomunicações, com a aprovação do PL, virá, entre outras coisas, dos chamados bens reversíveis, como prédios e terrenos que pertencem à União e serão repassados às teles em troca da ampliação da banda larga no país. — Embora positivo, o projeto de lei vai mudar de forma radical o setor. Ao transformar a concessão em autorização, o perfil do investimento muda, com foco em internet — destacou Sérgio Guerra, professor da FGV Direito Rio, . Rafael Pistono, especialista em direito regulatório do Vinhas e Redenschi Advogados, destaca que a falta de mudança na regulamentação atrapalha o cronograma de investimentos, que poderiam ser muito maiores que os atuais. Hoje, em média, o setor investe ao ano cerca de R\$ 25 bilhões, número que, segundo fontes, poderia chegar a R\$ 33 bilhões. ( ... )

## NOVO MARCO PARA O SETOR ELÉTRICO

O setor elétrico se prepara para novas regras, cinco anos após a criação da MP 579, que baixou artificialmente a conta de luz com a renovação dos contratos de concessão de várias usinas hidrelétricas. O novo marco, que está em consulta pública até o dia 17 deste mês pelo Ministério de Minas e Energia, visa a desatar o nó do setor elétrico, dando a empresas médias a possibilidade de comprar energia no mercado livre e possibilitando que a Eletrobras venda suas usinas. A

dúvida é se o governo federal terá condições de encaminhar as propostas de mudanças ao Congresso Nacional até o fim do ano.

— Estamos reorganizando o setor para dar mais transparência. Com o novo marco, vamos ter o aumento de investimentos e maior eficiência no funcionamento do setor. Teremos ainda uma mudança no modelo de investimentos — disse o secretário de Energia do MME, Paulo Pedrosa, que espera que as mudanças cheguem em setembro ao Congresso. O novo marco vai estabelecer regras para o uso das térmicas a gás de forma contínua no sistema elétrico. De olho nessa expectativa, empresas já planejam investir mais. É o caso da Engie Brasil (ex-GDF Suez). O diretor de Gás da empresa, Emmanuel Delfosse, planeja investir R\$ 8 bilhões nos próximos cinco anos no país: — Estamos confiantes de que a crise política não atrapalhe o andamento do novo marco.

**VEÍCULO:** O Globo

**Seção:** Colunas

**Autor:** George Vidor

**Título:** É Por Aí

Os próximos leilões vão mostrar se o Brasil voltou mesmo a ter um setor de petróleo normal, livre de malquices.

A Agência Nacional de Petróleo (ANP) recebeu da Exxon/Mobil mais de duzentas consultas e sugestões referentes ao leilão de áreas do pré-sal que serão leiloadas já em novas bases, mas ainda sob regime de repartição da produção. É um bom indício de que as majors, como são chamadas as companhias gigantes de petróleo, voltaram a avaliar o Brasil como oportunidade de negócio. No primeiro leilão, no governo Dilma, apenas um consórcio se habilitou, arrematando o promissor campo de Libra, que em breve entrará em produção. Pelo preço mínimo, obviamente. De acordo com as antigas regras, a Petrobras participaria forçosamente do consórcio vencedor, com 30%, e teria de ser a operadora do campo.

A francesa Total, a anglo-holandesa Shell, os chineses da CNOC toparam participar, com alguma reticência, naquela ocasião. Ninguém mais se habilitou. Em outubro, deve haver um leilão para valer, pois essas obrigаторiedades foram retiradas da lei. A Petrobras terá direito de preferência sobre os blocos arrematados, mas poderá ficar também fora dos consórcios e nem ser a operadora única. Como os blocos oferecidos são contíguos a outros onde houve boas descobertas, e que já foram declarados comerciais, é possível que desta vez se amplie, de fato, o leque de companhias operadoras de petróleo no Brasil, reativando a contratação de serviços que hoje dependem quase exclusivamente da Petrobras (e, que, portanto, foram arrastados pela grave crise

na empresa). Antes do leilão no pré-sal, haverá em setembro a rodada de licitação no pós-sal. Será também a primeira licitação com regras mais simplificadas para a contratação de equipamentos e serviços no Brasil, o conteúdo local.

A indústria anda estrilando, mas a verdade é que essas regras precisavam mesmo ser revistas. Certos segmentos avançaram e se tornaram competitivos, enquanto vários subsistiram apenas por causa da reserva de mercado. Quando o barril do petróleo estava na faixa de US\$ 100, dava para se fazer vista grossa em relação aos custos. Agora não dá mais. Da receita total obtida na venda de petróleo, cerca de 70% vão para as mãos do estado, sob a forma de outorgas, royalties, participações especiais e impostos em geral. Como a parcela de 30% encolheu muito em função da queda das cotações do óleo e da estagnação do mercado internacional, os custos passaram a ser olhados com lupa. Há uma série de vantagens em se produzir equipamentos e contratar serviços no Brasil, até mesmo pela proximidade física com os campos para os quais se destinam.

