



**Pesquisa: A importância das usinas termelétricas  
para a matriz elétrica brasileira**

**Relatório Técnico:**

**Acompanhamento Conjuntural do segmento de  
geração termoelétrica no Brasil - 2017**

**Autores:**

**Nivalde de Castro**

**André Alves**

**Fabiano Lacombe**

**Diogo Salles**

**João Pedro Gomes**

**Abril de 2019**

# Índice

<b>Enquadramento Metodológico .....</b>	<b>3</b>
<b>I. Mercado .....</b>	<b>5</b>
<b>II. Tecnologia .....</b>	<b>135</b>
<b>III. Leilões.....</b>	<b>143</b>
<b>IV. Regulação .....</b>	<b>151</b>
<b>V. Empresas.....</b>	<b>175</b>

## Enquadramento Metodológico

Este relatório técnico foi elaborado no âmbito da pesquisa desenvolvida pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico – GESEL, com o objetivo de sistematizar as principais informações, fatos e dados sobre o segmento de geração termelétrica no Brasil, verificados no ano de 2017.

A metodologia adotada consistiu em pesquisar, selecionar e sistematizar as informações publicadas no Informativo Eletrônico do Setor Elétrico (IFE), com foco no segmento de geração termelétrica e o mercado de gás natural. O IFE é um informativo editado diariamente desde o ano de 2000 e é distribuído para mais de 10.000 especialistas de diferentes formações e instituições. No ano de 2017, foram publicados os IFEs dos números 4.235 a 4.465, totalizando 231 publicações. Uma equipe de pesquisadores analisa, coleta, seleciona e resume informações, relatórios, artigos e dados dos principais sites de jornais, periódicos e sites especializados. As informações selecionadas são resumidas e publicadas em seções, indicando-se a fonte.

Desta forma, a base de informações processadas e publicadas no ano de 2017 foi analisada, selecionada e agrupada em cinco categorias:

- i. Mercado;
- ii. Tecnologia;
- iii. Leilões;
- iv. Regulação; e
- v. Empresas.

Na categoria **Mercado**, foram reunidos todos os conteúdos relacionados com: dados de produção e consumo de gás natural, projeções de oferta e demanda, tendências de preços do gás e condições de fornecimento do produto no mercado brasileiro. De modo geral, esta categoria reúne as notícias de ordem conjuntural que impactam na tomada de decisões dos agentes atuantes no setor.

Na categoria **Tecnologia**, foram selecionadas as matérias relacionadas com: técnicas das usinas termelétricas e inovações tecnológicas envolvendo equipamentos e serviços do segmento de geração termelétrica.

A categoria **Leilões** foca nos temas de leilões que envolvem diretamente o setor de gás natural e o setor elétrico, como, por exemplo, o calendário dos leilões, as regras, as alterações dos editais e os principais resultados.

Na categoria **Regulação**, a preocupação analítica ficou centrada nas matérias sobre o arcabouço regulatório e suas eventuais alterações, incluindo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e as agências reguladoras estaduais.

Por fim, a categoria **Empresas** reúne e sistematiza os mais relevantes fatos e dados de 2017, envolvendo as principais empresas e grupos que atuam diretamente no setor, seja como gerador, investidor ou produtor de equipamentos e serviço dos segmentos de gás natural e geração termelétrica.

Merece ser destacado dois outros elementos metodológicos. O primeiro é que, em cada categoria, as informações estão apresentadas por ordem cronológica do início para o fim do ano. E, em segundo, no caso das matérias que fazem referência a artigo ou relatório técnico, será possível acessar ao documento citado caso esteja conectado a uma rede.

## **I. Mercado**

### **Novas mudanças no BNDES para gás e biocombustíveis**

Em alterações recém-aprovadas, o BNDES aumentou a participação máxima em projetos de transporte de gás e biocombustíveis, de 70% para 80%, com recursos incentivados (indexados à TJLP, em 7,5% ao ano, abaixo das taxas de juros do mercado). Por outro lado, reduziu a parcela para projetos de distribuição dos mesmos combustíveis, de 70% para 60%. Isto porque “as novas condições de financiamento passam a refletir atributos qualificadores dos projetos apoiados, e não mais a lógica setorial”, segundo o banco. Assim, o apoio a projetos financiados em TJLP estará condicionado à geração de benefícios econômicos, sociais, ambientais e regionais. Os recursos incentivados do banco ainda podem ser complementados com crédito remunerado pelas taxas de mercado (indo a 80% do investimento, no máximo). Com isso, investimentos em tecnologias sustentáveis terão maior parcela de crédito em TJLP. Por exemplo, ônibus e caminhões híbridos, elétricos ou movidos a combustíveis limpos contarão com financiamento de até 80% em TJLP. Já o financiamento incentivado para veículos semelhantes que sejam movidos a diesel será de no máximo 50% em 2017, caindo ao longo dos próximos dois anos, para até 40% em 2018 e até 30% em 2019 (condições para grandes empresas). (Brasil Energia – 05.01.2017)

### **Oferta de gás natural sobe 3% em outubro com alta na produção do Norte**

A oferta nacional de gás natural subiu 3% em outubro, para 56,3 milhões de m<sup>3</sup>/dia, sendo 45,3 milhões de m<sup>3</sup>/dia ofertados na malha interligada e 11 milhões de m<sup>3</sup>/d no sistema isolado, área que compreende os estados da região Norte e também o Maranhão. O resultado foi atribuído ao aumento da produção de gás nos estados do sistema isolado, que passou de 19,1 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 20,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia no mês, de acordo com dados do MME. Outro fator que também contribuiu para o aumento da oferta nacional foi a redução do volume de gás natural reinjetado nos estados do Norte e no Maranhão. A reinjeção caiu de 9,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 8,0 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural na comparação com o mês anterior, o que, junto com o aumento da produção, resultou em um incremento de 2,6 milhões de m<sup>3</sup>/d somente nessa região. Já no restante do país, onde a malha de gasodutos é interligada, o movimento foi oposto ao observado no sistema isolado. Houve redução da oferta nacional de quase 2%, e 45,3 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás chegaram a esse mercado. Ainda segundo o levantamento do ministério, a redução indica uma queda da produção na região, que somou 88 milhões de m<sup>3</sup>/dia em outubro, uma vez que a reinjeção caiu praticamente 10% (22,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia). Ao combinar a oferta de gás natural produzido no país com o energético importado da Bolívia, via Gasbol, e de outros países, por meio de gás natural liquefeito (GNL), houve aumento de 1,8% no volume de gás natural que chegou ao mercado brasileiro. Tanto a importação da Bolívia quanto a regaseificação de GNL se mantiveram em patamares estáveis em outubro na frente a setembro, de 30,1 milhões de m<sup>3</sup>/dia e 31,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia, respectivamente. (Brasil Energia – 05.01.2017)

## **Gás para crescer: comitê técnico de desenvolvimento terá primeira reunião no fim do mês**

Com as diretrizes do programa Gás para Crescer aprovadas na última reunião do Conselho Nacional de Política Energética, em dezembro do ano passado, o comitê técnico de desenvolvimento do mercado de gás natural vai ter a sua primeira reunião no fim de janeiro. De acordo com o secretário de Petróleo e Gás Natural do MME, Marcio Felix, o governo trabalha com o prazo para que até maio seja enviada ao Congresso Nacional uma proposta de um projeto de lei que seja capaz de tornar o setor de gás mais atrativo de forma a receber mais investimentos. O Gás para Crescer foi um programa criado pelo governo federal no ano passado e que tinha como intenção criar bases para discussão de um novo mercado de gás natural. Dentre as novidades, deverá vir a criação da figura do Operador de Gás Natural, que segundo Félix, poderá ser uma gestão integrada independente, não necessariamente sendo um operador similar ao do sistema elétrico. Ainda segundo o secretário, já existem projetos de leis de gás tramitando no congresso e que os parlamentares envolvidos com esses projetos já se ofereceram para inserir substitutivos nelas, de forma contemplar às sugestões do programa. (Agência CanalEnergia - 12.01.2017)

## **Brasil reduz compra de gás da Bolívia**

O presidente Evo Morales informou nesta sexta-feira que o Brasil reduziu em janeiro a compra de gás da Bolívia de 30 milhões de metros cúbicos para 12 milhões de metros cúbicos por dia. "No período 2015-2016, o preço baixo do gás nos afetou e este ano agora pode nos afetar, não tanto o preço, mas o mercado", afirmou Morales em coletiva de imprensa. O Brasil é o principal comprador de gás boliviano. O presidente explicou que o governo brasileiro espera aumentar a compra para 24 milhões de metros cúbicos por dia em até quatro meses. "O Brasil não tem um bom crescimento, o que lamento muito. Suas empresas estão caindo, o que nos informaram é que seu consumo diário de gás era de 90 milhões de metros cúbicos e caiu a 60 milhões", explicou o presidente. O embaixador do Brasil em La Paz, Raimundo Santos, explicou que aos veículos de comunicação locais que o país está saindo de uma recessão econômica, o que provocou o baixo consumo de gás. "Não há o que se preocupar. Esta baixa não significa que o Brasil vai reduzir sua compra de gás", afirmou. Na semana passada, o ministro boliviano de Petróleo, Luis Alberto Sánchez, admitiu uma baixa no volume de exportação para o Brasil e explicou que o contrato comercial estabelece que o governo brasileiro pode comprar pelo menos 24 milhões de metros cúbicos por dia, e que deverá pagar pelos volumes mínimos. A Bolívia e o Brasil fecharam o contrato em 1999 com uma duração de 20 anos. A Bolívia negocia a venda de gás a empresas privadas brasileiras após o anúncio do presidente Michel Temer de que o Brasil comprará 50% do petróleo boliviano uma vez que o acordo atual expire. O ministro Sánchez anunciou que, no final de janeiro, uma comissão brasileira chegará ao país. (O Globo - 13.01.2017)

## **Consumo de gás sobe 5,6% puxado por geração de energia**

O consumo de gás natural subiu 5,6% no Brasil em novembro de 2016, totalizando 68,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás, de acordo com os dados mais recentes da Abegás. O crescimento é referente ao mês anterior, quando o país demandou 65 milhões de m<sup>3</sup>/d. Já na comparação com novembro de 2015, o consumo continua em queda, de quase 8%. As usinas termelétricas foram as principais responsáveis pelo aumento do consumo no mês, com alta de 18,3%. O gás natural utilizado pelas termelétricas totalizou 22,8 milhões de m<sup>3</sup>/d em novembro, contra 19,3 milhões de m<sup>3</sup>/d em outubro. Em relação ao ano anterior, contudo, houve redução de 24%. A indústria também apresentou melhora, com aumento de 2,2%, e registrou o maior volume consumido no período, de 26,7 milhões de m<sup>3</sup>/d de gás natural. Para Augusto Salomon, presidente executivo da Abegás, “o consumo industrial deu sinais de recuperação em novembro, com destaque para a região Sudeste, que registrou variação positiva de 5,8%”. Segundo Salomon, a expectativa da Abegás para os próximos meses é positiva. “Esperamos uma recuperação gradual da demanda por gás natural, principalmente por parte da indústria, que sofreu impacto direto da desaceleração econômica do país nos últimos anos”, afirmou. Já o resultado dos segmentos de menor consumo, residencial e comercial, não costuma ser tão positivo no final de ano, o que também foi observado em 2016. A demanda residencial, que varia durante o ano em função da sazonalidade, caiu 20% em novembro último na comparação mensal. Contudo, na base anual, houve alta de 6,3%, para 1 milhão de m<sup>3</sup>/d. O segmento comercial consumiu 807 mil m<sup>3</sup>/d de gás natural, ainda de acordo com o levantamento da Abegás. O valor que representa uma baixa de 6,7% frente a outubro de 2016, e uma elevação de 1,4% frente a novembro do ano anterior. (Brasil Energia - 24.01.2017)

## **Mercado residencial de gás em plena expansão no Paraná**

O interesse do segmento residencial pelo gás natural canalizado tem crescido acima da média no Paraná. Foi o que a distribuidora Compagas observou em 2016, ano em que ampliou sua carteira de clientes residenciais em 14%. A concessionária agora tem mais de 35 mil unidades consumidoras do setor conectadas à sua rede de distribuição de gás natural. Para o gerente do Segmento Residencial da Compagas, Justino Pinho, esse número deve crescer ainda mais em 2017. Além dos mais de 20 bairros atendidos em Curitiba, a distribuidora está realizando as obras de expansão da rede residencial nos municípios de Araucária e Ponta Grossa. “Em Araucária, o gasoduto da Compagas deve abastecer a três condomínios do bairro Capela Velha, que totalizam 1.000 apartamentos. Já em Ponta Grossa, foi concluída há pouco a primeira etapa do projeto de fornecimento de gás natural para o segmento residencial”, de acordo com Pinho. Além de novos condomínios, a concessionária paranaense quer expandir o fornecimento de gás para edifícios residenciais já habitados. Para isso, a empresa tem investido em campanhas e material de divulgação para apresentar ao consumidor os benefícios da substituição dos botijões de GLP, o gás de cozinha, pelo gás natural canalizado. (Brasil Energia - 25.01.2017)

## **MME realiza primeira reunião do comitê técnico do gás**

O MME realizou, em 25 de janeiro, a primeira reunião do Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural. O comitê foi instituído na 33ª reunião do Conselho Nacional de Política Energética, no âmbito do conjunto de medidas da iniciativa Gás Para Crescer. A abertura dos trabalhos contou com a presença do MME, Fernando Coelho Filho. Durante o encontro, foi debatido o plano de ação para o primeiro semestre de 2017. As atividades serão organizadas em subcomitês responsáveis por cada um dos eixos temáticos definidos, entre eles: escoamento, processamento e regaseificação de GNL, transporte, distribuição, comercialização, aperfeiçoamento da estrutura tributária, matéria prima, aproveitamento do gás natural da União e integração entre os setores de gás e energia. Ao destacar a importância do diálogo entre governo e entidades representativas do setor, o ministro ressaltou o interesse de ter um setor de gás competitivo e lembrou da oportunidade ímpar que o Brasil tem nessa iniciativa para melhorar a atividade do segmento. Ele entende que há espaço para avanço e que o comitê cumpre esse papel, já que nele há pessoas que querem o bem da indústria e têm capacidade de apresentar soluções. O objetivo do comitê é propor medidas que garantam a transição gradual e segura para a manutenção do adequado funcionamento do setor de gás natural no Brasil, além de avaliar a possibilidade de aceleração da transição. O Comitê Técnico é coordenado pelo MME e composto por representantes de órgãos, entidades, associações e agentes públicos ou privados, bem como por representantes da sociedade civil e da universidade brasileira, especialistas em matéria de gás natural. Pelo MME, também participaram do encontro o secretário-executivo, Paulo Pedrosa, o de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Márcio Félix, e o de Planejamento e Desenvolvimento Energético, Eduardo Azevedo. Entre os representantes do setor compareceram a Abegás, Abiape, Abiquim, Abrace, Abraceel, Abraget, Apine, CNI, Fórum do Gás, IBP, TBG, Petrobras, de representantes dos estados (FME), dos órgãos reguladores, além da EPE e representantes de demais Ministérios. (Agência CanalEnergia – 26.01.2017)

## **Distribuidoras de gás vão investir mais de R\$ 1,3 bi em 2017**

Os investimentos em distribuição de gás natural podem superar R\$ 1,3 bilhão em 2017. A Brasil Energia apurou com as principais distribuidoras do país, cujos projetos incluem instalação de gasodutos, captação de novos clientes, construção de redes isoladas de fornecimento de gás natural, entre outros. O maior projeto é da concessionária Bahiagás, com investimento previsto em R\$ 504,5 milhões. O gasoduto Gás Sudoeste, como foi chamado, terá 300 km de extensão e, quando concluído, será responsável por conectar as cidades baianas de Ipiaú e Brumado, passando ainda por outros 13 municípios. Segundo a Bahiagás, até 800 mil habitantes da região poderão receber gás canalizado por meio do gasoduto. A Copergás, distribuidora de Pernambuco, soma o segundo maior montante a ser investido em 2017, de R\$ 300,3 milhões. Desse total, R\$ 270 milhões serão destinados à construção dos gasodutos Arcoverde-Araripe, Salgueiro-

Petrolina e outros projetos de expansão da rede em cidades do interior do estado e na região metropolitana. A capital Recife e a cidade de Olinda receberão os outros R\$ 30,3 milhões, focados na captação de novos clientes. No Sudeste, o grupo Gas Natural Fenosa foi destaque com o plano de investir R\$ 300 milhões nas áreas de concessão de suas três distribuidoras: CEG, CEG-Rio e Gás Natural São Paulo Sul. Os recursos incluem a conexão de cidades da região dos lagos (RJ), costa verde (RJ) e região metropolitana do Rio e de São Paulo à rede de distribuição de gás natural das concessionárias. Sulgás (RS), SCGás (SC), Compagas (PR), Gasmig (MG) e GasBrasiliense (SP) também compartilharam os planos de 2017 com a Brasil Energia. Os projetos das distribuidoras somam R\$ 216,4 milhões e vão desde a construção de uma rede isolada de gasodutos, na cidade de Lages, em Santa Catarina, a otimização da malha já instalada em Minas Gerais. (Brasil Energia - 26.01.2017)

### **Biogás ganha espaço em 2016**

A capacidade de geração de energia elétrica a biogás no Brasil cresceu 30,76% em 2016, somando 118,6 MW ao final do ano, de acordo com dados da Aneel divulgados pela ABiogás. Para a associação que representa o setor, além do crescimento na capacidade de geração, o ano foi marcado por uma série de novos projetos e por mais diálogo com entidades governamentais. Entre outros exemplos, a entidade destacou a contratação da térmica Biogás Bonfim (20,8 MW) no leilão A-5 de 2016, a segunda movida a biogás a ser contratada em concorrências do governo federal em dez anos. A térmica é desenvolvida pela Geoenergética em consórcio com a Raízen. Também no ano passado entrou em operação a Termoverde Caieiras, em São Paulo, a maior termelétrica da América Latina abastecida com o combustível renovável, com potência instalada de 29,5 megawatts (MW). Os módulos motogeradores foram fornecidos num contrato turnkey pela AB Energy. O projeto não foi contratado no ambiente regulado. Fora da geração de energia, o setor avalia que o ano passado teve projetos de mobilidade concretizados, como o surgimento da primeira frota com mais de 50 carros abastecida com biometano em Foz do Iguaçu (PR); a comercialização, pela Scania, de veículos pesados movidos a biometano, sendo que os primeiros veículos já rodam no transporte público de Recife (PE); e o primeiro trator do mundo movido a biometano chegou ao Brasil trazido pela New Holland com apoio do CIBiogás. (Brasil Energia - 26.01.2017)

### **Abegás elege novos conselheiros**

O presidente da PBGás, George Ventura Moraes, é o novo presidente do conselho de administração da Abegás, que elegeu novos nomes para o colegiado, bem como para o conselho fiscal. Os novos nomes vão fazer parte da gestão 2017/2020 e foram empossados nesta terça-feira (31/1). O presidente da Comgás, Nelson Gomes, assumirá a vice-presidência da associação. Além deles, fazem parte do conselho Décio Padilha (Copergás) e Luiz Raimundo Barreiros Gavazza (BahiaGás); José Carlos de Salles Garcez (Gás do Pará), Claudemir Bragagnolo (Sulgás), Eduardo Lima Andrade Ferreira (Gasmig), Bruno Armbrust (Gás Natural Fenosa) e Rudel Espíndola Trindade Júnior (MSGás). Para o conselho

fiscal, o presidente da Algás, Arnóbio Cavalcanti Filho, foi eleito como titular. Também compõem o conselho fiscal Telma Costa Thomé (Gasmar), Cosme Polese (SCGás), Carlos Alberto Borges Trindade dos Santos (Potigás) e Marcelo Pereira da Silva (Compagas). (Brasil Energia - 31.01.2017)

### **Disponibilidade de gás estagnada há três anos**

A produção brasileira de gás natural segue em alta com o desenvolvimento do pré-sal, mas a oferta nacional do energético está estagnada no patamar de 56 milhões de m<sup>3</sup>/dia a três anos. Em 2016, o país atingiu um novo recorde histórico de produção de gás, com uma média de 103 milhões de m<sup>3</sup>/dia, alta de 7,7%. Como o gás novo produzido no Brasil vem majoritariamente do pré-sal da Bacia de Santos, o gargalo na entrega dá-se por dois motivos: a limitação de infraestrutura para escoar o energético para o mercado e a necessidade de injeção nos campos para manter os elevados fatores de recuperação de óleo. Na média de 2016, os campos nacionais injetaram um Gasbol por dia. A injeção de gás chegou a 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia, alta de 25% em relação a 2015 e praticamente o dobro da injeção de 2014. Dois terços do volume injetado tiveram o objetivo de elevar a produção de petróleo e restante foi armazenado - alternativa para a falta de infraestrutura ou de demanda. (Brasil Energia - 01.02.2017)

### **Estados com maior disponibilidade de Gás**

Os estados com a maior parcela de gás disponibilizados dos campos offshore são Rio de Janeiro e São Paulo, que inclui as Bacias de Campos e Santos, totalizando cerca de 19 milhões de m<sup>3</sup>/dia ou um terço de toda a oferta nacional. O Espírito Santo (8,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia) e Bahia (6,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia) são os próximos maiores produtores interligados ao grid de transporte de gás. O Amazonas, no Solimões, produziu em média 4,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia restrito ao escoamento pelo gasoduto Coari-Manaus que conecta a região produtora com a capital amazonense. Já no Parnaíba, Maranhão, o projeto da PGN e da Eneva de produção de gás interligada a térmicas entregou 5,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2016. (Brasil Energia - 01.02.2017)

### **Produção de petróleo e gás natural registra recorde no Brasil em dezembro**

Em dezembro de 2016, o Brasil teve recorde tanto na produção de petróleo quanto na de gás natural, informou o MME, em boletim divulgado na última quinta-feira, 2 de fevereiro. A produção de petróleo totalizou 2,730 milhões de barris por dia (bbl/d), superando os 2,671 milhões de bbl/d produzidos em setembro de 2016. Trata-se de aumento de 4,7%, se comparado com o mês anterior, e de 7,8%, se comparado com o mesmo mês em 2015. Já a produção de gás natural foi de 111,8 milhões de metros cúbicos por dia, superando os 111,1 milhões de m<sup>3</sup>/d produzidos em novembro de 2016. O aumento foi de 0,6%, se comparado ao mês anterior, e de 11,3%, se comparado ao mesmo mês em 2015. A produção total de petróleo e gás natural no país foi de aproximadamente 3,433 milhões de barris de óleo equivalente por dia. O campo de Lula, na Bacia de Santos, foi o maior produtor de petróleo e gás natural, produzindo, em média,

710,9 mil bbl/d de petróleo e 30,8 milhões de m<sup>3</sup>/d de gás natural. A produção de petróleo de Lula é a maior já registrada por um campo no Brasil, superando o recorde anterior do próprio campo em novembro de 2016, que foi de 663,2 mil bbl/d. A produção do pré-sal, oriunda de 68 poços, foi de aproximadamente 1,262 milhão de barris de petróleo por dia e 49,0 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia, totalizando aproximadamente 1,570 milhão de barris de óleo equivalente por dia, um aumento de 8,4% em relação ao mês anterior. A produção do pré-sal correspondeu a 46% do total produzido no Brasil. Os poços do “pré-sal” são aqueles cuja produção é realizada no horizonte geológico denominado pré-sal, em campos localizados na área definida no inciso IV do caput do artigo 2º da Lei nº 12.351/2010. Queima de gás - O aproveitamento de gás natural no mês alcançou 96,1%. A queima de gás em dezembro foi de 4,3 milhões de metros cúbicos por dia, um aumento de 13,5% se comparada ao mês anterior e de 28,3% em relação ao mesmo mês em 2015. O principal motivo do aumento na queima de gás nesse mês foi a realização de teste no campo de Búzios, através da Plataforma Dynamic Producer. O ano de 2016 teve recorde no aproveitamento do gás natural produzido no Brasil, com cerca de 96,1% de aproveitamento. (Agência CanalEnergia – 03.02.2017)

### **Abrajet: grande expectativa em relação ao programa Gás para Crescer**

Há uma grande expectativa da Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas (Abrajet) em relação ao programa Gás para Crescer, cujas diretrizes já foram aprovadas pelo CNPE. “O programa, de forma geral, será uma excelente contribuição para o mercado de geração de energia a gás natural, já que seu desenvolvimento é diretamente atrelado à logística de aquisição e entrega do energético”, explicou Xisto Vieira Filho, presidente da Associação. Alguns dos tópicos tratados no Gás para Crescer que têm relação direta com esse mercado incluem a abertura do acesso a gasodutos de escoamento e de outras estruturas essenciais (como terminais de regaseificação de GNL) a terceiros; a operação integrada e centralizada dessas estruturas; e o aumento da transparência nos processos de licitação e contratação. (Brasil Energia – 06.02.2017)

### **Estrangeiros veem oportunidades em GNL no Brasil**

Hoje concentrado nas mãos da Petrobras, o setor de GNL tem atraído a atenção de outras empresas no Brasil. Ao menos quatro grupos estrangeiros já manifestaram interesse em construir novos terminais de regaseificação no país ou acessar as unidades da estatal para importar cargas de GNL. Entre as interessadas em investir no país, o caso mais recente é o da norueguesa Norsk Hydro. A companhia assinou em janeiro uma carta de intenções com o governo do Pará para construir um terminal no Estado. O objetivo é importar gás para substituir parte do consumo de óleo combustível no refino de alumina da Alunorte. Em 2016, as coreanas Kogas e Grupo Posco E&C e Daewoo já haviam sinalizado a intenção de investir US\$ 600 milhões na instalação de um novo terminal no Ceará. A unidade, com capacidade para regaseificar 12 milhões de metros cúbicos diários de gás, substituiria o atual terminal de Pecém, que será desativada pela Petrobras. Sócio diretor da Gas Energy, Marco Tavares, explica que o aumento

do interesse das empresas no Brasil se dá em meio às expectativas de sobreoferta no mercado mundial. As cargas importadas de gás liquefeito, que custavam em média US\$ 14 o mi de BTU em 2013 e 2014, caíram para US\$ 6 o mi de BTU em 2016, segundo o Ministério de Minas e Energia. "Muitas empresas têm buscado novos mercados para desenvolver e, assim, absorver o excesso de oferta internacional. Os mercados tradicionais já estão saturados", explica Tavares. Segundo projeções da consultoria Energix Strategy, o mercado global de GNL deverá passar por um período de excesso de oferta e de preços mais baixos até pelo menos 2021/2022. (Valor Econômico – 07.02.2017)

### **Consumo de gás em SP cai 16,2% em 2016 por menor demanda industrial e de térmicas**

O consumo de gás canalizado de São Paulo caiu 16,2% em 2016 ante o ano anterior, devido à retração da demanda industrial e de usinas termelétricas, registrando seu terceiro recuo anual consecutivo, segundo pesquisa publicada nesta quarta-feira pela Secretaria Estadual de Energia e Mineração. Foram utilizados, durante todo o ano passado, 5,03 bi m<sup>3</sup>, contra 6 bi de m<sup>3</sup> em 2015. O setor industrial, responsável por 72,9% do consumo de gás no Estado, utilizou 3,8 bi de m<sup>3</sup>, indicando um decréscimo de 7,5% em relação ao ano anterior. "O gás canalizado é uma das principais fontes de energia para a indústria e São Paulo é o Estado mais industrializado do país. A redução de 313 mi de m<sup>3</sup> no consumo anual de gás desse setor reflete exatamente a desaceleração da economia nacional em 2016", disse em nota o secretário de Energia e Mineração de São Paulo, João Carlos Meirelles. O secretário explicou ainda que o período chuvoso do ano passado encheu os reservatórios de usinas hidrelétricas, fazendo com que termelétricas fossem desligadas e reduzissem o consumo de gás em 676 mil m<sup>3</sup> ante o ano anterior. Em contrapartida, o consumo dos setores residencial e comercial subiu em 2016 em relação a 2015, com crescimento de 15,4% nas residências e 5,6% no comércio, enquanto o consumo de GNV ficou praticamente estável, com alta de 0,4%. Em dezembro, o consumo total de gás no Estado caiu 6,3% ante o mesmo mês do ano anterior. (Reuters – 08.02.2017)

### **Setor residencial puxa recuperação do gás natural em Minas**

Em Minas Gerais, o segmento residencial puxou o crescimento das vendas de gás natural em 2016. O consumo das residências triplicou na comparação com o ano anterior, de acordo com a Gasmig. Para a distribuidora de gás mineira, o estado tem mostrado sinais de recuperação. A demanda residencial registrou aumentos de 13% e 31%, respectivamente, em novembro e dezembro de 2016. Segundo a Gasmig, o movimento tem relação com a conexão de novos clientes à rede da concessionária. Também houve crescimento no segmento de geração de energia em novembro, de 20,6%. A demanda termelétrica aumentou devido à queda do nível dos reservatórios no período de baixa das chuvas. A distribuidora também comemorou a alta de 22,4% no segmento industrial no mês – na comparação com novembro de 2015, a elevação foi de 18,6% –, mas com cautela, uma vez que o crescimento foi considerado temporário. Em dezembro, devido às paradas coletivas de fábricas e empresas, a indústria diminuiu a demanda por gás natural

em 3,1%. O resultado geral da Gasmig foi positivo em novembro. O consumo de gás natural cresceu em todos os segmentos, o que resultou em uma alta de 21% na comparação com o mês anterior e de 24% na base anual. (Agência CanalEnergia - 07.02.2017)

### **Novas regras de conteúdo local em óleo e gás serão votadas em 16/2, diz fonte**

O governo adiou para a próxima semana votação para definir as novas regras de conteúdo local no setor de óleo e gás natural, que serão aplicadas na 14ª rodada de licitação de blocos exploratórios e na 3ª rodada do pré-sal, previstas para o fim do ano, afirmou nesta quarta-feira uma fonte com conhecimento direto do assunto. Uma reunião entre ministérios e instituições ligadas ao tema estava marcada para esta quarta-feira, mas foi adiada para o próximo dia 16, informou a fonte, na condição de anonimato. Foi a segunda vez nesta semana em que a reunião do comitê especial que analisa o tema foi adiada. Inicialmente, a votação aconteceria na segunda-feira, mas foi desmarcada em meio a disputas entre ministérios sobre o grau de flexibilização que será aplicado na política a ser definida. A falta de consenso entre os ministérios ocorre devido a demandas distintas entre os fornecedores de bens e serviços da indústria e as petroleiras, segundo explicou o presidente do Conselho de Óleo e Gás da Abimaq, César Prata. Enquanto fornecedores defendem que o governo exija diferentes percentuais de conteúdo local para cada segmento da indústria, como forma de estimular toda a cadeia, petroleiras querem apenas um percentual global para cada projeto realizado por empresas de petróleo no Brasil, em busca de simplificação das regras. Até o momento, o que os representantes do governo já afirmaram é que o conteúdo local não deverá ser mais incluído como um fator de diferencial na oferta por blocos exploratórios em futuros leilões, para evitar que as empresas façam promessas acima de suas possibilidades. Além disso, também já foi discutido que o comitê deverá optar por um período de transição das regras. Apesar dessas definições, o grupo que discute o tema ainda não decidiu qual exatamente será o melhor caminho a seguir em relação aos percentuais cobrados para cada projeto ou setor. (Reuters - 08.02.2017)

### **Geração térmica cai 34,5% em dezembro**

A operação do sistema elétrico ficou mais "barata" e limpa em razão da redução de 34,5% da geração térmica em dezembro de 2016, em comparação com igual mês de 2015. A menor demanda combinada com uma maior produção das fontes hidráulicas e eólicas explicam o uso moderado de usinas movidas a combustíveis fósseis. Em dezembro passado foram gerados 9.653 MWm contra 14.736 MWm em dezembro de 2015. "O conjunto das usinas térmicas do sistema reduziu em 34,5% a geração de energia. A queda é explicada pelo menor uso de usinas mais caras e poluentes como as movidas a óleo diesel (-66,6%), além da menor produção das plantas nucleares (-40,7%)", informou a CCEE em nota à imprensa, divulgada na última quarta-feira, 8 de fevereiro. Segundo a CCEE, a geração de energia eólica no SIN cresceu 35,5% em dezembro. As 402 usinas do tipo em operação produziram 3.741 MWm frente aos 2.971 MWm gerados no mesmo período de 2015. A produção das usinas hidráulicas (48.327 MWm), incluindo as

PCHs, cresceu 9,6% na comparação com dezembro de 2015. A análise também indica que a geração de energia elétrica de todas as usinas do SIN somou 62.006 MWm, montante 0,3% superior ao registrado no mesmo período do ano anterior, quando foram produzidos 61.819 MWm. Na análise da representatividade, a fonte hidráulica, já computando as PCHs, foi responsável por 78% da geração em dezembro. A geração térmica alcançou 16%, enquanto as usinas eólicas entregaram 6% da energia ao SIN. (Agência CanalEnergia - 09.02.2017)

### **Produção de gás 2,4% maior**

A produção de gás natural brasileira chegou a 111,1 milhões de m<sup>3</sup>/dia em novembro de 2016, o que representa um aumento de 2,4% na comparação com o mês anterior, de acordo com dados do MME. Só nos campos do pré-sal, foram produzidos 45,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural no mês, volume 2,7% superior ao registrado em outubro e que corresponde a 41% do total produzido no país. A produção total de petróleo e gás natural no Brasil foi obtida a partir de 8.603 poços, sendo 748 marítimos e 7.855 terrestres. Os campos marítimos produziram 94,5% do petróleo e 76,9% do gás natural do período. Entre janeiro e novembro de 2016, as usinas brasileiras produziram 3,5 bilhões de litros de biodiesel, um decréscimo de 3,8% em relação ao mesmo período de 2015 (3,63 bilhões de litros). Só em novembro, a produção foi de 310 milhões de litros, ainda segundo o ministério. A produção total de etanol foi de 27,7 bilhões de litros nos doze meses, volume 7,5% inferior ao ano de 2015. O etanol anidro, utilizado na mistura com gasolina, conseguiu segurar uma alta de 1%, somando 11,2 bilhões de litros em 2016. Já a produção de hidratado foi de 16,5 bilhões de litros. Com relação à demanda do período, o Brasil consumiu 26,3 bilhões de litros de etanol no último ano, sendo 15,4 bilhões de litros de hidratado e 10,9 bilhões de anidro. (Brasil Energia - 13.02.2017)

### **MME indica coordenadores para comitê de gás natural**

Foram escolhidos os coordenadores e relatores dos grupos de trabalho do CT-GN, fruto do programa Gás para Crescer cujo objetivo é gerir as mudanças previstas para o setor de gás natural brasileiro. Os representantes de cada subcomitê foram escolhidos pelo MME, que coordena o CT-GN, com a contribuição de associações, órgãos reguladores e agentes públicos e privados do setor. Confira na imagem abaixo as instituições nomeadas para coordenar cada área de trabalho. Lista de coordenadores e relatores dos subcomitês temáticos do CT-GN (Fonte: MME). A partir da nomeação, os subcomitês terão um prazo para apresentar um plano de trabalho para o CT-GN. A ideia é que o comitê faça as correlações entre os planos de trabalho, medidas e atividades dos grupos, segundo o ministério. O comitê foi instituído na 33ª reunião do CNPE, realizada em dezembro de 2016, como uma das medidas do Gás para Crescer. No período de 6 a 10 de fevereiro, o CT-GN realizou oito reuniões, com os temas que deram origem aos grupos de trabalhos listados. (Brasil Energia - 13.02.2017)

### **Bolívia pretende vender a investidores privados gás não utilizado pela Petrobras**

O governo boliviano vai negociar com a Petrobras o aproveitamento do volume de gás não utilizado pela estatal para oferecer a investidores privados no mercado brasileiro. A negociação envolve quase 15 mi de metros cúbicos, que poderão abastecer empreendimentos como duas usinas termelétricas em Corumbá (MS) e em Cuiabá (MT). O assunto será discutido em reunião marcada para o dia 15 de março entre representantes da Petrobras e da estatal boliviana, quando se espera ter uma projeção de quais serão os volumes de gás demandados pelo Brasil. O ministro de Hidrocarbonetos da Bolívia, Luis Alberto Sánchez Fernández, destacou que historicamente o Brasil tem consumido entre 20 mi e 30 mi de metros cúbicos de gás, mas o consumo atual está na casa dos 15 mi de metros cúbicos. Fernández foi recebido nesta quarta-feira, 15 de fevereiro, pelo ministro do MME, Fernando Coelho. As negociações anunciadas pelo representante boliviano foram confirmadas pelo MME. Por intermédio da assessoria, o ministério informou que “de forma alguma irá se opor” e pretende dar o suporte necessário à negociação com os agentes privados. Segundo a assessoria, o acordo envolve de fato o excedente de gás do contrato da Petrobras, mas é basicamente uma negociação entre o governo boliviano e os empresários interessados. Fernandez lembrou que o contrato da Petrobras com a Bolívia termina em 2020. Ele lembrou que a discussão agora com a estatal e os novos clientes é para definir quais serão os volumes de gás demandados. Perguntado se a estatal pagaria menos com a redução, ele respondeu que essa questão será discutida no acordo com a empresa. (Agência CanalEnergia – 15.02.2017)

### **Produção de gás natural em janeiro se mantém em linha com a de dezembro, informa Petrobras**

A Petrobras informou que, em janeiro, a produção de gás natural no país, excluído o volume liquefeito, foi de 81,4 milhões de m<sup>3</sup>/d, em linha com a produção de dezembro de 2016. No exterior, a produção de gás natural foi de 8,6 milhões de m<sup>3</sup>/d, 16% abaixo do volume produzido no mês anterior. Essa redução ocorreu, sobretudo, devido à redução de demanda de gás na Bolívia. A produção total de petróleo e gás natural, em janeiro, foi de 2,86 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed), sendo 2,74 milhões boed produzidos no Brasil e 120 mil boed no exterior. Em janeiro, a produção de petróleo operada pela Petrobras, na camada do pré-sal, atingiu dois novos recordes: o mensal, com a produção de 1,28 milhão bpd, e o diário, alcançando no último dia 4 de janeiro, de 1,34 milhão de barris. Além disso, a produção de petróleo e gás natural operada alcançou o novo recorde de 1,59 milhão boed. Esses resultados se devem, principalmente, ao crescimento da produção de novos poços interligados aos FPSOs Cidade de Caraguatatuba (no campo de Lapa); Cidade de Saquarema, Cidade de Mangaratiba e Cidade de Itaguaí (localizados em Lula); e Cidade de São Paulo (em Sapinhoá); todos na Bacia de Santos. Outro destaque foi o maior desempenho operacional na plataforma P-58, localizada no Parque das Baleias, na Bacia de Campos. (Agência CanalEnergia – 16.02.2017)

### **Bolívia pretende vender a investidores privados gás não utilizado pela Petrobras**

O governo boliviano vai negociar com a Petrobras o aproveitamento do volume de gás não utilizado pela estatal para oferecer a investidores privados no mercado brasileiro. A negociação envolve quase 15 milhões de metros cúbicos, que poderão abastecer empreendimentos como duas usinas termelétricas em Corumbá (MS) e em Cuiabá (MT). O assunto será discutido em reunião marcada para o dia 15 de março entre representantes da Petrobras e da estatal boliviana, quando se espera ter uma projeção de quais serão os volumes de gás demandados pelo Brasil. O ministro de Hidrocarbonetos da Bolívia, Luis Alberto Sánchez Fernández, destacou que historicamente o Brasil tem consumido entre 20 milhões e 30 milhões de metros cúbicos de gás, mas o consumo atual está na casa dos 15 milhões de metros cúbicos. Fernández foi recebido nesta quarta-feira, 15 de fevereiro, pelo ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho. As negociações anunciadas pelo representante boliviano foram confirmadas pelo MME. Por intermédio da assessoria, o ministério informou que “de forma alguma irá se opor” e pretende dar o suporte necessário à negociação com os agentes privados. Segundo a assessoria, o acordo envolve de fato o excedente de gás do contrato da Petrobras, mas é basicamente uma negociação entre o governo boliviano e os empresários interessados. Fernandez lembrou que o contrato da Petrobras com a Bolívia termina em 2020. Ele lembrou que a discussão agora com a estatal e os novos clientes é para definir quais serão os volumes de gás demandados. Perguntado se a estatal pagaria menos com a redução, ele respondeu que essa questão será discutida no acordo com a empresa. (Agência CanalEnergia – 16.02.2017)

