

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

|                                                                               |          |
|-------------------------------------------------------------------------------|----------|
| <b>VEÍCULO: O Globo .....</b>                                                 | <b>2</b> |
| Título: ANP adia decisão sobre cálculo de royalties.....                      | 2        |
| <b>VEÍCULO: Folha de S. Paulo .....</b>                                       | <b>3</b> |
| Título: Pré-sal já responde por quase metade da produção de petróleo .....    | 3        |
| <b>VEÍCULO: O Estado de S. Paulo .....</b>                                    | <b>4</b> |
| Título: Shanghai Electric fará proposta para assumir obras da Eletrosul ..... | 4        |
| <b>VEÍCULO: Valor Econômico .....</b>                                         | <b>5</b> |
| Título: Discussões aquecidas no mundo da energia .....                        | 5        |
| Título: Produção de petróleo tem alta de 14,2% em janeiro .....               | 7        |
| Título: Destaques .....                                                       | 8        |
| Título: Shell avalia direito de preferência na compra do campo de Iara .....  | 8        |
| Título: Vale inicia busca de novo presidente .....                            | 9        |
| Título: AES Tietê diversifica matriz contra o risco hidrológico.....          | 11       |

**VEÍCULO: O Globo****Seção: Economia****Autor: Ramona Ordoñez****Título: ANP adia decisão sobre cálculo de royalties**

Agência pede ao STF mais 30 dias para definir mudança que pode elevar valores

A Agência Nacional do petróleo (ANP) enviou ao Supremo Tribunal Federal (STF) um pedido para prorrogar por 30 dias o prazo para se manifestar sobre a nova metodologia de cálculo do preço mínimo do petróleo para fins de pagamentos de royalties e participações especiais. No dia 15 de dezembro do ano passado, o STF determinou que a ANP publicasse até 1º de março a resolução com a fixação dos novos valores.

#### PRODUÇÃO RECORDE NO PRÉ-SAL

Estados produtores de petróleo, principalmente o Rio de Janeiro, são favoráveis à mudança, porque essa poderia representar um aumento no pagamento dos royalties. Mas as petroleiras são contrárias ao aumento das taxas governamentais. O mercado estima que as mudanças poderão representar um aumento da ordem de R\$ 2 bilhões anuais no pagamento dos royalties e participações especiais. A ANP alega no pedido de adiamento enviado ao STF que “até a presente data não foram fixadas as diretrizes políticas pelo Conselho Nacional de Política Energética — CNPE”.

O conselho é presidido pelo Ministério de Minas e Energia e responsável pela formulação das políticas do setor. A revisão dos critérios tem o objetivo de adequar uma portaria publicada há mais de 15 anos às condições atuais do mercado internacional de petróleo. No mês de janeiro, a produção de petróleo no pré-sal foi de quase metade do total no Brasil: 1,27 milhão de barris por dia, 47,4% do total produzido no país. Considerando a produção de 49,5 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural no pré-sal, a produção total de petróleo e gás na região atingiu 1,58 milhão de barris por dia, estabelecendo novo recorde no pré-sal.

#### PREÇO DA GASOLINA CAI

O preço médio da gasolina vendida nos postos do Brasil caiu na semana passada para seu menor nível em dez semanas, segundo levantamento da ANP. O preço médio da gasolina caiu 0,2%, entre os dias 19 e 25 de fevereiro, ante a semana anterior, para R\$ 3,749 por litro. O etanol, por sua vez, caiu 0,7% para R\$ 2,864 por litro.

**VEÍCULO: Folha de S. Paulo****Seção: Mercado****Autor: Nicola Pamplona****Título: Pré-sal já responde por quase metade da produção de petróleo**

A produção de petróleo no pré-sal bateu novo recorde em janeiro, chegando a 1,276 milhão de barris por dia. O valor corresponde a 47% do total produzido no país, ou 2,687 milhões de barris por dia.

De acordo com a ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), o volume representa uma queda de 1,6% com relação ao mês anterior, provocada por parada para manutenção na plataforma P-40, da Petrobras.

Na comparação com o mesmo mês do ano passado, houve aumento de 14,2%.

Somando o gás, a produção nacional foi de 3,378 milhões de barris de óleo equivalente por dia. O pré-sal contribuiu com 1,587 milhões de barris de óleo equivalente - também 47% do total.

A maior parte da contribuição vem do campo de Lula, na Bacia de Santos, que produziu em janeiro 729 mil barris de petróleo e 31,6 milhões de metros cúbicos de gás natural, somando 928,6 milhões de barris de óleo equivalente.