Mas o conteúdo local precisa ser razoavelmente competitivo, ainda que tenha de se embutir nele o “custo Brasil” (as ineficiências decorrentes de burocracia e mais algumas maluquices do nosso atraso mental coletivo). A rodada do mês que vem poderá ser um marco, neste sentido. Efetivamente deveremos ter ideia do que o setor considera como razoável. Antes havia uma embromação geral, com todo mundo tentando enganar todo mundo. A rodada passada foi meio chifrim. Houve pouco interesse pela maior parte dos blocos oferecidos. Desta vez deve ser diferente, pois serão licitados blocos promissores, como aqueles situados em águas profundas na Bacia Alagoas-Sergipe (a Petrobras fez uma boa descoberta por lá) e na Bacia do Espírito Santo. Há quem diga que nesta última os blocos estão em uma área com características semelhantes a Marlim, campeão disparado de produção na Bacia de Campos, no litoral fluminense.

**VEÍCULO:** O Globo

**Seção:** Rio / colunaS

**Autor:** Ancelmo Gois

**Título:** Nota

### Fator Temer

A decisão da Petrobras, tomada em junho, de não mais privatizar a BR Distribuidora, e sim vender entre 25% e 40% das ações teve um fator político. Para o conselho da estatal, a operação não poderia ser feita num governo tão, digamos, fraco politicamente.

**VEÍCULO: O Globo****Seção: Opinião****Autor: Omar Resende Peres****Título: Por que indústria naval deve ser forte**

Foi na Ponta da Areia, em Niterói, que Irineu Evangelista de Sousa, o Barão de Mauá, fundou o primeiro estaleiro do Brasil, no Império. No século XX, o regime militar deu grande impulso ao setor, e o Brasil se tornou, nos anos 70, o segundo produtor de navios do mundo. No mesmo período, começamos o desenvolvimento tecnológico para a construção de plataformas de exploração de petróleo.

Esse desafio nos tornou líderes e recordistas mundiais na exploração de petróleo em águas profundas, atingindo o recorde de sete mil metros de lâmina d'água, na Bacia do Pré- Sal. Só isso já seria suficiente para incentivar nossa indústria naval, imprescindível para a indústria do petróleo.

Mas o Brasil oferece outras razões para apoiar esse setor fundamental para a economia do Rio (e para o país), não deixando que desapareça a atividade que pode recriar, rapidamente, milhares de empregos. São quatro premissas fundamentais para que qualquer governo, independentemente do matiz ideológico, entenda a importância estratégica da indústria naval e reveja sua posição, mantendo a política de conteúdo local: 1) temos um parque industrial que custou bilhões de dólares em financiamento público; 2) temos mão de obra qualificada e tecnologia nacional disponíveis.

Não se forma gente qualificada de um dia para o outro, e hoje somente em Niterói e região calcula-se haver mais de 50 mil as pessoas demitidas pelos estaleiros; 3) recursos financeiros disponíveis através do Fundo de Marinha Mercante e, por fim, o mais importante; 4) demanda não induzida.

Em outras palavras, o Brasil precisa de todos os tipos de embarcações e equipamentos para a exploração de nosso petróleo (navios, plataformas, barcos de apoio etc.). Neste caso, não estamos criando encomendas! Elas existem e são imprescindíveis para as petroleiras. Se não forem encomendadas no Brasil, serão em Cingapura, Coreia, China, Japão etc., criando empregos lá e desempregando aqui.

Simple assim. A principal alegação da Petrobras é que “nossos estaleiros não entregam nos prazos contratados e que, aqui, os produtos finais são mais caros”. Isso está longe de ser verdade e, para tirar a dúvida, a Petrobras poderia publicar os preços das plataformas e outros equipamentos que comprou fora do Brasil nos últimos 20 anos e compará-los com os similares brasileiros.

A estatal poderia dizer também quanto gasta, anualmente, em afretamento de plataformas, navios e todos os demais equipamentos. A pressão das empresas internacionais que exploram petróleo em nosso país para acabar com o conteúdo local tem um só objetivo: comprar e importar os equipamentos de seus próprios países, criando empregos e renda para seus nacionais (e com muito subsídio!), em detrimento de nosso desenvolvimento e à custa do desemprego de milhares de brasileiros.

E assim fazem todos os países que têm políticas para defender o emprego e a renda de suas economias: “Primeiro eu, depois nós...” Dou como exemplo o jovem presidente francês, Emmanuel Macron, para muitos brasileiros o símbolo da modernidade. Pois saibam, então, que ele acaba de estatizar o STX, o principal estaleiro francês, para evitar que a empresa seja comprada pela estatal italiana Fincantieri.