### **Demanda por GNL aumentará 5% ao ano até 2030**

A demanda global por GNL deve aumentar de 4% a 5% anualmente entre 2015 a 2030. Neste período, a demanda por gás crescerá 2%, mesmo ritmo de crescimento desde 2000. As previsões são do primeiro boletim de previsões para o mercado de GNL lançado pela Shell nesta segunda-feira (20/2). Em 2016, a demanda global por GNL foi de 265 milhões de toneladas. Ao todo, 35 países importaram o energético no ano, mais que o triplo dos dez países importadores do começo do século. De acordo com a petroleira, a expectativa é que os Estados Unidos continuem como o principal consumidor de gás nos próximos anos, seguidos pela Rússia. A Shell acredita que entre 2014 e 2020 o tamanho do comércio global de GNL crescerá 50%, mas será necessário que a indústria faça grandes investimentos para suprir o crescimento da demanda pelo energético na próxima década. “Enquanto a indústria tem sido flexível no desenvolvimento de nova demanda, houve uma queda nas decisões de investimento para produção nova”, afirma o relatório. O crescimento na comercialização do GNL deverá vir principalmente de novas exportações na Austrália e nos Estados Unidos, sendo que mais de 60% desta nova capacidade de produção virá de áreas que entrarão em operação somente na próxima década. A Shell lembrou que os projetos de GNL podem levar de quatro a cinco anos para entrar em operação, tempo que vem diminuindo com o uso de FSRUs. Desde 2015, oito novos FSRUs iniciaram atividades na costa de países importadores. Com isso, há um total de 21 unidades atuando globalmente hoje e outras seis em construção. No ano passado, o crescimento da produção de GNL veio principalmente da Austrália, onde as

exportações aumentaram 15 milhões de toneladas e chegaram a 44,3 milhões de toneladas. A expectativa é que os preços de GNL continuem a ser impactados pelo preço do barril de petróleo, preços das fontes renováveis e pelo custo dos projetos. Os preços futuros devem continuar a competir com os preços do gás bombeado regionalmente. (Brasil Energia – 20.02.2017)

### **Preços do GNL continuarão baixos na próxima década**

Os preços globais do GNL devem continuar em baixa na próxima década, de acordo com a Moody's. A agência prevê que a continuidade na baixa deve ser causada por uma nova onda de projetos entrando em produção ao mesmo tempo em que a demanda dos maiores importadores globais está caindo. A Moody's acredita que o crescimento da demanda da China e Índia e de novos mercados não será suficiente para absorver a nova capacidade de produção, principalmente com a queda na demanda no Japão, maior mercado mundial hoje. As importações japonesas devem cair para 80 milhões de toneladas por ano em 2020, diminuição de 9% em relação a 2014, devido ao retorno da produção de energia nuclear. A agência prevê que a sobreoferta de GNL global chegará a 55 milhões de toneladas por ano em 2019. "O mercado não vai se equilibrar nos primeiros anos da próxima década, quando a demanda global e a infraestrutura de importação alcançarem a oferta", explicou Tomas O'Loughlin, vice-presidente do escritório de crédito sênior da Moody's. Além disso, a agência acredita que entre 2015 e 2020, a produção global aumentará 44%, chegando a 445 milhões de toneladas por ano. O aumento será causado principalmente pela construção de novos projetos na Austrália, na Rússia e nos Estados Unidos. "Até que o mercado volte a se equilibrar, os retornos de investimentos para os desenvolvedores australianos serão fracos, enquanto nos Estados Unidos será difícil recuperar a totalidade dos custos de liquefação", afirmou O'Loughlin. (Brasil Energia – 22.02.2017)

### **Argentina e Brasil sobem a demanda por gás boliviano**

Depois de registrar quedas na demanda de gás, começou a subir, nesse mês, o envio boliviano ao Brasil - para 25 MMmcd - e à Argentina - para 18 MMmcd -, disse o presidente da YPF, Guillermo Acha. Em meados de dezembro de 2016, o ministro de Hidrocarbonetos, Luis Alberto Sanchez, disse que o país registou um excedente na produção de gás 10 MMmcd devido à baixa demanda de Brasil e Argentina, os principais mercados importadores. A diminuição, segundo as autoridades, se deu porque o Brasil e a Argentina geraram energias com suas próprias hidroelétricas. Agora, também, se busca outras empresas privadas na Argentina e Brasil que estão interessada em comprar gás, além das estabelecidas com Enarsa e Petrobras. Nesse sentido, disse que na próxima será realizada uma reunião com os representantes da Companhia de Gás de São Paulo (Comgas) para que se possa subir os volumes enviados. "Há distribuidoras muito importantes com quem nós teremos reunião semana que vem. Uma delas distribui 30% de todo gás desse país e estamos conversando", anunciou. A empresa brasileira poderá requerir 4 MMmcd, o que poderia incrementar 28 MMmcd nos envios desse país. (La Razón – Bolívia – 07.03.2017)

## **Governo discute nesta quarta-feira sobre uso de usinas térmicas na seca**

O governo discutirá, nesta quarta-feira, se incrementa o uso de usinas termelétricas até o fim deste ano, para poupar mais água nos reservatórios do Nordeste durante o período de seca. Apesar de estarmos na temporada de chuvas mais intensas, em março a Aneel já teve de acionar a bandeira amarela, com cobrança extra nas contas. De acordo com o ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho, o CMSE debaterá se adota medidas mais rígidas para que os reservatórios das hidrelétricas não sequem. Essa decisão de usar mais térmicas pode implicar uma manutenção da bandeira amarela, ou mesmo a migração para a vermelha ao longo do ano, mantendo o custo extra aos consumidores. “A vazão (da usina hidrelétrica) de Sobradinho já está reduzida a 700 metros cúbicos e a ANA avalia uma redução ainda maior. Vamos esperar para tomar essa decisão mais à frente, quando a situação poderá ser ainda mais crítica, ou vamos tomar agora?” - Declarou o ministro, sem querer indicar qual será a decisão final. No estágio atual de vazão de Sobradinho, se as chuvas teimarem em não voltar à média histórica, o reservatório poderá secar em outubro. Dentro do governo, porém, há posições técnicas antagônicas entre quem recomende reforçar o uso de térmicas agora e outros que avaliam que só quando elas forem estritamente necessárias. (O Globo - 07.03.2017)

## **SE registra queda na produção de Petróleo e Gás Natural em janeiro**

Uma análise realizada pelo Boletim Sergipe Econômico mostrou que a produção de petróleo no estado, em janeiro de 2017, ultrapassou os 841 mil barris equivalentes de petróleo (BEP), ficando 3% abaixo da produção do mês anterior, dezembro de 2016. No comparativo anual (janeiro/2016), a retração foi de 17% na produção. Segundo o levantamento, do total produzido no primeiro mês do ano, 21,4% ou aproximadamente 180 mil barris foi extraído do mar. Em termos relativos, observou-se recuo de 4% em comparação com o mês de dezembro, e retração de 30,5% quando comparado com o mesmo mês do ano passado. A produção em terra respondeu por 78,6% da produção total, alcançando pouco mais de 661 mil barris. No comparativo com o mês anterior (dezembro/2016), verificou-se declínio de 2,7%, enquanto que em relação a janeiro de 2016, notou-se baixa de 12,4%. Produção de Gás - A produção de gás natural, no primeiro mês de 2017, ficou pouco acima dos 416 mil barris equivalentes de petróleo (BEP). Em termos relativos, houve registro de recuo de 2,6%, na comparação com o mês imediatamente anterior, dezembro último. Em relação a janeiro do ano passado, também houve queda, mas de 19,8%. A produção em mar seguiu, mais uma vez, como a principal fonte ao somar mais de 388 mil barris produzidos, abrangendo 93,3% do total produzido no estado, ao passo que a produção terrestre ficou em quase 28 mil barris, representado 6,7% da produção. (G1 - 08.03.2017)

## **Bolívia discute gás para o Brasil**

O setor de comunicações do Ministério da Energia e Hidrocarbonetos informou que o Ministro reuniu-se com autoridades brasileiras antes do carnaval para discutir futuras negociações. Dentre elas discutiu-se sobre os volumes a serem

vendidos pelo Bolívia para o Brasil nos próximos anos. Este volumes são chamados de "indicações", um termo que só em usado em contratos de curto prazo. É indicado que o governo brasileiro sugere que a Bolívia venda gás natural diretamente para empresas privadas abastecendo as usinas termelétricas Corumbá e Cuiabá. Além disso, é sugerido também que o gás seja vendido diretamente a empresas privadas nos estados de Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Santa Catarina e Paraná. (Pagina Siete - Bolívia - 10.03.2017)

### **Gás natural distribuído para geração de energia deve viver era de ouro, aponta estudo**

O gás natural para a geração de energia por pequenas usinas, especialmente em unidades de cogeração, deve experimentar uma "era de ouro" nos próximos cinco anos no cenário global, avalia a empresa internacional de consultoria Navigant Research. Normalmente essas usinas estão conectadas a redes de distribuição de gás natural e ligadas a redes de baixa tensão. De acordo com a empresa, a fonte de energia pode viver uma nova era de testes de tecnologias que serão usadas em novos modelos de negócio e em novos mercados. Entre as tendências apontadas pela Navigant está a possível concorrência do gás natural com sistemas de armazenamento de energia e uma possível busca de fornecedores de células de combustível por mercados externos, de olho numa recuperação após um difícil ano de 2016. Outra possível tendência é do reconhecimento de entes regulatórios dos benefícios da localização e da partida rápida de empreendimentos conectados em redes de distribuição de gás natural. (Brasil Energia - 10.03.2017)

### **Abundância de Gás é fator chave para a geração distribuída**

Alguns fatores-chave explicam o bom momento que a geração distribuída a gás pode experimentar. Um deles é a abundância do gás natural no mercado mundial, a preços baixos. De acordo com estudo da empresa internacional de consultoria Navigant Research, o combustível vem alcançando mercados globais e mantendo-se como fontes economicamente viáveis na grande maioria dos países no médio e longo prazo, especialmente após o boom do gás não-convencional na América do Norte, buscando regiões como China, África e boa parte da América Latina. Outro fator de crescimento é o aumento da base instalada de energia renovável intermitente, que vai continuar demandando níveis crescentes de geração flexível. "Como sendo uma tecnologia estabilizada e de baixo risco, o DNG [gás natural distribuído, na sigla em inglês] vai desempenhar um papel-chave na rede, juntamente com o mercado de armazenamento de energia, que vive uma acelerada expansão", disse a Navigant no estudo, ressaltando que a adição de nova capacidade instalada eólica e solar no mundo entre 2016 e 2020 deve totalizar 547 GW, mais que a soma do total implementado na Alemanha e no Japão. O armazenamento de energia, avalia, está com os preços em queda e está sendo visto como a resposta mais importante para os problemas que a intermitência causa, com apoio de órgãos reguladores. "No entanto, a expansão da transmissão e o armazenamento podem ser vistos

como necessários, mas insuficientes na corrida para integrar as energias renováveis". (Brasil Energia - 10.03.2017)

### **Probiogás chega ao fim em 2017**

O Projeto Brasil-Alemanha de Fomento ao Aproveitamento Energético de Biogás no Brasil (Probiogás) foi encerrado este ano, no momento que o segmento tenta expandir oportunidades de geração por meio da fonte de energia. Surgido em 2013, o programa foi o resultado de cooperação técnica entre a Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental do Ministério das Cidades, e o governo alemão, por meio da Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. O objetivo foi o de fomentar a formação de mercado e criação de conhecimento técnico, com ações na academia, em diversas esferas do governo e empresas. Em vídeo divulgado pelo escritório brasileiro do GIZ, o programa afirma que "a indústria do biogás está mais madura e o país está preparado para ampliar a participação do biogás na matriz energética". Na avaliação do coordenador geral do Departamento de Biocombustíveis do MME, Ricardo Gomide, o papel do programa que considerou fundamental foi a formação de conhecimento. Em um texto publicado na rede social LinkedIn, o especialista Luiz Gustavo Silva de Oliveira, pesquisador do Copernicus Institute of Sustainable Development, da Universidade de Utrecht (Holanda), afirma ser necessário que as próximas ações para o setor sejam capazes de resolver problemas básicos, e enxerga três caminhos: a construção de uma agenda nacional, o estabelecimento de estruturas básicas de financiamento e plataformas de serviços de biogás, e a articulação para além de projetos específicos. Um dos pólos de adoção do biocombustível é o Oeste do Paraná, basicamente a partir de dejetos de animais. O programa ganhou impulso com a entrada de Itaipu Binacional no segmento, diante dos impactos ambientais do lançamento de esgoto das propriedades agropecuárias in natura no lago da usina binacional. Recentemente, o governo lançou o RenovaBio, programa de incentivo da expansão e produção de biocombustíveis no Brasil. O programa é amplo e envolve todos os tipos de biocombustíveis, inclusive o biogás. (Brasil Energia - 10.03.2017)

### **Produção de gás da Petrobras recua 1% em fevereiro**

A produção de gás natural da Petrobras no Brasil em fevereiro, excluído o volume liquefeito, ficou 1% abaixo do mês anterior, ficando em 80,2 milhões de m<sup>3</sup>/d. De acordo com a empresa, o resultado veio principalmente em função da parada programada da FPSO Cidade de Paraty. No exterior, a produção chegou a de 8,4 milhões de m<sup>3</sup>/d, 3% abaixo do volume produzido no mês anterior. Neste caso, o resultado foi impactado pela parada operacional dos campos de Lucius e Hadrian South, nos EUA, em função da limitação de escoamento da produção, que é realizada através de facilidades de terceiros. A produção total de petróleo e gás natural, em fevereiro, foi de 2,82 milhões de barris de óleo equivalente por dia, sendo 2,703 milhões boed produzidos no Brasil e 113 mil boed no exterior. A produção de petróleo e gás natural operada pela Petrobras na camada pré-sal, foi de 1,53 milhão de boed. Esse volume representa um aumento de 41% em relação

à produção de fevereiro de 2016. Em comparação a janeiro deste ano, no entanto, esse volume registrou uma redução de 3%, devido à parada programada do FPSO Cidade de Paraty, no campo de Lula Nordeste, e ao fim da fase de testes do SPA, no campo de Búzios. (Agência CanalEnergia - 15.03.2017)

### **Condomínio para GNL pode ajudar na expansão de usinas**

A Abraget vem trabalhando em uma proposta de criar um condomínio de usinas térmicas que se utilizam de um terminal de regaseificação. A ideia é a de reduzir o risco do negócio e evitar o ocorrido recentemente com dois projetos da Bolognesi, um no Rio Grande do Sul e outro em Pernambuco, que estão atrasados por conta da explosão cambial logo após o leilão dessas centrais. O custo dessa implantação seria dividido e cada usina teria acesso ao GNL tendo ao máximo quatro centrais de até 500 MW de capacidade instalada. De acordo com Edmundo Silva, consultor da Abraget, com esse volume de potência é possível viabilizar o terminal. Contudo, ressalta que ainda há questões que precisam ser alteradas na regulação do setor que ainda atrapalham a viabilidade dessa modalidade de geração e a principal delas é a figura da distribuidora da molécula, regida pela legislação estadual e que impõe a incidência de ICMS sobre o produto. (Agência CanalEnergia - 17.03.2017)

### **Consumo de gás natural cai 20,8% em janeiro, segundo associação**

O consumo de gás natural, no Brasil, caiu 20,8% em janeiro, ante igual período do ano passado. De acordo com um levantamento da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás), foram vendidos, no mês retrasado, 53,869 milhões de metros cúbicos diários (m<sup>3</sup>/dia). No setor industrial, o principal segmento do mercado, a queda foi de 2,5%, para 24,406 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Já as termelétricas consumiram 16,365 milhões de m<sup>3</sup>/dia, o que representa uma retração de 41%. Nos postos de gás natural veicular, por outro lado, houve crescimento de 11,08%, para 5,125 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Outro segmento que fechou em alta foi o residencial (+12,7%), que consumiu 810 mil m<sup>3</sup>/dia. No setor comercial, contudo, as vendas caíram 2,48%, para 669 mil m<sup>3</sup>/dia. (Valor Econômico - 29.03.2017)

### **Desembolsos do BNDES para eletricidade e gás caem 55%**

Os desembolsos do BNDES para os setores de eletricidade e gás caíram 55% em 2016, na comparação com 2015. Foram destinados R\$ 9,8 bilhões para o setor no ano passado, contra R\$ 22,2 bilhões no ano anterior. Em 2016, o banco anunciou uma nova política geral, segundo a qual deve passar a priorizar projetos com alto impacto socioambiental. Isso significou melhores condições para energia solar e eficiência energética e a descontinuidade do apoio a projetos de geração a carvão. Nos dois primeiros meses de 2017, por sinal, o BNDES desembolsou R\$ 1,745 bilhão, mais do que R\$ 1,237 em janeiro e fevereiro do ano passado. (Brasil Energia - 28.03.2017)

### **Governo do Brasil começa a negociar petróleo do pré-sal a partir de setembro**

A estatal Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), responsável por representar os interesses do governo federal nos contratos de Partilha, prevê iniciar a comercialização do óleo e do gás da União, extraídos do pré-sal, em setembro, afirmou à Reuters nesta terça-feira o presidente da companhia, Ibsen Flores. Dessa forma, o governo poderá finalmente se beneficiar dos recursos extraídos do pré-sal, sob regime de Partilha, após publicação na última sexta-feira de uma resolução que detalha o papel da estatal previsto na lei de sua criação. Será a primeira vez na história do Brasil que o governo irá comercializar óleo e gás. Os recursos adquiridos a partir da venda dos produtos serão depositados diretamente na conta do Tesouro Nacional. (Reuters - 28.03.2017)

### **Renovação para importação de gás entre Brasil e Bolívia discutida**

Autoridade do Ministério de Minas e Energia afirmou que os governos de Brasil e Bolívia têm tratado da renovação do contrato entre os países para importação de gás boliviano e que alternativas estão sendo discutidas pelos dois lados e pelas respectivas empresas. Segundo Paulo Pedrosa, o acordo será renovado e o gás continuará sendo importado pelo Brasil, mas a quantidade e o preço desse novo contrato estão em fase de discussão. Ele disse ainda que, como o Brasil não usou todo o gás a que tinha direito ao longo da vigência do atual contrato da estatal Petrobras, o país poderia negociar o direito a utilizar o combustível boliviano por mais um ano e meio, em uma extensão que poderia obedecer ao atual modelo contratual. O contrato de gás entre os países vence em 2019, e outro ponto que se discute é uma proposta para que a partir dessa data a Petrobras não seja mais a única importadora do combustível, disse Pedrosa. A ideia é abrir a importação para outros agentes, inclusive privados. (Reuters - 03.04.2017)

### **Cresce a produção de petróleo e gás natural em fevereiro**

A produção de petróleo no Brasil totalizou 2,676 milhões de barris por dia (bbl/d) em fevereiro, crescimento de 14,6% em relação ao mesmo mês em 2016 e uma queda de 0,4% na comparação com o mês anterior, informou a ANP. Já a produção de gás natural foi de 106,6 milhões de m<sup>3</sup> por dia, superando em 9,2% a produção do mesmo mês em 2016. Houve queda de 3% em relação ao mês anterior. A produção total de petróleo e gás natural no país foi de aproximadamente 3,346 milhões de barris de óleo equivalente por dia. A produção do pré-sal em fevereiro totalizou aproximadamente 1,535 milhão de barris de óleo equivalente por dia. A produção, oriunda de 74 poços, foi de aproximadamente 1,233 milhão de barris de petróleo por dia e 48 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural por dia, uma redução de 3,3% em relação ao mês anterior. A produção do pré-sal correspondeu a 46% do total produzido no Brasil. O aproveitamento de gás natural no mês alcançou 96,3. A queima de gás em fevereiro foi de 4 milhões de m<sup>3</sup> por dia, uma redução de 7,6% se comparada ao mês anterior e de 16% em relação ao mesmo mês em 2016. (Agência CanalEnergia - 03.04.2017)

### **Florianópolis será sede de evento sobre gás natural**

A cidade de Florianópolis sediará, entre os dias 20 e 23/5, o Encontro Anual do Comitê de Utilização. O evento é realizado pelo Internacional Gas Union. As inscrições para o encontro se iniciam no final do mês de março. O evento, que terá como um dos temas a discussão sobre o suprimento de gás natural para a região Sul e Mato Grosso do Sul, contará com a presença de especialistas de cerca de 30 países. Desde o anúncio feito pela Petrobras, em fevereiro, de que vai reduzir a importação do gás natural da Bolívia para 45% do volume atual, surgiu a necessidade de iniciar negociações com novos players do setor e começar a buscar novas alternativas de suprimento, além de discutir questões de infraestrutura de transporte e distribuição. (Brasil Energia – 04.04.2017)

### **Fiscalização de gás canalizado é reforçada pela IPT em São Paulo**

Equipes especializadas do Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT) estão desde janeiro último visitando instalações e redes da Comgás, GasNatural Fenosa e Gás Brasileiro, para fiscalizar itens de qualidade do serviço de fornecimento de gás natural canalizado prestado pelas companhias que atuam em São Paulo. Esse trabalho de apoio foi contratado pela Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (Arsesp) para verificar regularmente a concentração de odorant, (COG), características físico-químicas (CFQ), bem como a medição do volume de produto fornecido, focando, neste último caso, medidores e conversores de volume. As três empresas que atuam em São Paulo operam um total 13.520 km de rede canalizada em 150 municípios, que somam 1,475 milhão de clientes, dos quais, mais de 90% na área da Comgás, a maior e mais antiga de todas. (Agência Brasil – 05.04.2017)

### **Bolívia quer vender gás ao Brasil**

O ministro de Hidrocarbonetos e Energia, Luiz Alberto Sánchez, informou que os as empresas distribuidoras de gás visitaram o Brasil para negociar a possibilidade da compra de gás. Hoje (05/05) acontecerá a reunião com os governadores de Mato Grosso e Mato Grosso do Sul para a possível compra de gás boliviano no curto e médio prazo. (Pagina Siete – Bolívia – 05.04.2017)

### **Reserva de óleo e gás tem queda**

A redução do volume de reservas de petróleo e gás natural da Petrobras em 2016, ante o ano anterior, não é algo específico da estatal brasileira. Levantamento feito pelo Valor indica que praticamente todas as grandes empresas do setor tiveram redução do número de reservas no ano passado, em comparação com 2015. A exceção foi a petroleira anglo-holandesa Shell, que adquiriu no ano passado a britânica BG e registrou aumento de 12,7% do volume de reservas em 2016, para 13,2 bilhões de barris de óleo equivalente de petróleo e gás. Em janeiro, a Petrobras reportou o total de suas reservas em 31 de dezembro de 2016, de 12,5 bilhões de boe, pelo critério da Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e da Society of Petroleum Engineers (SPE), e de 9,6 bilhões de boe, pelo critério da Securities and Exchange Commission (SEC). Os números representaram quedas, em relação a 2015, de 5,7% e 8%, nos dois

critérios, respectivamente. Entre as grandes petroleiras mundiais, o destaque em termos de queda foi a gigante americana ExxonMobil, cujas reservas em 2016 recuaram expressivos 19,3%, para 19,974 bilhões de boe. Já a também americana Chevron, a francesa Total e a norueguesa Statoil, sofreram reduções mais leves de suas reservas de 0,4%, 0,5% e 0,9%, respectivamente. Segundo especialistas, o principal motivo para a redução do volume de reservas das petroleiras foi a queda do nível de investimentos em exploração de petróleo e gás, que resulta em menos descobertas. (Valor Econômico – 10.04.2017)

### **Para reduzir custo de geração de energia, governo quer usar termelétrica o ano todo**

Com o objetivo de reduzir os custos de geração de energia elétrica e aproveitar o aumento da produção de gás, o governo começa a estudar a possibilidade de construir termelétricas a gás natural que seriam usadas em operação contínua, como ocorre hoje com as hidrelétricas, afirmou o ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho, após participar de seminário sobre concessões na FGV. No modelo atual, as usinas termelétricas operam apenas quando é necessário preservar o nível dos reservatórios, e, por isso, sua energia tem custo mais alto. Conforme revelou reportagem do GLOBO no domingo, nos últimos dois anos, a sobretaxa na conta de luz, com o uso de bandeiras tarifárias, somou R\$ 18 bilhões, quase o mesmo montante aplicado na construção da usina de Jirau, uma das maiores hidrelétricas do país. Diante do quadro de falta de chuvas, o governo estuda medidas para incentivar o consumo racional de energia, informação confirmada ontem pelo ministro. (O Globo – 11.04.2017)

### **Brasil poderá se tornar autossuficiente em gás natural a partir de 2021**

Segundo Fernando Coelho Filho, ministro de Minas e Energia, o aumento significativo da produção de gás natural nos campos do pré-sal permitirá que o país se torne autossuficiente e até exportador do produto a partir de 2021. Com a perspectiva de aumento da produção, o Brasil deve também reduzir as importações de gás da Bolívia. O contrato com o país vizinho vence em 2019 e prevê a importação de 30 milhões de metros cúbicos por dia. “A gente está começando o processo de renegociação com a Bolívia. Possivelmente, deverá ser um volume menor do que a gente importa hoje porque vamos ter, a partir de 2021, 2022 e 2023, a entrada de muito gás. Só o Campo de Pão de Açúcar, no pré-sal, terá uma produção diária de 15 milhões de metros cúbicos por dia, metade do que importamos da Bolívia.” Afirma o ministro. (O Globo – 11.04.2017)

### **Carauari é abastecida por termelétrica a diesel, apesar de possuir reservas de gás**

Com gigantescas reservas de gás sob a terra, os municípios de Carauari, Tefé e Coari, onde fica o Polo Petrolífero de Urucu, são abastecidos por usinas termelétricas movidas a diesel (fonte de energia “mais suja” e que só chega de barco à região). O professor José Alberto da Costa Machado, especialista em desenvolvimento socioambiental e integrante do Instituto Nacional de Pesquisas

da Amazônia afirma que o desafio logístico é imenso, pois é uma área fluvial, de rios que enchem em julho e chegam a outubro secos. A Amazônia é uma região muito sensível e os russos jamais se aventurariam nela se não tivessem evidências concretas de petróleo. No ano passado, o Ministério Público do Amazonas foi obrigado a intervir para garantir regularidade no abastecimento de energia elétrica em Tefé, condenando também o derramamento de óleo em Igarapés. (O Globo - 09.04.2017)

### **Possibilidade de mudar a matriz energética no Amazonas**

O gás natural é a grande chance de mudar a matriz energética do estado. O professor José Alberto da Costa Machado Machado que participou da produção do Estudo de Impacto Ambiental do gasoduto Urucu-Manaus, observa, contudo, que transformar o petróleo e o gás em fontes reais de riqueza e desenvolvimento local ainda é um desafio. "Pode ser até mais fácil cobrar de uma multinacional. Uma estatal é sempre vista com condescendência." Diz ele. A expectativa era que o gasoduto Urucu-Manaus levasse fibra óptica às comunidades ao longo do traçado. Isso nunca foi feito. Agora, quem está conectando a Amazônia é o Exército. A Petrobras informou que a fibra óptica foi instalada nos dutos para monitoramento remoto das válvulas, mas que a conectividade dos municípios não é responsabilidade da empresa e não foi condicionante no Estudo de Impacto Ambiental aprovado pelas autoridades. O gasoduto da Petrobras passa por sete municípios, de Coari a Manaus. O óleo é levado em navios. (O Globo - 09.04.2017)

### **São Paulo tem retração de 11% do consumo de gás natural**

O consumo de gás natural no primeiro bimestre caiu 11,25% no estado de São Paulo, em relação ao mesmo período do ano passado. De acordo com o boletim energético da secretaria de energia e mineração do estado, em janeiro e fevereiro, o consumo foi de 756 milhões de m<sup>3</sup> cúbicos contra 851 milhões de m<sup>3</sup> registrados em 2016. A maior queda no consumo do combustível no estado foi registrado no setor de termogeração, que passou de 112 milhões de m<sup>3</sup> no primeiro bimestre de 2016, para 3 milhões de m<sup>3</sup>, representando uma queda de 97,3%. Por outro lado a cogeração de energia elétrica apresentou um crescimento de 11,6%, passando de 44 milhões de m<sup>3</sup> no primeiro bimestre de 2016 para 49 milhões de m<sup>3</sup> em 2017. Já a indústria, setor que mais consome gás natural no estado, permaneceu praticamente estável, com um aumento de 0,4%, totalizando 610 milhões de m<sup>3</sup> consumidos. As residências apresentaram no período um aumento de 9,4%, com quase 36 milhões de m<sup>3</sup> consumidos, o setor comercial teve elevação de 8,3%, com 23 milhões de m<sup>3</sup> e o setor automotivo um acréscimo de 3%, com 34 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural. (Brasil Energia - 10.04.2017)

### **CNPE anuncia próximas rodadas de licitação de óleo e gás**

O CNPE aprovou em reunião extraordinária a 3ª rodada de licitações do pré-sal sob regime de partilha, prevista para acontecer em novembro; assim como o planejamento de dez rodadas de licitação de petróleo e gás para o período de

2017 a 2019. Também foram aprovadas as regras de conteúdo local mínimo exigido para as rodadas de 2017, em cada rodada de licitação. As decisões foram anunciadas no dia 11 de abril. O governo trabalha com uma expectativa de arrecadação entre R\$ 8,5 bilhões e R\$ 9 bilhões em 2017, considerando os R\$ 4,5 bilhões dos leilões já anunciados e outros R\$ 4,5 bilhões da rodada prevista para novembro. O ministro de Minas e Energia, Coelho Filho, afirmou que com as novas mudanças as empresas terão tempo para se debruçar sobre os ativos que serão ofertados e isso trará um novo dinamismo para as áreas de óleo e gás. (Agência CanalEnergia - 11.04.2017)

### **Produção de petróleo e gás natural cai 3% em março no Brasil, afirma Petrobras**

A produção total de petróleo e gás natural da Petrobras em março foi de 2,74 milhões de barris de óleo equivalente por dia, sendo 2,61 milhões boed produzidos no Brasil e 130 mil boed no exterior. A produção média de petróleo no país foi de 2,12 milhões de barris por dia (bpd), volume 3% inferior ao de fevereiro. Esse resultado se deve, principalmente, às paradas para manutenção do FPSO Cidade de Angra dos Reis, localizado no campo de Lula, no pré-sal da Bacia de Santos, e da P-37, no campo de Marlim, na Bacia de Campos. Em março, a produção de gás natural no Brasil, excluído o volume liquefeito, foi de 77,7 milhões de m<sup>3</sup>/d, 3% abaixo do mês anterior, devido às paradas mencionadas. (Agência CanalEnergia - 17.04.2017)

### **Comitê criará proposta para ajustar o modelo do mercado de gás natural**

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou nesta segunda-feira, no "Diário Oficial da União" (DOU), uma resolução que fixa as diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural. O documento determina a criação o comitê técnico para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil, que deverá apresentar em até 120 dias uma proposição de medidas necessárias ao aprimoramento do marco legal do setor. As propostas serão posteriormente encaminhadas ao Congresso. O comitê técnico será integrado membros do Ministério de Minas e Energia; Casa Civil; Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações; Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão; Ministério da Fazenda; Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços; Empresa de Pesquisa Energética (EPE); Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP); Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel); Fórum Nacional dos Secretários Estaduais de Minas e Energia; e Associação Brasileira de Agências de Regulação (Abar). O CT-GN poderá convidar, também, especialistas ou representantes de outros órgãos, entidades, associações e agentes públicos ou privados, para participarem das reuniões e prestarem assessoramento sobre temas específicos. (Valor Econômico - 17.04.2017)

### **Propostas do programa Gás para Crescer estão em fase final e gera expectativas de expansão comercial**

Estão em fase final de configuração as propostas que oito subcomitês temáticos discutem no âmbito do programa Gás para Crescer, lançado no segundo semestre do ano passado pelo Ministério de Minas e Energia para viabilizar a criação de um mercado independente para o setor de gás natural no país. Responsável pela coordenação dos trabalhos dentro do programa, o Comitê Técnico do GpC espera receber no próximo dia 10 de maio o conjunto de contribuições levantadas pelos agentes nesses subcomitês, que tratam de temas como transporte, distribuição, escoamento e regaseificação de GNL, estrutura tributária e setor elétrico. Algumas propostas estão praticamente alinhavadas, como a reformulação no modelo de comercialização. Outro ponto que ganhou corpo nas últimas reuniões dos grupos do Gás para Crescer diz respeito à disponibilização da capacidade de transporte da malha de gasodutos do país a todo o mercado, algo hoje controlado pela Petrobras. Além de otimizar a utilização da rede, o objetivo é garantir maior celeridade no processo de expansão, com a construção de novos empreendimentos. O aperfeiçoamento do marco regulatório pretende ainda permitir aos grandes consumidores a possibilidade de sair do mercado regulado das distribuidoras estaduais e garantir o suprimento de gás comprando diretamente com comercializadores, como já ocorre no setor elétrico. (Agência CanalEnergia – 17.04.2017)

### **Criação de operador comercial no segmento de gás**

O desenho institucional proposto para o setor passa pela criação de entidade comercial inédita no segmento de gás, cuja natureza e as atribuições guardam semelhanças com funções desempenhadas tanto pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico quanto pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica na área de eletricidade. Ao assumir o papel de coordenação da movimentação de gás na malha de transporte, a nova entidade garantiria as condições técnicas necessárias para operação dos gasodutos, além do cumprimento da produção efetivamente contratada. Essa função cabe atualmente à Petrobras, mas a empresa já sinalizou que deverá deixar de exercê-la na medida em que obtiver sucesso na negociação dos seus ativos na área de gás. Outra proposta discutida, mas já descartada, delegava aos próprios transportadores independentes a coordenação da malha, a partir de códigos de rede definidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. "Já há um consenso entre a maioria dos agentes pela criação de um novo agente de mercado", adianta Camila Schoti, diretora de Energia da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres e participante das discussões no âmbito do Gás para Crescer. (Agência CanalEnergia – 17.04.2017)

### **ANP prevê maior complexidade na relação com agentes em novo mercado de gás**

A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis já se prepara para a abertura do mercado de gás no Brasil, cuja remodelação está sendo alinhavada no programa Gás para Crescer, do Ministério de Minas e Energia. Participante direto das discussões no âmbito da iniciativa governamental, que

conta ainda com a presença de associações, entidades do setor e consultorias, o órgão regulador prevê mudanças com as medidas que serão implementadas após tramitação no Congresso Nacional, entre as quais a multiplicidade no número de agentes no setor gasífero. "A relação do regulador com esses novos atores que atuarão no mercado será mais complexa", avalia o diretor da ANP, Felipe Kury. Segundo ele, a implementação de um sistema diverso, aberto e não tão integrado quanto o de hoje exigirá à agência lidar com vários novos tipos de figuras na cadeia do gás, se comparado aos poucos que existem atualmente. As discussões no GpC caminham para abrir o mercado de gás, durante anos concentrado na Petrobras, para novos transportadores, comercializadores, autoprodutores e auto importadores. (Agência CanalEnergia – 20.04.2017)

### **ANP vê com bons olhos a ideia de um novo ente independente**

O diretor da ANP, Felipe Kury, vê com bons olhos a ideia de um novo ente independente para assumir o controle da operação na atividade de transporte, além dos fluxos comerciais entre os agentes. A criação desse novo órgão é tida como consenso entre quase todos os convidados do programa Gás para Crescer, do Ministério de Minas e Energia, estando bem encaminhada para ser levada ao Comitê Técnico do projeto no próximo dia 10 de maio. O diretor da ANP cita as atribuições e as funções do ONS como um modelo, o que, na visão dele, daria segurança para a operação do mercado e para os participantes da cadeia. Na opinião do dirigente, o novo marco institucional para o setor de gás natural que está em gestão vai dar à ANP a missão de acompanhar a transição de mercado, adaptando o processo de regulação em função do novo contexto. "Com as mudanças e a reconfiguração do setor de gás, nós da ANP teremos que aprimorar a regulação para atender todas as expectativas", analisa. A reforma setorial, para Kury, vai gerar ganhos à sociedade com a entrada dos novos agentes, preços mais competitivos para o consumidor final e maior dinamização para a cadeia produtiva. (Agência CanalEnergia – 20.04.2017)

### **Biogás tem potencial equivalente a 25% da energia do país, aponta Abiogás**

O Brasil possui um potencial de produzir cerca de 78 milhões de metros cúbicos diários de biogás e biometano de segunda geração. Esse dado leva em consideração números de 2017 e consta de um levantamento apresentado pela Associação de Biogás e Biometano (Abiogás). Desse volume, a maior parte, ou 56 milhões de m<sup>3</sup> são originados do setor sucroenergético, 15 milhões de m<sup>3</sup> da produção de alimentos e outros 7 milhões de m<sup>3</sup> derivam do saneamento básico. De acordo com o presidente emérito da associação, Cícero Bley, que deixou oficialmente a entidade na última quarta-feira, 19 de abril, esse volume equivale a cerca de 25% da disponibilidade de energia no país ou a 73% do gás natural do país. "O biogás pode ser um combustível que ajudaria o país a não depender dos investimentos em linhas de transmissão para utilizar os aproveitamentos hidráulicos localizados afastados dos centros de carga ou de regimes hidrológicos", apontou ele durante o Seminário Técnico sobre Geração Distribuída, evento promovido pela entidade. (Agência CanalEnergia – 20.04.2017)

## **Abiogás: Renovabio é uma política de estado importante**

O presidente emérito da Associação de Biogás e Biometano (Abiogás), Cícero Bley, destacou que programas do governo federal como o Renovabio é uma política de estado importante que encaixa o biogás dentro da matriz energética nacional. Com isso, vê a perspectiva de encaixar a fonte como uma opção para a geração de energia na base, pois se assemelha à UHE por existir a possibilidade de estocagem, um fator que em suas palavras, facilita enormemente o despacho seletivo. Outro benefício que Bley apontou para o combustível é a perspectiva de produção descentralizada da fonte que tem como característica principal gerar energia e desenvolvimento econômico no local onde é produzido. Segundo dados do CIBiogás, há casos em locais de produção de proteína animal, como às margens da usina de Itaipu, no oeste do Paraná, onde abatedouros de frango tem no biometano fonte para atender a toda sua demanda por energia em substituição a outras fontes, entre elas a madeira para o aquecimento dos animais. Outro ponto é o retorno do investimento realizado que dependendo do caso chega a ser de apenas quatro anos ao se avaliar o aporte com base na resolução 687 da Aneel, a atualização da 482/2012. (Agência CanalEnergia - 20.04.2017)