Enquanto a contribuição dos campos do pré-sal permanece crescendo, há uma tendência de queda nos campos fora da maior região produtora do país.

Os campos do pós-sal produziram 1,790 milhão de barris de óleo equivalente por dia, completando o oitavo mês seguido de queda. É o pior valor desde abril de 2016.

Os dados da ANP mostram que, com o crescimento do pré-sal, cresce também a fatia de empresas estrangeiras na produção nacional de petróleo e gás.

Em janeiro, empresas privadas ficaram com 21,5% do volume total produzido. As maiores fatias foram da BG Brasil (controlada pela Shell), da Repsol Sinopec e da Petrogal Brasil, todas sócias em grandes projetos do pré-sal.

**VEÍCULO: O Estado de S. Paulo****Seção: Economia****Autor: Renée Pereira e Mônica Scaramuzzo****Título: Shanghai Electric fará proposta para assumir obras da Eletrosul**

Energia. Uma das maiores fabricantes de equipamentos de energia da Ásia, chinesa deverá apresentar oferta até o dia 10; sem recursos para tocar projetos, subsidiária da Eletrobrás busca desde o ano passado sócio para a construção de 2.169 km de linhas de transmissão

A companhia chinesa Shanghai Electric deve apresentar até o dia 10 de março proposta para assumir um lote de concessões de linhas de transmissão de energia da Eletrosul, subsidiária do grupo Eletrobrás, informaram fontes ao 'Estado'. O negócio envolve a construção no Rio Grande do Sul de 2.169 quilômetros (km) de linhas e 21 subestações, sendo 8 novas e 13 ampliações de instalações existentes.

No total, as obras exigirão investimentos de R\$ 3,3 bilhões e, quando concluídas, terão receita anual de R\$ 336 milhões. A Shanghai Electric é uma das maiores fabricantes de equipamentos de energia e indústrias em geral da China, com faturamento da ordem de US\$ 12,3 bilhões. A chinesa está em negociação com a estatal brasileira desde o ano passado, quando a Eletrosul lançou uma chamada pública no mercado.

Sem capacidade financeira para tocar as obras, a subsidiária da Eletrobrás decidiu iniciar um processo para selecionar empresas interessadas em se tornar sócia do empreendimento, que tem papel estratégico na região. Além de escoar a energia produzida pelos parques eólicos do Rio Grande do Sul, o sistema de transmissão tem o objetivo de reforçar a região metropolitana da capital Porto Alegre. Procurada, a Eletrosul afirmou apenas que as negociações avançam com a empresa chinesa.

Fontes próximas à transação destacam que alguns pontos ainda estavam pendentes para o fechamento de um acordo. Um deles é se a Shanghai Electric assumiria 100% do consórcio ou apenas uma participação. Esse é um ponto considerado importante para a Shanghai tocar esse investimento. Segundo pessoas familiarizadas com a operação, a Shanghai quer que a estatal mantenha participação no negócio. Mas uma das propostas seria a volta da Eletrosul como sócia apenas no fim da construção.

Por outro lado, a estatal continuaria à frente das obras, mesmo com o repasse da concessão. Isso porque a empresa já tem todo o conhecimento em torno das licenças ambientais e do projeto de engenharia. De acordo com fontes a par do assunto, a companhia chinesa considera o marco regulatório do setor de energia

instável e não quer assumir sozinha 100% do risco. Com uma estatal mantendo participação no projeto, o grupo chinês teria um interlocutor com trânsito no governo federal.

Procurado pela reportagem, o advogado Gustavo Buffara Bueno, da Buffara Bueno Advogados, confirmou que seu escritório está intermediando as negociações entre a Shanghai e a Eletrosul, mas não deu mais detalhes. Nenhum porta-voz da Shanghai Electric retornou os pedidos de entrevista. Se fechar um acordo, essa seria a estreia da Shanghai no Brasil, seguindo o mesmo caminho das contrerrâneas State Grid e China Three Gorges (CTG).

**VEÍCULO: Valor Econômico**

**Seção: Brasil**

**Autor: Daniel Rittner**

**Título: Discussões aquecidas no mundo da energia**

O acionamento intensivo das usinas térmicas fez quadruplicar a emissão de dióxido de carbono pelo parque gerador brasileiro ao longo da última década. A quantidade média de CO<sub>2</sub> despejada na atmosfera por cada megawatt-hora de energia produzida no país aumentou de 0,03 para 0,12 tonelada entre 2006 e 2015. Apesar do crescimento acelerado, são emissões relativamente modestas de gases do efeito-estufa quando comparadas com outros países e regiões. Essa relação chega a 0,97 tonelada na China, a 0,82 nos Estados Unidos e a 0,55 na União Europeia.