Diz o ministro da Economia da França, Bruno Le Maire: “O único motivo da estatização é defender os interesses estratégicos franceses na construção de navios”. Esse é um bom exemplo a ser seguido pelo governo brasileiro e pela Petrobras: modernidade na gestão da coisa pública e dos interesses do Estado é também sinônimo de defesa do mercado, do emprego e das riquezas de nosso país. No Brasil, não precisamos estatizar estaleiros. Basta sermos um pouco mais brasileiros.

Omar Resende Peres é empresário e foi presidente do Sindicato da Indústria Naval Brasileira

**VEÍCULO:** O Estado de S. Paulo

**Seção:** Economia / colunas

**Autor:** Fernanda Guimarães

**Título:** Entrave tributário ameaça RenovaBio na reta final

Desenhado para ser o marco regulatório de fomento à produção de biocombustíveis no Brasil, o RenovaBio enfrenta entraves tributários às vésperas de entrar em vigor. O Ministério da Fazenda pretendia criar um imposto para taxar emissões em substituição aos Créditos de Descarbonização de Biocombustíveis (CDBios), mas isso não foi discutido nas consultas públicas sobre o tema. O acertado é que os CDBios deverão ser emitidos por produtores de combustíveis renováveis e comercializados por corretoras na B3. Distribuidoras que venderem combustíveis fósseis de petróleo comprarão esses títulos como forma de compensar as emissões. E os recursos com as operações poderão virar investimento privado nos biocombustíveis, o que não ocorre há cinco anos no Brasil.

**VEÍCULO: Valor Econômico****Seção: Brasil****Autor: Rafael Bitencourt****Título: Transmissão pode ter investimento recorde de R\$ 23 bi, diz Aneel**

O segundo leilão de linhas de transmissão previsto para 2017, a ser realizado entre outubro e novembro, deve oferecer projetos que somam R\$ 10,3 bilhões em investimentos. Se todos os lotes forem arrematados, o segmento baterá recorde de contratação de novos projetos em um ano, alcançando R\$ 23 bilhões - em abril, R\$ 12,7 bilhões foram contratados. Essa projeção é feita por técnicos da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Confirmada a expectativa de contratação de novas linhas este ano, o segmento terá superado em mais de 20% o volume de R\$ 18,9 bilhões dos projetos negociados nos leilões do ano passado. Os certames de 2016 são responsáveis, até agora, pelo maior volume de investimento anual em transmissão registrado na série histórica do órgão regulador.

Tiago Correia, diretor da Aneel, considera que o recorde de contratação de linhas em 2017 pode ser explicado pelo aperfeiçoamento dos editais e melhora na rentabilidade dos projetos. Até o ano passado, houve ainda o represamento de lotes não arrematados nos leilões pelas transmissoras que não estavam satisfeitas com o ambiente de contratação.

"Este ano tivemos uma melhora significativa dos leilões com maior clareza das regras, mas me parece que a principal razão desse resultado, a ser confirmado, é o aumento da taxa interna de retorno", disse Correia ao **Valor**. No ano passado, os novos projetos de transmissão tiveram a remuneração pela taxa interna de retorno - Wacc, na sigla em inglês - ajustada de 8,5% para 9,5%.

As transmissoras reconhecem que a mexida nos contratos contribuiu para a volta dos leilões competitivos. Em abril, a Aneel negociou 7 mil km de novas redes com deságio médio de 36,5% sobre a receita anual proposta no edital. A licitação foi marcada pela participação de empresas que nunca estiveram presentes, como o grupo indiano Sterlite Power Grid Venture.

O setor considera que, a partir de agora, as transmissoras tradicionais retornarão aos certames com força total. O presidente da Associação Brasileira das Empresas de Transmissão (Abrate), Mário Miranda, afirmou que os lotes "vazios" - sem empresas interessados em adquirir - começaram ocorrer com frequência a partir de 2013, logo após a redução drástica de receita das transmissoras que renovaram os contratos pelas regras da polêmica Medida Provisória 579/ 2012.

Segundo Miranda, o conjunto de nove concessionárias (Cteep, CEEE, Copel, Cemig, Celg, Furnas, Eletrosul, Eletronorte e Chesf) terão o fluxo de caixa restabelecido somente a partir deste mês, com o início do pagamento das indenizações por investimentos feitos na vigência dos antigos contratos. "As transmissoras tradicionais eram responsáveis por 66% dos lotes negociados nos leilões", disse o presidente da entidade ao **Valor**.

Para 2018, a Aneel já prepara a oferta, no início do ano, de outra leva de projetos de transmissão que somam R\$ 6,1 bilhões. Os números dos próximos leilões do segmento, seja o programado para o segundo semestre deste ano, ou o da primeira metade de 2018, não incluem as nove linhas, com obras paralisadas, da elétrica espanhola Abengoa, que passa por recuperação judicial.

Nas contas da Aneel, o valor dos investimentos nos empreendimentos inacabados do grupo espanhol foi atualizado para R\$ 8,8 bilhões. Esse valor deve ser revisado a partir dos ajustes para adequação dos projetos à atual necessidade da rede.