## **Mudança de lei proposta pela Petrobrás enfrenta resistências**

Depois de vender sua participação em distribuidoras de gás canalizado, a Petrobras propôs ao governo mudança na lei que pode retirar dessas empresas uma fatia importante da receita de transporte do combustível. A proposta enfrenta resistência do Estado e gerou desconforto no grupo formado pelo MME para analisar mudanças na legislação do setor, levando à saída das distribuidoras da mesa de negociação. De acordo com as distribuidoras, a empresa propôs mudança na lei que permitiria o atendimento direto a grandes consumidores, como térmicas e indústrias, sem o pagamento de tarifa às concessionárias estaduais. Esses clientes foram responsáveis por 75% do consumo de gás no país em fevereiro e representam a maior parte da receita das distribuidoras de gás canalizado. O secretário-executivo do Codesul (Conselho de Desenvolvimento e Integração Sul), Antônio Carlos Bettega enviou carta ao presidente Michel Temer e ao ministro Fernando Coelho Filho (Minas e Energia), pedindo apoio contra a mudança. "As concessionárias de distribuição de gás canalizado são um ativo valioso para os Estados, atraem investimentos, arrecadação, empregos e renda", afirma o texto. A medida preocupa também os governos que pretendem privatizar as distribuidoras estaduais, diante do possível impacto no valor de venda dos ativos. (Folha de S.Paulo - 25.04.2017)

## **Abiogás: biometano na rede paulista é primeiro passo para aproveitar potencial**

A injeção de biometano na rede de gás canalizado de São Paulo, será um primeiro e importante passo para o país aproveitar um potencial de 70 milhões de m<sup>3</sup>/dia de biometano, na opinião do vice-presidente da Abiogás, Gabriel Kropsch. Segundo ele, a região por onde passam os gasodutos principais do estado, tem o

maior potencial imediato para ser aproveitado, de 50 milhões de m<sup>3</sup>/dia, proveniente da biodigestão da vinhaça, subproduto das usinas sucroenergéticas que gera o biogás a ser purificado. As demais fontes potenciais são resíduos de alimentos e saneamento. Para Kropsch, o biometano paulista tem uma vantagem muito importante: o biogás da vinhaça é o mais fácil de ser purificado, demandando investimentos menores nas plantas em comparação com qualquer outro biogás, como os alimentares de origem animal ou vegetal ou ainda os de aterros e esgotos. Essa vantagem, aliada ao fato de as usinas sucroalcooleiras se localizarem próximas dos gasodutos, o que diminui o custo logístico, possivelmente tornará o preço final do biometano baixo e competitivo, o que não afetará o preço final do gás natural. Além disso, Kropsch afirma que São Paulo depende muito do gás boliviano, atrelado a preço internacional e sujeito a oscilações, e também ao GNL importado, além do gás da bacia de Campos. Kropsch acrescenta ainda que o biometano compete com o diesel, na substituição de combustível para transporte e para geração de energia termelétrica, e não com o gás natural; e que desenvolver o mercado de biogás e biometano é tornar o Brasil menos dependente da importação de diesel. (Brasil Energia - 27.04.2017)

### **Sindigás: GLP traz banho quente mais barato que energia elétrica e gás natural**

Estudo feito pelo Sindicato das Empresas Distribuidoras de Gás Liquefeito de Petróleo mostra que o gás de botijão de 13kg, o GLP aparece como o insumo mais barato para aquecimento de água para banho, superando a energia elétrica e o gás natural. Na comparação do banho de 60 litros de água e 10 minutos com a energia elétrica, o banho aquecido pelo GLP sai 64,2% mais barato que o promovido por energia da área de concessão da Light. De acordo com o presidente do Sindigás, Sergio Bandeira de Mello, é feito um acompanhamento periódico com base no monitoramento de preços de botijão que é publicado pela ANP, abrangendo 500 municípios. Na comparação com o gás natural, o aquecimento via botijão de gás leva vantagem. A intenção do sindicato com o estudo é desmistificar a ideia que o GLP está restrito a ficar nas cozinhas brasileiras, quando ele pode ir além, como tem seu preço bastante acompanhado, dá um poder de barganha forte ao consumidor. Outro conceito que ele pretende derrubar é que o Gás Natural é mais barato que o GLP. Segundo Sergio Bandeira, a competitividade do Gás Natural fica evidenciada para os grandes consumidores, enquanto o GLP fica forte entre os que têm consumo mais baixo, como residências, hotéis ou lavanderias. O presidente do Sindigás alerta que os consumidores ainda não têm a percepção que o GLP pode ser usado no lugar da energia elétrica para aquecimento de água. Para ele, é muito difícil a troca da eletricidade por outra fonte de energia. A imagem das grandes hidrelétricas dá a impressão da fartura de energia barata. Ele acredita que um trabalho de divulgação, que passe pelas escolas de engenharia e arquitetura, que viabilizariam uma mudança de comportamento. (Agência CanalEnergia - 27.04.2017)

### **Demanda nacional de gás tem queda nos primeiros meses do ano**

A demanda nacional de gás caiu de 77 milhões de m<sup>3</sup>/dia em dezembro para 72 milhões de m<sup>3</sup>/dia em janeiro, volume que continuou em fevereiro. Os dados são do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural dos dois primeiros meses do ano, publicado nesta sexta-feira (28/4) pelo MME. Do total, o consumo para geração elétrica foi de 23,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia em janeiro, queda em relação à média de 2016, que foi de 29,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Em fevereiro, houve nova queda, para 22 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Já a oferta nacional manteve o volume de dezembro em janeiro, em 60 milhões de m<sup>3</sup>/dia, mas caiu para 57,1 milhões de m<sup>3</sup>/dia no mês seguinte. A importação de gás da Bolívia sofreu uma redução de 19,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 16,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia de dezembro para janeiro, mas voltou a crescer em fevereiro, alcançando 19,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia. A regaseificação de gás natural liquefeito ficou em 1,86 milhão de m<sup>3</sup>/dia no primeiro mês do ano e caiu para 1,5 milhão de m<sup>3</sup>/dia no mês seguinte. Ambos os volumes estão abaixo da média de 3,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia regaseificados registrada em 2016. (Brasil Energia – 28.04.2017)

### **Governo tem planos de colocar térmicas a gás natural na base**

O agravamento da situação hídrica do país e a geração renovável intermitente está fazendo com que o governo reveja o papel das térmicas a gás, que tendem a assumir um protagonismo maior na geração de energia. A ideia é que esses empreendimentos sejam operadas na base, com baixa inflexibilidade. O tema está em estudos pelo MME, dentro do programa Gás para Crescer, e a meta é que novos empreendimentos a gás sejam licitados já com essa característica entre o último trimestre deste ano e a primeira metade de 2018. A questão sempre foi colocada por empreendedores do segmento como uma forma de destravar investimentos em térmicas e facilitar a expansão da oferta do gás natural. Os planos do governo podem fazer com que a oferta de energia torne-se menos dependente do clima. A saída foi inicialmente ventilada pelo ministro de Minas e Energia, Fernando Bezerra Coelho Filho, em um evento da FGV Projetos no Rio de Janeiro. As avaliações em curso por comitês do Gás para Crescer foram detalhadas pelo secretário de Planejamento e Desenvolvimento do MME, Eduardo Azevedo à Brasil Energia. Uma das motivações é a falta de água nos reservatórios com a entrada das térmicas, as hidrelétricas podem ter o armazenamento preservado. (Brasil Energia – 28.04.2017)

### **Térmicas a gás natural na base poderá favorecer principalmente o Nordeste**

O Nordeste é que tem sido a maior vítima da baixa hidrologia: há cinco anos a região vem enfrentando escassez hídrica, e há perspectiva de que um novo El Niño se configure no período seco ainda este ano, ainda que de forma moderada. O ministro de Minas e Energia, Fernando Bezerra Coelho Filho tem frisado, com base em dados do ONS, que o reservatório de Sobradinho pode chegar ao fim do período de estiagem, em novembro, com armazenamento de 15%. Com isso, ele vê a região dependente das eólicas, das térmicas e de envio de energia pelas linhas de transmissão. De acordo com o secretário de Planejamento e Desenvolvimento do MME, Eduardo Azevedo, a geração na base permite que os reservatórios possam acumular água, que passa a ser usada quando for

necessário. Além disso, o Nordeste que vem sofrendo com cinco anos de estiagem tem visto aumentar significativamente o volume de energia de eólicas e as solares, renováveis, mas com grande variabilidade. A falta de água obriga o operador do sistema a recorrer às térmicas para suprir a geração na falta de vento e sol. "Não é melhor ter uma térmica na base rodando a R\$ 250, R\$ 300/MWh e poder deixar de gerar hidrelétrica para juntar água no reservatório?", questiona o ministro, para quem o país só quer olhar para as térmicas quando "falta água". "Aí é oito ou 8.000, nem é 800", enfatizou Coelho no evento. (Brasil Energia – 28.04.2017)

### **O escoamento do gás do pré-sal e a formação de um mercado secundário de gás**

A colocação das termelétricas com pouca inflexibilidade próximas a centros de carga, as torna como âncoras para a formação de um mercado, pois a condição de serem terem consumo intensivo demandará a implantação de uma infraestrutura que poderá ser ampliada para atendimento por outras classes de consumidores, como indústrias, comércio e residências. Neste ângulo, com a exploração do gás do pré-sal, que pode colocar o Brasil na condição exportadora, inclusive, como frisam o ministro de Minas e Energia, Fernando Bezerra Coelho Filho e o secretário de Planejamento e Desenvolvimento do MME, Eduardo Azevedo, as usinas passariam a ter um papel mais relevante na formação da demanda para o insumo. Para isso, uma das mudanças em avaliação pelo governo é a desvinculação da obrigatoriedade de contrato de combustível do contrato de energia. Azevedo frisa que ainda não há uma proposta fechada, mas que os subgrupos do Gás para Crescer que analisam o atendimento térmico avaliam a medida, que ajudaria a reduzir o custo de compra do combustível. Isso porque, de acordo com Azevedo, de acordo com a regra atual, os fornecedores de combustível podem ser penalizados por atrasos na entrega do insumo ou por problemas para cumprimento do contrato. Como empresas internacionais podem ter dificuldades de compreender as particularidades do mercado nacional e as penalidades se caracterizam como risco regulatório, o preço de venda do GNL, opção recorrente pela maioria das térmicas em estudos no país tende a ser maior. (Brasil Energia – 28.04.2017)

### **Mato Grosso do Sul altera cobrança do ICMS do gás natural**

O Mato Grosso do Sul alterou o cálculo da cobrança do ICMS sobre o gás natural. Agora, o tributo que antes era cobrado na hora em que a Petrobras vendia o gás, passa a ser pago no momento da importação. De acordo com o secretário de Fazenda do estado, Marcio Monteiro, a medida tem como objetivo melhorar o fluxo de caixa do governo. Apesar de melhorar o fluxo do caixa, o secretário afirmou que ainda não é possível saber se haverá compensação das perdas do começo do ano, pois o preço do gás natural e o câmbio também impactam o valor arrecadado. Todo o ICMS arrecadado com a importação do gás natural da Bolívia pela Petrobras fica com o Mato Grosso do Sul, condição que favoreceu a situação financeira do estado por muitos anos. Em 2014, a importação do gás representava 18,2% da arrecadação total do ICMS do estado, mas em 2015 o percentual caiu para 16,6% e em 2016 a baixa foi para 11,5%, sendo que para 2017 a projeção

otimista indica que a arrecadação represente 5,7% do total. A queda na arrecadação se acentuou devido à diminuição do bombeamento do gás natural boliviano pelo gasoduto Brasil-Bolívia. As importações do gás boliviano em 2016 ficaram na média de 28,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia, em linha com os volumes históricos. (Brasil Energia – 28.04.2017)

### **ANP: produção de gás natural no Brasil cresceu em março**

A produção de gás natural no Brasil em março de 2017 foi de 101,3 milhões de m<sup>3</sup> por dia, superando em 12,2% a produção do mesmo mês em 2016. Houve queda de 5% em relação ao mês anterior. O aproveitamento de gás natural no mês alcançou 96,6%. A queima de gás em março foi de 3,5 milhões de m<sup>3</sup> por dia, uma redução de 12,4% se comparada ao mês anterior e de 25,3% em relação ao mesmo mês em 2016. De acordo com dados da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, o campo de Lula, na bacia de Santos foi o maior produtor de gás, produzindo 27,7 milhões de m<sup>3</sup>/d do insumo. Já as bacias maduras terrestres produziram 4,3 milhões de m<sup>3</sup>/d de gás natural. A produção total de petróleo e gás natural no País foi de aproximadamente 3,187 milhões de barris de óleo equivalente por dia. Já a produção de petróleo no Brasil totalizou 2,550 milhões de barris por dia. O volume representa um crescimento de 12,6% em relação ao mesmo mês em 2016 e uma queda de 4,7% na comparação com o mês anterior. Na camada pré-sal, a produção em março totalizou aproximadamente 1,499 milhão de barris de óleo equivalente por dia. A produção, oriunda de 69 poços, foi de aproximadamente 1,208 milhão de barris de petróleo por dia e 46,25 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia, uma redução de 2,4% em relação ao mês anterior. (Agência CanalEnergia – 03.05.2017)

### **Câmara realizará debate sobre o licenciamento de termelétrica na Baixada Santista**

A Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável da Câmara dos Deputados vai realizar um debate nesta quinta-feira (4/5) sobre o licenciamento ambiental para o projeto de uma termelétrica e um terminal offshore para recebimento de GNL em Peruíbe, na Baixada Santista (SP). O projeto da Gastrading prevê uma térmica de 1,7 GW, que deve entrar no leilão previsto para 2018. Já o terminal de GNL offshore terá capacidade para receber até 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia, instalado a cerca de 10 km da costa, e será ligado à térmica por meio de um duto. O empreendimento demandará R\$ 5,7 bilhões em investimentos. O assunto está na pauta da audiência pública ordinária da Comissão e prevê exposições de Ricardo Zoghbi, coordenador geral de Infraestrutura Elétrica do Ibama, e Plínio Melo, presidente da ONG Mongue Proteção ao Sistema Costeiro. Apesar do projeto passar por uma área de influência indígena, a companhia acredita que isso não prejudicará a liberação ambiental. A expectativa da empresa é conseguir o licenciamento até o final de 2017 e, caso a companhia consiga ganhar o leilão no próximo ano, a operação começará em 2023. (Brasil Energia – 03.05.2017)

## **Para tratar da importação de gás, governador do Mato Grosso do Sul vai à Bolívia**

O governador do Mato Grosso do Sul, Reinaldo Azambuja, viajará nesta sexta-feira (5/5) à Bolívia para tratar da importação de gás. Todo o ICMS arrecadado com a importação do gás natural da Bolívia pela Petrobras fica com o Mato Grosso do Sul, condição que favoreceu a situação financeira do estado por muitos anos. Recentemente, no entanto, o volume bombeado pelo gasoduto Brasil-Bolívia vem caindo, o que tem prejudicado a arrecadação do estado. Na semana passada o estado alterou o cálculo da cobrança do ICMS sobre o gás natural e o tributo passará a ser pago no momento da importação e não mais na hora em que a Petrobras vende o energético, como ocorria anteriormente. Em 2014, a importação do gás representava 18,2% da arrecadação total do ICMS do estado, mas em 2015 o percentual caiu para 16,6% e em 2016 a baixa foi para 11,5%, sendo que para 2017 a projeção otimista indica que a arrecadação represente 5,7% do total. As importações do gás boliviano em 2016 ficaram na média de 28,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia, em linha com os volumes históricos. (Brasil Energia - 04.05.2017)

## **Uso de gás e eletricidade em proporções iguais diminui a vulnerabilidade energética, diz pesquisa**

Pesquisadores do Centro de Pesquisa em Inovação e Gás realizaram um mapa de vulnerabilidade energética, que mostra quais áreas em São Paulo estão mais ou menos propensas a sofrerem cortes no fornecimento de energia e ao mesmo tempo simularam um cenário em que as residências seriam servidas por gás e eletricidade em igual proporção. “Ao projetar esse cenário concluímos que o uso de gás e eletricidade, de forma complementar, diminuiria em 11% a vulnerabilidade energética das residências paulistanas”, afirma o coordenador da pesquisa, o geógrafo Luís Antonio Bittar Venturi. As áreas de vulnerabilidade muito alta representam 20,4% de todas as áreas residenciais mapeadas, mas no cenário de uso equitativo entre eletricidade e gás diminuiriam para 7%. De acordo com a pesquisa, é possível identificar uma tendência de aumento da vulnerabilidade a partir do centro para o centro expandido, e daí para as regiões periféricas. A variação da vulnerabilidade não se relaciona diretamente com o nível socioeconômico dos distritos, podendo haver áreas de alta ou muito alta vulnerabilidade tanto em distritos mais ricos como naqueles de padrão socioeconômico mais baixo. Para ver o Mapa de Vulnerabilidade Energética de Áreas Residenciais da Cidade de São Paulo, acesse o site do Centro de Pesquisa em Inovação e Gás: <http://www.rcgi.poli.usp.br>. (Brasil Energia - 05.05.2017)

## **Bolívia venderá gás para Mato Grosso e Mato Grosso do Sul**

Bolívia fechou um acordo para exportar gás natural aos estados do Mato Grosso e Mato Grosso do Sul. O ministro de hidrocarbonetos, Luiz Alberto Sánchez, explicou que ao menos 5 estados brasileiros tem interesse em compra gás boliviano a partir de 2019, quando finaliza o contrato de exportação entre YPF e Petrobras. (Pagina Siete - Bolívia - 06.05.2017)

## **No fim de maio acontecerá o Encontro da International Gas Union**

Durante os dias 20 a 23 de maio, acontecerá Encontro da International Gas Union - "Janela 2020: O Suprimento de Gás Natural para a Região Sul do Brasil". O evento será realizado em Jurerê Internacional, uma praia de Florianópolis, e debaterá o suprimento para a Região Sul e Mato Grosso do Sul, contando com a presença de especialistas de distribuidoras. Promovido pela Cipa Fiera Milano, o TecnoMultimídia InfoComm Brasil é um grande evento para a indústria de Áudio, Vídeo, Iluminação e Sistemas Profissionais Integrados. O evento acontecerá entre os dias 23 a 25 de maio, em São Paulo. (Agência CanalEnergia – 05.05.2017)

## **Estados brasileiros iniciam negociações para novo contrato importação de gás com Bolívia**

Representantes dos estados de SP, MT, MS, PR, SC e RS assinaram no dia 5 de maio um memorando de entendimento com o governo da Bolívia e a YPFB para um novo contrato de importação de gás. O acordo prevê a criação de um grupo de trabalho que será responsável pelas negociações do novo acordo de suprimento de gás, que será válido a partir de 2020. O atual contrato de suprimento de gás por meio do gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol) vence em 2019 e é executado pela TBG, controlada pela Petrobras, mas a companhia já anunciou que pretende reduzir sua participação na atividade. Em fevereiro, o governador do MS, Reinaldo Azambuja, afirmou que foi autorizado pelo presidente Michel Temer a negociar diretamente com a Bolívia. Mesmo assim, a Petrobras será convidada a participar do grupo de trabalho para as negociações do novo acordo. “A reunião foi muito positiva, as autoridades bolivianas foram receptivas a nossa proposta, inclusive, sobre a reativação do ramal na fronteira de Corumbá, que vai levar gás para a termelétrica de Ladário”, afirmou Azambuja. Participaram da reunião o presidente da Bolívia, Evo Morales, o Ministro de Hidrocarburos y Energía da Bolívia, Luis Alberto Fernández, e o presidente da YPFB, Guillermo Achá. De acordo com a MSGás, os representantes bolivianos manifestaram interesse em também exportar ureia para o Brasil. Os termos do novo contrato serão discutidos na próxima reunião do Codesul, marcada para o dia 22 de maio. (Brasil Energia – 08.05.2017)

## **Fórum de Geração Termelétrica acontece no final de maio**

Durante os dias 29 e 30 de maio, acontecerá em São Paulo o Cenários 2017 - Fórum de Geração Termelétrica. Em sua 4ª edição, o evento vai trazer especialistas para conversar sobre questões como as oportunidades na região norte, as usinas em stand by - entre muitos outros temas - que dão novo fôlego ao debate sobre esta modalidade de geração tão mistificada e ao mesmo tempo essencial. Promovido pelo SEL, o seminário sobre Inovações nos Sistemas de Proteção, Automação e Monitoramento de Sistemas de Distribuição acontecerá no dia 5 de junho, no Rio de Janeiro. O evento irá promover o debate sobre as principais tecnologias para proteção, automação e monitoramento dos sistemas de distribuição, além de demonstrar novas soluções que contribuem para

melhoria dos índices DEC e FEC das concessionárias. (Agência CanalEnergia – 09.05.2017)

### **Produção de petróleo e gás aumenta em fevereiro**

O Brasil registrou produção média de petróleo e gás natural de 3,346 milhões de barris de óleo equivalente por dia (MMboe/d), em fevereiro deste ano. Considerando somente o petróleo, a produção média em fevereiro foi de 2,676 milhões de barris por dia (MMbbl/d), enquanto em relação ao gás natural, a produção foi de 106,6 milhões de metros cúbicos por dia (MMm<sup>3</sup>/d). Os dados constam no Boletim de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, produzido pela Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis (SPG) do Ministério de Minas e Energia, divulgados na última segunda-feira. Segundo o Ministério, a produção total de petróleo e gás natural foi obtida a partir de 8.476 poços, dos quais 821 são marítimos e 7.665 são terrestres. Os campos marítimos produziram 95% do petróleo e 82% do gás natural. A produção de petróleo da camada pré-sal neste mesmo período chegou a 1,233 milhão barris por dia (Mbbl/d) de petróleo, volume 3,36% inferior ao alcançado em janeiro (1.276,2 Mbbl/d). O MME ainda destacou o crescimento das exportações. Em fevereiro de 2017, foi exportado o volume médio de 1.556 Mbbl/d de petróleo, valor 23,84% superior ao registrado no mês de janeiro de 2017 e 101,2% superior em comparação com fevereiro de 2016. Essas exportações renderam ao País US\$ 2,073 bilhões (FOB), valor 17,5% superior ao mês anterior. (Agência CanalEnergia – 09.05.2017)

### **Diretrizes para conteúdo local em leilões de petróleo e gás são definidas pelo governo**

O governo publicou nesta terça-feira diretrizes sobre as exigências de conteúdo local que deverão ser seguidas pelos investidores nos próximos leilões de áreas de petróleo e gás no Brasil, por meio de uma resolução do CNPE, colegiado que reúne autoridades do setor. Segundo as regras, a 2ª Rodada de Licitações sob o regime de Partilha da produção na área do pré-sal deverá exigir níveis de conteúdo local iguais aos das áreas contratadas adjacentes às que serão oferecidas aos investidores. Nas áreas adjacentes a Carcará e Sapinhoá, o conteúdo mínimo obrigatório global será de 35% na fase de exploração e 30% na de desenvolvimento da produção. Nas áreas próximas de Gato do Mato, o mínimo será de 38% na exploração e 60% na produção. Na área adjacente a Tartaruga Verde, os índices serão de 55% e 65% respectivamente. Já a 3ª Rodada de Licitações, terá conteúdo mínimo obrigatório global de 18% na fase de exploração. Na produção, o mínimo será de 25% a construção de poços, 40% no sistema de coleta e escoamento e de 25% para a unidade estacionária de produção. Na 14ª Rodada de Licitações de blocos para exploração de petróleo e gás sob regime de concessão, os compromissos de conteúdo local serão definidos em cláusulas contratuais e não serão adotados como critério de julgamento de ofertas no leilão. A exigência de conteúdo local para os blocos em terra será de 50% tanto para exploração e para produção, enquanto os blocos em mar terão

percentuais mínimos de 18% na exploração e entre 25% e 40% na produção. (Reuters - 09.05.2017)

### **Estados tem interesse em vender distribuidoras de gás natural**

Depois de avançar no setor de saneamento, a venda de distribuidoras estaduais de gás natural é o novo alvo do programa de desestatização do BNDES. O banco já tem sinalização de sete estados interessados em vender integral ou parcialmente suas participações nas empresas, entre eles o de Pernambuco, Espírito Santo e Rio Grande do Sul. O objetivo é elevar a capacidade de investimentos das companhias, para expandir a malha de dutos e atingir novos clientes, além de levantar recursos para os estados num momento em que atravessam grave crise fiscal. A previsão é fazer os leilões no terceiro trimestre de 2018. Hoje, com exceção de duas distribuidoras no Rio (Ceg e Ceg-Rio) e duas em São Paulo (Comgás e Gas Natural Fenosa), as demais 22 distribuidoras no país têm controle estatal. Na maior parte delas, os governos estaduais detêm 51% das ações com direito a voto. O restante ou está nas mãos da Gaspetro ou está dividido entre ela e sócios minoritários privados. Para especialistas, a entrada de novos investidores privados nas distribuidoras pode ajudar a massificar o consumo de gás natural no Brasil, ainda muito reduzido, com vantagens para os consumidores. O gás natural canalizado é realidade em apenas 440 dos 5.570 municípios brasileiros, segundo dados da Abegás. E está presente em apenas 3 milhões de residências, de um universo de 68 milhões de domicílios no país. Aonde ele não chega é preciso recorrer ao GLP (gás de botijão) ou a lenha, por exemplo, para esquentar comida. (O Globo - 15.05.2017)

### **Edmar Almeida analisa como vantajosa a venda de distribuidoras de gás**

Edmar de Almeida, do Grupo de Economia de Energia da UFRJ, afirma que além de ampliar a capacidade de investimento das empresas, a venda de seu controle à iniciativa privada abre espaço para melhorar a regulação do setor, na opinião de Almeida. Ele avalia que, hoje, há conflito de interesse porque ora o estado regula em nome dos consumidores, ora em causa própria, já que é majoritário nas companhias. Para o economista, a abertura na distribuição também ajuda a atrair competidores para a área de produção. Atualmente, há cerca de 30 produtores de gás no país, mas todos vendem o insumo para a Petrobras porque não conseguem competir com ela no fornecimento às distribuidoras. "O gás natural é mais seguro e mais prático que o GLP. Você não precisa comprar ou se preocupar em armazenar o botijão. Basta ligar o fogão. Além disso, ele é mais uma opção de fonte de energia para a indústria ou para o comércio, menos poluente que o petróleo. Na nossa matriz energética, o gás responde por apenas 10%, contra uma média mundial de 25%" , diz Almeida. (O Globo - 15.05.2017)

### **BDNES irá realizar estudos técnicos para avaliar as distribuidoras de gás natural**

O BNDES vai assessorar a contratação de estudos técnicos para avaliar as distribuidoras estaduais e apontar o melhor modelo de participação da iniciativa

privada nas empresas, além de auxiliar na formatação dos leilões. Semana passada, os governadores de Pernambuco, Paulo Câmara, e do Espírito Santo, Paulo Hartung, estiveram na sede do banco, no Rio, para discutir o assunto. “Somou-se a estratégia do MME à demanda dos governos estaduais, cuja decisão tem dois vetores: o potencial benefício fiscal com a alienação (venda) do ativo e, tão ou mais importante, a possibilidade de promover o desenvolvimento a partir da expansão do acesso ao gás.” afirmou Rodolfo Torres, responsável pelo programa de desestatização do BNDES. Ele afirma também que já há discussões com potenciais interessados nas participações dos estados, um dos grupos é a espanhola Gas Natural Fenosa, que controla a Ceg e a Ceg-Rio. A companhia diz “estar avaliando todas as propostas do mercado de distribuição de gás no Brasil”. Diz ainda acreditar que “a concessão dessas distribuidoras a operadores privados com know how e capacidade de investimento poderá contribuir para a aceleração da universalização do uso do gás”. (O Globo - 15.05.2017)

### **FGV: Seis Estados ainda não possuem rede de distribuição de gás**

A constituição de 1988 assegurou aos estados a competência de explorar, diretamente ou mediante concessão, a distribuição de gás natural. Como cabe aos governos estaduais definir o modelo e as metas de atendimento, salienta Joísa Dutra, diretora do Centro de Regulação e Infraestrutura da FGV, muitos estados não traçam objetivos agressivos. O resultado é que seis deles – GO, MA, MT, PA, PI e AP –, além do Distrito Federal, não têm um quilômetro sequer de malha para distribuir o gás. “Estamos diante de uma oportunidade única para abrir o setor e superar essas dificuldades. O cenário é propício, com o reposicionamento da Petrobras, a estratégia em âmbito federal de atrair capital privado para o segmento e o BNDES disposto a fazer a modelagem”, frisou Joísa. (O Globo - 15.05.2017)

### **BNDES: Nove estados brasileiros estão estudando a privatização de distribuidoras de gás**

O BNDES está conversando com os estados de PE, ES, RS, BA, SC, MS, SE, RN e PB sobre a possibilidade de privatização das distribuidoras de gás. A iniciativa faz parte da renegociação das dívidas dos estados com a União. No momento, o banco de fomento está conversando com os estados e definindo o escopo do apoio que será dado à privatização das companhias. A previsão é que em junho comece um processo de contratação de consultorias que terão seis meses para realizar estudos sobre o assunto. O BNDES já assinou com o governo de Pernambuco um Termo de Compromisso para contratação de estudos de desestatização da Copergás. O governo do RS já havia anunciado publicamente a intenção de vender sua participação na Sulgás – o estado é um dos três que se encontram com condições fiscais críticas e que buscam ajuda federal para sanear as finanças. Além da Sulgás, o governo gaúcho pretende privatizar a CEEE e a CRM, produtora de carvão mineral. A transferência dos ativos das companhias de gás para a iniciativa privada deve ocorrer no primeiro semestre de 2018. De acordo com o BNDES, o objetivo é promover a modernização dos contratos, de forma a melhorar a qualidade do serviço, atrair investimentos e possibilitar a

expansão da rede. “O objetivo do programa coordenado pelo BNDES é contribuir para uma maior harmonização das regras, tanto entre os estados quanto com a regulação federal em desenvolvimento, complementando a atuação do MME e garantindo o desenvolvimento da cadeia de gás natural”, explicou o banco de fomento. (Brasil Energia – 15.05.2017)

### **Petrobrás: produção de gás interna aumenta enquanto importação de gás da Bolívia diminui**

Durante o primeiro trimestre de 2017, a demanda de gás no Brasil foi de 73 milhões de m<sup>3</sup>/dia, dos quais 52 milhões de m<sup>3</sup>/dia (71%) foram atendidos pelo gás nacional, 19 milhões de m<sup>3</sup>/dia (26%) pelo energético importado da Bolívia e 2 milhões de m<sup>3</sup>/dia pelo GNL regaseificado (3%). O volume atendido pelo energético boliviano caiu tanto em relação ao trimestre anterior quanto na comparação com os dados primeiros meses de 2016, quando o percentual era de 32% e 38%, respectivamente. Já o volume de gás produzido pela Petrobras no primeiro trimestre cresceu 10% na comparação anual, impactado pelo aumento da produção no pré-sal. De acordo com Celestino, tal cenário tem ajudado a melhorar o resultado financeiro da companhia. “Mesmo com a queda do mercado de gás natural no primeiro trimestre, reduzimos a compra de gás na Bolívia e aumentamos a participação de gás nacional. Isso produziu maiores margens para a Petrobras, dada a integração das operações e dos negócios”, explicou o diretor Abastecimento da Petrobrás, Jorge Celestino. (Brasil Energia – 12.05.2017)

### **Programa Gás para crescer recebe propostas de aperfeiçoamento**

O Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural (CT-GN) apresentou 10 propostas de aperfeiçoamento do marco legal do energético. As medidas foram expostas em uma reunião em Brasília na última quarta-feira (10/5), que contou com a presença do secretário de Petróleo e Gás do MME, Márcio Felix. A apresentação das propostas estava prevista na resolução do CNPE que estabeleceu as diretrizes estratégicas para o redesenho do mercado de gás natural por meio do programa Gás para Crescer. Os estudos serão encaminhados ao governo federal, que definirá uma estratégia para a consolidação das mudanças legais. Posteriormente, as propostas seguirão para apreciação no Congresso Nacional. As medidas ainda devem passar por consulta pública. Ao todo, o CNPE estabeleceu 19 diretrizes estratégicas para o comitê, entre as quais a remoção de barreiras econômicas e regulatórias às atividades de exploração e produção de gás, o estímulo ao desenvolvimento dos mercados de curto prazo e secundário, de molécula e de capacidade e a promoção da independência comercial e operacional dos transportadores. Também está prevista a implantação do modelo de Gestão Independente e Integrada do Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN). O CT-GN foi instituído na 33ª reunião do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), realizada em dezembro de 2016, como uma das medidas do Gás para Crescer. No período de 6 a 10 de fevereiro, o CTGN realizou oito reuniões, com os temas que deram origem aos grupos de trabalhos listados. (Brasil Energia – 12.05.2017)

## **Governo pretende debater exploração não convencional de óleo e gás**

O ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho, disse que o governo pretende iniciar no segundo semestre um debate sobre a exploração não convencional de óleo e gás. "Tem muito recurso no Brasil, mas uma insegurança jurídica muito grande", disse. "Estamos começando a endereçar essa discussão. A Argentina fez uma descoberta que dizem ser a segunda maior [de não convencionais] do mundo. Nos Estados Unidos, o 'shale gas' ajudou o país a sair da crise. O que vamos fazer no Brasil? Vamos regulamentar? Vamos explorar ou não? Esse debate tem que ser iniciado", afirmou o ministro, durante seminário promovido pelo jornal "O Globo" nesta terça-feira, no Rio. (Valor Econômico - 16.05.2017)

## **BNDES: Sete Estados buscam apoio para concessão de empresas de gás**

A presidente do BNDES, Maria Sílvia Bastos Marques, afirmou nesta quinta-feira que o banco está ajudando Estados na modelagem de concessão de empresas de gás regionais e que até agora sete governos já procuraram a instituição. Os governos de Pernambuco, Espírito Santo, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Mato Grosso do Sul, Rio Grande do Norte e Pará buscaram o banco de fomento interessados em concessão de suas empresas regionais de gás e o início das licitações para estudos técnicos está previsto para julho. Segundo a presidente do BNDES, a expectativa é que outros Estados procurem o banco para aderir a esse programa de concessão. "O processo está muito bom e sete Estados declararam que querem participar", disse ela a jornalistas após participar do Fórum Nacional promovido pelo Inae. "Tem mais gente para participar até porque são cerca de 20 Estados com distribuidoras", adicionou. "Já tem um marco regulatório no Brasil e já temos distribuidoras privadas. Achamos que será um processo que pode acontecer rápido e que terá impacto no investimento e no emprego. Por isso, é importante que aconteça logo", disse a presidente do BNDES. (Reuters - 18.05.2017)

## **Programa Gás para Crescer pode afetar positivamente o mercado de gasodutos**

O cenário pode mudar de agora em diante com o programa Gás para Crescer, conduzido pelo governo federal, que tem entre suas diretrizes a promoção do acesso não discriminatório de terceiros aos gasodutos de escoamento, UPGNs e terminais de regaseificação, além do reforço da separação entre as atividades de produção e comercialização das atividades de transporte e distribuição. Hoje, frente ao aumento da oferta de áreas produtoras de gás com os desinvestimentos da Petrobras e os novos leilões da ANP, as companhias brasileiras estão em busca de oportunidades para monetização da produção de áreas que não são atendidas por gasodutos. Entre as novas propostas atualmente disponíveis estão um projeto de compra de gás direto do poço para venda ao mercado, no formato de um "gasoduto virtual". A solução é oferecida pela CDGN Logística, que faz a compressão do gás e transporte do GNC por meio de caminhões ao consumidor final. De acordo com Luiz Alberto Rogoginsky, diretor comercial da companhia, dependendo da distância entre o campo e o consumidor e das condições de

preço, o projeto pode ser implementado em campos com produção média de 10 mil m<sup>3</sup>/dia. Outras diretrizes do Gás para Crescer que devem afetar o mercado de gasodutos são a promoção da independência comercial e operacional dos transportadores; a implantação de um modelo de Gestão Independente e Integrada do Sistema de Transporte de Gás Natural; a reavaliação dos modelos de outorga de transporte, armazenamento e estocagem; e a revisão do planejamento de expansão do sistema de transporte. (Brasil Energia – 18.05.2017)

### **É aprovado o Projeto que classifica a leitura de gás e energia como atividade perigosa**

A Comissão de Trabalho, de Administração e Serviço Público aprovou o Projeto de Lei 4606/16, do deputado Paulo Pereira da Silva (SD-SP), que passa a considerar atividade perigosa a leitura e a emissão de faturas de energia elétrica e de gás. Assim, quem trabalha nessa atividade poderia receber adicional de periculosidade, de 30% sobre o valor do salário. Atualmente, a Consolidação das Leis do Trabalho (CLT - Decreto-Lei 5.452/43) considera como perigosa a exposição permanente do trabalhador a inflamáveis, explosivos, energia elétrica; roubos ou outras espécies de violência física; e o uso de motocicleta. Segundo o relator, deputado Orlando Silva (PCdoB-SP), é comum os trabalhadores de leitura das caixas de energia e gás não receberem o adicional, mesmo a lei prevendo como perigosa a exposição a inflamáveis e energia elétrica. “Esses trabalhadores também estão expostos ao risco da atividade”, disse. (Agência Câmara – 18.05.2017)

### **Encontro para negociar acordo de gás natural é cancelado**

Os governadores dos estados que integram o Codesul, mais São Paulo e Minas Gerais, deveriam se reunir em Florianópolis nesta próxima segunda-feira com o ministro de Petróleo e Gás da Bolívia, Luiz Alberto Sanchez Fernandez, e os comitês técnicos de gás e uréia formados na esteira do memorando de entendimento assinado dia 5 passado na Bolívia para negociar um novo acordo de suprimento de gás a partir de 2020. Mas o encontro foi cancelado no sábado. A decisão foi tomada por conta da mobilização dos governadores diante da crise política brasileira e da possibilidade de renúncia do ministro de Minas e Energia, Fernando Bezerra Coelho Filho, na segunda-feira. Neste sábado, o PSB anunciou o rompimento com o governo de Michel Temer. Porém, a situação do ministro ainda é indefinida, segundo o presidente do partido, Carlos Siqueira. Os mercados dos quatro estados do Sul supridos 100% pelo gás boliviano mais as parcelas dos mercados paulista e mineiro também supridas pelo país vizinho somam uma cobiçada demanda de 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia com estimativa de crescimento acelerado. Disputas envolvendo a Petrobras e as distribuidoras levaram as concessionárias dos estados do Sul a se unirem com outras de Minas Gerais, São Paulo e Mato Grosso para buscar maior diversidade no suprimento. Além das negociações diretas em aberto entre empresas brasileiras e a YPF, alguns desses estados já foram considerados por importadores como alternativas para a instalação de GNL importado competitivo frente ao gás offshore brasileiro

ou mesmo ao gás boliviano importado pela Petrobras. (Brasil Energia - 19.05.2017)

### **Iniciativas para assegurar o fornecimento de gás natural foram apresentadas no IGU**

Diversas opções para garantir o fornecimento de gás natural a partir de 2020, quando se encerra o atual contrato de fornecimento entre a Petrobras e a Bolívia, foram apresentadas durante o encontro da International Gas Union (IGU), que reuniu autoridades, especialistas e empresas em Florianópolis na última segunda-feira. Uma dessas soluções foi a consolidação do memorando de entendimento entre os Estados do Sul e a Bolívia, para manter a importação de gás natural mesmo sem a intermediação da Petrobras. Outra iniciativa que ganhou força é o fornecimento através de um terminal de GNL que seria construído em um dos portos da região. Para as multinacionais presentes no evento, Santa Catarina seria o Estado que reúne as melhores condições técnicas e geográficas para o empreendimento. “Quanto mais opções melhor. A diversidade trará mais segurança e possibilitará melhores preços. O gás natural é um combustível imprescindível para promover o crescimento econômico da região Sul”, afirmou Raimundo Colombo, governador de Santa Catarina. Cósme Polêse, presidente da SCGás, concorda e reforça que os próximos passos são na direção de aprofundar essas soluções. “Iremos conversar com a Petrobras sobre a questão com a Bolívia, assim como auxiliar as empresas nas etapas que elas têm pela frente para tirar do papel as iniciativas apresentadas”, destacou o executivo. Também foram apresentadas soluções como redes locais para a interiorização estruturada no modelo português, a geração distribuída de gás natural e projetos estruturantes de integração das malhas de transporte entre estados e países. (Brasil Energia - 23.05.2017)