No Brasil, ao contrário de boa parte do mundo rico e das nações emergentes, o setor elétrico não é um dos principais fatores de colaboração para as mudanças climáticas. É uma decorrência da elevada, mas declinante, participação das hidrelétricas na matriz. Pesam muito mais o desmatamento (com conversão de florestas em pastagens ou lavouras), a agropecuária (do cultivo de arroz à flatulência das vacas) e o sistema de transportes (com uma logística que privilegia o modal rodoviário em detrimento das ferrovias para cargas e metrô nas grandes cidades). Basta mencionar um número: se forem subitamente desmontadas todas as usinas térmicas nacionais, que têm sido essenciais na operação da rede, haveria queda inferior a 10% nas emissões brasileiras de CO<sub>2</sub>.

Nada disso deve ser entendido como um sinal para que o modelo de expansão da matriz elétrica brasileira seja excluído das discussões de políticas climáticas voltadas ao cumprimento dos compromissos internacionais, mas vale a pena ter esses pontos em mente quando se debate como implementar as metas de redução dos gases-estufa assumidas pelo país no Acordo de Paris, em vigência desde novembro do ano passado.

Como se sabe, o tratado representa uma tentativa de limitar o aumento da temperatura média global em menos de 2° C acima dos níveis pré-industriais. O Brasil se comprometeu a diminuir em 37% suas emissões até 2025, tendo como base o ano de 2005, e uma estratégia detalhada de implementação ainda vai ser definida internamente. Uma consulta pública foi aberta pelo Ministério do Meio Ambiente e interessados têm até o próximo dia 15 para enviar contribuições.

Leitura fortemente recomendada para pontuar essas discussões é um documento do Instituto Acende Brasil, espécie de observatório do setor elétrico, ainda inédito e com previsão de lançamento nos próximos dias.

Para chegar à prometida redução dos gases-estufa, o governo brasileiro coloca, como meta, duplicar a participação na matriz elétrica das novas fontes renováveis: eólica, solar e biomassa. Elas devem passar de 11,5% da energia produzida em 2015 para, no mínimo, 23% da geração total em 2030.

À primeira vista, faz todo sentido. Quando se levam em conta os critérios de segurança no abastecimento do sistema interligado nacional, o "white paper" do instituto chega a conclusões "um tanto quanto não intuitivas", nas palavras de seu presidente, Claudio Sales.

A aparente contradição é que, para ter mais fontes renováveis rodando na base do sistema, torna-se necessário também o crescimento da oferta de usinas térmicas - geradoras de gases-estufa - como "back up" na operação.

Explica-se: para enfrentar os períodos de estiagem, a gestão do sistema contava com os grandes reservatórios de hidrelétricas, que permitiam manter o volume de energia gerada mesmo fora da época de chuvas. Mas houve esgotamento dos potenciais hídricos perto dos centros de consumo e o eixo de exploração mudou para a Amazônia, onde há crescentes conflitos socioambientais.

No início da década passada, se os reservatórios estivessem cheios e parasse de chover de um dia para o outro, as hidrelétricas seriam capazes de abastecer o sistema por 6,5 meses sem nenhuma ajuda das térmicas. Com a entrada em operação de usinas a fio d'água, como Jirau e Santo Antônio, hoje isso seria possível por 4,8 meses. A relação só deve piorar com Belo Monte a plena carga.

Assim como essas novas usinas ficam mais dependentes de chuvas para gerar energia, pois não têm grandes reservatórios, parques eólicos só entregam eletricidade quando existe vento e as fotovoltaicas dependem de radiação solar.

Para não ficar à mercê de variações sazonais, o sistema talvez acabe precisando paradoxalmente de mais térmicas que usam gás ou carvão, enquanto o país se vangloria de metas ambiciosas contra o aquecimento global.

Há faíscas por todos os lados saindo do Ministério de Minas e Energia. O maior risco de explosão está nas relações do secretário de Planejamento Energético, Eduardo Azevedo, com boa parte da equipe. Quando o governo já estava perto de uma decisão interna de cancelar o último leilão de energia de reserva, marcado para dezembro, Azevedo fez declarações no sentido oposto e guiou o mercado em direção equivocada. Conterrâneo do ministro pernambucano Fernando Coelho Filho, ele está à beira de um curto-circuito com as demais autoridades do setor.