A depender do ritmo de retomada das concessões da Abengoa, a Aneel poderá reforçar a disponibilidade de projetos na prateleira dos próximos leilões ou licitá-los em certame exclusivo. Nas últimas semanas, o comando da autarquia enviou sua recomendação para que a concessão seja retomada pelo Ministério de Minas e Energia.

Apesar de o governo comemorar a melhora do ambiente de contratação que andava ruim até o início do ano passado, os leilões de transmissão não trazem retorno imediato para a recuperação da economia, nem rendem receita extra ao caixa do Tesouro com o pagamento de outorga. Os efeitos mais aguardados, que inclui a geração de emprego na fase de construção civil, são sentidos de maneira mais forte dois anos depois da assinatura dos contratos.

Miranda afirmou que o principal gatilho de desembolso é o licenciamento ambiental dos projetos que ocorrem, em média, 17 meses após a contratação. Segundo ele, é nessa fase que os bancos liberam os financiamentos e a ordem de pagamento aos fornecedores começa a ser emitida.

"Nossa economia está sentindo os impactos dos projetos de transmissão contratados em 2015. Essas obras estão em pleno vapor", disse o presidente da Abrate. Ele ressaltou que o planejamento do setor indica um investimento médio de R\$ 11,9 bilhões por ano no segmento de transmissão até 2026.

**VEÍCULO: Valor Econômico****Seção: Brasil****Autor: Francisco Góes e Rodrigo Carro****Título: Especialistas veem riscos em operação de BNDES e Cedae**

Uma possível compra da Companhia Estadual de Águas e Esgotos (Cedae) pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) embute riscos maiores para a instituição financeira do que o processo de privatização das distribuidoras de energia elétrica realizado entre o fim dos anos 90 e o começo dos anos 2000, na visão de economistas e advogados ouvidos pelo **Valor**.

Naquele período, o BNDES fez empréstimos a Estados tendo como garantia ações de distribuidoras elétricas em contratos que previam a venda total dessas empresas. Houve casos bem-sucedidos de privatização - como o da Bahia e o de Pernambuco - e outros que enfrentaram problemas, caso da Cemig, em Minas. Agora o BNDES sinaliza que poderá comprar até 49% da Cedae, o que na visão de especialistas embute riscos e cria uma série de incertezas jurídicas para o banco.

A advogada e economista Elena Landau, que ocupou o cargo de diretora de desestatização do BNDES entre 1993 e 1996, diz que a entrada do banco no capital da Cedae representa uma "federalização" da estatal fluminense, semelhante ao que ocorreu com distribuidoras deficitárias de energia elétrica, incorporadas pela Eletrobras, nos anos 90.

Ao adiantar recursos ao Estado do Rio, dono da Cedae, e assumir uma fatia do capital da empresa, o BNDES assume um risco enorme, diz Elena. "Ao botar dinheiro na frente [para ajudar o Rio na crise fiscal], o BNDES vai ter que se virar sozinho para vender a Cedae depois, pois não haverá mais interesse convergente com o Estado".

O economista Cláudio Frischtak também discorda da compra de fatia da Cedae pelo BNDES. Segundo ele, existe, por exemplo, risco de o banco não conseguir executar as garantias que receber. "Se eu fosse do BNDES, exigiria garantias 100% executáveis, 100% das ações da Cedae e um contrato juridicamente perfeito que passe pelo TCU [Tribunal de Contas da União]".

Criada em 1975, a partir da fusão de três empresas, a Cedae foi incluída em 1997 no Programa Estadual de Desestatização pelo então governador tucano Marcello Alencar. A venda da ao setor privado acabou suspensa em função de ações de inconstitucionalidade movidas por partidos de oposição no Supremo Tribunal Federal (STF).

Vinte anos depois, a bancada estadual do PSDB é contrária à desestatização da empresa. Para deputado Luiz Paulo Corrêa da Rocha, a possível compra de participação na Cedae pelo BNDES iria contra o projeto aprovado em fevereiro pela Assembleia Legislativa, que autorizou a venda da empresa. Rocha recorda que o projeto autoriza o governo do Rio a vender as ações da Cedae, mas não a fazer esse tipo de acordo com a União.

"Quando se está licitando uma concessão, na verdade se está licitando o fluxo de caixa da empresa. E o fluxo de caixa da Cedae vai depender da modelagem da concessão", sustenta o parlamentar, numa referência à dificuldade de avaliar a companhia. Rocha lembra ainda que liminar concedida este ano pelo ministro Luiz Fux, do STF, reconheceu a imunidade tributária da Cedae quanto aos impostos federais. Isso poderia significar a devolução de R\$ 2 bilhões em Imposto de Renda recolhido pela empresa ao longo dos últimos sete anos. "Isso deveria ser considerado dentro das negociações", diz.