### **MME: gás natural é destacado como insumo fundamental para a matriz energética**

A importância do gás natural como uma opção confiável, limpa e competitiva foi destacada pelas autoridades presentes no evento. De acordo com Symone Araújo, diretora do Departamento de Gás Natural do MME, o governo, através do Gás para Crescer, já deixou claro que o insumo será cada vez mais importante para a matriz nacional. “O gás natural tem crescido como uma opção para aumentar a segurança energética brasileira. O setor está vivendo um momento de transição, com a tendência de ampliação da participação de players no mercado. Neste sentido, as discussões em Florianópolis foram fundamentais”, disse Symone. Já Mohammad Reza Ghodsizadeh, presidente do comitê de trabalho da IGU, destacou a importância do gás natural como energético de transição entre os combustíveis fósseis e as fontes de energia renováveis. “O gás natural aparece em todo mundo como a fonte essencial para minimizar os efeitos das mudanças climáticas e da poluição. É a ponte ideal para garantir segurança energética na transição para uma matriz mais limpa”, concluiu Ghodsizadeh. (Brasil Energia - 23.05.2017)

## **Brasil pode renegociar a venda de gás com a Bolívia**

O embaixador brasileiro em La Paz, Raymundo Santos, assegurou que mais de 30% do gás utilizado no Brasil provêm da Bolívia, por isso é importante renegociar o acordo de compra-venda do energético entre ambos os Estados para os próximos anos. Raymundo disse que devido à recessão financeira a demanda por energia diminui também. Entretanto, com a retomada da economia, o Brasil pode requerer mais gás dos bolivianos. Ele lembrou ainda que o acordo energético entre Brasil e Bolívia está prestes a completar 25 anos e disse que o acordo tem certas "flexibilidades" que permitem que seu país demande gás de acordo com as estações do ano. Neste contexto, ele observou que uma renegociação entre os dois países para continuar por muito tempo com a compra e venda de gás natural é aguardada. (Pagina Siete - Bolívia - 24.05.2017)

## **Mudança de especificação do gás natural pode elevar gases de efeito estufa, segundo consultoria**

As mudanças de especificação do gás natural fornecido ao mercado, em estudo pela ANP, podem aumentar em até 7% o volume de emissões de gases de efeito estufa. A conclusão é de levantamento feito pela consultoria Environmental Resources Management (ERM) sobre o assunto. De acordo com a empresa, na prática, as alterações propostas pela autarquia permitirão a comercialização de um gás com maior participação de etano. Além disso, a nova especificação do gás gera perda de eficiência dos equipamentos, que, por isso, terão que consumir um volume maior do produto e, portanto, aumentarão as emissões. O estudo da ERM gerou preocupação em segmentos da indústria com relação à proposta da ANP. Na prática, entidades setoriais querem que a autarquia realize uma análise do impacto regulatório das mudanças cogitadas. Na avaliação delas, as alterações podem gerar riscos aos equipamentos, necessidade de investimentos em novo maquinário e danos ao meio ambiente. O estudo indica ainda que turbinas termelétricas a gás são sensíveis à nova composição do energético proposta pela ANP. A utilização de gás com outra especificação também pode fazer com que as usinas percam garantias dos fabricantes dos equipamentos. (Valor Econômico - 25.05.2017)

## **Brasil espera ser autossuficiente em gás até 2021**

Brasil quer reduzir a compra de gás natural da Bolívia e aposta na autossuficiência até 2021, segundo o ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho. O ministro ressaltou o aumento significativo da produção dos campos de Pré-sal que permitirá o país ser autossuficiente e exportador de gás em 2021. O contrato de gás entre a Bolívia e o Brasil estabelece um volume mínimo de compra de 24 MMmcd de gás natural e no máximo 30,08 MMmcd e tem validade até 2019 com possível renovação. Segundo Coelho, o campo Pão de Açúcar terá uma produção diária de 15 MMmcd, podendo suprir a demanda brasileira. Além disso, Fernando disse que o governo, com o objetivo de reduzir os custos de geração de energia, pretende construir termoelétricas a gás natural. (Pagina Siete - Bolívia - 26.05.2017)

## **ANP realizará audiência pública para discutir mudanças no mercado de gás natural**

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) irá realizar audiência para discutir possíveis mudanças na especificação do gás natural fornecido ao mercado. O prazo para a abertura do processo e o cronograma de implementação das eventuais alterações, porém, não estão definidos. "A ANP realizará consulta e audiências públicas, quando todos os interessados no tema, além dos que já estão sendo ouvidos, poderão encaminhar sugestões e comentários relativos à proposta final da minuta para o novo regulamento, se a conclusão for pela edição de novo ato normativo", informou a autarquia, em nota. A ANP acrescentou que já está ouvindo agentes econômicos envolvidos sobre possíveis alterações e que, além da audiência pública, pretende iniciar estudo técnico, ambiental e econômico para avaliar possíveis impactos que uma eventual mudança nos limites de teores de hidrocarbonetos na especificação do gás poderão causar. A agência explicou ainda que há três hipóteses em estudo, no que diz respeito ao teor de etano. A primeira consiste em não alterar o limite máximo de teor de etano, de 12%. A segunda prevê a elevação do limite máximo especificado para 14%. E a terceira é remover os limites máximos de composição de hidrocarbonetos na especificação. Um dos receios das grandes indústrias é a elevação de custos para adaptar os equipamentos às novas especificações do gás. A Petrobras informou ter realizado uma série de estudos em seu centro de pesquisas para identificar possíveis impactos com a alteração da especificação e que, "nos segmentos automotivo, residencial e industrial, não foram identificados quaisquer impactos". (Valor Econômico - 29.05.2017)

## **Alesp cria frente parlamentar de Apoio ao Desenvolvimento do Gás Natural**

A Assembleia Legislativa de São Paulo (Alesp) lançou na última quinta-feira a Frente Parlamentar de Apoio ao Desenvolvimento do Gás Natural, que terá como objetivo incentivar, através de representantes de órgãos governamentais e sociedade civil, a criação de um ambiente que estimule investimentos, disponibilidade em grande escala e expansão da utilização do gás natural. A frente será presidida pelo deputado João Caraméz (PSDB). O objetivo da iniciativa é debater "os grandes gargalos" do setor e criar grupos de trabalho para discutir temas como a legislação do estado, datada de 1960 e considerada muito antiga; a viabilização do uso pela indústria, e estímulos para a população usar o combustível em substituição aos botijões de gás, bem como aspectos tributários. (Brasil Energia - 29.05.2017) Petrobras tem pretensão de desenvolver pesquisas no segmento de biogás fazendo novas parcerias. A Petrobras pretende fechar novas parcerias com outras companhias para desenvolver pesquisas no segmento de biogás. De acordo com a gerente do centro de pesquisas da companhia (Cenpes), Raquel Coutinho, no momento os principais parceiros da companhia no segmento são as universidades. "Estamos buscando tecnologias para biogás. Nossa maneira de trabalhar nestas tecnologias, que não estão no nosso 'core business', é trabalhar com outros grupos", afirmou Coutinho durante apresentação no IGRC, no Rio de Janeiro, na última sexta-feira. A executiva defendeu a necessidade de maior integração entre universidades e companhias,

de modo a facilitar a aplicação prática das inovações. “O Brasil é um país em desenvolvimento, a universidade ainda está desenvolvendo um olho para a indústria. Quando juntamos forças com a academia e com outros parceiros, com a mesma estratégia, fica mais fácil ter resultados”, explicou Raquel. Atualmente, a Petrobras tem uma parceria com a Gás Verde para compra de biogás purificado do Aterro Metropolitano de Jardim Gramacho, no Rio de Janeiro. O produto é usado na Refinaria de Duque de Caxias (Reduc). (Brasil Energia – 29.05.2017)

### **MCTIC tem apoio financeiro para promover uso do biogás no setor agroindustrial**

O Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovação e Comunicação (MCTIC) obteve em maio apoio da Global Environment Facility (GEF) para o projeto “Aplicações do Biogás para a Agroindústria Brasileira”, que deve mobilizar mais de US\$ 50 milhões nos próximos 5 anos. O objetivo é promover o uso do biogás e do biometano para mobilidade e produção ao longo da cadeia de abastecimento agroindustrial. Aproveitando as experiências da Itaipu Binacional no tema, o foco inicial do projeto será na região Sul. Itaipu já possui em sua frota oficial 43 veículos movidos a biometano produzido na Granja Haacke, uma das unidades de demonstração do CIBiogás. A granja, que atua em avicultura e bovinocultura de corte, está localizada em Santa Helena (PR) e produz diariamente 1.000 m<sup>3</sup> de biogás. “Além da utilização em veículos leves, existem pesquisas em andamento para utilização em veículos pesados”, comenta o engenheiro da Coordenação-Geral de Desenvolvimento e Inovação em Tecnologias Setoriais (CGTS) do MCTIC, Gustavo Ramos. Segundo ele, a ideia é envolver também outros produtores e empresas para testar e desenvolver, em conjunto, modelos ideais para a aplicação das inovações desenvolvidas. O projeto tem pelo menos treze parceiros, entre empresas, instituições governamentais e de ensino. De acordo com o engenheiro, o projeto deve olhar para quatro componentes: o arcabouço político-institucional; o fortalecimento das tecnologias e das cadeias de suprimento; a demonstração de um sistema de produção de biogás em áreas rurais, onde serão desenvolvidos modelos de negócio e um sistema de Mensuração, Relato e Verificação (MRV) de emissões; a operação e avaliação do sistema de MRV. (Brasil Energia – 29.05.2017)

### **Consumo de gás natural no Brasil aumenta em março**

O consumo brasileiro de gás natural em março cresceu 3,9 % em relação ao mês anterior, para 56,05 milhões de m<sup>3</sup>/dia, com impulso da demanda industrial, apontaram nesta terça-feira dados da Abegás. Na comparação com março de 2016, entretanto, houve uma retração de 1,9 % no consumo. Segundo a Abegás, o destaque de março foi o avanço de 7,2 % no consumo da indústria ante fevereiro, que segundo a associação aponta para uma recuperação da economia. Na comparação com o mesmo mês do ano passado, a demanda industrial cresceu 8 %. “Novamente o segmento industrial apresenta crescimento no consumo de gás natural, inclusive no comparativo com os resultados de 12 meses atrás. É um movimento que indica uma certa recuperação na economia brasileira”, disse o presidente executivo da Abegás, Augusto Salomon, em nota. Salomon frisou

ainda ver com "entusiasmo e esperança" a decisão do ministro de Minas e Energia Fernando Coelho Filho de permanecer no cargo, mesmo com a atual crise política no país e com oposição de seu partido, o PSB, que pediu que ele deixasse o governo após denúncias de corrupção contra o presidente Michel Temer. Os dados da Abegás são resultado de levantamento estatístico junto a concessionárias em 20 Estados, reunindo dados na indústria e nos segmentos residencial, comercial e automotivo, entre outros. (Reuters – 30.05.2017)

### **Aneel: Biogás é uma das fontes de energia que mais avançou no Brasil**

Impulsionado por inovações tecnológicas e investimentos na cadeia de valor, o biogás está entre as fontes de energia que mais cresceram no Brasil em 2016. Houve um salto de quase 30% na capacidade instalada, que atingiu 118,6 MW em fevereiro de 2017, segundo a Aneel. Existem hoje 15 usinas operando no país a partir de resíduos sólidos urbanos, 11 com resíduos animais e três com rejeitos da agroindústria. A participação do biogás na matriz elétrica é de apenas 0,0741%. Há, porém, potencial para produzir 78 milhões de m<sup>3</sup> diários, equivalentes a 25% da disponibilidade de energia do país, segundo a ABiogás. A organização estima que até 2025 é possível atingir uma produção diária de 10,7 milhões de m<sup>3</sup>, 13% do volume que é hoje desperdiçado. Entre os projetos que entraram em operação em 2016, destacam-se as termelétricas Caieiras e Bonfim, ambas no Estado de São Paulo. (Valor Econômico – 31.05.2017)

### **2 Produção de petróleo e de gás natural**

A produção de petróleo no Brasil atingiu em abril 2,5 milhões de barris por dia, o que significa um crescimento de 10,9% em relação a abril de 2016. Em relação a março deste ano, houve recuo de 0,4%. Os dados foram divulgados pela ANP. A agência anunciou, também, a produção de gás natural, que atingiu em abril 103 milhões de m<sup>3</sup>/d, resultado 7,1% superior ao do mesmo mês de 2016 e 1,2% superior ao de março deste ano. Assim, a produção total de petróleo e gás natural nos campos do país foi de 3,184 milhões de barris de óleo equivalente (petróleo e gás natural) por dia. Já a produção de petróleo e gás natural dos campos do pré-sal caiu 0,2%, na comparação com março, Embora já responda atualmente por 47,5% da produção nacional total de petróleo equivalente. Segundo a ANP, foram produzidos em abril na região do pré-sal 1,496 milhão de barris de óleo equivalente por dia. Oriunda de 75 poços, a produção de petróleo foi de aproximadamente 1,207 milhão de barris de petróleo por dia e 45,9 milhões de m<sup>3</sup>/d de gás natural. Os dados da ANP indicam, ainda, que o país já aproveita 96,5% do gás natural produzido no país. A queima do produto atingiu 3,5 milhões de m<sup>3</sup>/d, um aumento de 2,5% se comparada a março, em contrapartida, uma queda de 11,2% em relação ao mesmo mês de 2016. (Agência Brasil – 01.06.2017)

### **ANP: Campo de Lula ainda é maior produtor de petróleo e gás**

Segundo dados da ANP, o campo de Lula, na Bacia de Santos, continua como o maior produtor de petróleo e gás natural com uma extração de, em média, 651,7

mil barris diários de petróleo e de 27,6 milhões de metros cúbicos diários de gás natural. Os dados indicam, ainda, que os campos marítimos produziram 95% do total do petróleo e 83% do de gás natural. A produção ocorreu em 8.339 poços, sendo 746 marítimos e 7.593 terrestres. Os campos operados pela Petrobras produziram 94,5% do petróleo e gás natural. Já a plataforma de maior aproveitamento foi a FPSO Cidade de Itaguaí, no Campo de Lula, que, através de seis poços a ela interligados, extraiu 192,2 mil barris de óleo equivalente. (Agência Brasil – 01.06.2017)

### **ANP quer que o governo estimule o uso de biometano**

A ANP irá propor ao Ministério das Cidades a ampliação da discussão sobre o aproveitamento do biometano proveniente de aterros sanitários e de estações de tratamento de esgoto. “A ideia é construir uma agenda para um programa de governo específico, que possa estimular o desenvolvimento desse tipo de atividade”, disse o diretor da agência, Aurélio Amaral. Nesta quinta-feira, a agência realizou a audiência pública sobre a resolução que estabelece as regras de controle da qualidade e especificação deste tipo de biometano, proveniente de resíduos urbanos para uso veicular e em instalações residenciais e comerciais. Durante a audiência, Amaral destacou que, além de desenvolver uma nova atividade econômica e introduzir novos agentes ao mercado, a resolução será um marco importante do ponto de vista ambiental. O estudo do tema na ANP, para construção da minuta de resolução, levou em conta a análise de riscos, principalmente em relação à saúde humana e o meio ambiente. A nova resolução irá ao encontro do RenovaBio, programa que possui entre seus eixos expandir a produção e o consumo de biocombustíveis. Ao longo da consulta pública, que ficou disponível por 30 dias, entre 10/4 e 9/5, foram recebidas 63 sugestões de dez instituições e pessoas físicas. Essas contribuições, junto com os comentários realizados na audiência, serão analisadas pela área técnica da ANP e, em seguida, a minuta passará pela Procuradoria Geral da ANP e pela diretoria colegiada antes da publicação da resolução. (Brasil Energia – 01.06.2017)

### **Governo do Mato Grosso estuda possibilidade de implantar um novo gasoduto**

Comissão especial de deputados analisará possibilidade de aumentar importação de Urucu para reduzir dependência da Bolívia. A Assembleia Legislativa do Mato Grosso vai instalar uma comissão especial para realizar estudos sobre a implantação de um gasoduto na área de Urucu, na Bacia do Solimões. O pedido para a criação da comissão foi feito pelo deputado estadual José Domingos Fraga (PSD) e os trabalhos começarão na próxima segunda-feira. A comissão será composta por cinco membros titulares e cinco suplentes. Os trabalhos terão prazo de 180 dias. De acordo com o parlamentar, o gasoduto poderia reduzir a dependência do estado do suprimento de gás por meio do Gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol). “Vamos retornar os estudos do projeto ‘alternativa energética da região Amazônia Legal’, de autoria do engenheiro Edno Barreto, aprovado nesta Casa em 1992”, afirmou Fraga. Apesar da iniciativa, o Mato Grosso está

entre os estados que iniciaram a renegociação do contrato de importação do gás boliviano. (Brasil Energia - 02.06.2017)

### **Petrobrás: mudança na regulamentação de gás afetará valor da venda de termelétricas**

Uma nova regulamentação para o uso de gás natural no setor elétrico poderá valorizar o parque de termelétricas operado pela Petrobras no Brasil, e por isso a estatal aguarda o avanço das discussões sobre essas mudanças antes de seguir com um eventual processo para vender suas usinas, disse nesta segunda-feira um diretor da companhia. A Petrobras opera cerca de 6 GW em termelétricas no país, e há expectativa de que todas ou parte das usinas possam entrar no programa de desinvestimentos e parcerias da estatal, que pretende levantar 21 bilhões de dólares até o final de 2018. "Esses aspectos regulatórios têm um impacto relevante sobre o fluxo de caixa dos ativos, sobre o valor dos ativos", disse o diretor de Refino e Gás Natural da petroleira, Jorge Celestino, ao ser questionado sobre uma possível venda das térmicas. O executivo, que participou de evento da Petrobras com investidores na sede da B3, em São Paulo, disse que a companhia tem participado das discussões do programa "Gás para Crescer", do Ministério de Minas e Energia. O programa analisa possíveis mudanças regulatórias para ampliar o uso de gás na produção de energia, como a inclusão de termelétricas na base de geração do sistema elétrico. "Estamos olhando esses ativos de forma conjunta, e olhando também a nova regulamentação do setor, principalmente no que tange a aspectos do Gás para Crescer... estamos participando dos grupos que vão dar um novo contorno regulatório (ao gás natural)", explicou Celestino. (Reuters - 05.06.2017)

### **Governos do RS e do Japão estudam construção de térmica a carvão mineral**

Os governos do Rio Grande do Sul e do Japão estudam a construção de uma usina de alta eficiência movida a carvão mineral. Há interesse e um estudo de viabilidade já foi concluído. O governador José Ivo Sartori está em visita ao país asiático, onde participou de uma série de reuniões sobre a exploração sustentável do carvão e o aproveitamento da tecnologia japonesa. A usina, que teria investimentos de US\$ 2 bilhões, tem apoio do governo japonês. Os próximos passos dependem de liberação ambiental e posterior realização de leilão, pelo governo federal brasileiro. De acordo com o governador gaúcho, o estado é estratégico porque possui 90% das reservas de carvão do Brasil e pela sua localização. Sartori quer o estado seja referência no uso da tecnologia no Brasil, para uma exploração viável nos modos econômico, social e ambiental. Em todas as agendas Sartori e o secretário de Minas e Energia, Artur Lemos, têm reforçado que apostam na recuperação do carvão gaúcho e o exemplo mundial dos japoneses na exploração de forma sustentável deve ser seguido. Para o governador, não se faz qualquer projeção sobre o carvão sem rigoroso cuidado ambiental. O diretor de Novos Negócios da Copelmi Mineração, Roberto de Faria, explicou que foram feitos testes com 400 quilos de carvão gaúcho de diferentes minas. A conclusão é que o material do Baixo Jacuí tem condições de suportar a tecnologia Super Ultra Crítica, que prevê aplicação de altas

temperaturas e pressão para aumentar a eficiência e diminuir a emissão de gás carbônico de térmicas a carvão. (Agência CanalEnergia – 05.06.2017)

### **MME apresentará evolução dos trabalhos do Programa Gás para Crescer para CNPE**

O Brasil está mais perto de ter regulamentado o livre acesso a gasodutos, terminais e UPGNs. A iniciativa integra uma das principais premissas acertadas no trabalho elaborado pelos nove subcomitês do Programa Gás para Crescer, que será apresentado nesta quinta-feira ao CNPE. A proposta de adoção do livre acesso em caso de ociosidade foi ponto de consenso no subcomitê de Escoamento, mas não foi batido o martelo se a sua operacionalidade será regulada ou feita via negociação entre as partes. Ao contrário do previsto originalmente nos planos do MME, o trabalho dos subcomitês não foi totalmente finalizado e, por isso, na reunião de hoje do CNPE, será feita apenas uma apresentação do atual estágio do programa, das conclusões já tomadas e das próximas ações. O plano do ministério é prosseguir com os trabalhos e formatar propostas até julho para elaboração de projetos de lei que serão encaminhados ao Congresso, logo após o fim do período de recesso. Com esse novo cronograma, o ministério terá não só dois meses para finalizar suas propostas, como ganha tempo apostando em um cenário político mais favorável para aprovação das medidas necessárias à discussão do novo marco regulatório do gás. De acordo com fontes que participaram dos estudos, muitos pontos do trabalho não tiveram consenso e alguns subcomitês não chegaram a apresentar propostas fechadas, conforme previsto pelo MME. Alguns grupos levaram propostas diferentes para um mesmo tema, deixando a decisão a cargo do ministério. (Brasil Energia – 07.06.2017)

### **Proposta de transporte de gás é levada à reunião do CNPE**

Um ponto importante proposto pelos subcomitês diz respeito à criação de um agente de transporte para o gás. A proposta atual do subcomitê de Transporte é criar uma entidade que vem sendo chamada de Gestor Independente do Sistema de Transporte (GIST), ainda sem estruturação definida. Entre as alternativas em estudo está a criação de um comitê entre as carregadores e produtores de gás, como já ocorre em várias partes do mundo. Entre os temas mais polêmicos discutidos está venda direta de gás, combatida pela Abegás. O programa Gás para Crescer foi criado em 2016 pelo MME. A reunião do CNPE está marcada para às 9 horas e a previsão de duração é de cerca de três horas. Além da apresentação do Programa Gás para Crescer, a pauta inclui aprovação das regras de Downstream (Refino e Biocombustíveis) e de E&P e outros temas do segmento de upstream, como inclusão de novas áreas nas rodadas de licitação de 2018. (Brasil Energia – 07.06.2017)

### **CNPE aprova alterações em rodadas de óleo e gás programadas para 2018**

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) decidiu nesta quinta-feira promover algumas alterações no planejamento das rodadas de licitações de áreas

de exploração de óleo e gás programadas para maio do ano que vem, tanto na rodada de partilha (pré-sal) como na de áreas de concessão, fora do pré-sal. No caso da Quarta Rodada de licitação de blocos do pré-sal, sob o regime de partilha, programada para maio de 2018, o CNPE decidiu ampliar a oferta para o sul do prospecto de Uirapuru, na Bacia de Santos. No caso da 15ª Rodada de licitações sob o regime de concessão, também prevista para maio do ano que vem, foram incluídos os setores SSEAL-AUP1 e SSEAL-AUP2, na Bacia de Sergipe-Alagoas, e o setor SPEPB-AP3, da Bacia de Pernambuco-Paraíba. Também foi antecipada, da 16ª Rodada para a 15ª Rodada de concessões, a oferta do setor SC-AP5, da Bacia de Campos. Por outro lado, foi postergada da 15ª Rodada para a 16ª Rodada, programada para o segundo semestre de 2019, a inclusão do setor SC-AP4 da Bacia de Campos. (Reuters – 08.06.2017)

### **ANP: Brasil terá mais facilidade em ofertar áreas de exploração de óleo e gás**

O Brasil vai se tornar mais ágil e dinâmico na oferta de áreas para exploração e produção de petróleo e gás, a partir de uma nova política aprovada nesta quinta-feira pelo governo, fomentando principalmente a atividade de pequenas e médias empresas, disse à Reuters o diretor-geral da ANP, Décio Oddone. Em reunião realizada nesta quinta-feira, o CNPE permitiu que a ANP oferte permanentemente áreas exploratórias que já tenham sido objeto de licitação e não tenham sido arrematadas, ou que tenham sido devolvidas ao governo por empresas. A partir de agora, a ANP precisa aguardar que a decisão seja publicada no Diário Oficial da União (DOU) para dar início à regulamentação das normas para a oferta de áreas. Oddone explicou, no entanto, que o mecanismo deverá ser muito similar ao que hoje é aplicado para as rodadas de áreas marginais. Mas, com o novo aval do CNPE, o processo será mais rápido, já que as áreas para licitação e o próprio leilão não precisarão passar pela aprovação do governo federal, como acontece atualmente. Segundo a decisão do CNPE, não serão incluídas áreas no polígono do pré-sal e as consideradas estratégicas segundo a lei que regula a exploração sob regime de partilha de produção no Brasil. A oferta permanente de áreas exploratórias foi uma das medidas incluídas na nova política de exploração e produção no Brasil, que busca atrair investimentos para o país e cujas diretrizes foram aprovadas pelo CNPE nesta quinta-feira. (Reuters – 08.06.2017)

### **Bolivia diminui envio de gás para o Brasil**

Os envios de gás natural da Bolívia ao Brasil diminuíram para 16,04 MMmcd em 30 de maio. O Governo boliviano de Santa Cruz alertou que a diminuição continuará em junho e calcula uma perda de 142 mi de bolivianos para a região. De acordo com o relatório comercial do combustível, publicado na página do Ministério de Hidrocarbonetos boliviano, a entrega ao mercado brasileiro se reduziu 27,2 MMmcd em 21 de maio, e, 16,04 MMmcd em 30 de maio. O contrato GSA com o Brasil estabelece um volume mínimo de comprar de 24 MMmcd de gás natural e um máximo de entrega de 30,08 MMmcd. Se incluir o gás combustível de 1,5 MMmcd, Bolívia deve enviar 31,5 MMmcd. O secretário de Energía, Minas e Hidrocarbonetos do governo de Santa Cruz, Herland Soliz,

alertou que os envios entre mês podem diminuir até 12 MMmcd e que no caso de Santa Cruz, a produção de gás diminuiu de 16 a 12 MMmcd. E em 23 de maio o Brasil requereu o envio máximo de volumes de gás estipulados no contrato. A produção de gás natural na Bolívia diminuiu em 2016 em 4,2%. (Pagina Siete - Bolívia - 17.06.2017)

### **Abegás: Consumo de gás natural volta a subir no Brasil**

O consumo de gás natural no País voltou a crescer após mais de um ano em queda. O indicador de abril último mostra elevação de 8,46% na comparação com o mesmo mês de 2016, conforme a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás). É a primeira expansão anual desde janeiro de 2016. Em relação a março, a alta foi de 10,6%. No quadrimestre, porém, ainda há queda de 9,46%. Para a Abegás, o desempenho de abril em relação a um ano reflete a tendência de recuperação da economia brasileira depois de um 2016 recessivo. (O Estado de São Paulo - 18.06.2017)

### **Desverticalização do setor de gás natural entra em debate**

Mesmo diante da intenção da Petrobras de vender parte de seus gasodutos, a estatal ainda atua em todos os elos da cadeia do gás. Uma das propostas encaminhadas ao governo é dar previsão legal para que a Agência Nacional de Petróleo (ANP) adote medidas para forçar a desconcentração da indústria. Entre as alternativas, foram discutidas iniciativas como o "gas release", que forçaria a Petrobras, dona de 81% da produção nacional de gás, a vender, em leilão, uma parcela do volume produzido em seus campos para terceiros. A medida reduziria as possibilidades de discriminação no fornecimento por parte da estatal, que também detém participação em distribuidoras e termelétricas. (Valor Econômico - 19.06.2017)

### **Petrobras: Produção de petróleo e gás aumentam em maio**

A produção total de petróleo e gás natural da Petrobras, em maio, foi de 2,80 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed), sendo 2,68 milhões boed produzidos no Brasil e 120 mil boed no exterior. A produção média no Brasil foi de 2,18 milhões de barris por dia (bpd), volume 3,9% superior ao de abril. Já a produção de gás natural no país, excluído o volume liquefeito, foi de 78,9 milhões de m<sup>3</sup>/d, 0,5% acima do mês anterior. O resultado se deve, principalmente, ao início de produção de mais um projeto, no sul do campo de Lula, na Bacia de Santos, através da plataforma P-66, ao retorno à produção após parada para manutenção das plataformas P-37 e FPSO Cidade de Angra dos Reis, assim como a entrada de um novo poço produtor no campo de Marlim Sul, na Bacia de Campos. Em maio, a produção de petróleo e gás natural operada pela Petrobras, na camada pré-sal, foi de 1,57 milhão de boed, volume 5,1% acima do realizado no mês anterior. É pertinente ressaltar que na comparação com o mesmo período de 2016, houve um aumento de 37% da produção da camada pré-sal. Quanto a produção de petróleo nos campos do exterior, os números são 65 mil bpd, volume 1% acima do mês anterior. A produção de gás natural foi de 9,3 milhões

de m<sup>3</sup>/d, 3% abaixo do volume produzido em abril de 2017. A redução pode ser entendida como consequência da menor demanda da produção de gás na Bolívia. (Agência CanalEnergia – 19.06.2017)

### **EPE e Abiogás realizam estudos sobre a possibilidade de mapear biogás no Brasil**

A EPE e a Associação Brasileira de Biogás e Biometano (Abiogás) estudam a possibilidade de mapear as principais fontes de biogás no Brasil, suas localidades e distâncias das redes de energia elétrica e gás natural com o objetivo de dar maior visibilidade para a fonte e, conseqüentemente, atrair investidores interessados no setor. Durante um encontro que aconteceu no último dia 8/6 entre executivos da Abiogás e da EPE, a estatal disse ter reconhecido as características positivas do biogás e suas vantagens ambientais e econômicas, como a capacidade do biometano de substituir o diesel além da possibilidade de poder ser gerado em praticamente todo território nacional, segundo a Abiogás. (Brasil Energia – 19.06.2017)

### **Consultor da Andrade & Canellas acredita que geração térmica poderia ajudar a suprir demanda do Nordeste**

A geração de energia térmica a gás natural poderia ser uma saída para suprir a demanda energética do Nordeste do país, em função da redução da capacidade hídrica da região. A análise é do diretor de projetos da consultoria Andrade & Canellas, André Crisasuli. Para ele, como o Rio São Francisco tem sido utilizado para fins de abastecimento, seria necessário ter uma fonte que pudesse não ser intermitente, como são as fontes eólica e solar. O governo estaria preparando para o segundo semestre um leilão para contratação de usinas termelétricas a gás natural. Mas a EPE informou que ainda não há uma definição sobre a realização da licitação, que ainda encontra-se em estudo. Há aproximadamente dois meses, o governo sinalizou a possibilidade de que as novas térmicas a gás seriam operadas na base do sistema, e não mais dentro da ordem de mérito, conforme acontece atualmente. “As fontes eólica e solar são intermitentes. Então um jeito de conseguir ter energia para atender à carga com efeito de base, que possa entrar e operar o dia inteiro, é a geração térmica a gás”, explica o consultor. Crisasuli avalia que as usinas poderiam ser construídas próximas aos centros de consumo, dispensando dessa forma a necessidade de ter um reforço na transmissão para o envio da energia para o Nordeste. Além disso, explica que a região tem potencial de exploração de gás natural. (Brasil Energia – 19.06.2017)

### **Governo catarinense quer implantar políticas para incentivar o uso do carvão**

O governador de Santa Catarina Raimundo Colombo determinou ao presidente da Celesc, Cleverson Siewert, e ao secretário de Estado do Desenvolvimento Econômico e Sustentável, Carlos Chiodini, a realização de estudo para estimular o Governo Federal a implantar uma política industrial para o carvão mineral. A decisão foi tomada na tarde da última segunda-feira, 19 de junho, em reunião em Florianópolis com o vice-governador, Eduardo Pinho Moreira; o secretário de

Articulação Nacional, Acélio Casagrande; o presidente da Associação Brasileira do Carvão Mineral, Fernando Zancan, além de Chiodini e Siewert. Zancan avaliou que o Estado tem reservas do minério para mais 50 anos e defendeu sua importância no sistema elétrico nacional. De acordo com ele, na Alemanha, o carvão é responsável por 42% da geração de energia e na Polônia, 82%. Segundo o presidente da ABCM, o Brasil também precisa do carvão e de um programa de incentivo ao seu consumo. O Laboratório de Captura de CO<sub>2</sub>, no Parque Tecnológico da Faculdade Satc, em Criciúma, deverá ser inaugurado neste ano. (Agência CanalEnergia – 20.06.2017)

### **Gas Natural Serviços pretende investir R\$ 43 mi em soluções energéticas nos mercados do RJ e SP**

Os mercados do Rio de Janeiro e São Paulo deverão ter investimentos de R\$ 43 milhões pela Gas Natural Serviços, empresa do grupo Gas Natural Fenosa, para o setor de soluções energéticas. Deste total, R\$ 27 milhões serão para o segmento de geração e cogeração de energia; R\$ 17 milhões para desenvolver serviços de: climatização, aquecimento de água, vapor, iluminação de LED e outras soluções voltadas para eficiência energética. O gerente de Soluções Energéticas da empresa, Marcio Carnaval, explicou que este ano será considerado um marco para a companhia de serviços em gás natural no Brasil, principalmente no segmento de soluções energéticas. Diante desse volume de investimentos, a empresa espera crescer 180%, em 2017, ampliando sua participação nos segmentos industrial comercial e imobiliário. Para diversificar seu portfólio, a empresa está iniciando a venda de equipamentos de porte industrial movidos a gás natural para substituir aparelhos elétricos usados nesse segmento e em estabelecimentos comerciais como fornos, fogões, fritadeiras, lavadoras e secadoras. Carnaval explicou que a ampliação da atuação nos mercados carioca e paulista se dará por vertentes comercial e de parcerias. Na parte comercial, a visita das equipes é considerada o princípio da comercialização e aponta que o reconhecimento e fortalecimento da marca se faz nas ruas. Já a outra vertente, se baseia em firmar parcerias. "Qualidade e segurança por meio do estabelecimento de parcerias com empresas que se identificam conosco e que podem de algum modo potencializar nossas ações comerciais, tanto na parte comercial como na parte técnica", disse. (Brasil Energia – 21.06.2017)

### **Petrobras: importação de gás da Bolívia é reduzida em 50%**

A diminuição da demanda termelétrica brasileira em maio e começo de junho fez com que a Petrobras importasse 50% a menos do volume de gás natural vindo da Bolívia neste mês. Segundo a petrolífera, a compra do insumo está na ordem de 15 milhões de m<sup>3</sup>/dia, ante um volume máximo de 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia, conforme prevê o contrato com o governo boliviano. O gás proveniente da Bolívia vem por meio do gasoduto operado pela Transportadora Brasileira do Gasoduto Brasil-Bolívia (TBG). Com um percurso de 2.593 quilômetros no Brasil, o Gasoduto tem início em Corumbá (MS), na fronteira com a Bolívia, atravessa 136 municípios em cinco estados (Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul) e termina em Canoas (RS). A redução da demanda

por térmicas a gás caiu nestes meses de maio de junho devido à intensidade das chuvas, que tornaram desnecessárias o despacho delas, de acordo com a Petrobras. O Informativo Preliminar Diário de Operação (IPDO), do ONS, desta quinta-feira - com dados referentes ao dia anterior - mostrou que houve geração térmica de pouco mais de 9 mil MW médios, sendo que em muitos casos, algumas térmicas operaram abaixo do programado. (Brasil Energia - 22.06.2017)

### **Secretário de Energia e Mineração de SP se reuniu com diretor da Gazprom com objetivo de expandir mercado de gás**

Em missão oficial à cidade de Astana, capital do Cazaquistão, o secretário de Energia e Mineração de São Paulo, João Carlos Meirelles, realizou nesta terça-feira, 20 de junho, encontros com empresários e representantes do governo local do setor de energia e gás natural. Meirelles se reuniu com o diretor geral da Gazprom, maior empresa da Rússia e maior exportadora de gás natural do mundo, que opera no Cazaquistão, para falar do esforço do estado de expandir o gás na matriz energética estadual utilizando ele como insumo de transição para as fontes renováveis. Finalizando as agendas da missão oficial, Meirelles foi recebido pelo presidente da Kazenergy, Timur Kulibayev, na sede da associação que reúne empresas de petróleo, gás e energia do Cazaquistão. De acordo com Meirelles, neste momento de dificuldade econômica que o Brasil passa é fundamental atrair investimentos externos para gerar emprego e renda. Ele viajou ao país para participar do Congresso Mundial de Engenharia e Ciência, onde apresentou no dia 19 o modelo de transição para as energias renováveis nos próximos 25 anos. Segundo Meirelles, foi levado ao governo do Cazaquistão a experiência de São Paulo no setor de renováveis, que é referência para o mundo, e como está se trabalhando para dar sustentação à expansão de fontes intermitentes, por meio do gás natural. João Carlos Meirelles foi o único palestrante brasileiro a participar do evento, onde mais de mil delegados de 50 países participam, incluindo 200 cientistas internacionais. (Agência CanalEnergia - 22.06.2017)

### **Venda de gás ao Brasil para Bolívia diminui em junho**

De 1º a 8 junho, o Brasil reduziu sua demanda de gás a menos de metade do que é estipulado nos termos do contrato de compra assinado com a Bolívia. Nesse período, o gigante sul-americano designou uma média de 14,61 milhões de metros cúbicos por dia (MCF). Sua demanda é ainda abaixo dos 27,83 milhões em média, designados no mesmo período da última gestão, de acordo com estatísticas publicadas no site do Ministério dos Hidrocarbonetos. A queda nos volumes é semelhante ao registrado em janeiro deste ano, quando o país vizinho importou uma média de 14,27 milhões. Em dezembro de 2016, o embarque médio para o mercado brasileiro era de 18.710.000. O contrato de compra de gás natural foi assinado em 1996 e entrou em vigor em 1999 por um período de 20 anos até 2019. Por uma cláusula chamada "take or pay", o Brasil deve pagar pelo menos 24 milhões, apesar de não consumir esse total. (La Razon - Bolívia - 23.06.2017)

## **EPE propõe em estudo redução no volume de gás importado da Bolívia pela Petrobras**

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), órgão ligado ao Ministério de Minas e Energia, sugeriu em estudo que a Petrobras corte pela metade o volume máximo de gás natural contratado com a estatal boliviana YPFB, em momento em que o mercado de gás no Brasil caminha para ter uma participação de mais agentes privados. O contrato de importação da Petrobras com empresa da Bolívia vence em 2019. A renovação do acordo nos moldes propostos pela EPE abriria espaço para novos importadores, como empresas de distribuição do insumo no país, segundo um documento ao qual a Reuters teve acesso. O estudo, encaminhado a representantes do Ministério de Minas e Energia, defende que, na renovação do contrato, a Petrobras se comprometa com a compra firme de até 16 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás para atender o mercado doméstico e, volumes adicionais, que hoje podem chegar a mais 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia, ficariam disponíveis para outras empresas que poderiam se beneficiar da compra externa. Entre as possibilidades cogitadas no estudo da EPE está "a abertura" da contratação do gás boliviano por distribuidoras de gás de Estados como São Paulo, Paraná, Santa Catarina e ou Rio Grande do Sul. (Reuters – 27.06.2017)