Outra fonte de embates ganha corpo no Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). Uma ala importante do ONS, órgão responsável pela operação do sistema, tem defendido o acionamento imediato de mais térmicas "fora da ordem de mérito" para poupar os reservatórios. Naves fora o palavrão, isso significa essencialmente ligar usinas movidas a combustíveis fósseis que se situam acima da faixa de preço determinada pelas regras de mercado e apurada pelos modelos matemáticos do setor.

A estratégia teria, como vantagem, economizar mais água em reservatórios como Sobradinho e Serra da Mesa, que estão em situação alarmante. O ponto negativo é jogar uma conta bilionária - e possivelmente desnecessária - no colo dos consumidores. Estima-se que o custo de acionar 3 mil MW de térmicas seria de R\$ 1 bilhão por mês. Outros integrantes do CMSE preferem dar tempo ao tempo. Há mudanças previstas na metodologia de preços daqui até maio, que podem resultar no despacho das térmicas dentro das regras de oferta e demanda, com menos peso para o bolso alheio.

Daniel Rittner é repórter especial. Hoje, excepcionalmente, deixamos de publicar a coluna de Claudia Safatle. E-mail: [daniel.rittner@valor.com.br](mailto:daniel.rittner@valor.com.br)

**VEÍCULO:** Valor Econômico

**Seção:** Brasil

**Autor:** André Ramalho

**Título:** Produção de petróleo tem alta de 14,2% em janeiro

A produção nacional de petróleo caiu 1,6% em janeiro, na comparação com dezembro, de acordo com a Agência Nacional do Petróleo (ANP). Ao todo, foram produzidos, em média, 2,687 milhões de barris diários no mês, o que representa crescimento de 14,2% em relação a janeiro de 2016.

A produção de gás natural totalizou 109,9 milhões de metros cúbicos diários em janeiro, queda de 1,6% em relação a dezembro. Na comparação anual, houve aumento de 13,1%. O aproveitamento de gás natural em janeiro alcançou 96,1%. A queima do energético totalizou 4,3 milhões de metros cúbicos diários, uma

redução de 1,5% na comparação com dezembro e um aumento de 30,8% em relação ao primeiro mês de 2016.

Com isso, a produção total de óleo e gás, caiu 1,6% ante dezembro, para 3,378 milhões de barris de óleo equivalente por dia (BOE/dia). Frente a janeiro do ano passado, houve alta de 13,9%.

Com relação ao pré-sal, a produção de petróleo e gás natural em janeiro alcançou 1,588 milhão de BOE diários, novo recorde mensal e volume 1,08% maior que o registrado em dezembro. Com relação a igual período de 2016, houve um crescimento de 54%. A produção específica de petróleo no pré-sal alcançou 1,276 milhão de barris diários. A de gás natural foi de 49,5 milhões de metros cúbicos diários.

Os campos operados pela Petrobras responderam por 94,2% de todo o petróleo e gás natural produzidos em janeiro. A estatal é seguida pela norueguesa Statoil (3%) e a anglo-holandesa Shell (2%).

**VEÍCULO:** Valor Econômico

**Seção:** Empresas

**Autor:**

**Título:** Destaques

### Energia mais cara

O preço de liquidação das diferenças (PLD), referência das operações no mercado de energia de curto prazo, deve ficar na faixa de R\$ 200 por megawatt-hora (MWh) ao longo de 2017 em quase todo o país, de acordo com projeções da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) apresentadas ontem. No começo de março, os preços de energia tiveram forte alta nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste, refletindo a hidrologia ruim, e foram fixados em R\$ 184,49/MWh. A exceção é o Norte, em que o preço ficou no patamar mínimo de R\$ 33,68/MWh, no qual deve permanecer até o fim de abril, de acordo com a CCEE.

**VEÍCULO:** Valor Econômico

**Seção:** Empresas

**Autor:** Rodrigo Polito

**Título:** Shell avalia direito de preferência na compra do campo de Iara

A Shell vai avaliar a possibilidade do exercício do direito de preferência de compra de uma fatia de 22,5% no campo de Iara, no pré-sal da Bacia de Santos, que a

Petrobras negocia com a francesa Total. O Valor apurou que a petroleira anglo-holandesa está estudando o assunto e, caso haja interesse, vai analisar como poderá exercer a preferência. A Shell não comenta o assunto.