O secretário de Fazenda do Estado, Gustavo Barbosa, argumenta que tanto os créditos a receber como os passivos (no fim de março, as provisões fiscais, previdenciárias, trabalhistas e cíveis da Cedae somavam R\$ 2,48 bilhões) entrarão na precificação da companhia. "Qualquer situação de variação patrimonial é capturada numa avaliação", afirma.

"Se não houver depuração e precificação dos riscos, simplesmente não vai haver interessados. Só se o processo tiver transparência", destaca Raphael Miranda, sócio do escritório que leva o seu nome. Luiz Henrique de Carvalho Gonçalves, do Bichara Advogados, diz que, na prática, é possível recorrer a uma série de "amarrações" financeiras ou condicionais que permitam ao possível comprador da Cedae compensar, por exemplo, passivos ocultos. Uma alternativa seria a retenção de parte do preço pago pela Cedae como garantia.

Mesmo com esses "mecanismos", há outros riscos envolvidos numa possível compra pelo BNDES de uma fatia na Cedae. Para Elena Landau, caso a aquisição se confirme, o BNDES estará entrando num processo de privatização longo e complicado, assumindo incertezas jurídicas, pois não está claro, por exemplo, como ficariam os contratos de concessão da Cedae com os municípios de sua área de atuação. "Não é papel do BNDES comprar a Cedae", afirma Elena.

Segundo ela, no caso das distribuidoras elétricas nos anos 90, o BNDES fez empréstimos com juros e correção monetária aos Estados, tendo como garantia as ações das estatais a serem privatizadas. Se o Estado voltasse atrás na privatização tinha que pagar o financiamento ao banco. Elena cita as distribuidoras Coelba (BA), Cemar (MA) e Celpe (PE), privatizadas nesse modelo, e também a Cemig.

No caso da Cemig, embora o BNDES tenha antecipado o empréstimo, o governo do Estado optou por vender só 33% da empresa. "Mas o BNDES estava bem garantido", disse Elena. O receio dela e de outros advogados é que o mesmo não aconteça no caso da Cedae. Um advogado da área societária, que preferiu não se identificar, disse que o risco para o BNDES é se, posteriormente, não houver compromisso do Estado em relação à privatização da Cedae. "O BNDES vai ficar com 49% do quê?"

A afirmação é uma referência à declaração do presidente do BNDES, Paulo Rabello de Castro, que no fim de julho afirmou que o banco poderia ficar com até 49% da Cedae e mais uma "golden share", ação que dá direito ao poder de veto em caso de votação de assuntos estratégicos. No mesmo dia em que Rabello fez as declarações, o BNDES divulgou comunicado para informar como pretende participar de uma solução "estruturante" para o Estado do Rio.

Segundo o banco, o apoio se dará em etapas. Primeiro, o BNDES pode participar junto com consórcio de bancos privados, de operação de crédito de R\$ 3,5 bilhões ao Estado do Rio. O BNDES informou ainda que estuda alternativas para ter participação no capital da Cedae de forma "transitória", até a definição do modelo final de desestatização da companhia. O banco também informou que continuará a desenvolver ações preparatórias para a desestatização integral da Cedae. Procurado, o BNDES disse que não iria se manifestar sobre a privatização da Cedae.

**VEÍCULO:** Valor Econômico

**Seção:** Empresas

**Autor:** Daniel Rittner

**Título:** Petrobras adverte distribuidoras sobre corte de asfalto em outubro

O mercado de asfalto vive um impasse que pode comprometer milhares de obras espalhadas por todo o país. Após oito meses de negociações frustradas, a Petrobras ameaça cortar em outubro o fornecimento para 15 distribuidoras que não tiverem assinado um novo contrato de compra e venda do insumo. Juntas, elas detêm uma participação de pelo menos 70% do mercado brasileiro, conforme dados da Abeda (maior associação do setor).

A advertência sobre o corte no abastecimento foi feita por Leonardo Machado, da gerência de comércio interno de asfaltos, em e-mail enviado às distribuidoras e obtido pelo **Valor**. Na mensagem, o executivo ressalta a "preocupação da Petrobras em manter o suprimento para seus clientes", mas alerta que "ficaremos impedidos de vender produtos asfálticos" a partir de 1º de outubro para quem não tiver nenhum tipo de contrato firmado e homologado pela Agência Nacional do Petróleo (ANP). Ele cita uma resolução da

própria agência - nº 2 de 2005 - como obstáculo à continuidade no fornecimento.

As negociações vêm se arrastando, sem um desfecho positivo, desde dezembro do ano passado. As distribuidoras fizeram pedido de mediação à ANP na tentativa de contornar o impasse. Uma reunião está marcada para amanhã. Elas alegam que não terão mais como atender aos seus principais clientes se houver suspensão do fornecimento. "O risco de colapso é real e iminente", diz o advogado Luiz Gustavo Rocholi, que defende as empresas. Ele aponta reflexos potenciais em obras do Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes (Dnit), concessionárias de rodovias, governos estaduais e prefeituras.