## **EPE também cita no estudo redução no preço do gás boliviado e incertezas no aumento da oferta de gás**

Em fevereiro deste ano, a Petrobras informou à Reuters que havia reduzido a importação de gás da Bolívia para cerca de 45% do volume máximo diário contratado com a estatal boliviana YPFB, devido à queda da demanda interna e ao aumento da oferta nacional. Diante disso, a Bolívia partiu em busca de novos compradores no Brasil. De acordo com a EPE, além da entrada de novos agentes na importação do gás boliviano, o prazo contratual e o regime de fornecimento também poderiam variar para dar maior garantia à renovação. O documento sugeriu ainda cautela nos volumes a serem estabelecidos na renovação de contrato devido à situação das reservas bolivianas de gás natural, que apresentam uma relação reserva/produção de cerca de 13 anos, "podendo vir a ser insuficientes para atendimento simultâneo de sua demanda doméstica e dos compromissos de exportação de gás natural firmados com a Argentina e com o Brasil". O estudo citou ainda como incertezas para o aumento da oferta de gás o histórico risco político, o mercado local limitado, o fato de os preços serem regulados pelo governo boliviano e produção concentrada em apenas três áreas (Margarita, San Antonio e Sabalo). Também destacou a crise econômica no Brasil e na Argentina, que reduz as demandas. A EPE cogita também no estudo a possibilidade da redução no preço da molécula de gás boliviano dada as grandes reservas no pré-sal brasileiro e a possibilidade da importação de Gás Natural Liquefeito (GNL). (Reuters – 27.06.2017)

## **Abegás: Interesses individuais afastam associação do Gás para Crescer**

Interesses próprios de agentes envolvidos nas discussões do programa Gás para Crescer fizeram com que a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de

Gás Canalizado (Abegás) se retirasse das discussões. O gerente de Planejamento da entidade, Marcelo Mendonça, disse que a ideia do programa era destravar o setor para permitir que outros players pudessem participar do negócio, mas em determinado ponto das discussões cada um começou a defender os próprios interesses. Ele citou que a Petrobras, durante as discussões, propôs mudanças no código 25 da Constituição Federal, que trata do direito dos estados da federação explorar os serviços de gás canalizado. A mudança dizia respeito à venda direta do produto ao consumidor final, mas de acordo com Mendonça, essa alteração penalizaria diretamente os consumidores já conectados às redes das distribuidoras, pois atingiria o rateio do custo, encarecendo o insumo vendido pelas distribuidoras e tirando a competitividade destas. “Uma ação como esta, estaria tirando o fundamento da lei e contraria o Gás para Crescer”, ressaltou. “Optamos por sair, mas deixamos bem claro que estava rompendo com o Gás para Crescer, mas não com o Ministério de Minas e Energia (MME)”, completou, referindo-se às sugestões que a associação tem enviado à pasta para melhorar o cenário do setor. (Brasil Energia - 27.06.2017)

### **Gás Natural sobe 10,6% para residências em Santa Catarina**

Resoluções da Agência de Regulação de Serviços Públicos de Santa Catarina (Aresc) atualizam as tarifas de gás natural em Santa Catarina, que sofrem reajuste a partir de 1º de julho. Foram duas decisões que somadas reajustarão na média as tarifas de gás natural em 8,5% para os consumidores industriais, 10,4% para o mercado comercial, 10,6% para o segmento residencial e 9,8% para o GNV. Segundo SCGás, a margem de distribuição representa o valor que viabiliza a operação da empresa, os investimentos em novas redes de gasodutos e ligação de consumidores e a remuneração dos acionistas. Com o reajuste, a tarifa de gás natural praticada pela SCGás aos postos de combustíveis será de R\$ 0,9976/m<sup>3</sup> e às residências de R\$ 2,5474/m<sup>3</sup>. Para os demais segmentos - industrial e comercial - as tarifas finais dependem dos volumes consumidos. As tarifas do segmento de geração distribuída criado em dezembro do ano passado não sofreram reajustes. O próximo reajuste nas tarifas está previsto para janeiro de 2018. (Brasil Energia - 27.06.2017)

### **Agepan abre consulta pública sobre reajuste do gás no Mato Grosso do Sul**

A Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos (Agepan), do Mato Grosso do Sul, abriu consulta pública sobre o reajuste do preço do gás natural no estado. As contribuições podem ser enviadas à agência até 13 de julho. Essa audiência faz parte do processo referente à revisão anual da tarifa média dos serviços de distribuição de gás Canalizado no estado, prestados pela empresa MSGás. (Brasil Energia - 27.06.2017)

### **Bolívia pode não conseguir atender a demanda de gás do Brasil**

Estudo da EPE intitulado “Panorama da Indústria do Gás Natural na Bolívia”, mostra que a capacidade boliviana nos próximos anos pode não ser suficiente para atender à demanda do Brasil, da Argentina e também de seu próprio

mercado interno, caso o governo boliviano não consiga levar adiante o programa de investimentos previsto para os próximos anos. De acordo com a EPE, fatores internos do mercado boliviano poderiam levar à redução do volume da venda de gás ao Brasil para 16 MMmcd a partir de 2019. Paralelamente, o estudo mostra ainda que há possibilidade de complementaridade, por parte das reservas brasileiras de gás natural, e que poderiam compensar uma possível redução do volume boliviano. Cita como exemplo, a elevação da produção doméstica, em terra e pelo pré-sal, a continuidade do projeto de importação de GNL, ou ainda pela execução de mais interligações energéticas com outras jazidas na América do Sul, como a ligação com Camisea, no Peru. (Brasil Energia - 28.06.2017)

### **MME autoriza o enquadramento da UTE Vale do Paraná ao Reidi**

O MME autorizou na última terça-feira (27/6), o enquadramento ao Regime Especial de Incentivos ao Desenvolvimento da Infraestrutura do projeto da UTE Vale do Paraná, que compreende duas Unidades Geradoras de 16 MW e uma de 32,5 MW, totalizando 48,5 MW de capacidade instalada. A usina fica localizada no município de Suzanápolis (SP) e o período de execução é de outubro de 2019 até o novembro de 2020, demandando investimentos na ordem de R\$ 88,5 milhões sem a incidência de impostos. Outro projeto enquadrado junto ao regimento é relativo as linhas de transmissão do Lote 18 do Leilão nº 013/2015 - 2ª Parte. (Agência CanalEnergia - 28.06.2017)

### **EPE sugere corte pela metade no volume de gás comprado pela Petrobras na Bolívia**

A EPE sugeriu em estudo que a Petrobras corte pela metade o volume máximo de gás natural contratado com a estatal boliviana YPFB, em momento em que o mercado de gás no Brasil caminha para ter uma participação de mais agentes privados. O contrato de importação da Petrobras com empresa da Bolívia vence em 2019. A renovação do acordo nos moldes propostos pela EPE abriria espaço para novos importadores, como empresas de distribuição do insumo no país, segundo um documento ao qual a Reuters teve acesso. O estudo, encaminhado a representantes do MME, defende que, na renovação do contrato, a Petrobras se comprometa com a compra firme de até 16 milhões de metros cúbicos por dia (m<sup>3</sup>/dia) de gás para atender o mercado doméstico e, volumes adicionais, que hoje podem chegar a mais 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia, ficariam disponíveis para outras empresas que poderiam se beneficiar da compra externa. (DCI/Reuters - 27.06.2017)

### **EPE cogita abertura de contratação do gás boliviano por distribuidoras de gás de SP, PR, SC e ou RS**

Entre as possibilidades cogitadas no estudo da EPE está "a abertura" da contratação do gás boliviano por distribuidoras de gás de Estados como São Paulo, Paraná, Santa Catarina e ou Rio Grande do Sul. "É provável que a Petrobras não fique responsável pela totalidade da contratação, uma vez que há um processo de desverticalização do setor de gás natural em andamento no

Brasil, incluindo a separação societária entre carregadores e transportadores... o que favorece a entrada de novos agentes como importadores de gás", afirmou o documento ao qual a Reuters teve acesso. "É razoável supor que ocorra a renovação do contrato de fornecimento firme de 16 milhões de m<sup>3</sup>/dia por parte da Petrobras." De acordo com a EPE, além da entrada de novos agentes na importação do gás boliviano, o prazo contratual e o regime de fornecimento também poderiam variar para dar maior garantia à renovação. (DCI/Reuters - 27.06.2017)

### **EPE: cautela nos volumes a serem estabelecidos na renovação de contrato**

O documento da EPE ao qual a Reuters teve acesso sugeriu ainda cautela nos volumes a serem estabelecidos na renovação de contrato devido à situação das reservas bolivianas de gás natural, que apresentam uma relação reserva/produção de cerca de 13 anos, "podendo vir a ser insuficientes para atendimento simultâneo de sua demanda doméstica e dos compromissos de exportação de gás natural firmados com a Argentina e com o Brasil". "Há a possibilidade de que, enquanto permanecerem baixos os preços dos hidrocarbonetos no mercado mundial, o ritmo de investimentos se mantenha reduzido... prejudicando o plano de incorporação de novas reservas de gás natural na Bolívia", disse o estudo. O estudo citou ainda como incertezas para o aumento da oferta de gás o histórico risco político, o mercado local limitado, o fato de os preços serem regulados pelo governo boliviano e produção concentrada em apenas três áreas (Margarita, San Antonio e Sabalo). Também destacou a crise econômica no Brasil e na Argentina, que reduz as demandas. (DCI/Reuters - 27.06.2017)

### **EPE: possibilidade da redução no preço da molécula de gás boliviano**

A EPE cogita no estudo ao qual a Reuters teve acesso a possibilidade da redução no preço da molécula de gás boliviano dada as grandes reservas no pré-sal brasileiro e a possibilidade da importação de Gás Natural Liquefeito (GNL). "Eles (os preços) dependerão da competição do gás natural boliviano com o gás natural brasileiro, que deve estar disponível nos próximos anos, como aquele proveniente do pré-Sal, e também com o GNL, que desde 2015 tem sido importado a preços menores do que aqueles que eram praticados no mercado internacional à época da assinatura dos contratos originais entre o Brasil e a Bolívia", disse o documento. (DCI/Reuters - 27.06.2017)

### **MME estuda realizar testes de exploração não convencional de óleo e gás**

O governo estuda realizar, a partir do ano que vem, um projeto-piloto para testar a exploração não convencional de óleo e gás, disse o diretor de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural do MME, João Vicente de Carvalho. Antes disso, segundo ele, a ideia é promover um amplo debate sobre o uso da técnica de fraturamento hidráulico no Brasil. Na avaliação de Carvalho, existe hoje um nível da discussão "muito superficial" sobre o assunto, no país. "A ideia é conversar com todos os setores e conseguir nivelar o entendimento sobre os

benefícios e os riscos do não convencional. Há muitas reações adversas à técnica do fraturamento hidráulico, mas não se sabe o potencial desse tipo de recurso”, disse o diretor, durante evento promovido pelo Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP), no Rio. O governo, segundo ele, pretende promover em agosto um workshop com representantes dos governos federal e estaduais, operadores, da ANP, ministérios de Minas e Energia, Meio Ambiente, Desenvolvimento e o Ministério Público. “A gente acredita que há potencial, mas temos que saber qual é esse potencial para saber se vale a pena”, disse. O MME ainda não definiu onde seria realizado o projeto-piloto, mas avalia a possibilidade de desenvolvê-lo na Bahia. O governo também discute de que forma seria financiado o projeto. Uma das alternativas estudadas é o uso dos recursos da cláusula de investimentos em P&D, que obriga petroleiras que operam os campos mais lucrativos aplicar na área. (Valor Econômico – 30.06.2017)

### **MME: Repetro poderá ser ampliado para subfornecedores do setor de óleo e gás**

O governo avalia incluir, no decreto que renova o Repetro, a ampliação do escopo do regime aduaneiro especial do setor de óleo e gás e estender seus benefícios tributários também para os subfornecedores de bens e serviços. Segundo o diretor de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural do MME, João Vicente de Carvalho, o decreto que trata da renovação do Repetro está, hoje, na Casa Civil e pode trazer “algumas mudanças” em relação ao de 1999, que instituiu o regime por 20 anos, até 2019. Carvalho afirmou que a extensão da validade do regime especial para subfornecedores está em pauta, mas preferiu não dar um prazo para publicação da medida. Ele disse que, pelas regras atuais, o Repetro atinge apenas a relação entre a petroleira e o fornecedor, mas poderá passar a valer também para a relação comercial entre o fornecedor e o subfornecedor. A medida é um pleito da Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos (Abimaq), que defende a “isonomia tributária”. Isso porque o Repetro, hoje, possibilita que a importação de equipamentos seja franqueada de qualquer tributação. Com isso, enquanto os equipamentos estrangeiros são incluídos no regime, os subfornecedores locais não são completamente desonerados. (Valor Econômico – 30.06.2017)

### **ANP entrega cálculos ao governo para renegociar contrato do pré-sal com a Petrobrás**

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) começou na última quarta-feira a entregar cálculos ao governo para uma renegociação com a Petrobras sobre o contrato de áreas do pré-sal cedidas à petroleira em meio a um processo de capitalização em 2010, disse o diretor-geral da autarquia, Décio Oddone. O contrato da cessão de direitos, conhecido no setor como Cessão Onerosa, garantiu à Petrobras até 5 bilhões de barris de óleo equivalente sem licitação. Uma renegociação de algumas variáveis, como o preço e o câmbio, estava prevista desde o início, após a declaração da comercialidade. (Reuters – 30.06.2017)

## **Comissão de Minas e Energia discute regras para indústria de petróleo e gás em Recife**

A Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados promove mesa redonda, na segunda-feira (3), para discutir as regras de conteúdo local para a indústria de petróleo e gás no Brasil, com foco Complexo Industrial Portuário de Suape, localizado próximo à capital, Recife. O evento foi proposto pelo deputado Davidson Magalhães (PCdoB-BA), Georde Hilton (PSB-MG) e Domingos Sávio (PSDB-MG). A mesa redonda contará com a presença de representantes de empresários, trabalhadores, do Poder Público e de universidades. (Agência Câmara - 30.06.2-2017)

## **ANP aprova o uso de biometano oriundo de aterros sanitários e ETEs**

A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis aprovou na última quinta-feira (29) a regulamentação que especifica o biometano oriundo de aterros sanitários e de estações de tratamento de esgoto, além de tratar do seu uso. De acordo com a resolução do órgão, as regras de controle de qualidade do biocombustível preveem a sua destinação à utilização veicular e às instalações residenciais, industriais e comerciais em todo o território nacional, sendo permitida a comercialização e o uso como substituto do gás natural. Segundo a ANP, a regulamentação passou pelo desenvolvimento de estudos para assegurar a substituição do gás natural de forma adequada, com proteção ao meio ambiente, integridade dos equipamentos e resguardando a saúde humana. A ANP realizou visitas técnicas nacionais e internacionais, participou de grupos técnicos no âmbito da ABNT e manteve ampla cooperação com os setores afetados pela regulação. A ANP poderá submeter o produtor de biometano à auditoria de qualidade com relação a procedimentos e equipamentos de medição que tenham impacto sobre a qualidade e a confiabilidade dos serviços. A agência reguladora acredita que, com a publicação da resolução, a injeção de biometano na rede de distribuição de gás natural pode atingir um volume estimado de 285 mil m<sup>3</sup>/dia no curto prazo. Segundo projeções da EPE, em 2030, é possível existir produção de biometano da ordem de 17 milhões de m<sup>3</sup>/dia. (Agência CanalEnergia - 30.06.2017)

## **ANP: produção nacional de petróleo e gás natural cresceu em maio**

A produção nacional de petróleo cresceu 4,5% em maio, ante abril, informou a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Ao todo, foram produzidos, no mês retrasado, 2,653 milhões de barris por dia, o que representa um crescimento de 6,7 % em relação a maio de 2016. Já a produção de gás natural totalizou 105 milhões de m<sup>3</sup>/dia por dia, uma alta de 2,1% frente abril e de 5% na comparação anual. O aproveitamento de gás alcançou 96,5%. A queima de gás natural totalizou, em maio, 3,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia, o que representa um aumento de 4,3% se comparada a abril e de 1% em relação a maio de 2016. A produção total de petróleo e gás natural, por sua vez, cresceu 4% ante abril e 6,32% na comparação anual, para 3,312 milhões de barris de óleo equivalente por dia (BOE/dia). Desse total, 1,572 milhão de BOE/dia, ou 47,5%,

foram produzidos no pré-sal. A produção, oriunda de 75 poços, foi de 1,265 milhão de barris/dia de petróleo e 49 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural. (Valor Econômico – 03.07.2017)

### **Governo de SP avalia levar gás natural para térmicas à biomassa**

O governo de São Paulo estuda a possibilidade de levar gás natural para termelétricas à biomassa. A ideia é que estas usinas possam operar com o gás na entressafra da cana-de-açúcar, atuando 12 meses ao ano e não mais durante oito meses, duração média de uma safra, com possibilidade de entrar na geração de base. A informação é do secretário de Energia e Mineração do estado, João Carlos Meirelles, que participou nesta quarta-feira (5/7), do Brasil Solar Power. Meirelles defendeu que as térmicas a gás possam atuar na base porque seriam a única alternativa para dar conta da demanda devido à escassez de novos aproveitamentos hidrelétricos e da intermitência das fontes renováveis, como a eólica e solar. Meirelles se referiu à malha de gasodutos para escoamento do gás do pré-sal da Bacia de Santos, como o rota 1, destinado à unidade de tratamento de Caraguatatuba; rota 2, em Cabiúnas e a terceira rota, do Comperj, obra que a Petrobras está tentando retomar. O secretário aponta que o Brasil produzirá gás suficiente para colocar gás para suprir térmicas na base, mesmo tendo no horizonte uma possível diminuição da capacidade de importação de gás por parte da Bolívia após 2019. Há ainda a rota 4, projeto privado da Cosan que poderá acrescentar mais 17 milhões de m<sup>3</sup>/dia conectando a produção do campo de Lula e Sapinhoá à São Paulo. O projeto ainda está na fase de licença ambiental. (Brasil Energia – 05.07.2017)

### **Governo da Bahia espera mensurar potencial de fornecedores independentes no estado**

O preço da molécula de gás natural vendido por produtores independentes na Bahia pode ser entre 50% e 60% menor do que vem sendo vendido pela Petrobras. Isso porque a margem de custo destes produtores é menor, possibilitando um valor mais competitivo. Essa é a análise do superintendente da Atração e Desenvolvimento de Negócios do governo do estado da Bahia, Paulo Guimarães. À reportagem da Brasil Energia, o superintendente disse que o governo baiano busca impulsionar esse mercado independente de fornecimento de gás natural e vem na esteira da chamada pública lançada esta semana pela BahiaGás. Com esse edital, o governo baiano espera ter uma ideia do número de agentes interessados em fazer esse fornecimento e qual o real potencial de gás independente no estado. O superintendente avalia ainda que a francesa Total também pode ser uma potencial vendedora de gás para o estado, graças ao acordo fechado recentemente com a Petrobras. A petrolífera francesa forneceria o GNL entregando o insumo na planta de regaseificação existente na Baía de Todos os Santos e de lá injetando na rede da BahiaGás. O presidente da Bahiagás, Luiz Gavazza, disse esta semana que, com o processo de contratação de novos produtores, espera ampliação do número de empresas que usam o gás como matéria prima na Bahia, que hoje chega a 40% dos consumidores de gás no estado. (Brasil Energia – 05.07.2017)

## **Justiça do Paraná anula assinatura de exploração não convencional de óleo e gás**

De volta à pauta do governo, a exploração não convencional de óleo e gás sofreu um novo revés na Justiça. Enquanto o MME estuda o lançamento de um projeto piloto a partir de 2018, para avaliar o potencial brasileiro na área, a Justiça Federal do Paraná decidiu, no mérito, anular a assinatura do contrato de concessão de 11 blocos exploratórios da Bacia do Paraná, arrematados em 2013, na 12ª rodada, o primeiro leilão da ANP voltado para a descoberta de recursos não convencionais. A decisão, da 1ª Vara Federal de Cascavel, anulou as concessões do setor SPARCS, que concentrava blocos operados pela Petrobras e Petra Energia, em sociedade com outras empresas. A Justiça paranaense também determinou que a ANP se abstenha de realizar novas licitações e a celebrar contratos de concessão nas áreas da Bacia Paraná, sem a realização prévia da avaliação ambiental das áreas. Ações públicas ajuizadas pelo Ministério Público Federal também tentam impedir a exploração não convencional, a partir do uso da técnica de fraturamento hidráulico, nas bacias de Sergipe-Alagoas, Recôncavo (BA) e Parnaíba (PI). Na Justiça Federal da Bahia, por exemplo, "enquanto não houver prévia regulamentação do Conama e não for realizada a Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares". Além das ações na Justiça Federal, de acordo com as organizações não governamentais Coalização Não Fracking Brasil (Coesus) e 350.org Brasil, que combatem a exploração não convencional, já existem no país cerca de 350 municípios que já proibiram, por lei, o uso da técnica do faturamento hidráulico em seus territórios. (Valor Econômico - 06.07.2017)

## **MME: propostas do programa Gás para Crescer serão enviadas ao Congresso**

O governo pretende remeter ao Congresso, em agosto, um projeto de lei com propostas de mudanças no marco regulatório do setor de gás natural, como resultado dos debates com o mercado no âmbito do programa Gás Para Crescer. A informação é do secretário de Petróleo e Gás Natural do Ministério de Minas e Energia (MME), Márcio Félix. Segundo ele, nos próximos dias também deve ser enviado ao Congresso um projeto de lei ou uma medida provisória regulamentando a política de biocombustíveis no país. Durante discurso, em evento promovido pela Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (Firjan), no Rio, Félix comentou que os próximos meses serão marcados também pelas rodadas de licitação e pela renegociação do contrato da cessão onerosa. Segundo ele, já existem "várias empresas" inscritas na 14ª Rodada, prevista para setembro, desde "algumas tradicionais a outras novas" petroleiras. Sobre a cessão onerosa, ele destacou que o governo e a Petrobras vão entrar, a partir de agora, em "efetiva negociação". Sem informar detalhes, o secretário disse que a área da cessão onerosa é, hoje, a "maior oportunidade de petróleo no mundo". (Valor Econômico - 06.07.2017)

## **EPE: até 2026 produção de gás natural irá crescer com o pré-sal**

A produção líquida de gás natural do Brasil deverá crescer cerca de 55% nos próximos dez anos, dos atuais 61 milhões de m<sup>3</sup>/dia para aproximadamente 95

milhões de m<sup>3</sup>/dia, em 2026, de acordo com cálculos da EPE. A produção líquida inclui o total de gás produzido, descontando o volume queimado nas plataformas, reinjetado nos poços e consumido nas unidades de produção. Na avaliação da estatal de estudos energéticos, o aumento da produção líquida será motivado principalmente pela maior contribuição do gás associado produzido nos campos do pré-sal. O gás do pré-sal, que responde hoje por 33% da produção líquida total do país, representará metade desse volume em 2026. As projeções da EPE subsidiam o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2026, cuja minuta será divulgada nas próximas semanas pelo Ministério de Minas e Energia para consulta pública. Com relação à importação de gás natural, a estatal trabalha com a manutenção da capacidade dos terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) da Baía de Guanabara (RJ), Pecém (CE) e Baía de Todos os Santos (BA), que somam 41 milhões de m<sup>3</sup>/dia. A estatal ainda considera em seus estudos um novo terminal em Sergipe, para atender uma termelétrica de 1,5 mil MW de capacidade, com previsão de entrada em operação em 2020. A oferta do terminal, no entanto, ainda não é incluída no volume total de GNL importado disponível ao mercado brasileiro por não haver conexão entre este terminal e à malha de gasodutos do país. (Valor Econômico – 07.07.2017)

### **EPE: redução da importação do gás boliviano devido aumento da oferta interna**

Sobre o gás natural importado da Bolívia, a EPE trabalha com um volume de 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia até 2021. Embora os principais contratos relativos à importação do energético terminem em 2019, há um direito de "make up" pela Petrobras. A partir de 2022, a EPE avalia uma redução do volume de gás importado do país vizinho. "Estimamos que a renovação do Gasbol não vai ser os 30 milhões. Vai ser inferior a isso", afirmou José Mauro Coelho, diretor de estudos do petróleo, gás e biocombustíveis da EPE. A queda do volume importado da Bolívia, nas projeções da EPE, deve-se principalmente ao crescimento da oferta interna do energético no Brasil. Além disso, o volume menor a ser contratado do país vizinho, da ordem de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia, não deverão ser preenchidos apenas pela Petrobras, mas por outras companhias interessadas em adquirir gás. Com relação à demanda brasileira por gás natural, atualmente de 71,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia, a EPE projeta um crescimento de 2% ao ano até 2026. A estatal calculou ainda a oferta total de gás disponível no mercado brasileiro atualmente, considerando produção nacional e importação via GNL e Gasbol, somando cerca de 120 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Esse volume supera em cerca de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia a demanda total brasileira em um cenário de estresse, considerando todo o mercado de gás, além do acionamento simultâneo de todo o parque termelétrico a gás natural e de usinas bicompostíveis, também movidas a gás. (Valor Econômico – 07.07.2017)

### **PDE 2026: Gás natural se consolida como base para termelétricas**

O gás natural se consolida como base na expansão das termelétricas para o horizonte dos próximos 10 anos, conforme está no PDE 2026, que entrou em consulta pública nesta sexta-feira. A previsão do órgão planejador é que para o horizonte de estudo, a participação do gás natural na matriz energética será de

4,8 GW em capacidade instalada. Atualmente, a fatia é de 12,5 GW e chegará a 17,3 GW ao fim de 2026. O estudo informa que o gás é o combustível de referência para as térmicas daqui para a frente, tendo o GNL como o padrão para as novas usinas, tendo ainda a expectativa de entrada do gás produzido no pré-sal, embora ainda com vista com incerteza pelo planejador. Estão consideradas no PDE, as térmicas a gás natural com ciclo aberto, com possibilidade de operação flexível e com fatores de inflexibilidade de 50%, 80% e 100%. Porém, a EPE aponta como fundamental o equacionamento da disponibilidade do gás e do gasoduto de transporte, já que pelas regras atuais, a usina precisa ter garantido o combustível mesmo que fique longo período sem gerar energia. Para ler o PDE 2026 na íntegra, clique [aqui](#). (Brasil Energia - 07.07.2017)

### **O Brasil precisa saber quais as condições de oferta de gás boliviano, diz embaixador brasileiro**

O embaixador do Brasil na Bolívia, Raymundo Santos Rocha, afirmou que a certificação de reservas de gás é um tema interno de casa país; porém, disse que quando se trata de realizar negociações, seu país deve conhecer quais as dimensões de oferta boliviana. "A gestão da certificação das reservas de gás é um assunto interno da Bolívia, e a Bolívia vai fazer quando achar que deve fazer, mas do ponto de vista da oferta será sempre conversações entre os dois países para saber a dimensão da oferta da Bolívia", disse o diplomata a ANF. Depois de assistir ao 201º aniversário da independência da República da Argentina, o embaixador brasileiro disse que a Bolívia é um importante fornecedor de gás ao seu país, uma vez que 30% da demanda é coberta pela Bolívia. (Página SIETE - Bolívia - 11.07.2017)

### **Vice-presidente da Bolívia afirma que irá manter compromissos de venda de gás para o Brasil**

O vice-presidente da Bolívia, Álvaro García Linera, garantiu que até o fim do ano seu país conseguirá realizar a certificação de novos campos de exploração de hidrocarbonetos. Com essas reservas certificadas, o país espera poder comprovar que terá como manter os compromissos de venda de gás natural para o Brasil e para a Argentina. A notícia, publicada nesta quarta-feira (12/7) pelo jornal boliviano La Razón, informa que essas novas reservas começam a ser certificadas pelo campo de Caipipendi. A notícia sai poucas semanas após estudo da EPE sugerir que as reservas provadas bolivianos de gás natural seriam de, no máximo, 13 anos, insuficiente para dar conta das exportações e do atendimento de seu mercado interno. No estudo, a EPE indicava que o Brasil passaria a ter de importar da Bolívia cerca de 15 milhões de metros cúbicos por dia (m<sup>3</sup>/dia) a partir de 2019, metade do volume contratado pelas bases do contrato atual. Diante do cenário de venda boliviano, estados brasileiros se mobilizam para garantir sua fatia na oferta. Na sexta-feira, o governador do Mato Grosso, Pedro Taques, viajará para Santa Cruz de La Sierra para se reunir com o ministro dos Hidrocarbonetos, Luis Alberto Sanchez, para tratar do fornecimento para o estado brasileiro. (Brasil Energia - 12.07.2017)

## **Biogás: Santa Catarina formula marco legal para fonte**

O Governador de Santa Catarina, Raimundo Colombo, recebeu nesta semana um documento com proposições para criação de uma política estadual para o desenvolvimento energético e exploração do potencial de produção de biogás e biometano a partir do tratamento de dejetos resultantes da produção de proteína animal, carnes e leite. Em quase 1.000 páginas, o documento faz um raio-x sobre o potencial do biogás catarinense, apontando os pontos de maior geração e os potenciais segmentos e grupos de consumidores deste tipo de energia. “Tenho em mãos um plano de governo para que a economia de Santa Catarina possa absorver mais um ativo energético”, disse o governador. A elaboração do Marco Legal foi coordenada e financiada pela Secretaria de Estado da Agricultura e da Pesca em conjunto com a Fapesc (Fundação de Amparo à Pesquisa e Inovação do Estado de Santa Catarina). O documento foi desenvolvido por três empresas: a Andersen Ballão Advocacia, a JMalucelli Ambiental – ambas associadas da ABiogás– e a Fundação Certi. O projeto também contou com o apoio do deputado estadual Natalino Lázare, presidente da Comissão de Agricultura e Política Rural da Assembleia Legislativa do Estado de Santa Catarina, que foi responsável por conduzir a agenda legislativa, bem como de diversos órgãos governamentais, entidades de pesquisa e universidades. (Agência CanalEnergia – 12.07.2017)

## **Biogás: Fonte deverá ser impulsionada no país depois de legislação específica no Sul**

O documento sobre o potencial do biogás catarinense inicia um novo estágio para o setor do biogás no Brasil, pois não existia uma legislação específica para o biogás e Santa Catarina é o primeiro estado da nação preparado para uma política específica que contemple o desenvolvimento sustentável do biogás. “Santa Catarina acaba de dar um passo importante em sua política energética e terá agora com o Marco Legal do Biogás a possibilidade de construir uma solução econômica e sustentável para resolver seu maior problema ambiental, que é a poluição causada por dejetos de animais.”, destaca Eduardo Barrionuevo, diretor da JMalucelli Ambiental e conselheiro da ABiogás. À frente de questões tributárias, o Advogado Monroe Olsen, sócio do escritório Andersen Ballão Advocacia e também conselheiro da ABiogás, destaca que o Marco Legal está alinhado à realidade de Santa Catarina. “Trouwemos várias possibilidades legislativas que pudessem dar segurança jurídica com a devida adaptação à realidade local. Uma nova economia deverá surgir em Santa Catarina baseada em recursos energéticos já existentes em todo o seu território e totalmente alinhada com as metas de redução de emissões e com potencial gigantesco de atração de novos investimentos e geração de empregos e renda”, avalia o Monroe. (Agência CanalEnergia – 12.07.2017)

## **EPE: Energia térmica a gás poderá ser expandida de acordo com os preços e a oferta**

A EPE prevê no PDE 2026, uma capacidade instalada de energia térmica a gás de aproximadamente 1,5 mil MW, mas esse volume dependerá dos preços e da

oferta do gás. A perspectiva é que o valor varie entre US\$ 5 por milhão de BTU a US\$ 9 por milhão de BTU, segundo diretor de Estudos de Energia Elétrica da EPE, Amílcar Guerreiro. Caso a oferta de gás se mostre viável e os preços sejam considerados adequados, o órgão também considera incluir mais térmicas no planejamento, mas para não haver uma oferta muito maior que a demanda, poderá ocorrer o deslocamento de fontes renováveis para inclusão de mais usinas do tipo. O superintendente de Planejamento da Geração, Jorge Trinkenreich, disse que embora não estejam destacadas no PDE, as térmicas a carvão poderão também surgir no horizonte de planejamento, caso sejam adequadas às exigências ambientais. Mas sobre das térmicas planejadas para o horizonte até 2026, o diretor explicou que o PDE considera no cenário as usinas Novo Tempo e Rio Grande, negociadas originalmente pelo grupo Bolognesi, que estão com o início de operação postergado para 2021, mas também está preparado para um cenário em que elas não entrem em operação como previsto. Diz ainda que espera que a Aneel resolva até o próximo mês a questão das usinas, com a entrega dos documentos que estão sendo exigidos da empresa como a comprovação da estruturação financeira, obtenção das licenças ambientais, contratos de fornecimento de gás, entre outros. (Brasil Energia – 14.07.2017)

### **MME: Projeto de lei com novo marco do gás**

O MME deverá enviar para a Casa Civil no começo de agosto a minuta do projeto de lei sobre propostas de mudanças no marco legal do gás natural. Esse é o resultado das discussões e envio de propostas que surgiram do programa Gás para Crescer. Agora, o MME está debruçado na elaboração desse documento, que posteriormente será encaminhado ao Congresso para apreciação ao longo do mês. O secretário de Petróleo e Gás do MME, Marcio Félix, disse à reportagem da Brasil Energia que serão propostas inclusive questões de ordem tributária, que deverão requerer uma discussão mais ampla com a sociedade e com os agentes do setor. Além disso, a proposta do governo incluirá uma questão muito debatida e apoiada pelo mercado e que é considerada fundamental para a inclusão de novos agentes: o compartilhamento da infraestrutura para o escoamento do gás natural por parte de novos produtores independentes. Symone Araújo, diretora de Departamento de Gás do MME, disse que o compartilhamento da infraestrutura é ponto vital para viabilizar a entrada de novos agentes e não há na lei atual previsão desse tipo de atividade. Mas no novo marco deverá ser proposto um acesso não discriminatório, que deverá ser negociado entre as partes associadas ao negócio, passando por um código de conduta regendo o acordo, semelhante ao que hoje está em vigor na exploração de gás no Mar do Norte. O processo de negociação deverá ter a mediação da ANP. (Brasil Energia – 14.07.2017)

### **MME: Transporte de gás também deve passar por mudança**

No novo projeto de lei do MME também está prevista uma distinção entre o que é o transporte de gás puro e simples e o que será o volume de comercialização. Daí surge a importância de rever a questão tributária do gás, pois é preciso ocorrer uma harmonização entre as leis dos estados. Felix também disse que ao

final desse processo, dentro de 10 ou 15 anos, o mercado de gás do Brasil será muito mais forte do que é atualmente e acrescentou que o país estará bem abastecido com o insumo, tendo ou não oferta suficiente vinda da Bolívia. “No futuro, o mercado de gás será duas ou três vezes maior do que hoje”, projetou. Sobre o gás boliviano, o secretário de Petróleo e Gás disse que, a despeito das dificuldades do país vizinho em certificar as novas áreas de exploração, agentes do mercado brasileiro já se articulam para garantir seu suprimento. “Temos infraestrutura pronta, temos mercado e projetos de térmicas. Tudo isso vai puxar mais gás. Brasil tem outras fontes, como o Gás Natural Liquefeito (GNL) e ter uma oferta de crescimento da produção do pré-sal”, disse ele. (Brasil Energia – 14.07.2017)

### **Petrobras: Produção de petróleo e de gás natural aumentam em junho**

A Petrobras reportou uma produção média de petróleo no Brasil em junho de 2,2 milhões de barris por dia (bpd), com alta de 0,6% ante maio, segundo comunicado da estatal nesta segunda-feira, citando o retorno de unidades após paradas programadas nas bacias de Campos e de Santos. A produção total de petróleo e gás natural da companhia em junho somou 2,81 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed), dos quais 2,7 milhões boed produzidos no Brasil. A produção de gás natural no Brasil, excluído volume liquefeito, somou 80,3 milhões de metros cúbicos/dia, alta de 1,8% frente a maio. (Reuters – 17.07.2017)

### **Mato Grosso tem interesse em importar 4 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás da Bolívia**

O Mato Grosso acena com o interesse de importar da Bolívia cerca de 4 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural e estuda a possibilidade de fechar um acordo de parceria entre a estatal boliviana YPFB e a MT Gás. Porém, o aumento da compra de gás depende da Petrobras, cujo contrato atual vence em 2019. Há a possibilidade de a petrolífera brasileira reduzir o volume comprado do país. A parceria com a YPFB também depende de estudos que estão sendo feitos pelo governo brasileiro com o governo boliviano. O governador de Mato Grosso, Pedro Taques, encontrou-se na última sexta-feira (14/7) com o ministro de Hidrocarbonetos da Bolívia, Luis Alberto Sánchez, em Santa Cruz de La Sierra, na Bolívia. Ao mesmo tempo, o ministro Luis Sánchez e o presidente da YPFB, Oscar Ortega, vão estudar a legalidade da sociedade com a empresa mato-grossense, mas de antemão destacaram que a parceria é de interesse do presidente da Bolívia, Evo Morales, que já havia manifestado interesse nesse sentido em maio deste ano, durante reunião com o governador Pedro Taques e o governador de Mato Grosso do Sul, Reinaldo Azambuja. Além de Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, os estados de Santa Catarina, Paraná e Rio Grande do Sul também manifestaram interesse e manter contrato com a YPFB para o fornecimento do gás. A Bolívia tem uma produção de 58 milhões de m<sup>3</sup>/dia, via YPFB, com exportação de até 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia ao Brasil. (Brasil Energia – 17.07.2017)

### **Abegás: Consumo de gás natural cresce 13,4% em maio**

O consumo de gás natural, no Brasil, cresceu 13,4% em maio, na comparação com igual período do ano passado. De acordo com levantamento estatístico da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás), foram vendidos, no país, em média, 62,819 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás no mês retrasado. No ano, contudo, a distribuição de gás acumula uma retração de 5,52%. Em nota à imprensa, o presidente-executivo da Abegás, Augusto Salomon, destacou que o crescimento em maio confirma os “sinais positivos” verificados no aumento de demanda e que, desde janeiro de 2016, o mercado brasileiro não registrava dois meses consecutivos de alta. As indústrias aumentaram em 4% o volume consumido, para 27,815 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Já as vendas para as termelétricas, em função do aumento da demanda por energia, subiram 56,4% na comparação anual. A Abegás também registrou, em maio, aumento de 8,8% no consumo de gás natural veicular (GNV), para 5,237 milhões de m<sup>3</sup>/dia; de 24,8% no segmento residencial (1,29 milhão de m<sup>3</sup>/dia); e de 23,98% na cogeração (2,747 milhões de m<sup>3</sup>/dia). No setor comercial, por sua vez, houve queda de 8,2%, para 776 mil m<sup>3</sup>/dia. Já o uso de gás como matéria-prima caiu 25,54% (508 mil m<sup>3</sup>/dia). (Valor Econômico – 19.07.2017)