A multinacional possui 25% de participação no bloco BM-S-11, onde está localizado o campo de Iara, por meio da BG, petroleira adquirida no ano passado. A Petrobras possui 65% da área. Os 10% restantes pertencem à Petrogal, subsidiária da portuguesa Galp Energia. Procurada, a Galp não se manifestou até o momento.

O contrato de venda de 22,5% do campo de Iara para a Total foi assinado nesta semana pela Petrobras e faz parte da aliança estratégica firmada pelas duas empresas, na qual a estatal venderá US\$ 2,2 bilhões em ativos para a francesa. A Petrobras pretende permanecer como operadora da área, com uma fatia remanescente de 42,5%.

A venda da participação em Iara é um dos negócios firmados no âmbito da aliança estratégica e está sujeita a aprovações por órgãos competentes, como o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), e ao exercício de direito de preferência pelos sócios do bloco.

Ao ser questionado sobre o assunto, durante reunião com investidores relativa ao resultado da Shell em 2016, no início de fevereiro, o presidente mundial da empresa, Ben van Beurden, disse que não poderia revelar como a companhia avalia o assunto, mas concluiu dizendo que "estamos muito cientes sobre isso".

A Shell também detém participação no campo de Lapa, no bloco BM-S-9, também no pré-sal da Bacia de Santos, outra área negociada pela Petrobras com a Total. Nesse caso, a estatal está oferecendo 35% do bloco, ficando com apenas 10%. A Total passará a ser a operadora. A Shell possui 30% e a Repsol Sinopec Brasil, 25%.

No caso de Lapa, no entanto, há um entendimento de que não há exercício de direito de preferência. Isso porque, na prática, o valor do ativo é relativamente pequeno em comparação com todo o pacote que está sendo negociado entre as duas empresas, no valor de US\$ 2,2 bilhões.

Segundo o advogado especializado no setor petróleo Luiz Quintans, nesse caso, o direito de preferência não é algo impeditivo para a conclusão do negócio.

**VEÍCULO:** Valor Econômico

**Seção:** Empresas

**Autor:** Ivo Ribeiro

**Título:** Vale inicia busca de novo presidente

Os acionistas controladores da Vale, reunidos na holding Valepar, vão definir na próxima semana o nome da consultoria de "headhunter" que vai conduzir o processo de escolha do novo presidente da mineradora. Em 26 de maio encerra-se o terceiro contrato de Murilo Ferreira, que na sexta-feira reuniu a diretoria da empresa e anunciou sua saída.

Segundo apurou o Valor, a decisão dos acionistas foi contratar uma companhia de recrutamento de executivos de renome internacional. Pelo menos meia dúzia de empresas desse setor se destacam globalmente - as americanas Korn Ferry, Spencer Stuart, Russell Reynolds e Heidrick & Struggles, a suíça Egon Zehnder e a belga Odgers Berndtson.

Conforme um grande conhecedor dessas áreas, Spencer, Heidrick, Russel e Egon Zehnder são especializadas no recrutamento de presidentes para empresas.

A consultoria escolhida deverá, ao final do processo, que envolverá uma série de encontros e entrevistas com os potenciais candidatos, apontar três nomes aos acionistas da Vale, dentro do perfil traçado para ocupar o comando de uma mineradora com o peso internacional da Vale.

Pelo lado dos acionistas, estarão na linha de frente desse processo os presidentes do Banco do Brasil (patrocinador do fundo de pensão Previ, que é o maior acionista individual da Vale) e do Bradesco, respectivamente Paulo Caffarelli e Luiz Carlos Trabuco. Por meio da Bradespar, o Bradesco é o segundo maior acionista. Estão ainda no bloco de controle a trading japonesa Mitsui e BNDESPar, braço de participações do BNDES.

O contrato de Ferreira não foi renovado pelos acionistas e há cerca de um ano a sua saída da empresa já era reivindicada por parte do governo federal e grupos políticos de Minas Gerais. O executivo vai completar um período de seis anos à frente da empresa. Ele substituiu em maio de 2011 Roger Agnelli - falecido há um ano em acidente de avião. Seu nome teve a indicação da então presidente da República, Dilma Rousseff, e do ex-ministro da Fazenda Guido Mantega.

Vários nomes são apontados como candidatos ao cargo ocupado por Ferreira na maior produtora mundial de minério de ferro. Mas, na avaliação de pessoas próximas aos acionistas, existe muita especulação e nenhuma decisão tomada sobre o novo executivo. A consultoria receberá a tarefa de fazer um processo seletivo bem criterioso.