O que está em jogo são vendas anuais de aproximadamente R\$ 3 bilhões em cimento asfáltico de petróleo (CAP) e asfalto diluído de petróleo (ADP). A estimativa do setor privado é de uma movimentação em torno de dois milhões de toneladas em 2017. Até agora, os contratos de fornecimento vinham sendo negociados por períodos de cinco anos.

A nova proposta de contrato, com duração de um ano, enfrenta uma série de resistências pelas distribuidoras. As cláusulas contestadas envolvem pontos como previsão de preço de venda igual em todas as refinarias da Petrobras, fórmula de reajuste e sua periodicidade, encargos incidentes em caso de atraso nos pagamentos, possibilidade de cessão de cotas entre os compradores.

As distribuidoras argumentam que o contrato atual poderia ser estendido, por meio de aditivos, até setembro de 2018. "Qual é a razão de tamanha pressão por parte da Petrobras", questionam as empresas no pedido de mediação à ANP. "A razão é óbvia: intimidar os distribuidores em face da sua posição dominante para obrigá-los à assinatura de um contrato desequilibrado e que só atende aos seus próprios interesses", acrescentam. Betunel, Greca e Asfaltos Nordeste estão entre as empresas representadas no ofício.

Fontes ligadas à Petrobras minimizam o risco de desabastecimento e garantem que o atendimento pode ser mantido com companhias que já firmaram o novo contrato, como a Stratura, controlada pela BR Distribuidora. Em último caso, segundo essas fontes, as distribuidoras podem assinar acordos mensais para não ter o suprimento interrompido.

"Sete empresas distribuidoras de asfalto já assinaram os novos contratos com a Petrobras", disse a assessoria da estatal, em nota encaminhada ao **Valor**. "A documentação está aguardando homologação na ANP. Outra distribuidora já assinou o contrato, porém o encaminhou para homologação de forma incompleta, o que deve ser resolvido nos próximos dias. Outras três

distribuidoras chegaram a informar por escrito que assinariam o contrato, mas decidiram aguardar reunião de mediação na ANP agendada para a próxima terça-feira [amanhã]."

De acordo com a Abeda, essas distribuidoras representam menos de 30% do mercado e não têm estrutura nem frota suficientes para manter o suprimento de asfalto em condições normais.

"A Petrobras está pronta para abastecer o mercado, tendo oferecido um modelo alternativo de contrato, em base mensal, para ser utilizado enquanto as negociações não forem encerradas", complementou a assessoria da estatal. "Tal modelo também está em fase de homologação na ANP."

A nota lembra que, por questões regulatórias, não se pode fornecer o insumo sem contrato homologado no órgão regulador.

O advogado das distribuidoras contesta a Petrobras e diz que, na prática, ela exerce um monopólio. "Ela é a única fornecedora do Brasil. E o país não tem tancagem aquecida em nenhum terminal portuário para receber asfalto importado. Não há infraestrutura nos portos", diz Rocholi.

Segundo a estatal, existem hoje 14 empresas autorizadas a importar e já houve importação em terminais públicos sem tanques aquecidos em anos anteriores.

**VEÍCULO:** Valor Econômico

**Seção:** Empresas

**Autor:** Camila Maia

**Título:** AES Tietê transfere projeto solar para SP

Depois de esperar por mais de um ano por um leilão voltado para fontes renováveis, a AES Tietê comprou um projeto de energia solar por R\$ 75 milhões, o que poderá tirar o projeto solar de Água Vermelha do papel. Esse será o primeiro projeto "greenfield" (ativo novo) da companhia no Brasil, e contará com a expertise da matriz americana, contou ao **Valor** o presidente da AES Tietê, Ítalo Freitas.

"Criamos uma área de engenharia e construção, que terá suporte 'full time' da AES dos Estados Unidos", disse Freitas. Segundo ele, existe total interação entre essas áreas no Brasil com a controladora americana. "Toda a expertise que eles têm no mundo será usada. Inclusive temos engenheiros americanos especializados em energia solar que virão para o Brasil", afirmou ele.

Por enquanto, falta ainda decidir onde ficará a usina. A AES Tietê comprou o contrato de compra de energia (PPA, na sigla em inglês) de um projeto localizado em Tacaibó, em Pernambuco, com autorização para construção de 91 megawatts-pico (MWp) de potência.

O objetivo da companhia, porém, é transferir a autorização para o Estado de São Paulo, na cidade de Ouroeste, a fim de viabilizar a construção da usina solar Água Vermelha, próxima da hidrelétrica de mesmo nome, que também é concessão da AES Tietê.