### **Abiogás: Deve ser investido cerca de R\$ 50 bilhões no segmento de biogás até 2030**

O Brasil deve receber investimentos da ordem de R\$ 50 bilhões no setor de biogás, gerado a partir de resíduos principalmente dos setores sucroenergético, de alimentos e de saneamento, até 2030. A projeção é da Associação Brasileira de Biogás e Biometano (Abiogás), com base na proposta brasileira no âmbito da COP 21, que determina a redução das emissões de gases do efeito estufa em 37% até 2025 e 43% até 2030, em relação ao contabilizado em 2005. O potencial de investimentos estimado pela instituição considera uma produção de biogás, no período, de 32 milhões de m<sup>3</sup>/dia, volume um pouco maior que a capacidade de importação de gás natural da Bolívia pelo Brasil, por meio do Gasbol. Segundo o vice-presidente da Abiogás, Gabriel Kropsch, o volume de biometano, no período, pode substituir até 40% do consumo de diesel para transporte no país. O executivo elogia a nova versão do PDE 2026, que contemplou o setor de biogás. Kropsch conta que, recentemente, a Abiogás e a EPE firmaram acordo para mapear o potencial da oferta de biogás por região e a localização das redes de energia elétrica e de gasodutos. Do ponto de vista regulatório, o executivo destacou a recente resolução publicada pela ANP que determina a especificação do biometano a partir de resíduos urbanos. Até então, havia apenas uma resolução regulamentando a produção do biometano de origem agrícola, publicada há dois anos. "Vemos com muito bons olhos [a nova resolução], porque vai destravar projetos que estavam esperando essa publicação." (Valor Econômico – 20.07.2017)

### **BNDES abre editais para privatização de companhias de distribuição de gás**

O BNDES publicou os editais para contratação de serviços relativos à estruturação e implementação da desestatização das companhias estaduais de distribuição de gás natural do Mato Grosso do Sul e de Pernambuco, informou a

instituição em nota nesta terça-feira. As licitações para a Companhia de Gás do Estado de Mato Grosso do Sul (MSGás) e a Companhia Pernambucana de Gás (Copergás) fazem parte do apoio do BNDES ao Programa de Parcerias de Investimentos (PPI). (Reuters - 25.07.2017)

### **MME: Ministro e Governador do RS se reúnem para debater modernização nas termelétricas**

Uma política de desenvolvimento da matriz energética, levando em consideração a utilização do carvão, foi o assunto de uma reunião-almoço realizada na última segunda-feira, 24 de julho, no Palácio Piratini. Na oportunidade, o ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho, foi recebido pelo governador do Estado do RS, José Ivo Sartori e pelo secretário de Minas e Energia, Artur Lemos Júnior, além de deputados e outros secretários estaduais. Sartori destacou o trabalho desenvolvido em conjunto com a Secretaria de Minas e Energia ao longo dos últimos dois anos e meio. “O Plano Energético, lançado quando o deputado Lucas Redecker ainda era secretário, foi o marco de uma série de ações que estamos fazendo para fomentar o desenvolvimento tecnológico, sem esquecer a preocupação com o meio ambiente”. Durante o encontro, Lemos apresentou ao ministro o potencial das reservas de carvão do Rio Grande do Sul, bem como falou sobre a importância do Programa de Modernização do Parque Termelétrico Gaúcho. “As principais usinas termelétricas do mundo estão em processo de modernização, buscando reduções de emissões através da eficiência. Queremos utilizar novas tecnologias, adequadas aos parâmetros técnicos de uso sustentável do carvão”. (Agência CanalEnergia - 25.07.2017)

### **Sartori: RS pode ter Polo Carboquímico e políticas para manter carvão na matriz energética**

De acordo com Coelho Filho, ministro do MME, as energias renováveis devem se estabelecer de vez no cenário nacional. Entretanto, o ministro entende que é preciso olhar todo o setor energético brasileiro. O ministro se mostrou sensibilizado pela manutenção da participação do carvão na matriz energética, que atualmente é de 3%. Para o deputado Alceu Moreira, que tomou posse como presidente da Frente Parlamentar do Carvão, o Estado está diante de uma grande possibilidade de alternativa econômica. “As tecnologias disponíveis permitem utilizar o carvão com dano reduzido. Precisamos fazer um esforço possível para manter o carvão na matriz energética”. Após o encontro, eles se dirigiram para Butiá, onde sobrevoaram a região de mineração a céu aberto do Baixo Jacuí e conheceram as instalações da Copelmi Mineração Ltda. O governador do Estado do RS, José Ivo Sartori, agradeceu a visita do ministro para conhecer o trabalho que vem sendo feito no âmbito da extração de carvão mineral e disse que o estado está fazendo a sua parte: “Vamos enviar para a Assembleia Legislativa um plano para criação do Polo Carboquímico do Rio Grande do Sul, extremamente importante para essa região que deseja o desenvolvimento e atração de investimentos”. O ministro Coelho Filho disse que seu roteiro começou em Santa Catarina, em Criciúma, e destacou que para o Ministério de Minas e Energia essas visitas são importantes “para ter um olhar mais atento e posso considerar o

potencial desses dois Estados, que concentra aproximadamente 90% do carvão mineral do Brasil, na expansão da matriz energética brasileira". (Agência CanalEnergia – 25.07.2017)

### **Alguns estados já manifestaram BNDES o interesse para desestatização de empresas de distribuição de gás**

Para ambas as companhias, estão previstos dois itens de contratação: Serviço A, relativo à avaliação econômico-financeira; e Serviço B, que envolve o estudo de alternativas para evolução no modelo regulatório do setor, a modelagem do processo de desestatização, uma completa due dilligence da companhia, assessoria jurídica e de comunicação além do escopo previsto no Serviço A e outros serviços profissionais especializados. Os valores globais estimados para as licitações são, no caso da Copergás, de até R\$ 2,07 milhões para o Serviço A, e de até R\$ 14,53 milhões para o Serviço B. Para a MSGás, os valores globais estimados são de até R\$ 2,07 milhões para o Serviço A e até R\$ 13,22 milhões para o Serviço B. Camacho adianta que existem muitas empresas interessadas em participar dessa concorrência de consultoria e espera que investidores nacionais internacionais participem da privatização das distribuidoras. "O mercado tem muito potencial e, diante dos desinvestimentos da Petrobras, as ações do programa Gás para Crescer, serão bem sucedidas", avalia. Até agora, sete estados já manifestaram formalmente ao BNDES o interesse para desestatização de suas empresas de distribuição de gás natural: Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Mato Grosso do Sul, Espírito Santo, Pernambuco, Rio Grande do Norte e Paraíba. (Brasil Energia – 26.07.2017)

### **ANP: cresce produção de petróleo e gás natural no Brasil em junho**

A produção de petróleo no Brasil cresceu 0,8 % em junho ante maio para 2,675 milhões de barris por dia (bpd), impulsionada pelo desenvolvimento de áreas do pré-sal, cuja extração ultrapassou o pós-sal pela primeira vez. A produção de gás natural no Brasil em junho, por sua vez, somou 111 milhões de m<sup>3</sup>/d, alta de 6,1 % se comparada ao mês anterior e avanço de 7,4 % ante o mesmo mês de 2016. Os campos operados pela Petrobras produziram 94 % do petróleo e gás natural em junho. A petroleira estatal informou anteriormente que o aumento de sua produção em junho foi devido, principalmente, ao retorno à produção da plataforma P-43, nos campos de Barracuda e Caratinga, na Bacia de Campos, e do FPSO Cidade de Mangaratiba, no campo de Lula, na Bacia de Santos. Já produção total de petróleo e gás natural no país em junho foi de 3,37 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d). Do montante total, o pré-sal foi responsável por 49,6 % em junho, com a produção de 1,353 milhão de bpd e 53 milhões de m<sup>3</sup>/d, totalizando 1,686 milhão de boe/d, alta de 6,4 % em relação ao mês anterior. A Petrobras produziu em junho, segundo os cálculos da ANP, 2,074 milhões de bpd, alta de 0,3 % em relação a maio. Já a anglo-holandesa Shell, segunda maior produtora de óleo e gás do Brasil, produziu em junho 315,048 mil bpd, alta de 6 % ante o mês anterior, segundo os dados da ANP. (Reuters – 31.07.2017)

## **O Rio Grande do Sul aposta no gás sintético para suprir suas necessidades de abastecimento**

Projeto de criação do polo carboquímico, enviado ao legislativo estadual, pode acrescentar mais 2 milhões de m<sup>3</sup>/dia ao potencial atual do estado, que também é de 2 milhões de m<sup>3</sup>/dia. A intenção é contar com a produção no pólo até 2021. Os investimentos na implantação do polo são de aproximadamente US\$ 4,4 bilhões. O projeto é considerado pela indústria do carvão como uma alternativa de escoamento do insumo no momento em que não há maiores perspectivas de novas térmicas a carvão no horizonte. O projeto carboquímico é uma iniciativa da Copelmi com a sul-coreana Posco, mas a estruturação do polo como um todo depende da aprovação na Assembléia Legislativa do RS. Para gerar o gás sintético, o estado tem possibilidade de aproveitar suas reservas de carvão – que hoje correspondem a 90% do total das reservas nacionais. O Rio Grande do sul encontra-se na ponta do sistema do Gasbol, o que dificulta seu abastecimento, e vê no projeto carboquímico uma forma de garantir o atendimento à suas necessidades. Ao pensar no projeto, os gaúchos se anteciparam a um fator que pode limitar ainda mais a oferta no estado, que está em discussão no Gás para Crescer. Há uma proposta de criar tarifação sobre o gás não pela molécula, mas pela distância do transporte, o que pode ser mais um problema para o estado. Com potencial para atender à demanda gaúcha, o polo carboquímico poderia até enviar gás para Santa Catarina e Paraná. (Brasil Energia – 01.08.2017)

## **Termelétricas a gás natural tem participação de 8,8% na matriz elétrica**

A participação do gás natural para geração caiu 0,9 ponto percentual na comparação mensal, correspondendo a 8,8% de participação na matriz de produção da energia no Brasil em maio, segundo o Boletim de Monitoramento do Setor Elétrico, divulgado nesta quarta-feira (2/8), pelo MME, sinalizando menor despacho da fonte. Em abril, a geração a gás havia registrado aumento de 2,3% na participação da geração elétrica, sendo responsável por 9,7% do total da matriz de produção de energia elétrica. Em maio, a geração termelétrica a gás foi de 3.957 GWh, o que corresponde a um crescimento de 46,7% ante maio do ano passado, e a uma queda de 6,6%, quando comparado com abril deste ano. Nos últimos 12 meses encerrados em maio, a produção térmica a gás caiu 20,8% na comparação anual, passando de 53.543 GWh para 42.411 GWh. (Brasil Energia – 02.08.2017)

## **IBP: Produção de gás em onshore pode ampliar disponibilidade do combustível no país**

A produção de gás em campos onshore pode contribuir para a ampliação da disponibilidade do combustível no país, por ser uma fonte mais barata do insumo, mas depende ainda de uma política de incentivo. Com o barateamento do gás, será possível pensar no uso das usinas termelétricas para gerarem energia na base e suprir a intermitência das fontes renováveis e das hidrelétricas a fio d'água. A análise é do secretário-executivo de Gás Natural do IBP, Luiz Costamilan. Atualmente, discute-se no setor a projeção de preço para o gás

proveniente do pré-sal – visto como uma das alternativas para suprimento das térmicas –, que poderá custar algo em torno de US\$ 5 a US\$ 9 por milhão de BTU, valor considerado elevado. Tudo isso, na opinião de Costamilan, deve ser levado em conta quando há uma discussão sobre maior disponibilidade para o mercado interno. Costamilan disse que, a princípio, vai pesar no preço do gás do pré-sal o fato de as reservas estarem a 300 km de distância da costa e a uma grande profundidade. Para ele, a saída para ampliar a oferta passa pela viabilidade do gás do pré-sal aliada às alternativas mais baratas. O secretário lembra que o GNL é mais caro porque precisa ser importado. Além disso, requer a necessidade de uma planta de regaseificação. Já o gás vindo da Bolívia passa por um momento de reflexão, porque daqui a dois anos o contrato precisará ser renovado e há indicações de que o volume de compra por parte da Petrobras seja reduzido pela metade. (Brasil Energia – 02.08.2017)

### **Gas Energy: Taxa de retorno nas privatizações das empresas de gás natural precisa ser revista**

O sucesso da privatização das distribuidoras de gás natural depende de vários fatores, em especial de mudanças no contexto regulatório. Atualmente, as empresas, na maioria dos casos, têm uma taxa de retorno perto de 20%, independente da conjuntura econômica em vigor. Além disso, muitas delas também remuneram o custo operacional das empresas. O diretor técnico da Gas Energy, Rivaldo Moreira Neto, disse à Brasil Energia que esse contexto regulatório fazia sentido há 20 anos, quando surgiram a maioria das distribuidoras e que havia um certo risco no negócio, mas que hoje não condiz mais com a realidade econômica do país e que agora isso precisa ser revisto, tendo em vista a atratividade dos leilões e oferecer aos futuros investidores um negócio que possa ser sustentável a longo prazo. Moreira explicou que as novas privatizações deverão ser um processo longo, podendo levar de um a dois anos para ser concluído em cada caso e que precisa tomar como exemplo o caso da privatização da Comgás, de São Paulo, no qual a empresa pôde se desenvolver e ampliar seu mercado consumidor após deixar as mãos do estado. (Brasil Energia – 04.08.2017)

### **EPE: Projetos de gás natural na Bolívia podem aumentar em 40% as reservas do país**

Novos projetos de gás natural em andamento na Bolívia podem aumentar em 40% as reservas provadas do país. A informação é do superintendente da EPE, Giovanni Machado, que liderou a nota técnica Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia. Machado explicou que esses dados são indicativos, baseados em informações repassadas pela Repsol, que atua na exploração de campos no país vizinho. O superintendente reforçou que a probabilidade é que a renovação do contrato com a Bolívia estabeleça um volume de algo em torno de 16 milhões de m<sup>3</sup>/dia, mas que poderá haver contratação adicional de 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia se houver incorporação de reservas, assumindo um preço competitivo. O atual contrato de exportação com o Brasil vence em 2019 e Petrobras e o governo boliviano já negociam a renovação. A diferença é que a Petrobras terá outro

papel, sem simplesmente trazer o gás e revender para as distribuidoras. Estados brasileiros interessados podem também entrar como partes interessadas e assinar seus próprios contratos com a Bolívia. No entanto, ainda é cedo para dizer se a estimativa de aumento de 40% com as novas reservas irá se concretizar em tranquilidade, diante das incertezas que cercam as reservas provadas bolivianas. Machado explicou que o desenvolvimento de um único campo leva tempo e acrescentou que, caso esse programa exploratório aponte para um resultado aquém do esperado, é possível que ocorram problemas com relação ao gás proveniente da Bolívia já no ano que vem. (Brasil Energia – 07.08.2017)

### **EPE: Diversificação das importações brasileiras tem ajudado a reduzir dependência do gás boliviano**

Para o Brasil, os riscos deverão ser menores, pois o país já vinha diminuindo a retirada do insumo diante da queda da demanda para geração termelétrica. “Em janeiro deste ano, já tivemos uma redução de 40% da retirada do gás”, ressaltou o superintendente da EPE, Giovani Machado. Além disso, a diversificação das importações brasileiras, a partir de 2009, tem ajudado a reduzir a dependência do gás boliviano. Foi nesse ano que chegaram ao país as primeiras entregas de gás natural liquefeito (GNL), proveniente de países como Trinidad e Tobago, Noruega e outros. O superintendente disse ainda que só a incorporação de novas reservas poderá dar confiança à Bolívia para firmar novos contratos de gás natural e isso só pode ser alcançado com a aceleração dos investimentos. Porém, o ambiente político de risco e incertezas inibe que os investidores aloquem mais recursos para desenvolver os campos. A demanda por gás natural não deve crescer apenas no Brasil e Argentina, mas no próprio mercado boliviano nos próximos anos, já que há uma perspectiva de crescimento do PIB do país em cerca de 4% para este ano, mantendo uma média entre 3% e 4% por ano até 2022. (Brasil Energia – 07.08.2017)

### **EPE: produção de gás no Brasil deverá atingir 95 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2026**

O Brasil não poderá prescindir do gás natural vindo da Bolívia, mesmo com o aumento previsto para sua produção interna, avalia o diretor de Gás e Biocombustíveis da EPE, José Mauro Ferreira Coelho. A produção líquida de gás natural no país deverá atingir 95 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2026, contra os atuais 60 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Grande parte dessa produção deverá vir do aumento da extração do gás proveniente do pré-sal. Ele lembrou que o contrato de importação com o país vizinho vence em 2019 e que o Brasil precisa que esse acordo seja renovado senão terá de elevar o volume via GNL, mais caro que o insumo boliviano e, portanto, podendo encarecer o gás ao consumidor. Coelho adiantou também que a EPE mapeará a produção de gás natural do Cone Sul, em uma tentativa de compreender a dinâmica do mercado da região, como a importação da Bolívia poderá influir nos próximos anos e que impacto poderá ter o aumento da produção do shale gás na Argentina. O diretor afirmou que para ter esse entendimento o órgão planejador está preparando uma nota técnica com a radiografia do setor de gás na Argentina, que deverá ser lançado no primeiro semestre do ano que vem. O documento terá uma metodologia

semelhante à nota técnica Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia. Coelho diz que a ideia é entender o tripé da relação da indústria entre Bolívia-Brasil-Argentina e para onde essa relação comercial envolvendo o gás natural irá caminhar. (Brasil Energia - 09.08.2017)

### **Gás natural pode aprofundar parceria do Brasil com a Bolívia no Mercosul**

A Bolívia está em busca de sua ratificação como novo membro do Mercosul e suas reservas de gás podem ser fator preponderante para que o país se torne grande parceiro para o Brasil, dentro do bloco econômico. A análise é do diretor do Departamento do Mercosul do Ministério das Relações Exteriores, Otávio Brandelli, em participação da audiência pública realizada nesta terça-feira (8/8) pela Representação Brasileira no Parlamento do Mercosul (Parlasul). Brandelli lembrou que hoje o Brasil consome cerca de 90% das vendas externas de gás pela Bolívia e afirmou que o país vizinho também tem potencial hidrelétrico a explorar. Ele apontou também que o país tem ainda a segundo maior reserva de lítio do planeta. “Um país que tem toda essa potencialidade e é nosso vizinho é quase natural que deva haver uma aproximação no sentido da integração”, ressaltou. (Brasil Energia - 09.08.2017)

### **MME: é prorrogada até 2019 a autorização para a Ecom importar gás da Bolívia**

O Ministério de Minas e Energia publicou nesta terça-feira, 8 de agosto, a portaria 294/2017, que prorroga até 31 de dezembro de 2019 a autorização para a comercializadora Ecom importar Gás Natural da Bolívia no mercado de curto prazo. A portaria anterior, a 192/2015, permitia que a operação fosse realizada até abril de 2017. A importação, que tem como alvo o segmento industrial do estado de São Paulo, poderá ser de até 150 mil m<sup>3</sup>/dia, na média dos últimos trinta dias, em regime interruptível. O insumo será transportado via Gasoduto Brasil-Bolívia. (Agência CanalEnergia - 08.08.2017)

### **Programa Gás Para Crescer deve ser enviado ao Congresso em agosto, diz Ministro**

O ministro do MME, Coelho Filho, confirmou ainda, em evento na capital de São Paulo, que o governo pretende enviar ao Congresso em agosto projeto de lei resultante do programa Gás Para Crescer. “Hoje o gás no Brasil não é competitivo. Isso penaliza nossa indústria sobremaneira”, afirmou. Segundo ele, o setor hoje oferece diversas oportunidades, como a desmobilização de ativos da Petrobras, a possibilidade de o Brasil ser autossuficiente em gás natural em 2021 e a renovação do contrato de fornecimento com a Bolívia em 2019. “Há uma possibilidade para que os Estados possam se desfazer das suas distribuidoras de gás, podendo impulsionar esse mercado”, afirmou. (Valor Econômico - 10.08.2017)

### **Comissão discute a situação do gás natural produzido no Brasil**

Segundo a ANP, o gás natural produzido no Brasil é predominantemente de origem associada ao petróleo e se destina, principalmente, à geração de energia termelétrica e à indústria. O gás natural também pode ser destinado ao uso veicular e, segundo a ANP, parece ser a melhor solução disponível atualmente para o transporte sustentável. No ano passado, o Ministério de Minas e Energia lançou o projeto “Gás para Crescer”, buscando criar um ambiente regulatório que estimule investimentos na diversificação da oferta. Além disso, o deputado Marcus Vicente (PP-ES), que pediu a realização do debate, lembra que tramitam na Câmara dois projetos sobre o assunto. O PL 6407/13, do deputado Antonio Carlos Mendes Thame (PSDB-SP), que busca dar mais competitividade ao setor de gás natural; e o PL 6012/16, do deputado Julio Lopes (PP-RJ), que trata do carregamento de gás natural. Vicente é o relator das duas propostas, em análise na Comissão de Minas e Energia. Foram convidados para discutir o assunto: os representantes do MME, Márcio Félix Carvalho Bezerra e Symone Christine de Santana Araújo; o representante da ANP Marco Antônio Fidelis; o representante da Petrobras, Rodrigo Costa Lima e Silva, o coordenador do Fórum das Associações Empresariais Pró-Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural, Lucien Belmonte; o professor da Universidade Federal do Rio de Janeiro Adriano Pires; e o representante do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IPB) Luiz Costamilan. (Agência Câmara - 14.08.2017)

### **Infraestrutura e carga tributária tiram competitividade em óleo e gás, segundo Accenture Strategy e FVG Energia**

Apesar do inegável potencial geológico do Brasil, empresas que operam no setor de petróleo e gás apontaram "velhos fantasmas" que afetam a competitividade do país em pesquisa feita pela consultoria Accenture Strategy junto com a FGV Energia. Dos 74 entrevistados, mais da metade citou como barreiras a carga tributária, infraestrutura deficiente, falta de ambiente para inovação, e a rigidez das legislações trabalhista e ambiental. A conclusão é que a existência de uma geologia atrativa no pré-sal brasileiro não será suficiente para atrair investimentos internacionais, apesar de ser um bom começo. Os executivos que responderam à pesquisa para o "Monitor de Atratividade de Investimentos no Setor Petrolífero" trabalham em empresas fornecedoras e petroleiras. Eles consideram que os leilões de 2017 serão marcos para a retomada do setor, mas 74% dos que responderam acham necessário reduzir a exigência de conteúdo local, mesmo que se reduza a participação de empresas brasileiras nos investimentos. O resultado foi apresentado sexta-feira na FGV para dirigentes de empresas, entidades setoriais e reguladores como a ANP, EPE, Pré-Sal Petróleo SA (PPSA) e Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP). A avaliação geral é de que os bilionários investimentos esperados a partir dos leilões deste ano terão efeito sobre a retomada da atividade no biênio 2019-2020, e não 2018. Isso porque o início da exploração das áreas vai demorar cerca de dois anos. Fernanda Delgado, pesquisadora da FGV Energia, adiciona ainda que o ambiente instável no Brasil deixa as empresas menos propensas a se expor, o que segundo ela empurra investimentos para a frente. (Valor Econômico - 14.08.2017)

### **MME: Brasil será autossuficiente em gás a partir de 2021**

O ministro de Minas e Energia, Fernando Bezerra Coelho Filho, disse na última quinta-feira (10/8) que o Brasil poderá se tornar autossuficiente em gás natural a partir de 2021, dois anos após o fim do contrato de importação do combustível com a Bolívia, que vence em 2019. Coelho disse ainda que até o fim deste mês será encaminhada proposta de alteração legislativa no âmbito das discussões do Gás para Crescer. Atualmente, o Brasil consome 90% de todo o gás que a Bolívia vende no exterior e os mais dependentes do gás boliviano são os estados do sul do país, que não contam com abastecimento via gás natural liquefeito (GNL), um projeto defendido por executivos da região de forma a ampliar o abastecimento local. Nos resultados do segundo trimestre do ano, a Petrobras mostrou que, dentro da oferta total de gás, a parte referente ao gás boliviano foi de 24 milhões de m<sup>3</sup>/dia contra 28 milhões de m<sup>3</sup>/dia no mesmo período do ano passado. No semestre, a fatia do gás boliviano na oferta total foi de 22 milhões de m<sup>3</sup>/dia contra 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia nos primeiros seis meses de 2016. Para 2019, há possibilidade de que na renovação do contrato com a Bolívia, a Petrobras passe a comprar menos que o volume da capacidade total atual, que é de 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Empresas e estados já se movimentam para garantir sua fatia dentro da exportação boliviana, como o Mato Grosso, que pretende comprar 4 milhões de m<sup>3</sup>/dia. (Brasil Energia - 11.08.2017)

### **Térmicas lideram crescimento da demanda de gás natural**

A demanda nacional de gás natural no segundo trimestre cresceu aproximadamente 10% em comparação com igual período de 2016, passando de 72 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 81 milhões de m<sup>3</sup>/dia. A demanda termelétrica cresceu mais do que a demanda não térmica, saindo de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 28 milhões de m<sup>3</sup>/dia, segundo divulgou a Petrobras na apresentação dos resultados trimestrais. Já a demanda não térmica cresceu apenas 2 milhões de m<sup>3</sup>/dia. No primeiro trimestre deste ano, a demanda total de gás foi de 73 milhões de m<sup>3</sup>/dia. No semestre, a variação foi de apenas 1% em comparação com igual período de 2016, com a demanda mantendo-se em 77 milhões de m<sup>3</sup>/dia. No caso da demanda termelétrica, o aumento, do primeiro trimestre para o segundo, foi de 6 milhões de m<sup>3</sup>/dia, passando de 22 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 28 milhões de m<sup>3</sup>/dia. A oferta do combustível no trimestre cresceu no mesmo patamar que a demanda, mas na comparação semestral, a oferta de gás proveniente da Bolívia caiu 8 milhões de m<sup>3</sup>/dia, passando de 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 22 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Isso é reflexo do aumento da oferta do gás nacional, que responde pela maior fatia, passando de 41 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 53 milhões de m<sup>3</sup>/dia. No resultado apurado no primeiro trimestre de 2017, a Petrobras havia divulgado uma redução de 9% na oferta em comparação o primeiro trimestre de 2016 e uma retração de 5% com relação ao último trimestre do ano passado. (Brasil Energia - 14.08.2017)

### **Petrobrás aumenta preço do GLP e Sindigás mostra preocupação**

A Petrobras anunciou nesta terça-feira alta de 7,2 % em média no preço do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) em embalagens acima de 13 quilos, a partir de quarta-feira, o que foi considerado "preocupante" pelo Sindicato Nacional das

Empresas Distribuidoras de Gás Liquefeito de Petróleo (Sindigás). Em nota nesta terça-feira, a Petrobras afirmou que o ajuste do produto, destinado ao uso comercial e industrial, é explicado, principalmente, pela variação das cotações nos mercados internacionais desde a última revisão de preços. A Petrobras ressaltou ainda que os preços de GLP destinado ao uso residencial, o chamado gás de cozinha, comercializado pelas distribuidoras em botijões de até 13 quilos, não foram objeto deste reajuste nesta terça-feira. Em nota, o Sindigás afirmou que, com o aumento de preços, o valor do produto destinado a embalagens maiores que 13 quilos ficará 39,9 % acima da paridade de importação. "O aumento do GLP para embalagens que atendem o comércio e a indústria é preocupante, pois afasta ainda mais o preço interno dos valores praticados no mercado internacional, impactando justamente setores que precisam reduzir custos", disse o Sindigás. (Reuters - 15.08.2017)

### **Comissão de Minas e Energia discute sobre o programa Gás para Crescer**

Comissão de Minas e Energia discute nesta manhã medidas para fomentar a produção e o consumo de gás natural. Está sendo realizada uma audiência pública para avaliar o programa Gás para Crescer, do MME, que busca promover a entrada de novos agentes no mercado de gás brasileiro. A realização da audiência atende a um pedido do deputado Marcus Vicente (PP-ES). Estão confirmadas as presenças do Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis do MME, Márcio Felix; do especialista em Regulação da Superintendência de Comercialização de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural da ANP, Marco Antonio Fidelis; do gerente-executivo de Gás Natural da Petrobras, Rodrigo Costa Lima e Silva; do coordenador do Fórum das Associações Empresariais Pró-Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural, Lucien Belmonte; do diretor-fundador do CBIE, Adriano Pires; e do secretário-executivo de Gás Natural do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), Luiz Costamilan. (Agência Câmara - 16.08.2017)

### **Copel: É importante que o governo considere o despacho térmico na base**

O presidente da Copel, Antonio Guetter, propôs às autoridades do setor elétrico que as termelétricas fossem despachadas constantemente, assim como é feito com a matriz hidrelétrica. Essa mudança no modelo de operação do sistema facilitaria as negociações de fornecimento de gás com a Petrobras, uma vez que a petroleira teria previsibilidade sobre o volume de gás que seria utilizado em um dado período. No modelo atual, as térmicas só são despachadas quando são chamadas pelo ONS. O tema está sendo discutido com a Aneel e com MME. "Temos discutido com a Aneel e com o ministério de considerar as termelétricas na base. O governo só considera as hidrelétricas na base, então dá uma incerteza no despacho das termelétricas", disse o executivo em reunião com investidores nesta terça-feira, 15 de agosto, em São Paulo. "É importante que o MME considere o despacho térmico na base. Não vamos despachar só as térmicas quanto faltar água no reservatório, precisamos despachar as térmicas para manter o reservatório cheio", defendeu Guetter, argumentando que o despacho térmico na base dará mais conforto para contratos de gás de longo prazo. A Copel

trabalha com a expectativa de retomar a operação da termelétrica de Araucária ainda no final de agosto. A empresa negocia um contrato de gás natural com a Petrobras que vai permitir a termelétrica de Araucária operar com um CVU abaixo de R\$ 400/MWh. Como a expectativa de PLD alto nos próximos dois meses, a empresa espera adicionar receita de geração com o despacho da térmica. (Agência CanalEnergia - 15.08.2017)

### **Petroleiras apostam no mercado brasileiro de GNL**

Num momento em que a Petrobras começa a reduzir sua participação no setor de gás, as grandes produtoras mundiais de gás natural estão de olho em oportunidades de negócios no país. A lista inclui empresas como a própria BP, a francesa Total e as norte-americanas ExxonMobil e Delfin LNG. Entre as companhias que miram o mercado brasileiro, há interessadas em entrar no país exclusivamente como fornecedoras de GNL, mas também empresas interessadas em se tornar sócias estratégicas de projetos integrados de geração de energia. Este é o caso da BP, segundo o presidente da Prumo, José Magela Bernardes, a companhia de logística está em negociações para que a petroleira britânica entre como sócia da Gás Natural Açú (GNA). Embora num modelo de negócio diferente, a Total é outra multinacional do setor que aposta na importação de GNL para geração de energia. No final do ano passado, a francesa fechou uma parceria com a Petrobras para compartilhar o uso do terminal da Bahia, de 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia, e comprou 50% das usinas baianas Rômulo de Almeida e Celso Furtado. Já a Delfin LNG, joint venture recém-formada pela americana Delfin e pela norueguesa Golar, pretende investir entre US\$ 6 bilhões e US\$ 7 bilhões no primeiro projeto de liquefação de gás natural offshore dos Estados Unidos, que exportará o "shale gas" dos EUA, e busca potenciais clientes no Brasil. Este é o caso também da ExxonMobil, que fechou no ano passado um acordo para fornecer GNL à termelétrica Porto de Sergipe, sob responsabilidade da Golar LNG e a GenPower. (Valor Econômico - 16.08.2017)

### **Petrobras: produção de petróleo e gás diminuem em julho**

A Petrobras informou, na última terça-feira, 15 de agosto, números relativos a produção total de petróleo e gás natural no mês de julho. Foram 2,74 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed), sendo 2,63 milhões boed produzidos no Brasil e 114 mil boed no exterior. A produção média de petróleo no país foi de 2,12 milhões de barris por dia (bpd), volume 3,3% inferior ao de junho. O resultado se deve, principalmente, à parada programada da plataforma P-58, que opera nos campos de Jubarte, Baleia Anã, Baleia Azul e Baleia Franca, na Bacia de Campos. Já a produção de gás natural no Brasil, excluído o volume liquefeito, foi de 80 milhões de m<sup>3</sup>/d, 0,4% abaixo do mês anterior. Quanto à camada do pré-sal, a produção de petróleo e gás natural operada pela foi de 1,61 milhão bpd, volume 4,3% inferior em relação ao mês anterior. Esse resultado se deve, principalmente, à parada programada da P-58. (Agência CanalEnergia - 16.08.2017)

### **FGV Energia: gás nacional precisa de previsibilidade antes de autossuficiência**

O Brasil tem potencial para ser autossuficiente em gás natural, como declarou esta semana o ministro do MME, Fernando Bezerra Coelho Filho. Mas se isso realmente irá acontecer a partir de 2021, como disse o ministro, é outra história. Para a pesquisadora da FGV Energia, Fernanda Delgado, ainda existem muitas interrogações quanto ao cenário nacional do gás, passando pela questão do acesso aos gasodutos e o custo do gás proveniente do pré-sal. Ela ressaltou que ainda existem questões envolvendo esse gás, relacionadas à qualidade, que tem alto teor de CO<sub>2</sub>, além de questões econômicas: como é associado, depende de investimentos em exploração e produção nos campos offshore. A pesquisadora afirmou que é preciso mostrar ao investidor que existe uma destinação concreta para o gás natural, como o desenvolvimento do gás-to-wire, uso do insumo para operação de termelétricas na base, uso automotivo. Ou seja, desenvolver algum tipo de monetização que faça com que os bancos possam apoiar os investidores e assim fomentar a destinação do gás. E tudo depende da maturação dos investimentos para tornar essa autossuficiência realidade. Para Fernanda, é difícil que seja cumprido no prazo previsto pelo ministro. Ela disse ainda que essa autossuficiência precisa ser algo real e não somente nominal, com a oferta atendendo a demanda pura e simples. A pesquisadora lembra que, embora tenha atingido a curva de autossuficiência em petróleo em 2006, o país ainda precisa importar volume de petróleo para dar conta de sua demanda interna. (Brasil Energia - 16.08.2017)

### **Agenda mínima para o mercado do gás passa por aperfeiçoamento tributário**

O mercado efetivo do gás natural só se tornará realidade se houver aperfeiçoamento da estrutura tributária envolvendo desde o transporte até o acesso à oferta de gás. Para o coordenador do Fórum das Associações Empresariais Pró-Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural, Lucien Belmonte, resolver somente a questão do transporte não significará muita coisa, dada a amplitude que esse mercado pode ter no futuro. Belmonte disse ainda que o transportador precisa ter transparência na operação e na precificação e ainda ter informações sobre a capacidade disponível para transportar o gás. Tudo isso, para ele, é considerado ponto pacífico e muitos agentes concordam que essa é uma questão fundamental. Já a questão do acesso à oferta é considerada pelo coordenador uma questão mais complexa, pois inclui ativos como unidades de processamento de gás (UPGNs), disponibilidade de navios de transporte de gás natural liquefeito (GNL), entre outros. “São questões que precisam ter uma celeridade, evitando que as discussões vão parar na justiça”, ressaltou ele, que participou de audiência sobre o programa Gás para Crescer, na Câmara dos Deputados, na quarta-feira (16/8). O coordenador também chamou a atenção para a questão da competência federal. Para ele, o que a esfera federal pode fazer na regulação do gás natural é orientar o uso de melhores práticas na execução de políticas estaduais, como acontece hoje com o setor de saneamento e distribuição de água. (Brasil Energia - 17.08.2017)

### **Petrobras: leilões de compra de gás ajudariam a otimizar oferta**

A harmonização do gás natural com o setor elétrico é um dos temas mais discutidos no setor de gás atualmente: o consumo termelétrico do combustível é responsável por metade da demanda no país. O gerente executivo de Gás Natural da Petrobras, Rodrigo Costa Lima e Silva, sugeriu que sejam criados leilões para compra futura de gás. Silva explicou que o GNL está sujeito à flutuação do despacho térmico. Ou seja, se não há despacho, há queda da regaseificação de gás, já que um dos principais destinos do GNL é o parque térmico nacional. Atualmente, segundo ele, os três terminais de gás liquefeito da Petrobras têm uma capacidade de regaseificar 41 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Quando houve a crise hídrica de 2014 e 2015, os terminais operaram no pico. Já quando a situação dos reservatórios se normalizou, houve redução dessa operação. “Os leilões de compra de gás poderiam funcionar com um período compatível com a média de regaseificação, que hoje trabalha com prazo de 45 a 70 dias para repor o suprimento”, explicou. O gerente de gás explicou que a entrada do GNL como parte do novo mercado também ajudaria a otimizar a oferta. Exemplicou que os 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia, que podem ser regaseificados no terminal da Bahia, poderiam ser comercializados com o sul do país, que hoje é dependente do gás boliviano. (Brasil Energia - 17.08.2017)

### **Projetos de lei sobre gás natural aguardam decisão do MME**

Há dois projetos de lei que tratam sobre o mercado de gás natural em tramitação na Câmara dos Deputados ainda aguardando uma decisão por parte da Comissão de Minas e Energia. Ambos têm parecer pela rejeição na comissão pelo relator, deputado Marcus Vicente (PP-ES), conforme apurou a Brasil Energia. No texto do PL 6407/13, o deputado Mendes Thame (PSDB-SP), propõe uma metodologia para precificação do gás, que deverá ser estabelecida de forma transparente e com realização de audiências públicas, que devem ser coordenadas pelo MME. Essa metodologia deverá priorizar a modicidade de tarifas. Além dos preços, o projeto também institui o mercado secundário de gás. Pelo texto, esse mercado seria atendido por contratos firmes no mercado primário, mediante prévio compromisso de pagamento da efetiva retirada e atenderia aos consumidores desde que o volume não seja utilizado pelo mercado primário. Os consumidores do mercado primário serão identificados no contrato e o volume não utilizado por eles será destinado aos clientes do mercado secundário. Já o projeto do deputado Julio Lopes (PP-RJ), dispõe sobre atividades relativas à comercialização e ao transporte de gás. Pelo texto, o exercício da atividade de carregamento fica proibido ao agente que possua ligação societária ou de controle com o carregador. O carregamento é a atividade de contratação do serviço de transporte por meio de gasoduto. A proposta diz ainda que a comercialização de gás natural priorize o atendimento dos grandes consumidores industriais e propicie o aumento da concorrência na oferta do insumo. A tramitação das duas propostas ocorre em paralelo às discussões do programa Gás para Crescer. (Brasil Energia - 18.08.2017)

### **Gas Energy: inflexibilidade térmica maior será crucial para investimentos em gás associado**

A decisão do MME em abrir possibilidade de inflexibilidade de 50% para usinas termelétricas a gás natural está em uma taxa adequada para o leilão A-6 deste ano, mas para as próximas concorrências do tipo, essa taxa deverá ser elevada, ficando entre 70% e 90%. Isso será crucial para o sucesso deste tipo de usina, avaliou o diretor técnico da Gas Energy, Rivaldo Moreira Neto. Para Moreira Neto, essa elevação será fundamental para dar competitividade ao gás natural proveniente do pré-sal, que poderá ser entregue entre 2024 e 2025, e portanto não estaria disponível em 2023, ano para o qual o próximo A-6 contratará energia, contando com a oferta de gás já existente. “Será preciso elevar o teto para que o gás do pré-sal seja competitivo para o setor elétrico”, disse. Ele explicou que empresas privadas estão focadas na exploração do gás dos campos de Carcará e Pão de Açúcar, que só deve entrar em produção após 2023 e por essa razão, a inflexibilidade adotada não deverá ser um problema. Segundo ele, porém, nos próximos leilões projetos térmicos a gás poderão servir de âncora para a oferta do gás associado, representando uma importante garantia de demanda para o investidor. (Brasil Energia – 18.08.2017)