Entre os nomes citados aparecem os de Néelson Silva (atualmente na Petrobras), Tito Martins (na Votorantim Metais), José Carlos Martins (consultor) e Eduardo Bartolomeo (conselheiro na Vale, indicado pelo BNDES) os quatro tiveram passagem em cargos de diretoria na Vale.

Outros dois apontados Rômulo Dias (diretor do Bradesco) e Gesner Oliveira, ex-Sabesp. Os nomes de dois diretores atuais da Vale também são apontados - Clóvis Torres (próximo de Ferreira) e Luciano Siani (financeiro).

O novo presidente da Vale terá de reunir condições para conduzir uma nova estratégia para a companhia. A empresa, na semana passada, divulgou plano de unificar suas ações e de se listar no Novo Mercado da BM&Fvespá, segmento de mais alto grau de governança corporativa da bolsa. Um novo acordo de acionistas, substituindo o atual, que vence em abril, também deve ser oficializado ainda neste ano, com vigência até novembro de 2020.

**VEÍCULO:** Valor Econômico

**Seção:** Empresas

**Autor:** Camila Maia

**Título:** AES Tietê diversifica matriz contra o risco hidrológico

A AES Tietê está prestes a concretizar o primeiro passo do seu plano de diversificação da matriz com a aquisição do complexo eólico Alto Sertão II, de 386,1 megawatts (MW) de potência, na Bahia. "Vamos transformar capacidade de alavancar em dividendos aos acionistas", disse, em entrevista ao Valor, Ítalo Freitas, presidente da geradora.

Em 2016, os resultados da companhia vieram aquém do esperado pelo mercado, refletindo os efeitos adversos da exposição ao risco hidrológico (medido pelo fator GSF, na sigla em inglês).

Já considerando que a exposição ao GSF veio para ficar, devido à necessidade de preservar os níveis dos reservatórios das hidrelétricas e à possibilidade de despacho de energia de outras fontes renováveis, a AES Tietê estabeleceu como meta atingir 50% do seu Ebitda resultante de fontes não hídricas em 2020.

Segundo Freitas, isso será feito tanto com a adição da geração de outras fontes - com foco em solar e eólica - quanto com a diversificação dos serviços prestados pela companhia, como geração distribuída, soluções de comercialização, armazenamento em baterias e eficiência energética.

No campo da geração, o primeiro movimento é a conclusão da aquisição do complexo eólico da Renova Energia, por R\$ 650 milhões. "Estamos finalizando alguns pontos", disse, completando que a ideia é concluir o negócio ainda este mês.

Ao fim de 2016, a AES Tietê tinha uma relação entre dívida líquida e Ebitda de 1,1 vez. A aquisição de Alto Sertão II será feita totalmente alavancada, mas ainda não

foram definidos alguns aspectos, como qual parcela poderá ser financiada com emissão de debêntures, segundo o executivo.

Apesar de carregar uma dívida de pouco mais de R\$ 1 bilhão, o ativo gera caixa, o que minimiza seu efeito sobre a alavancagem da companhia. Segundo Freitas, a AES Tietê avalia outras oportunidades de ativos à venda no mercado, principalmente eólicas, mas não há nada muito avançado. "As oportunidades boas estão acabando, o mercado está se consolidando", disse.

Em geração solar, a companhia conta com a realização de um leilão de energia de reserva (LER) ainda neste ano, para que possa cadastrar a usina solar Água Vermelha, no interior de São Paulo, com capacidade de até 150 MW. Seria uma forma de aumentar sua diversificação de receita, além de cumprir com as regras do governo de São Paulo da época da privatização, que exigiram a expansão da geração dentro do Estado.

"Quando olhamos para fusões e aquisições, vemos mais projetos em operação. Em construção é mais complicado, há o risco de construção. Mas não descartamos opções", disse Freitas.

A companhia não considera, por enquanto, a possibilidade de vender a energia da usina solar no mercado livre. "O custo da solar ainda não briga com o mercado livre. Vai chegar, não tenho dúvida, mas não agora", explicou.

Enquanto isso, a AES Tietê segue negociando com o governo uma solução para a exposição ao GSF nos anos passados. A empresa está protegida por uma liminar desde 2015, mas participa de conversas para encerrar a briga com o governo. "Queremos resolver o GSF no passado e para o futuro", disse.

**MME / ASCOM .**