"O projeto originalmente fica em Pernambuco, mas a ideia é fazer a transferência do PPA para São Paulo. É uma coisa bem simples, o processo já foi iniciado na Aneel", explicou o executivo. A expectativa da AES Tietê é que a aprovação pelo regulador saia dentro de cinco a seis meses.

Se a mudança for aprovada, o contrato permitirá que a companhia construa metade do planejado para o complexo solar Água Vermelha, de 180 MW. A outra metade do projeto deve depender da realização de um leilão da fonte solar fotovoltaica.

Para a AES Tietê, a principal vantagem será nas sinergias na operação da usina, já que ficará ao lado da hidrelétrica. Além disso, praticamente não haverá necessidade de investimentos em transmissão, já que a usina ficará próxima da rede já existente. Outro ponto é cumprir a obrigação que a AES Tietê tem de fazer a expansão da capacidade instalada no Estado de São Paulo, de cerca de 300 MW. "Isso vai marcar o início de nosso investimento em São Paulo", disse.

A possibilidade de construir o projeto no Estado de Pernambuco não é vista como um problema pela companhia. Segundo Freitas, todas as licenças necessárias já foram obtidas e só falta iniciar as obras. Quando a Aneel decidir se o projeto fica em Pernambuco ou muda para São Paulo, a companhia estará pronta para iniciá-las.

"Como a AES é grande consumidora de painéis solares no mundo, já temos inclusive negociações feitas", disse. A negociação é global, o que traz um ganho para a companhia, que pode obter preços mais competitivos.

A decisão pela compra desse projeto se deu pela taxa de retorno, considerada adequada. "Analisamos e vimos que o retorno do projeto é interessante pelo que é exigido pela empresa. Vimos que existe um bom retorno e ainda cumpre a obrigação [de expansão em São Paulo], foi um casamento", afirmou Freitas.

A AES Tietê já tem uma lista reduzida de fornecedores e prestadores de serviços para as obras. "Havendo aprovação da Aneel, acionamos essa lista. Isso só vai trazer benefícios ao setor. A energia não será devolvida [no mecanismo de

descontratação], vai estar no sistema, cumprir a obrigação da expansão", concluiu.

**VEÍCULO:** Valor Econômico

**Seção:** Empresas

**Autor:** Rodrigo Polito e Camila Maia

**Título:** Elétricas tratam de revisão com Aneel

As distribuidoras de energia elétrica estão discutindo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) uma mudança no modelo de revisão tarifária para reduzir o atual descompasso entre a demanda esperada e os investimentos exigidos das companhias em modernização e melhoria da rede.

Dados da Aneel obtidos pelo **Valor** mostram que o lucro operacional (antes de juros, impostos, depreciação e amortização) realizado pelas distribuidoras, entre abril de 2016 e março de 2017, foi 62,4% inferior ao lucro regulatório - que é utilizado pela autarquia no processo de revisão tarifária. Já os gastos com pessoal, material, serviços e outros (PMSO) das distribuidoras no mesmo período somaram R\$ 29,3 bilhões, 40,2% acima do PMSO regulatório praticado pelo órgão regulador. Esse descasamento entre despesas e crescimento da demanda achatou ainda mais o lucro das distribuidoras e deve ser alvo de melhorias a partir de discussões com o regulador.

Para se ter uma ideia do efeito, as distribuidoras tiveram perda de 26% nos últimos dois anos no resultado operacional, que passou de R\$ 15 bilhões, em 2014, para R\$ 11,1 bilhões em 2016, de acordo com dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee). O problema, segundo a entidade, ocorre devido ao modelo de revisão tarifárias das empresas, que não assegura remuneração adequada aos investimentos realizados por elas, quando o mercado fica estagnado ou recua.

A perda de remuneração é tida como um dos principais problemas do setor de distribuição, que responde por 3,5% do PIB do país, com faturamento anual de R\$ 216 bilhões e investimentos anuais de R\$ 13,8 bilhões.

O problema se deve a uma questão técnica do processo de revisão tarifária. Por meio da revisão, que acontece a cada quatro ou cinco anos, dependendo da concessão, a distribuidora é remunerada pelos investimentos realizados ao longo desse período. Na prática, porém, a remuneração ocorre principalmente sobre a expansão do mercado da distribuidora. Como nos últimos anos, o mercado não tem crescido, e em alguns casos tem até recuado, os investimentos feitos pelas empresas em modernização da rede e melhoria da

qualidade do serviço (redução de perdas e dos indicadores de interrupção do fornecimento de energia) não são remunerados adequadamente.

Segundo o presidente da Abradee, Nelson Leite, considerando um cenário sem crescimento de mercado, um investimento feito em qualidade do serviço no primeiro ano do ciclo tarifário tem perda de até 45% do seu valor quando é reconhecido, no ano da revisão tarifária da empresa.