### **BDNES irá divulgar este mês as consultorias para privatização de distribuidoras de gás**

O BNDES deve divulgar até o fim do mês o resultado das licitações para a contratação de consultorias destinadas a analisar o processo de privatização da Copergás e da MSGás. O processo de contratação via pregão eletrônico ocorreu nos últimos dias 10 e 11/8, respectivamente. A privatização das duas distribuidoras de gás deve ocorrer a partir do próximo ano, após a realização dos trabalhos de avaliação da viabilidade dos processos. As consultorias devem apresentar propostas para execução de dois serviços: avaliação técnico-financeira sobre a desestatização das empresas; e a avaliação econômico-financeira, e serviços jurídico, contábeis, técnico-operacionais e outros serviços profissionais especializados. Para ambas estão previstos dois itens de contratação: Serviço A, relativo à avaliação econômico-financeira; e Serviço B, que envolve o estudo de alternativas para evolução no modelo regulatório do setor, a modelagem do processo de desestatização, uma completa due dilligence da companhia, assessoria jurídica e de comunicação, além do escopo previsto no Serviço A e outros serviços profissionais especializados. Os valores globais estimados para as licitações são, no caso da Copergás, de até R\$ 2,07 milhões para o Serviço A e de até R\$ 14,53 milhões para o Serviço B. Para a MSGás, os valores globais estimados são de até R\$ 207 mil para o Serviço A e até R\$ 1,3 milhão para o Serviço B. (Brasil Energia – 21.08.2017)

### **Abegás: associação sugere descomissionamento de usinas termelétricas mais caras**

Em contribuição à consulta pública 33 do MME, que trata sobre mudanças no marco legal do setor elétrico, a Abegás propôs o descomissionamento de usinas termelétricas, a critério do gerador, quando o Custo Variável Unitário (CVU) delas for maior do que o preço teto do mercado de curto prazo. A associação argumentou que a medida tem como objetivo reduzir os custos dos contratos de

comercialização no ambiente regulado (CCEAR). Para mitigar os efeitos da descontratação, a entidade defende a contratação de lastro de energia equivalente à potência total das térmicas cujos contratos tenham sido rescindidos no prazo máximo de três anos e essa contratação deverá privilegiar as tecnologias térmicas mais eficientes e com menor emissão de gases poluentes. A Abegás afirma, em sua contribuição, que eventual exposição das distribuidoras ao mercado de curto prazo, resultando da descontratação, poderá gerar efeitos para os consumidores. Na proposta, a entidade chama a atenção para que esse descomissionamento não afete a segurança energética e propõe acréscimos na lei 10.848/2004. A Abegás propõe a inclusão do item D do artigo 2º e seus parágrafos, neste item é proposto que os geradores que tenham vendido CCEAR por disponibilidade com CVU superior ao preço máximo do mercado de curto prazo, possam requerer, junto à Aneel, a rescisão desse contrato. O foco da associação é o de térmicas a óleo combustível, cujo custo variável não raro supera R\$ 500/MWh. Entre 2005 e 2009, grande bloco de usinas a óleo foi contratada diante da ausência de hidrelétricas e térmicas a gás em leilões de energia. (Brasil Energia - 21.08.2017)

### **Gaspetro: presidente da companhia enxerga possibilidade de aumentar competitividade de gás no mercado**

O novo presidente da Gaspetro, Tomaz Coutinho, avalia que o momento é estratégico para as distribuidoras de gás natural, que podem se expandir no mercado em um cenário com novos fornecedores, mais geração de energia elétrica a gás e a possível entrada de novos supridores. "É um cenário de grande oportunidade para aumentar a competitividade e expandir o mercado de gás no país", comentou. Coutinho participou na sexta-feira (18/8) de uma visita à sede da PBGás. Na ocasião, disse que há perspectiva de aumento do consumo de gás natural no Brasil, principalmente nos segmentos residencial, comercial e automotivo para os próximos anos. Ele disse que o gás entrará na matriz energética com capacidade de substituir outras fontes. Engenheiro mecânico, Coutinho é funcionário de carreira da BR Distribuidora e assumiu a presidência da Gaspetro em julho deste ano. Ele iniciou este mês um calendário de visitas às distribuidoras de gás natural do país e já passou pela Copergas (Pernambuco), Cegás (Ceará) e agora pela PBGás. Durante reunião, o diretor técnico comercial da PBGás, Carlos Vasconcelos, citou que o GNV tem se mostrado extremamente competitivo no estado, propiciando uma economia de até 50%, imprescindível para quem depende do carro para desenvolver as suas atividades profissionais. (Brasil Energia - 22.08.2017)

### **EPE: Empresa publica informes de preços de combustíveis para UTEs**

A Empresa de Pesquisa Energética disponibilizou na última terça-feira, 23 de agosto, o Informe Técnico com as referências de preços de combustíveis para o Leilão de Energia A-6 de 2017. O Informe 053/2017 apresenta as informações que subsidiam a determinação do Custo Variável Unitário, que será utilizado na definição da Garantia Física, dos valores esperados do Custo Variável da Operação e do Custo Econômico de Curto Prazo dos projetos termelétricos, com vistas à participação no referido certame. O documento apresenta ainda a

metodologia que será utilizada na determinação da parcela da Receita Fixa inicial vinculada ao custo do combustível na geração de energia inflexível. (Agência CanalEnergia – 23.08.2017)

### **Térmicas não serão descartadas tão cedo**

Compromissos com a energia renovável também foram assumidos por governos regionais, estaduais e municipais, bem como pelo setor privado. No entanto, alertam os especialistas, mesmo que novas tecnologias que utilizam fontes renováveis, como eólica e solar, estejam se tornando mais competitivas, não é provável que as termelétricas sejam eliminadas no curto e no médio prazo, embora haja tentativas de evitar que o efluente da geração térmica chegue à atmosfera por meio, por exemplo, de captura de carbono. Os entraves não se limitam a eventuais gargalos tecnológicos e à necessidade de grandes investimentos. "A China não vai deixar de utilizar usinas a carvão nos próximos 30 a 40 anos, mesmo com todo o investimento que vem fazendo na expansão de fontes renováveis", exemplifica Schaeffer. "O investimento em novas tecnologias renováveis é a maneira correta de enfrentar o problema do clima, mas as pessoas perdem a perspectiva de que a quantidade de energia consumida no mundo é enorme e a infraestrutura de petróleo levou cerca de cem anos para ser implementada, e não deve desaparecer tão cedo", diz o físico José Goldemberg, presidente da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (Fapesp). Ele afirma que a contribuição de fontes como eólica e solar à matriz energética mundial é muito pequena e seu impacto isolado não é satisfatório. "Tão ou mais importante é a contribuição da eficiência energética nas construções, no sistema de aquecimento, no desempenho dos automóveis, nas fábricas e no setor produtivo em geral." (Valor Econômico – 28.08.2017)

### **Segundo embaixador brasileiro, seis estados têm interesse em importar gás da Bolívia**

Empresas públicas e privadas de pelo menos seis estados teriam interesse em comprar gás natural da Bolívia a partir de 2019, quando se encerra o atual contrato de importação entre o Brasil e os vizinhos. A informação foi dada pelo embaixador brasileiro na Bolívia, Raymundo Santos, ao jornal La Razón. De acordo com o jornal, Santos disse que os possíveis candidatos estão localizados nos estados de Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Rio Grande do Sul, Paraná, São Paulo e Santa Catarina, sendo que até o momento somente Mato Grosso divulgou um interesse oficial de compra de pelo menos 4 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Acrescentou ainda que empresas destes estados deverão negociar bilateralmente com a estatal boliviana YPFB os termos de cada acordo. O representante do governo brasileiro em La Paz avaliou que o término do contrato atual abre uma oportunidade para que os dois países possam acertar as bases de um novo acordo de compra e venda de gás, não apenas para a Petrobras. Para ele, a ideia é que, daqui para a frente, um novo padrão de negociação para novos contratos seja estabelecido. O embaixador disse ainda que o Brasil continuaria comprando gás da Bolívia, já que 30% do gás que aqui se consome vem do país vizinho. "Prescindir desse gás

não é algo a se considerar", disse à imprensa boliviana. (Brasil Energia - 25.08.2017)

### **Bolívia estima demanda por gás além da capacidade do Gasbol após 2019**

Petrobras, Shell Brasil e mais cinco estados brasileiros negociam a compra de volumes de gás natural com a YPF, estatal responsável pela venda do insumo da Bolívia. Com isso, as autoridades bolivianas estimam que após 2019 a demanda de gás boliviano será de 39 milhões de m<sup>3</sup>/dia - superior aos 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia que o país atualmente exporta do país vizinho, embora a capacidade do Gasbol seja do volume contratado atualmente. De acordo com matéria do jornal La Razón, o ministro de Hidrocarbonetos da Bolívia, Luis Alberto Sanchez, disse que as negociações com a Petrobras avançam e a petrolífera brasileira renovaria o contrato, mas com uma compra de 15 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Já a Shell, estaria negociando a compra de até 12 milhões de m<sup>3</sup>/dia, enquanto cinco estados brasileiros - cujos nomes não foram divulgados - levariam o volume restante, chegando aos 39 milhões de m<sup>3</sup>/dia calculados pelo estado boliviano. O atual contrato de compra de gás da Bolívia termina em 2019, mas até 2021, a Petrobras está autorizada a retirar um volume residual de gás que já foi pago, porém não retirado, o chamado backup. A Petrobras tem sinalizado no mercado nacional que não pretende assumir o mesmo papel após 2021, abrindo espaço para que outros agentes de mercado negociem sua fatia com os bolivianos. (Brasil Energia - 28.08.2017)

### **Projeto protocolado no Ibama mostra que terminal de GNL no Sul fará conexão com Gasbol**

Está protocolado no Ibama projeto de terminal de regaseificação de GNL no sul do país com capacidade de regaseificar 15 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Documento disponível na página do órgão ambiental na internet mostra que o terminal GNL fará a conexão com o Gasbol. O Terminal Gás Sul (TGS) está sendo desenvolvido pela Golar Power e consiste num terminal flutuante situado a 300 metros da costa da Baía de Babitonga, em São Francisco do Sul (SC), que fará o suprimento de parte da demanda de gás do Sul. O projeto inclui um gasoduto submarino para escoamento do gás até a localidade de Pontal, no município vizinho de Itapoá e prevê ainda a construção de um gasoduto onshore para interligar o terminal ao trecho sul do Gasbol, entre Itapoá e Garuva. O Ibama informou que o documento foi protocolado no último dia 18/8, portanto houve pouco avanço quanto ao processo de licenciamento ambiental. Procurada pela reportagem da Brasil Energia, a Golar Power não retornou aos pedidos de entrevista até o fechamento desta reportagem. A construção de um terminal de GNL na região sul é um pleito antigo dos agentes do setor de gás natural da região. No Rio Grande do Sul, há a execução do projeto carboquímico, que prevê a injeção de até 2 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás obtido a partir do carvão mineral para abastecer o mercado de gás do sul do país, dobrando a oferta no estado, podendo chegar a 4 milhões de m<sup>3</sup>/dia. (Brasil Energia - 01.09.2017)

### **Produção de petróleo e gás da Bacia de Santos supera a da Bacia de Campos**

A produção de petróleo e gás da Bacia de Santos superou a da Bacia de Campos pela primeira vez em julho, atingindo em média 1,522 milhão de barris de óleo equivalente ao dia (boe/d), de acordo com dados publicados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) nesta segunda-feira. No mês anterior, a produção de Santos já havia se aproximado à de Campos, historicamente a principal bacia produtora do Brasil, em meio ao crescimento da extração no pré-sal. (Reuters - 04.09.2017)

### **ANP: Produção de gás natural tem recorde de 115 milhões de m<sup>3</sup>/dia**

A produção de petróleo no Brasil em julho somou 2,623 milhões de barris por dia, informou a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) nesta segunda-feira, o que representa queda de 1,9 % na comparação com junho, mas expansão de 1,5 % ante julho do ano passado. Já a produção de gás natural no país somou 115 milhões de m<sup>3</sup>/dia por dia em julho, um novo recorde, segundo a ANP, com alta de 3,5 % frente ao mês anterior e de 7,3 % na comparação anual. (Reuters - 04.09.2017)

### **Brasil é o principal alvo da Índia para investimento em gás natural**

O Presidente brasileiro discutiu nesta segunda-feira com o primeiro-ministro indiano, Narendra Modi, a cooperação entre a Índia e o Mercosul, à margem da cimeira dos BRICS, segundo a presidência brasileira. No encontro, Michel Temer lembrou que o Mercosul está em negociações para ampliar a lista de preferências tarifárias de produtos comercializados com a Índia. Já o primeiro-ministro indiano frisou que o Brasil é o principal destino do investimento indiano nos setores de petróleo e gás natural, atingindo os 4,7 mil milhões de dólares (3,9 mil milhões de euros). Na reunião, os dois líderes também abordaram questões como agricultura, energia, exploração espacial e a indústria aeronáutica, incluindo a produção brasileira de aeronaves da Embraer, disse o Governo brasileiro numa nota oficial. O Mercosul e a Índia discutem a ampliação das atuais 450 linhas tarifárias para cerca de 2.000 novas linhas de cada parte. (Correio da Manhã - Portugal - 04.09.2017)

### **EPE: Empresa disponibiliza aplicativo para estimar garantia física de UTEs**

Com o objetivo de ampliar a transparência com a sociedade e facilitar a análise e construção de estratégias de empreendedores que desejarem se candidatar aos leilões de energia nova, a EPE disponibiliza, pela primeira vez, um aplicativo, para que os empreendedores sejam capazes de obter estimativas de suas garantias físicas de usinas termelétricas com CVU maior que zero e parcela k do ICB para todos os empreendimentos com contratos na modalidade por disponibilidade - componentes importantes do ICB - a partir de diferentes combinações de custos variáveis, inflexibilidade e, no caso de empreendimentos com CVU nulo, de disponibilidade mensal de energia. O aplicativo é construído em excel e oferece aos empreendedores a possibilidade de se obter uma estimativa destas grandezas. A EPE sugere que os empreendedores realizem suas próprias análises de forma independente - por sua conta e risco. A EPE espera

que com essa iniciativa facilite o acesso à informação, contribua para o desenho de uma melhor estratégia de oferta nos leilões pelos empreendedores e, com isso, se aumente a competitividade nos certames e torne os processos envolvidos mais transparentes. Por último, reforça-se mais uma vez que o algoritmo adotado neste modelo é uma simplificação da metodologia de cálculo de garantia física, e por esse mesmo motivo está sendo disponibilizado em código aberto para permitir contribuições e aprimoramentos pela sociedade. (Agência CanalEnergia - 06.09.2017)

### **Distribuidoras do Nordeste investem em infraestrutura de gás**

Distribuidoras de gás natural do Nordeste voltam suas atenções para investimentos em infraestrutura de transporte e distribuição, para ampliar o atendimento. Mais de R\$ 540 milhões estão envolvidos em projetos na Bahia e Alagoas. Em Alagoas, está previsto para ser concluído no primeiro trimestre de 2018, o gasoduto Penedo-Arapiraca, em Alagoas, que terá capacidade de transporte de 343 mil m<sup>3</sup>/dia, percorrendo uma distância de 67 km do estado. Os investimentos são de R\$ 41 milhões. De acordo com a empresa, com a implantação do gasoduto, é esperado que novas empresas e consumidores comerciais se instalem ao longo do duto. O gasoduto deverá abastecer não só o segmento industrial, mas também postos de combustíveis que comercializam GNV. Na Bahia, a Bahiagás prevê investir cerca de R\$ 505 milhões na construção do Duto de Distribuição de Gás Natural do Sudoeste (Gás Sudoeste). Essa infraestrutura está inserida no Plano Plurianual de Investimentos 2017-2021 da distribuidora. Com extensão total de 306 km, o duto de distribuição passará por 13 municípios e deverá ser um dos maiores do Nordeste e o segundo maior do Brasil. Objetiva o provimento de gás natural aos setores industrial, comercial e automotivo, com destaque para as grandes mineradoras instaladas na região. (Brasil Energia - 06.09.2017)

### **Governo pretende abolir os leilões para a construção de gasodutos de transporte no país**

O modelo de licitações de gasodutos pela ANP está previsto na legislação em vigor. Na prática, porém, nenhum leilão do tipo foi realizado até hoje, por ausência de necessidade. A ideia do governo é alterar o regime de concessão por um regime de autorização de gasodutos, porém de forma diferente do que era praticado antes da lei 11.909, de 2009, a "Lei do Gás". Anteriormente, um transportador interessado em construir um determinado gasoduto precisava apenas apresentar o pleito à ANP, que, caso aprovasse, emitia uma autorização para a empresa. Com a "Lei do Gás", o gasoduto precisa estar incluído no Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (Pemat) para ser leiloado pela ANP. Nesse caso, o vencedor da licitação leva a concessão do duto. O novo modelo em estudo prevê que o transportador interessado em construir um gasoduto apresente o pleito à ANP. O projeto, porém, estará sujeito à contestação por terceiros. E, caso surja outra empresa com plano de construção do gasoduto com um menor custo e maior benefício à malha atual, esta terá o direito de implantar o empreendimento. A avaliação dos custos e impacto na

malha será feita pela EPE. O modelo em estudo "é diferente do método anterior à Lei do Gás, que era de autorização pura, no qual você chegava na ANP com o projeto e a ela emitia o termo", completou Marcelo Alfradique, superintendente adjunto de Gás e Biocombustíveis da EPE. Segundo o diretor, o próprio Pemat, principal estudo de longo prazo da infraestrutura de gás natural, sofrerá modificações, a começar pelo nome, que ainda não foi definido. As mudanças estão previstas no novo marco legal que o governo quer lançar para o setor de gás natural, fruto do programa "Gás para Crescer", do MME. O texto com o novo marco estava previsto para ser entregue no fim de agosto à Casa Civil. (Valor Econômico – 11.09.2017)

### **Previsão da Bolívia é suprir demanda do Brasil para além de 2032**

A Bolívia acredita que será capaz de suprir a demanda por gás natural do Brasil, Argentina e de seu próprio mercado para além de 2032, com suas reservas atuais e o trabalho de certificação de novos campos de exploração, que deverão agregar um volume total de gás de 10 trilhões de pés cúbicos (TCF). A informação é do ministro boliviano dos Hidrocarbonetos, Luiz Alberto Sanchez. De acordo com matéria do jornal La Razón, há dez anos, as reservas chegavam a 9,9 TCF e nos anos seguintes, foram agregados mais 6 TCF, reforçou Sanchez. Paralelamente, a estatal do país de exploração de petróleo e gás, YPFB, aprovou e colocou em prática seu plano de certificar um novo potencial do hidrocarboneto. "Estimamos que as reservas estarão em torno de 10 TCF. Isso significa que teremos mais do que o dobro do que podemos entregar de gás", disse o ministro. Para ele, esse incremento nas reservas dará capacidade à Bolívia de enviar 60 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás aos seus compradores, sendo que só o Brasil tem um contrato de 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia, que vence em 2019. (Brasil Energia – 13.09.2017)

### **BNEF: Importações de GNL baterão recordes no mercado global em 2017**

O ano de 2017 deverá registrar um recorde nas importações de GNL, impulsionado por fatores como incertezas na geração de energia nuclear no Nordeste da Ásia, reformas no mercado de energia e preocupações com a poluição do ar na China, além do crescimento da capacidade nas principais regiões exportadoras. A expectativa é apontada no relatório Global LNG Outlook 2017, publicado nesta quarta-feira (13) pela Bloomberg New Energy Finance. A empresa espera um crescimento de 8,8% nas importações de GNL este ano. O estudo aponta que o consumo de GNL seguirá em alta, apesar de uma queda global da demanda na principal região importadora do mundo: Japão, Coreia do Sul e Taiwan. O relatório destaca também que o GNL alcançará novos mercados à medida que os preços se mantiverem baixos. A tecnologia de regaseificação e de armazenamento flutuante facilita o estabelecimento de infraestrutura de importação de baixo custo em novos países. Até 2030, a previsão é que importações europeias de GNL se expandam a longo prazo e ultrapassem 100 milhões de tpa. De acordo com o Global LNG Outlook 2017, o crescimento contínuo da demanda não deverá resultar em aumento de preços do combustível, já que, até 2024, a previsão para a oferta de GNL é de alta – decorrente da elevação significativa da capacidade de exportação nos EUA e na Austrália. Somando 258

milhões de tpa ao final de 2016, a demanda global de GNL deverá chegar a 479 milhões de tpa em 2030, sendo que a perspectiva é de uma retração na participação da América Latina no mercado mundial, caindo de 6,3% em 2016 para 2,3% em 2030. (Agência CanalEnergia - 13.09.2017)

### **Marco legal do gás: projeto de lei em estudo pelo governo**

O governo estuda mudar a estratégia com relação à apresentação da proposta de mudança do marco legal do gás natural, fruto do programa "Gás para Crescer", ao Congresso. A ideia inicial do governo era enviar uma proposta de projeto de lei específica. O plano agora é implementar as mudanças no arcabouço legal por meio de um PL já em trâmite na Câmara, cujo relator é o deputado Marcus Vicente (PP-ES). "Estamos sob a coordenação da Casa Civil discutindo isso no âmbito do governo e, ao mesmo tempo, discutindo, com a câmara dos deputados [...] e há possibilidade, inclusive, de o governo não apresentar um PL e o próprio substitutivo do deputado Marcus Vicente, que é o atual relator, incorporar [as mudanças]", afirmou ontem o secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis do MME, Márcio Félix, em evento da Câmara Britânica de Comércio e Indústria no Brasil (Britcham), no Rio. Na prática, o governo vai analisar o substitutivo de Mendes para decidir se propõe, ou não, mudanças no texto. Questionado se o documento terá a previsão de criação de um mercado livre federal de gás natural, Félix disse que "depende do substitutivo", mas acrescentou que a proposta de criação desse ambiente de negócios foi apresentada na comissão de M&E da Câmara há algumas semanas. Com relação à cessão onerosa, o secretário afirmou ter um volume de pelo menos 10 bilhões de barris de óleo equivalente (boe) na região. "Tem pelo menos 10 bilhões de barris. São 5 bilhões da Petrobras e mais 5 [bilhões]. Quanto maior esse número, além dos 5 [bilhões de barris da Petrobras], melhor", completou ele. (Valor Econômico - 15.09.2017)

### **Consumo de gás aumenta conforme indústrias se recuperam**

A SCGás registrou em agosto deste ano o maior volume total de GN para o mês desde 2013, ao atingir 1,865 milhão de m<sup>3</sup>/dia em média, contra 1,804 milhão de m<sup>3</sup>/dia um ano antes, crescimento de 3,31%. A recuperação industrial do estado pode estar ligada ao crescimento do consumo de gás no estado. Em relação ao combustível distribuído apenas para o segmento industrial, o volume registrado também foi o melhor desde 2013. O total consumido pelas indústrias chegou a 1,573 milhão de m<sup>3</sup>/dia. Houve também retomada no consumo de gás natural veicular (GNV), que vinha apresentando queda desde 2011, mas neste ano voltou ao patamar de consumo de 2014. Há perspectivas de crescimento do consumo de GNV no estado, graças ao aumento de sua competitividade frente a gasolina e ao etanol. Desde o início do ano a SCGás vem registrando patamares de consumo de gás natural; em julho, a empresa havia fechado o mês com volume total consumido de 57 milhões de m<sup>3</sup>, com uma média diária de 1,838 milhão de m<sup>3</sup>, cerca de 4,6% acima do previsto pela companhia. (Brasil Energia - 15.09.2017)

### **MME: Propostas de mercado livre no setor de gás**

Um mercado de gás aberto, formado por múltiplos fornecedores e compradores e pautado pela integração com o setor elétrico, pelo acesso negociado a gasodutos, pela regulação federal da figura do consumidor livre com liberalização gradual do mercado, respeitando a realidade de cada estado, pela operação de transporte coordenada por um gestor formado por transportadores independentes, sem a criação de novo ente, e pela comercialização em hubs virtuais de negociação. Essas são algumas das 12 propostas estabelecidas pelo MME, já encaminhadas à Casa Civil para compor o novo marco regulatório do setor, a partir do trabalho feito pelos nove subcomitês do Programa Gás para Crescer. Ao todo, foram estabelecidas 6 novas diretrizes para o segmento de transporte, 3 para o de comercialização, 1 para distribuição, 1 para escoamento, processamento e terminais de GNL e 1 para estocagem. Na prática, a proposta do MME se volta a um mercado livre de gás radicalmente diferente do atual, com regras internacionais, semelhantes às adotadas nos EUA em países da Europa. Embora a ANP passe a ter a função de definir, administrar e caracterizar a questão do consumidor livre e dos códigos de redes, decisão que na avaliação da Abegás fere a atribuição garantida às companhias estaduais de gás no artigo 25 da Constituição, as novas regras deixam o mercado formato para ser gerido pelas próprias empresas. Sob as novas regras, a Petrobras terá obter uma certificação de independência de sua holding para continuar atuando como transportadora ou criar uma nova empresa totalmente desvinculada. Embora as diretrizes já tenham sido estabelecidas, o texto final do PL do governo ainda não foi fechado em definitivo. (Brasil Energia - 15.09.2017)

### **FNE: intenção de financiar expansão do sistema de gás no Nordeste**

O Fundo Constitucional do Nordeste (FNE) poderia financiar a expansão das distribuidoras de gás, por meio de operação com o Banco do Nordeste, principalmente para fortalecer a cogeração na região. A ideia partiu das distribuidoras esta semana em reunião da Abegás para discutir uma agenda para as companhias da região. O presidente da Cegás, Hugo Figueirêdo, contou que esse modelo de financiamento foi apresentado ao Banco do Nordeste. "Além de financiar a expansão das distribuidoras, entendemos que o banco pode atuar como instituição financiadora de equipamentos, máquinas e de todos os agentes envolvidos no acesso ao gás canalizado", disse ele. O gerente de Planejamento Estratégico e Competitividade da Abegás, Marcelo Mendonça, participou do encontro e disse que, além da possibilidade de financiamento pelo Banco do Nordeste, foi discutida uma agenda comum para o fortalecimento das distribuidoras. Mendonça acrescentou que o Nordeste tem potencial de expansão, com forte vocação para a cogeração e climatização por meio do gás natural, em função de suas características climáticas. "A sugestão de financiamento tem esse propósito. O objetivo é o de criar uma linha específica para este mercado", disse. Para o executivo da Abegás, reforçar a cogeração na região poderia complementar as energias renováveis e evitar que o Nordeste "importe" elétrons, aumentando a eficiência do sistema como um todo. Isso porque, segundo ele, grande parte da energia consumida na região provém de usinas eólicas, intermitentes e que necessitam de uma fonte complementar para

fornecer energia quando elas ficarem impossibilitadas de gerar. (Brasil Energia - 15.09.2017)

### **Consumo de térmicas cresce 139% em julho**

O Brasil consumiu 69,035 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural no Brasil em julho, um crescimento de 22,9% frente aos 56,178 milhões de m<sup>3</sup>/dia registrados no mesmo mês em 2016. É também uma alta de 17,8% ante consumo de junho deste ano, de 58,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia. No acumulado do ano até julho, o consumo total do país deste ano alcançou 59,3 milhões de m<sup>3</sup>/dia ante 60,012 milhões de m<sup>3</sup>/dia do mesmo período do ano passado, o que representa uma queda de 1,07%. Os dados são da Abegás. O segmento de TEs foi o destaque, ao verificar aumento de 139% na comparação com igual mês do ano passado, ao passar de 12,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 29,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Ante o mês anterior, a variação positiva foi de 90,6%, ao passar de 15,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 29,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia. No acumulado deste ano até julho, o segmento registrou aumento de 7,34%. "Julho foi um mês mais seco do que o normal onde estão os principais centros de carga de energia elétrica, o que elevou o despacho termoelétrico", comentou o presidente da associação, Augusto Salomon. Já o segmento industrial registrou crescimento de 5% frente a julho de 2016, ao passar de 26,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 27,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia. No comércio, houve queda de 11,2% no consumo, que saiu de 910 mil m<sup>3</sup>/dia em julho do ano passado para 808 mil m<sup>3</sup>/dia. Já na comparação com junho deste ano (consumo de 800 mil m<sup>3</sup>/dia), houve aumento de 1%. Entre as residências, foi consumido 1,389 milhão de m<sup>3</sup>/dia em julho deste ano, ante 1,4 milhão de m<sup>3</sup>/dia de julho do ano passado, o que representa uma retração de 3,53%. Na comparação com junho deste ano, houve retração de 0,07%. No comparativo do acumulado do ano de 2017 até julho com igual período do ano passado, houve crescimento de 6,84%. (Brasil Energia - 19.09.2017)

### **ONS: Governo atuará junto com a Petrobras para usar UTEs de baixo custo**

O governo vai trabalhar para viabilizar contratos entre a Petrobras e UTEs de baixo custo que atualmente estão paradas, como forma de evitar o acionamento de térmicas mais caras, que teriam impacto maior sobre os custos da energia, disse nesta quarta-feira (20) o diretor-geral do NOS, Luiz Eduardo Barata. Segundo ele, os esforços deverão se concentrar neste momento em retomar a geração nas termelétricas Araucária, da paranaense Copel; Cuiabá, da Âmbar, elétrica da J&F, controladora do grupo de alimentos JBS; e Termonorte 2, de um produtor independente de energia. As duas primeiras usinas utilizam gás natural como combustível, enquanto a TermoNorte 2 funciona com óleo combustível. "O governo vai atuar junto à Petrobras para viabilizar o gás para essas termelétricas... é um empenho do governo junto à Petrobras para resolver o problema, principalmente porque essas são usinas mais baratas", disse Barata a jornalistas nos bastidores de um evento do setor em São Paulo. No caso da usina da Âmbar, o contrato com a Petrobras foi rescindido pela petroleira após executivos da J&F admitirem prática de corrupção em acordo de delação premiada com o Ministério Público Federal. Desde então, a Âmbar tem tentado recuperar o suprimento com ações judiciais e com uma chamada em busca de

novos fornecedores. Na terça-feira, o governo realizou reunião extraordinária do CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) devido a projeções pessimistas de chuvas nas hidrelétricas nos próximos meses, que geram preocupação com um aumento no custo para atendimento à demanda por eletricidade. (Folha de São Paulo – 20.09.2017)

### **UTES devem manter alta demanda de gás até o final do ano**

O consumo de gás natural para geração termelétrica deve continuar em patamar próximo ao mês de julho até o fim do ano devido ao baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas. No sétimo mês do ano, as térmicas consumiram 29,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia, um aumento de 139% com relação a julho do ano passado, quando foram consumidos 12,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia. “A tendência é que permaneça nesses níveis, mas tudo vai depender de como ocorrerá o período chuvoso”, analisou o gerente de Planejamento Estratégico e Competitividade da Abegás, Marcelo Mendonça. No acumulado deste ano, o consumo térmico foi de 20,052 milhões de m<sup>3</sup>/dia em média, superior a média de todo o ano de 2016, de 18,9 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Mas ainda está longe do acumulado de 2015, quando o consumo térmico ficou em 32,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Segundo ele, o consumo industrial deve se recuperar aos poucos. (Brasil Energia – 20.09.2017)

### **Usina híbrida a biomassa e gás natural pode dobrar a geração de energia**

O projeto de inserção do gás natural nas usinas de açúcar e etanol no estado de São Paulo pode aumentar a produção de energia em 85% na comparação com o atual estágio da produção atual. De acordo com dados da empresa responsável pela condução do projeto, a concessionária Gas Brasileiro, o volume de gás natural a ser injetado nos equipamentos é de 14% do volume de biomassa para que essa usina possa quase dobrar a energia injetada na rede. De acordo com dados apresentados pela concessionária de gás paulista, para cada tonelada de cana são gerados 61 kWh de energia, mas, ao acrescentar o gás natural – ou biogás –, essa produção passa a 113 kWh. O diretor Técnico Comercial da Gas Brasileiro, José Waldir Ferrari, explicou que essa usina híbrida atuaria na base com o dobro de energia e com um retorno do investimento duas vezes mais rápido do que a usina convencional. “Essas usinas podem gerar energia o dia todo e afastar o fantasma da sazonalidade característico da fonte biomassa. Aquela parte do ano que não teria energia passa a não existir mais”, comentou o executivo em apresentação durante o 3o Fórum Cogen/Canalenergia, evento realizado em São Paulo nesta quinta-feira, 21 de setembro. (Agência CanalEnergia – 22.09.2017)

### **EPE: Oferta de gás deve aumentar em 16 milhões m<sup>3</sup>/dia até 2026**

A oferta de gás natural no país deve ter um aumento de até 16 milhões de m<sup>3</sup>/dia até 2026, de acordo com projeções da Empresa de Pesquisa Energética. Em palestra realizada nesta segunda-feira, 25 de setembro, durante o “Seminário de Gás Natural” do Instituto de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, no Rio de Janeiro (RJ), o superintendente de Gás Natural e Biocombustíveis da estatal, Giovani Machado, explicou que o aumento da oferta da camada pré-sal será

significativo no período. Na contrapartida do aumento da oferta virá a queda na importação da Bolívia, em uma redução que pode cair até 10 milhões de m<sup>3</sup>/dia nas futuras renovações de contratos. “Haverá a manutenção do contrato de 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia até 2019 e nas renovações posteriores uma redução que poderá chegar a 10 milhões de m<sup>3</sup>/dia”, diz. Recentemente, a EPE lançou, em parceria com o IBP, uma nota técnica conjunta sobre o panorama de gás na Bolívia. Há a possibilidade de interconexão futura com os países vizinhos, mas isso ainda estaria atrelado ao andamento do mercado de gás não convencional, o shale gas, na Argentina. As projeções da EPE não captam a entrada do terminal de GNL no Sergipe na malha integrada. O terminal vai suprir a UTE Porto de Sergipe I (SE - 1.500 MW) que deve entrar em operação em 2020 e faz parte do complexo termelétrico Governador Marcelo Déda. Ainda segundo ele, há um debate sobre o impacto da demanda de gás caso toda a necessidade de complementação de geração por conta de ponta, sazonalidade ou intermitência seja suprida por gás natural. “É pouco provável que isso aconteça, estamos fazendo testes”, avisa. Esse cenário traz a discussão sobre qual o papel dos terminais de GNL. “Não está claro se há espaço para todos, dependeria da competitividade do gás”, observa. (Agência CanalEnergia - 25.09.2017)

### **"Gás para Crescer": Programa será encaminhado ao Congresso até o fim do ano**

Um projeto de lei ou medida provisória sobre o programa “Gás para Crescer” será encaminhado pelo governo ao Congresso Nacional até o fim do ano, disse nesta segunda-feira a diretora de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do MME, Symone Araújo. O texto criará novas regras para fomentar o setor no país, por meio da entrada de mais ofertantes e mais demandantes de gás. “A consolidação das propostas foi feita, e mandamos a proposta de aprimoramento para Casa Civil”, disse Symone, acrescentando que após isso ocorrer o texto será encaminhado ao Parlamento. “O encaminhamento vai ser neste semestre, esperamos a aprovação o mais rápido possível, mas a aprovação vai depender do movimento do próprio Congresso”, adicionou ela, ao afirmar que o governo ainda não definiu “o formato” para o encaminhamento, se MP ou projeto de lei. A diretora evitou estimar um prazo para o projeto ser aprovado pelos parlamentares. “O programa tem três grandes resultados: um novo desenho do mercado de gás, um aperfeiçoamento de regras tributárias e uma integração entre gás e o setor elétrico... hoje tem um ofertante de gás e poucos demandantes, e queremos muitos dos dois lados”, disse ela em evento do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP). Symone acrescentou que algumas medidas para estimular o setor de gás já são discutidas paralelamente ao programa, como a criação de um diferenciamento tributário para transporte de gás no Brasil. O debate está sendo feito dentro do Confaz, conselho que reúne os secretários de Fazenda dos Estados. (Reuters - 25.09.2017)

### **Pré-sal: Competitividade do gás dependerá do novo marco**

A competitividade do gás natural do pré-sal dependerá das regras do novo marco legal do setor. Cálculo apresentado nesta segunda-feira (25/9) pelo diretor senior da IHS Markit, Ricardo Pedregal, mostra que o preço do insumo, a partir

da unidade de processamento de gás (UPGN) deve chegar a US\$ 6,4 por milhão de BTU, mas, após passar pelo sistema de transporte até o city gate, poderá chegar a US\$ 9,5 por milhão de BTU. Isso porque há o custo relacionado ao transporte que vai de US\$ 1,5 a US\$ 2, conforme as regras atuais. Mas com possível mudança na tributação, conforme discutido no Gás para Crescer, a competitividade pode ser maior. Isto porque o custo seria melhor equacionado, caso entre em vigor a nova proposta de cobrança do transporte na entrada e saída da molécula. Pedregal explicou que existem estudos de algumas empresas que pretendem usar o gás logo após sair da UPGN sem precisar passar pelo duto de transporte. Para ele, o insumo proveniente de campos como Carcará e Sagitário, que estão mais próximos dos pontos de conexão, além de não ter gás carbônico e alta pressão, pode ter um custo mais aderente à proposta do governo de usar térmicas na base para suprir a intermitência das fontes renováveis. O consultor, que participou do Seminário sobre Gás Natural do IBP, disse ainda que o ideal seria que o governo apostasse em uma inflexibilidade de 100% para dar mais competitividade ao gás destinado para a geração de energia elétrica na base, proporcionando incentivo à produção. (Brasil Energia – 26.09.2017)

### **ANP: Áreas são oferecidas em MS para exploração de petróleo e gás natural**

A ANP está oferecendo áreas em Mato Grosso do Sul para exploração de petróleo e gás natural. A licitação para empresas interessadas será aberta nesta quarta-feira (27). O estudo feito pela ANP revelou que 11 áreas em Mato Grosso do Sul, na Bacia do Paraná, podem ter potencial para a exploração de gás natural e petróleo. A área abrange 17 municípios: Água Clara, Anaurilândia, Angélica, Bataguassu, Batayporã, Brasilândia, Campo Grande, Deodápolis, Ivinhema, Nova Alvorada do Sul, Nova Andradina, Novo Horizonte do Sul, Ribas do Rio Pardo, Rio Brillhante, Santa Rita do Pardo, Taquarussu e Três Lagoas. Segundo o estudo da ANP, a Bacia do Paraná é classificada como Nova Fronteira, pois possui áreas geologicamente pouco conhecidas e barreiras tecnológicas ou do conhecimento a serem vencidas. O geólogo Milton Saratt explicou que o estudo não deve causar danos ambientais. “A pesquisa inicial foi feita com pouco conhecimento do público. São pesquisas realizadas ao longo das estradas, através de caminhões, passaram despercebidas, não geraram dano. São situações bem localizadas.” Ao todo, serão ofertadas áreas em nove bacias sedimentares do país, em um total de 122.615,71 km<sup>2</sup>. A ANP vai abrir licitação nesta quarta-feira. As empresas interessadas na exploração serão responsáveis pelo custeio e pelo estudo que vai identificar se de fato, existe algo pra ser explorado no estado. Se ficar comprovado que Mato Grosso do Sul tem como explorar combustíveis fósseis, o impacto será positivo para a economia, de acordo com o secretário estadual de Meio Ambiente, Desenvolvimento Econômico, Produção e Agricultura Familiar, Jaime Verruck. (G1 – 26.09.2017)

### **MME: Outorgas de usinas termelétricas são registradas**

O Ministério de Minas e Energia registrou o recebimento do requerimento de outorga da UTE Atlântico Verde Energias, com 1.768 MW de potência instalada, localizada no município de Peruibe (SP), segundo despacho publicado no Diário

Oficial da União da última quarta-feira, 27 de setembro. Situadas em Santo Amaro das Brotas (SE), as UTEs GTP Nordeste I e II, com 1.130 MW de potência instalada cada uma, também foram contempladas pelo registro do MME, assim como a UTE Portocem, de 1.014 MW, localizada no município de São Gonçalo de Amarante (CE) e a UTE Novo Tempo Barcarena, de 1.651 MW, localizada em Barcarena (PA). Outras usinas que tiveram o registro do requerimento de outorga junto ao ministério foram a UTE GNA Porto do Açú III e IV, com 1.672 MW e 1.116 MW de potência instalada respectivamente, ambas localizadas em São João da Barra (RJ). (Agência CanalEnergia – 28.09.2017)