"O modelo do setor elétrico brasileiro foi feito para funcionar com mercados com crescimento contínuo. Quando você faz um investimento em um equipamento que não agrega extensão [de mercado], você tem depreciação desse equipamento antes de ser reconhecido na base de remuneração de ativos. Quando o investimento for reconhecido na base de remuneração, ele já perdeu grande parte de valor. Se você fez um investimento cinco anos antes da revisão tarifária, ele entra na base de remuneração de ativos com quase 50% do valor original dele", afirma.

O problema já foi apresentado pela Abradee e um grupo de distribuidoras à Aneel. Segundo uma fonte a par do assunto, o tema foi bem recebido pela autarquia.

"Hoje, o que as distribuidoras têm tentado fazer é colocar os investimentos mais próximos da data de revisão tarifária. Só que na distribuição não dá muito para fazer isso, ainda mais com os requisitos novos de qualidade do serviço que a Aneel tem colocado", afirma um executivo de uma empresa do setor de distribuição. "Na nossa avaliação, hoje o sinal nas tarifas de energia elétrica estão muito insuficientes para garantir a remuneração dos investimentos."

Para o presidente de uma empresa do setor, se, no momento do reajuste anual, já fosse feita uma avaliação prévia dos ativos, haveria incentivo ao fluxo de investimentos de forma mais constante. "Outros tipos de investimentos que não aumentam o número de consumidores, como em qualidade, poderiam ser viabilizados, pois não dependeriam apenas do crescimento do mercado. Deixaria mais uniforme a comunicação entre investimento e tarifa", diz ele.

Segundo uma fonte de uma grande companhia, o que está em discussão é um aprimoramento da remuneração dos investimentos feitos. A discussão com a Aneel trata também de outras melhorias no processo de revisão tarifária, para evitar desequilíbrios nas contas das empresas. Ela, porém, ressalta que o tema não é visto com urgência, por se tratar de um aprimoramento nos processos existentes.

"O fato é que o setor de distribuição está sob estresse grande. As tarifas privilegiam mais o investimento em extensão de rede. E elas [distribuidoras]

têm a responsabilidade de modernizar a rede", diz Jorge Pereira da Costa, sócio-diretor da consultoria Roland Berger.

O presidente do Instituto Acende Brasil, Claudio Sales, lembra que as distribuidoras não têm muitas alternativas de solução, por se tratar de uma atividade totalmente regulada. "É sabido que é necessário investir em modernização do sistema. E o fato de não se reconhecer isso só inibe o investimento", afirma ele.

A solução para o problema, em tese, deve se dar no âmbito regulatório e por isso não faz parte da proposta de reforma setorial colocada em consulta pública pelo Ministério de Minas e Energia. Para resolver o problema, a Aneel precisa abrir uma audiência pública para discutir o assunto e, posteriormente, publicar resolução com aprimoramentos.

"A Aneel está sinalizando que vai resolver isto este ano. Vai abrir uma audiência pública com uma proposta no sentido de resolver este tema", afirma um executivo do setor. Segundo ele, a mudança na regra poderia entrar em vigor em janeiro de 2018.

**VEÍCULO: Valor Econômico**

**Seção: Empresas**

**Autor: Camila Maia e Rodrigo Polito**

**Título: Mercado das distribuidoras mantém queda no 2º tri**

Enquanto a retomada da economia não chega, as distribuidoras continuam sofrendo os efeitos da redução da demanda por energia e do aumento da inadimplência. Até o momento, quatro distribuidoras divulgaram os resultados operacionais do segundo trimestre, todos indicando que o cenário de baixa demanda persistiu. Considerando apenas o mercado cativo, no qual consumidores compram a energia diretamente das concessionárias, houve queda média de 9,63% no consumo no segundo trimestre.

No mercado cativo, a principal razão da redução acentuada no consumo ainda é a migração de consumidores especiais para o mercado livre de energia.

A EDP Energias do Brasil, que teve queda de 10,68% no consumo de energia nos clientes cativos, destacou que, além da migração, o ritmo mais lento na atividade econômica e as temperaturas mais amenas também contribuíram para o resultado deste mercado.

No caso da Light, que teve queda de 10% no consumo cativo, a variação da temperatura e a crise econômica do Estado do Rio de Janeiro também foram determinantes.

Mesmo considerando o mercado "fio" das distribuidoras (consumo total incluindo os consumidores livres, uma vez que a energia transita pela rede da distribuidora), houve queda no trimestre, de 0,62%. Com exceção da Energisa, que tem um perfil de consumo diferenciado e teve alta de 2,64% no período, todas as outras companhias - localizadas no Sul e Sudeste - tiveram queda no consumo.

O cenário deve se repetir nas outras companhias que ainda divulgarão resultados neste trimestre. "As distribuidoras devem continuar sofrendo com os baixos volumes de energia vendida, devido à desaceleração da economia", disse o Itaú BBA em prévia dos resultados das empresas do setor.

A tendência para o ano é de que o cenário de menor demanda seja mantido.

**MME / ASCOM**