### **SP: Consumo de gás deve dobrar em dez anos**

O consumo de gás natural em São Paulo deve dobrar nos próximos dez anos. Atualmente, está em torno de 15 milhões de m<sup>3</sup>/dia a 17 milhões de m<sup>3</sup>/dia em média, mas até 2027 esse patamar deverá chegar a algo em torno de 29 milhões de m<sup>3</sup>/dia a 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia, segundo estimativa do secretário estadual de Energia e Mineração, João Carlos Meirelles. Em entrevista à Brasil Energia, Meirelles apontou que o gás vem ganhando relevância na matriz energética estadual, devido às dificuldades de expansão de novos projetos hidrelétricos e um dos trabalhos que vem sendo feitos pela pasta é apostar em um incentivo à inserção do insumo no leque de opções energéticas. Ele disse que a Emae, em parceria com empresas privadas, está tentando viabilizar a construção de duas termelétricas, uma de 1.500 MW de capacidade instalada e outra de 400 MW, totalizando investimentos de aproximadamente R\$ 5,4 bilhões. Os dois projetos aguardam pela liberação da licença ambiental para entrarem nos próximos leilões. “A energia solar ainda não tem baterias de armazenamento para assegurar energia firme e temos poucas eólicas em São Paulo, enquanto biomassa fornece somente em oito meses no ano. Então precisamos do gás natural”, afirmou. Meirelles apontou também que a térmica de Peruíbe, da Gastrading, é considerada fundamental para garantir a oferta de energia no litoral paulista, que sofre com variações por conta da sazonalidade da demanda, provocada pela alta temporada do verão, quando o consumo atinge um pico e depois torna a cair. O projeto, que enfrenta resistências por conta de questões ambientais, prevê a construção da usina de 1.700 MW de potência instalada, integrada por gasodutos marítimo e terrestre e um terminal de regaseificação de GNL. (Brasil Energia – 28.09.2017)

### **Abegás: “Liberalização do mercado deve ser conduzida pelos estados”**

A Abegás considera que a liberalização do mercado de gás natural, conforme está previsto nas propostas do programa Gás para Crescer deverá ser conduzida pelos estados e não pela ANP, como está sendo avaliado. Para a entidade, essa mudança fere o artigo 25 da Constituição, que dá aos estados a atribuição de regular os serviços de gás canalizado. O gerente de Planejamento Estratégico e Competitividade, Marcelo Mendonça, comentou que essa questão pode levar a uma discussão jurídica que poderá ser improdutiva para o setor. “Será uma discussão jurídica que não será boa neste momento em que são discutidas novas regras”, afirmou. Por essa ótica, a entidade é contra a regulação federal do

consumidor livre. Pelo documento, a Abegás alega que essa também é uma atribuição estadual e é considerada uma intromissão na regulação estadual, sob quem deve ficar a responsabilidade de legislar sobre a prestação de serviços locais. “A comercialização já é permitida e não precisa fazer uma alteração legal”, avaliou Mendonça. A Abegás pede, nas mudanças previstas, que as prerrogativas constitucionais sejam respeitadas e alerta para implicações jurídicas que possam ocorrer, como por exemplo a alteração da figura dos consumidores cativos para livres, que deverá, no entendimento da entidade, mexer nos contratos vigentes entre as distribuidoras e a Petrobras, vigentes vai até 2021. Assim, a associação entende que o atendimento ao mercado local pelas distribuidoras poderá gerar discussões jurídicas entre acionistas e o poder concedente, em função do suposto desrespeito ao prazo dos contratos de concessão estaduais e por essa razão não cabe à União fazer mudanças no que já está valendo. (Brasil Energia – 28.09.2017)

### **Abegás comenta transporte de gás**

A Abegás informou, sobre o transporte de gás, que a proposta atual, de sair do regime de concessão para a construção de gasodutos para voltar ao anterior, de autorizações com possibilidade de contestação por outros transportadores, precisa ser avaliada de forma criteriosa considerando dois aspectos: a garantia de plena utilização da capacidade de gasodutos e o acesso não discriminatório; e da simplificação e desburocratização da outorga para novos dutos. O gerente de Planejamento Estratégico e Competitividade, Marcelo Mendonça, disse que o modelo havia migrado para o sistema de concessão, com a Lei do Gás de 2009, justamente para assegurar o acesso não discriminatório dos agentes, mas o que está em vigor atualmente se mostrou tão burocrático como antes. “A preocupação é que a nova forma seja tão burocrática quanto as concessões e que acabe sendo tão discriminatório quanto era na regra anterior de autorizações”, ponderou. Já na migração para o modelo de entrada e saída, a Abegás propõe que deve ser introduzido o conceito de sistema de transporte de gás, sem alteração do conceito atual. Para evitar dúvidas, a associação sugere que deve ficar claro que os equipamentos de regulação e medição dos city gates devem necessariamente ser interligados a dutos integrantes do sistema de distribuição. “Lembramos que, atualmente, estes equipamentos, quando instalados, são cobrados das distribuidoras locais”, diz trecho do documento. (Brasil Energia – 28.09.2017)

### **Gás natural e energia elétrica: Desafios da integração**

A integração com o setor elétrico ainda é um dos desafios para o deslanche do setor de gás natural no país. A relação é marcada pela tensão, já que por um lado a área de energia pede a flexibilidade das térmicas abastecidas pelo combustível e o mercado de gás quer a sua inflexibilidade. Com uma boa previsão de oferta para os próximos anos, existe a necessidade de ter um mercado local para esse montante disponível. “Precisamos criar mecanismos para que o gás possa ser vendido no país”, avisa o diretor-geral da ANP, Décio Oddone, que participou na última terça-feira, 26 de setembro, do Seminário de Gás Natural, promovido

pelo IBP no Rio de Janeiro. A importância das térmicas a gás vem na esteira da grande inserção de fontes renováveis na matriz brasileira, cuja natureza operativa é de intermitência. As termelétricas aparecem naturalmente como suporte a essas fontes, já que são despacháveis. Nesse panorama, as térmicas supridas por terminais de GNL despontam, uma vez que a oferta desse insumo está abundante. No Brasil, o terminal de regaseificação da UTE Porto de Sergipe vai ficar a cargo da Golar. Segundo Edson Real, diretor de desenvolvimento de negócios da empresa, o momento é importante, já que sempre houve uma expectativa de quando o gás natural atingiria o seu ápice no país. A integração com o setor elétrico é um ponto que ele disse vir insistindo há anos e que agora poderia se concretizar. O executivo da Golar contou que a empresa vem estudando mais oportunidades de terminais no Brasil. (Agência CanalEnergia – 29.09.2017)

### **Petrobrás segue vigiando a expansão das térmicas**

O programa Gás para Crescer, proposta criada pelo governo para alterar as regras do mercado de gás de modo a atrair mais investimentos, é uma das esperanças para o incremento do mercado. Por outro lado, a Chamada Pública 33, que trata do novo modelo do setor elétrico, também prevê mudanças. Até o fim do ano, as duas propostas devem estar formatadas para serem enviadas pelo governo ao congresso. Uma das maiores geradoras de energia do país e maior player térmico, com 6,4 GW instalados, a Petrobras também aposta em um maior papel das térmicas na esteira do aumento das renováveis. Segundo Marcelo Cruz, gerente executivo da área de Energia, a empresa fez contribuições para o novo modelo do setor, querendo que a harmonização dos dois setores represente de modo adequado a representação de custos da cadeia do gás. Ela também pediu a unificação dos leilões e o fim da diferenciação entre a energia nova e velha. Para o consultor Adriano Pires, o único lugar em que a integração entre gás e setor elétrico aconteceu de fato foi no Parnaíba, aonde a Eneva tem campos de gás e um complexo termelétrico. Segundo Pires, a história do gás no Brasil ainda precisa ser “escrita”. Ele conta que governos anteriores já tiveram oportunidades, como na década de 1990 e na criação da lei do gás, de fazer esse mercado deslançar, mas preferiram se omitir ou reforçar o monopólio da Petrobras. Agora, diz ele, há uma nova chance, uma vez que existe no mundo uma oferta crescente de gás, com GNL e o shale gas. No Brasil, além da alta oferta, a Petrobras ainda vai vender parte de seus ativos. Ainda de acordo com Pires, o governo brasileiro tem um cacoete de ser intervencionista demais, não acreditando no mercado. Se o governo quer mercado, deve criar uma legislação que facilite isso. “O livro está em branco, tem que decidir se quer ser mercado ou não”, aponta. (Agência CanalEnergia – 29.09.2017)

### **Retomada econômica pode elevar consumo industrial de gás em 50%**

A retomada da atividade econômica pode fazer com que o consumo de gás natural tenha um crescimento de 50%, a depender dos preços a serem praticados. A diretora de Energia da Abrace, Camila Schoti, disse que existe uma demanda represada por mais insumo nesse segmento e a melhoria do ambiente

macroeconômico pode levar a esse aumento. Para a diretora, aliada à retomada, está a execução das diretrizes propostas pelo Gás para Crescer, que além de remover obstáculos pode fazer com que essa demanda represada seja, enfim, atendida. “Há um potencial importante para destravar a cadeia em todos os elos”, afirmou ela à Brasil Energia. A executiva da Abrace diz que a adequação da tributação com as novas regras é um dos itens fundamentais para fazer com que o mercado se desenvolva e ajuda também a remover as barreiras para elevar o consumo industrial. Antes da crise, um estudo encomendado pela associação, feito pela Fipe e pela UFRJ, mostrava que, ao longo de 15 anos, o volume de gás a ser demandado pela indústria poderia triplicar, mas a desaceleração da economia pôs um freio nesse crescimento projetado. De acordo com dados da Abegás referentes a julho, foram consumidos 27,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia pela indústria, frente a 26,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia de julho do ano passado, o que dá um aumento de 4,94%. No acumulado de 2017, até o sétimo mês, a média do setor é de 26,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia. (Brasil Energia – 29.02.2017)

### **Campos de gás serão certificados internacionalmente na Bolívia**

O governo boliviano abriu um processo de licitação internacional para escolher a empresa que fará a certificação de seus campos de gás natural. O ministro dos Hidrocarbonetos, Luis Alberto Sanchez, disse que a expectativa é que os estudos se encerrem até o fim do ano e o resultado seja divulgado em 2018. A previsão é que sejam quantificados pelo menos 10 trilhões de pés cúbicos (TCF). Sanchez afirmou que o último trabalho de verificação foi em 2013, feito pela empresa GLJ, que quantificou volume de 10,45 TCF. Em 2009, a empresa Ryder Scott havia estimado 9,94 TCF. “Temos uma expectativa de ter um fator de reposição de 1 TCF por ano, o que nos permite repor as reservas e ainda promover um aumento delas”, afirmou Sanchez, de acordo com o jornal La Razón. A certificação é um dos pontos considerados fundamentais pelo governo boliviano para provar que tem condições de atender a demanda de gás do Brasil e Argentina e ainda dar conta de seu próprio mercado. Principalmente no momento em que se discute com o Brasil a renovação do contrato de fornecimento, que vence em 2019. Dados da EPE, divulgados no meio do ano, indicavam que as reservas bolivianas poderiam não ultrapassar 13 anos. Com essa certificação, a Bolívia pretende demonstrar que pode fornecer o combustível para além de 2032. (Brasil Energia – 29.02.2017)

### **Abrajet: Associação reúne associados para contratar GNL**

A Abrajet terá um condomínio de contratação de gás natural liquefeito (GNL) voltado para o abastecimento de projetos térmicos, por meio da negociação em bloco do insumo e dos terminais de armazenamento e regaseificação (FSRU, na sigla em inglês). O objetivo é aproveitar preços competitivos do gás liquefeito no mercado internacional e permitir que os agentes participem dos leilões de energia superando o obstáculo de demonstrar disponibilidade do combustível. A chamada privada para participação será lançada até o fim do mês. O presidente da associação, Xisto Vieira Filho, explicou à Brasil Energia que os condôminos ratearão os custos de contratação do GNL em dois locais: Porto do Açu (RJ), que

já está concluído, e no Porto Central (ES), que inicia as operações no ano que vem. O GNL vem sendo vendido a preços considerados competitivos, mas o investimento na infraestrutura é considerado alto para um único agente. Surgiu então a ideia do condomínio, que reunirá diversos sócios, que ratearão os investimentos de forma a reduzir a alocação de recursos para cada um. Cada condomínio terá quatro ou cinco participantes e o GNL, bem como o FSRU, serão contratados em bloco. Vieira ressaltou que os eventuais condôminos já poderão participar do próximo leilão A-6, em dezembro, e que os sócios no projeto ficarão responsáveis pelos investimentos nos terminais de gás liquefeito. “Já temos associados interessados em participar”, adiantou. Segundo o presidente da Abraget, há dificuldades na obtenção de gás natural onshore, que depende de diversos fatores para se tornar viável, como a própria campanha exploratória e a certificação dos campos antes do escoamento do gás. (Brasil Energia – 02.10.2017)

### **Gás natural: Aproveitamento registra recorde em agosto**

O aproveitamento de gás natural no Brasil em agosto alcançou 97% do volume total produzido, superando o recorde registrado em setembro de 2016, quando o mesmo foi de 96,8%, segundo dados divulgados pela ANP. A queima de gás totalizou 3,4 milhões de metros cúbicos por dia, uma redução de 19,8% se comparada ao mês anterior e de 31,8% em relação ao mesmo mês em 2016. A principal contribuição foi a redução do gás queimado pela plataforma P-66, ainda em fase de comissionamento, devido ao melhor aproveitamento do gás para consumo interno e o início da injeção de parte do gás produzido. A produção de gás natural totalizou 112 milhões de metros cúbicos por dia (m<sup>3</sup>/d), uma redução de 2,8% em relação ao mês anterior e um aumento de 2,8% em relação a agosto de 2016. A produção total de petróleo e gás natural no País foi de aproximadamente 3,280 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d), de acordo com a ANP. A redução em relação a julho se deve, principalmente, às paradas programadas dos FPSOs Cidade de Maricá e Cidade de Itaguaí, ambos instalados no campo de Lula, no pré-sal da Bacia de Santos. A produção do pré-sal em agosto totalizou aproximadamente 1,573 milhão de barris de óleo equivalente por dia, uma redução de 2,5% em relação ao mês anterior. A produção, oriunda de 84 poços, foi de 1,271 milhão de barris de petróleo por dia e 48 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia. A produção do pré-sal correspondeu a 48% do total produzido no Brasil. O campo de Lula, na Bacia de Santos, foi o maior produtor de petróleo e gás natural. Produziu, em média, 675 mil bbl/d de petróleo e 28,5 milhões de m<sup>3</sup>/d de gás natural. Os campos marítimos produziram 95,1% do petróleo e 77,8% do gás natural. (Agência CanalEnergia – 03.10.2017)

### **CMSE: Petrobrás deve viabilizar o fornecimento de combustíveis para termelétricas**

Para o final de novembro de 2017, quando tipicamente se inicia o replecionamento dos reservatórios devido ao aumento das afluições, a expectativa é que os armazenamentos equivalentes dos subsistemas Sul, Nordeste e Norte atinjam valores inferiores aos verificados em 2014, ano mais

crítico do histórico recente. O subsistema Sudeste/Centro-Oeste deve alcançar armazenamento próximo ao verificado em 2014, segundo o CMSE. Dessa forma, “o CMSE reiterou a importância de viabilização de recursos adicionais de usinas termelétricas que se encontram no momento operacionalmente disponíveis, porém sem combustível”. “Assim, o Comitê encaminhará correspondência à Petrobras solicitando gestão da empresa no sentido de viabilizar o fornecimento de combustível a essas usinas”, disse a nota, sem identificar motivos para a falta de combustível. No caso de uma operação térmica da Eletrobras no Norte do país, a Petrobras tem sido forçada por decisão judicial a fornecer o combustível, uma vez que a estatal do setor elétrico tem uma dívida bilionária com a petroleira, que tem se negado a vender o produto. (Reuters - 04.10.2017)

### **GNL: Ceará analisa viabilidade de terminal em Pecém**

Um grupo de trabalho irá definir até o fim do ano a viabilidade econômica da construção de um terminal de regaseificação de GNL no Porto de Pecém, no Ceará. Fazem parte desse colegiado representantes da Companhia de Gás do Ceará (Cegás), da sul-coreana Kogas e da Secretaria de Estado de Infraestrutura do Ceará. Diretores da Cegás estiveram em Daegu, na Coreia do Sul, onde se reuniram com os sul-coreanos para aprofundar os estudos. A Kogas havia assinado no ano passado um memorando de entendimento com a distribuidora cearense no sentido de formar uma parceria pelo terminal de GNL. "A ideia é que nós aprofundemos os estudos até o fim deste ano e termos 2018 para alinharmos as fontes de financiamento, as participações societárias e o modelo de operação do empreendimento", disse o presidente da Cegás, Hugo Figueirêdo. O memorando prevê ainda a possibilidade de o terminal importar GNL, além de transportar, desenvolver projetos de armazenamento e distribuição do energético no território cearense. (Brasil Energia - 04.10.2017)

### **SIN: Operação de quatro termelétricas atualmente indisponíveis pode garantir 1,5 GW**

A operação das usinas termelétricas Cuiabá, Araucária, Uruguaiana e Termonorte 2 podem garantir ao Sistema Interligado um reforço de 1500 MW, além dos 1.400 MW em importação de energia autorizada da Argentina e do Uruguai. O cálculo é do diretor-geral do ONS, Luiz Eduardo Barata. Há uma orientação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) para que a Petrobras procure trabalhar no sentido de garantir o suprimento de combustível a um grupo de usinas termelétricas que estão indisponíveis e que podem reforçar o sistema. É o caso das UTEs Cuiabá e Araucária. Pertencente à JBS, Cuiabá tem uma disputa com a Petrobras em torno do contrato de suprimento, mas a ideia, segundo o ministro interino de Minas e Energia, Paulo Pedrosa, é dar segurança à estatal para que ela possa segregar a questão judicial do abastecimento. Uruguaiana, que também é a gás e está localizada na fronteira com a Argentina, não tem condições de ser suprida pela estatal e depende da aquisição do produto do país vizinho. No caso da Termonorte 2, que é a óleo combustível, o problema é financeiro, já que a proprietária da usina está inadimplente com o pagamento do combustível. A lista de empreendimentos divulgada pelo MME após a

reunião mensal do CMSE da última quarta-feira, 4 de outubro, inclui a UTE Termo Fortaleza. A usina não tem problemas com a Petrobras e está momentaneamente parada porque o terminal de regaseificação que garante o fornecimento do combustível está em manutenção. “Estamos analisando o custo da geração térmica fora da ordem de mérito, enquanto aguardamos a estação chuvosa. Se tivermos uma estação chuvosa melhor do que a gente teve no ano passado, pode não precisar de medida nenhuma,” disse o diretor do NOS. (Agência CanalEnergia – 05.10.2017)

#### **IV Fórum do biogás: Avanços de biocombustíveis no Brasil estarão em debate**

Nos dias 17 e 18 de outubro, a Associação Brasileira de Biogás e Biometano – ABiogás – realizará o maior evento da América Latina sobre biogás e biometano. Trata-se do “IV Fórum do Biogás”, que acontecerá das 8h30 às 19h, no Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE). O objetivo do encontro é debater sobre como a fonte pode ajudar o Brasil a atingir as metas de redução de emissões, bem como as perspectivas e necessidades para a inserção definitiva do biogás e do biometano na matriz energética nacional. Em sua quarta edição, o evento é tido como principal encontro promovido sobre o tema no país, sendo direcionado a empresas transmissoras, geradoras, distribuidoras, comercializadoras, autoprodutores de energia elétrica, empresários, engenheiros, profissionais do setor energético e agentes do governo. Para o presidente da ABiogás, Alessandro Gardemann, essa é a oportunidade de fornecer aos formadores de opinião e tomadores de decisão informações necessárias para que o Brasil elabore uma política pública que reconheça os referidos biocombustíveis e suas externalidades positivas. “A indústria do biogás está consolidada no Brasil, possui pegada negativa de carbono, tem estrutura de preço estável, não sofre com oscilações cambiais e variação do preço internacional, tem competitividade frente ao diesel e viabiliza a cadeia de tratamento de resíduos”. O Fórum irá reunir as maiores autoridades do Brasil no assunto para debater temas como o Programa RenovaBio – o mais audacioso projeto do Governo Federal para uma política nacional de biocombustíveis e mitigação das mudanças climáticas -, o aproveitamento energético dos resíduos para geração do biogás e os desafios para o desenvolvimento do insumo como fonte de energia no Brasil. (Agência CanalEnergia – 06.10.2017)

#### **São Pedro da Aldeia: Primeira cidade do país autorizada a captar biogás de aterro sanitário**

A ANP concedeu a primeira autorização do Brasil para captação de biogás em aterro sanitário de São Pedro da Aldeia, na Região dos Lagos do Rio. A certificação, dada à empresa Dois Arcos Gestão de Resíduos no último dia 21 de setembro, permite transformar o biogás, que é poluente, em biometano, que é um combustível renovável. A empresa Dois Arcos informou que até o final de outubro deste ano termina a fase de teste de segurança, uma exigência da ANP, para dar início à comercialização para indústrias e postos de combustíveis por meio de caminhão-tanque. Segundo Rafael Silveira, representante da empresa Dois Arcos, a comercialização do biometano vai gerar empregos e mais renda

para a cidade, além de aumentar a arrecadação de impostos, como o Imposto Sobre Serviços (ISS) e ICMS Verde (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços). "Agora, com a planta de Biogás em pleno funcionamento, esses números só tendem a aumentar. São Pedro da Aldeia é campeã de arrecadação de ICMS Verde nos últimos anos, e um dos motivos é o fato de que o município sedia um Aterro Sanitário", explica Silveira. O biometano produzido em São Pedro da Aldeia ainda não começou a ser comercializado, porque, de acordo com Rafael, a empresa está em fase final de comissionamento da planta, realizando todos os testes de segurança exigidos pela ANP. Só depois disso, o combustível poderá ser vendido. O prazo para o fim dos testes e início das vendas é final de outubro, informou o representante Rafael Silveira. "A venda será feita para indústrias e postos, distribuídos através de caminhões-tanque". (G1 - 06.10.2017)

### **Segurança jurídica definirá sucesso de privatizações de distribuidoras de gás, diz Consultoria**

A segurança jurídica dos editais será item determinante para o sucesso das privatizações das distribuidoras de gás. O sócio da área de infraestrutura do escritório de consultoria Carvalho, Machado e Timm, Daniel Gomide, disse à Brasil Energia que essa questão será fundamental para assegurar o sucesso do processo, além da estabilidade econômica necessária. Atualmente, está correndo o processo de contratação de consultorias que irão avaliar como será o modelo de venda da Copergás (PE) e da MSGás (MS), as duas primeiras estatais a passarem pela venda de participação estatal. Para a primeira, as consultorias que venceram a licitação promovida pelo BNDES, foram a EY e um consórcio liderado pela Deloitte. Para a segunda, ainda não foram divulgados os nomes das empresas aprovadas. O consultor avaliou que a clareza dos editais irá determinar a atratividade por parte dos investidores quando ocorrer a venda da participação estatal nas empresas de gás. "Esse é o grande elemento de atração de investimento", afirmou. Mas as privatizações têm pontos de dúvida e que podem trazer preocupações aos potenciais interessados. Um exemplo é a intervenção política em algumas companhias, já que em muitos estados as distribuidoras são diretamente vinculadas a algum órgão ao passo que outros sequer contam com uma agência reguladora. Gomide explicou que muitos investidores irão avaliar a regulação que é adotada em cada estado e como está definido o marco regulatório do gás em cada um deles. "Como é uma atividade de monopólio estadual, cada um regula de forma diferente", observou. Ele aponta também que o novo rearranjo do mercado não irá prejudicar o processo de venda das distribuidoras e calcula que a venda das primeiras companhias de gás deve ser finalizada em 2019. (Brasil Energia - 09.10.2017)

### **Gás natural comprimido como solução para o município de Costa Verde (RJ)**

A Ceg levará abastecimento de gás natural para Mangaratiba, no litoral sul do Rio de Janeiro, por meio de uma estação de gás natural comprimido (GNC). Em um primeiro momento, serão atendidas 1 mil unidades residenciais e comerciais, mas a empresa tem planos para construir uma estação maior com capacidade para atender 1,5 mil clientes nos próximos três anos. O GNC foi a alternativa

encontrada pela distribuidora para antecipar a chegada do combustível a cidades fluminenses onde não existem rede de dutos. (Brasil Energia – 16.10.2017)

### **Plano de expansão da oferta de gás no Paraná**

O Paraná deverá ter três novas termelétricas - UTE Litoral, UEGA 2 e UTE Sul - totalizando capacidade instalada de 1,5 mil MW e a construção de 300 quilômetros de gasodutos. Essa infraestrutura está prevista no plano de expansão da oferta de gás natural, cujo protocolo de intenções foi assinado nesta segunda-feira (16/10) entre a Copel, a Shell e o governo do estado. A previsão preliminar é que os estudos para a implantação se dê ao longo de 2018 e as usinas possam entrar nos leilões no ano seguinte. Com a assinatura do documento, as duas empresas vão discutir os termos do acordo de parceria, que terá também a participação da Compagas. A petrolífera anglo-holandesa foi a vencedora da chamada pública 06/2015 aberta pela Copel e que ficou vigente por dois anos. Por meio dela, a companhia buscou um parceiro que tivesse interesse em elaborar estudos para chegar a um plano de negócios para importar, produzir, explorar, comercializar e transportar gás no Paraná. (Brasil Energia – 16.10.2017)

### **Lei do Gás próxima do fim: PL substituto é finalizado**

A Lei do Gás está com os dias contados. O deputado e relator do processo, Marcus Vicente (PP/ES), apresentou na segunda-feira (16/10) aos agentes do setor o substitutivo ao PL 6.407, que estabelece as novas diretrizes para o setor de gás, já está incorporando as medidas formatadas pelo governo no Programa Gás para Crescer e propondo a revogação da Lei 11.909/2009. O substitutivo foi apresentado durante reunião da CME da Câmara e os agentes terão até a próxima quarta-feira (25/10) para apresentar seus comentários e sugestões. A sessão contou com a participação do secretário de Petróleo e Gás do MME, Márcio Félix, e da diretora de Gás do MME, Symone Araújo, reunindo cerca de 35 executivos do setor, ligados à Abegás, representantes dos governos estaduais e outras instituições. Nos bastidores, a percepção é de que o texto foi previamente costurado com o MME e a Casa Civil e, por isso, não deverá ter qualquer tipo de resistência da parte do governo. Alguns agentes consideraram o prazo para apresentação de comentários pequeno, tendo em vista que o substitutivo irá revogar a Lei do Gás. Diante da proposta de tramitação em regime de urgência é provável que os agentes que quiserem fazer questionamentos e mudanças maiores optem por buscar apoio parlamentar, utilizando recurso de destaque para votação em separado (DVS). (Brasil Energia – 17.10.2017)

### **Comissão aprecia relatório que altera a tributação de petróleo e gás**

A comissão mista da MP 795/17, que reduz tributos de empresas envolvidas nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, aprecia nesta tarde o relatório do deputado Julio Lopes (PP-RJ). A MP foi editada para estimular a participação de empresas nas licitações de blocos das camadas pré-sal e pós-sal que serão conduzidas ainda neste ano pela ANP. Somente para 2018, a previsão de renúncia de receita, decorrente dos incentivos fiscais, chegará

a aproximadamente R\$ 16,4 bilhões. Em seu parecer, Julio Lopes sugeriu a ampliação do prazo de vigência das novas regras de tributação para 2040. Na última reunião, um pedido de vista adiou o debate sobre o texto. (Agência Câmara - 18.10.2017)

### **Condomínio de GNL abre porta para elevar competitividade da geração térmica**

A Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas (Abraget) lança nesta quarta-feira, 18 de outubro, uma chamada pública que pode representar um fator de melhoria na competitividade do setor em leilões de energia nova da Aneel. A entidade abriu as inscrições para interessados em participar do projeto de condomínio de GNL. A meta é dividir os custos de logística no fornecimento de gás natural liquefeito para os investidores em ativos de geração a gás, e assim atribuir mais competitividade à fonte. De acordo com o presidente da Abraget, Xisto Vieira Filho, o GNL é a saída para o Brasil nos próximos anos em termos de geração a gás. E dentre os custos fixos de uma planta dessa natureza a logística possui um peso importante no processo de implementação desse tipo de usinas. São necessários investimentos em terminais de regaseificação flutuantes, ou mesmo em terra com a FSRU, estrutura de porto e proximidade de gasodutos. “Se o investidor for sozinho no leilão ele terá que arcar com todos esses portes e isso aumenta muito o seu custo fixo, deixando a sua geração menos competitiva”, comentou. “Com o condomínio é possível obter a redução dos custos fixos e atrair mais investidores com o compartilhamento do investimento em logística”, acrescentou. Não há uma estimativa de qual seria o percentual de ganho de competitividade. (Agência CanalEnergia - 17.10.2017)

### **Abraget: Condomínio de GNL teria capacidade de atender a uma geração térmica de 3 GW**

A Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas (Abraget) abriu as inscrições para interessados em participar do projeto de condomínio de GNL. O presidente da Abraget, Xisto Vieira Filho, explicou que o formato desse condomínio ainda não está definido. A ideia é de ter uma capacidade de atender a uma geração térmica de 3 GW. A divisão entre as usinas pode ser preenchida de diversas formas. Vieira filho destacou que há flexibilidade no que diz respeito à capacidade das usinas, mas que está restrito ao máximo apontado no edital. Contudo, diz que o ideal seria que cada condomínio atendesse a seis centrais de 500 MW. O executivo lembra que o volume de gás importado dependerá do tipo de geração a ser contratado. A Abraget vem defendendo com o governo a realização de leilões de energia de segurança energética. Mas que isso depende do governo e de como ele deverá promover a contratação. “O importante é que o condomínio pode colocar 3 GW de energia na base”, indicou. Nessa primeira iniciativa o edital prevê a construção do condomínio em uma de duas localidades a ser definida. Será no Porto do Açu (RJ) ou no Porto Central (ES). (Agência CanalEnergia - 17.10.2017)

### **Setor de biogás aposta em créditos de descarbonização para crescer**

O setor de biogás e biometano aposta firme no RenovaBio, programa federal para redução de emissões a partir do fomento dos biocombustíveis, para aproveitar de vez o imenso potencial estimado em 80 mi de m<sup>3</sup>/dia de biogás no Brasil, segundo levantamento da Associação Brasileira de Biogás e Biometano (Abiogás). De acordo com o presidente da Abiogás, Alessandro Gardemann, que nesta terça-feira (17/10) participou em São Paulo do IV Fórum do Biogás, a confiança tem a ver com a modelagem econômica criada pelo RenovaBio para atingir as metas de descarbonização alinhadas com o acordo de Paris. A modelagem se baseia na emissão, por produtores e importadores de biocombustíveis, dos chamados CBios, os créditos de descarbonização, que precisarão ser comprados pelos distribuidores de combustíveis como forma de compensação caso estes não estejam cumprindo as metas também impostas pelo RenovaBio de aumento de comercialização de biocombustíveis. Para Gardemann, a expectativa é a de que esse mercado de créditos incentivará o mercado de biogás e biometano a não só produzir mais para atender a demanda em crescimento de forma mandatória aos distribuidores como para suportar a própria movimentação financeira em torno dos CBios. Segundo o presidente da Abiogás, atualmente o setor sucroalcooleiro consome 2 bi de litros de diesel ao ano, que podem facilmente ser substituídos por biometano gerado pela digestão da vinhaça que hoje é apenas aproveitada como fertilizante nas lavouras de cana. Para emitirem os CBios, a serem comercializados em bolsa de valores, os produtores utilizarão uma calculadora de emissões (CDBio), ferramenta em fase final de elaboração por grupo de trabalho liderado pela Embrapa Meio Ambiente. Esta modelagem, que será fiscalizada por empresa independente, vai calcular dados do ciclo de vida do biocombustível. Quanto menos “carbonizado” o ciclo, mais valerá o crédito. (Brasil Energia - 17.10.2017)

### **Produção de petróleo e gás tem alavancagem no país em setembro**

A normalização da operação de produção nas plataformas FPSOs Cidade de Itaguaí e Cidade de Maricá, ambas operando no Campo de Lula, no pré-sal da Bacia de Santos, levou ao aumento na produção de petróleo e gás natural no mês de setembro nos campos do país operados pela Petrobras. Em nota divulgada hoje (18), a companhia informa ainda que as duas FPSOs (unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência de petróleo e gás natural) estavam em parada programada para manutenção. Com a volta à operação dessas duas unidades, a produção de petróleo e gás natural na área do pré-sal nos campos operados pela Petrobras (parcela própria e dos parceiros) cresceu 6,6% em relação a agosto, atingindo 1,68 milhão de barris de óleo equivalente. A produção média de petróleo no país foi de 2,17 milhões de barris por dia (bpd), volume 2,8% superior ao de agosto; enquanto a produção de gás natural no Brasil, excluído o volume liquefeito, foi de 81,5 milhões de metros cúbicos por dia (m<sup>3</sup>/d), 2% acima da extração do mês anterior. (Agência Brasil - 18.10.2017)

### **CMSE: reforçado pedido de combustível para UTEs à Petrobras**

O CMSE vai reforçar o pedido para a Petrobras “viabilizar” combustível para as UTEs operacionalmente disponíveis, mas que estão paradas por falta do insumo.

No começo do mês, diante da previsão de que o armazenamento dos reservatórios das hidrelétricas fique abaixo do verificado em 2014, ano mais crítico do histórico recente, o comitê decidiu acionar a petrolífera para fornecer combustível para algumas termelétricas movidas a gás. “O Comitê encaminhará nova correspondência à Petrobras enfatizando a necessidade de gestão da empresa no sentido de viabilizar o fornecimento de combustível às usinas termelétricas que ainda se encontram nessa situação, que podem apresentar preços competitivos e contribuir para a segurança do atendimento ao SIN”, informou o CMSE em nota após reunião extraordinária do órgão hoje (18). Com essa decisão, permanecerão desligadas as UTEs cujo custo da energia supere o PLD. O tema, entretanto, será debatido novamente na próxima semana. Além disso, o CMSE reiterou que, se necessário, pode aumentar a importação de energia elétrica da Argentina e do Uruguai “na medida em que for possível”. (Agência Brasil – 18.10.2017)

### **CMSE prevê cenário pluviológico negativo para os próximos dias**

De acordo com o CSME, o cenário hidrológico para os próximos sete dias tem previsão de “anomalias negativas de precipitação na região central do Brasil”, área de abrangência das bacias de maior relevância para a geração de energia elétrica e de precipitação acima da média no extremo Sul, o que aponta para um atraso na transição para o período úmido em relação ao histórico de chuvas. “Nos próximos sete dias, está prevista a entrada de uma frente fria que provocará precipitação principalmente nas bacias da Região Sul, atingindo com menor impacto algumas bacias da Região Sudeste. A partir da segunda semana, as previsões são mais incertas e há discrepâncias entre os modelos observados, que variam entre precipitação mais concentrada na Região Sul e atingindo também a Região Sudeste”, informou o CMSE. Para o final de novembro de 2017, quando tipicamente se inicia o reabastecimento dos reservatórios, a previsão é que o armazenamento dos subsistemas Sul, Nordeste e Norte fiquem abaixo do volume de 2014. O subsistema Sudeste/Centro-Oeste deve alcançar armazenamento próximo ao verificado naquele ano. (Agência Brasil – 18.10.2017)

### **CMSE decide não despachar térmicas fora da ordem de mérito**

O CMSE decidiu não despachar termelétricas fora da ordem de mérito, em razão de impactos de custos associados a esse critério de acionamento, principalmente com relação ao GSF, encargos setoriais e deslocamento hidráulico, já que não há risco de déficit de energia em horizonte próximo, conforme avaliado pelo comitê. Há uma indicação de que os custos associados à geração permaneçam altos. Em reunião realizada nesta quarta-feira (18/10), o CMSE ressaltou que estão em andamento as medidas acertadas para manter a segurança do abastecimento, como a importação de energia da Argentina, antecipação da entrada do bipolo 1 de Belo Monte, aprovada pela Aneel, e a tentativa de provimento de combustível para térmicas disponíveis operacionalmente mas sem contrato e flexibilização de restrições de algumas hidrelétricas. Voltou a ressaltar também a importância de viabilizar recursos adicionais para garantir insumo para as UTEs sem combustível para gerar energia. Os membros do comitê também acertaram em

flexibilizar as restrições adotadas para algumas hidrelétricas, permitindo a manutenção dos estoques de usinas de cabeceira e da gestão hidráulica de rios, principalmente os empreendimentos situados nas bacias dos rios Grande e Paranaíba. Na próxima semana, o CMSE voltará a se reunir, de forma extraordinária, para avaliar as condições de atendimento ao abastecimento e a análise das medidas adotadas para a segurança energética. (Brasil Energia – 18.10.2017)

### **UTES mais caras não serão acionadas pelo governo**

Apesar da persistência da seca, o governo decidiu manter desligadas as usinas termelétricas mais caras, cujo custo está acima do preço da energia no mercado à vista. No jargão do setor elétrico, isso significa que o governo não aprovou o despacho fora da ordem de mérito. A decisão foi tomada pelo CMSE, órgão presidido pelo MME, em reunião extraordinária realizada nesta quarta-feira, 18. Em nota, o CMSE destacou que a geração de energia fora da ordem de mérito causaria impactos na apuração do risco hidrológico (GSF) e elevaria encargos setoriais e o pagamento pelo deslocamento hidráulico. Entre as medidas já adotadas pelo CMSE estão a aprovação de uma campanha para incentivar a economia de energia, importação de energia da Argentina e antecipação da entrada da linha de transmissão de Belo Monte. O CMSE também já solicitou à Petrobrás que retome o fornecimento de gás e óleo combustível para termelétricas atualmente sem contrato e que podem contribuir para geração de energia mais barata. O CMSE terá nova reunião extraordinária na próxima semana para reavaliar as condições de abastecimento do País e a eventual necessidade de medidas adicionais. (O Estado de São Paulo – 18.10.2017)

### **EPE: Biogás causa impacto positivo na matriz**

O Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis da EPE, José Mauro Ferreira Coelho, em palestra durante o IV Fórum do Biogás, apresentou dados sobre as vantagens e impactos positivos do uso do biogás e do biometano na matriz energética brasileira. O executivo lembrou que pela primeira vez o Plano Decenal de Expansão 2026 (PDE), que indica como deverá se comportar a expansão da matriz energética no Brasil nos próximos dez anos, contemplou um valor significativo de biogás como componente da matriz elétrica. O Plano indica que o energético, que hoje conta com apenas 127 MW segundo os dados mais recentes da Aneel, poderá ter cerca de 300 MW somente em GD, se destacando como uma das grandes fontes ao lado da fotovoltaica. O biogás poderia gerar 115 mil GWh de energia com o aproveitamento dos rejeitos urbanos, da pecuária e agroindústria, isso equivale a mais de uma Itaipu em energia de biogás por ano, segundo os dados da A Biogás. As projeções da EPE em relação ao biogás é um crescimento de 8,4 bilhões de metros cúbicos até 2026 somente para o setor sucroenergético. Coelho lembrou ainda que a presença de fontes hidráulicas na matriz tende a diminuir, assim como deve crescer a presença de eólica e da solar, fontes intermitentes. Entretanto, o sistema elétrico brasileiro necessita cada vez mais de maleabilidade de despacho para complementar a inserção de fontes de geração variável, a diminuição relativa da capacidade de armazenamento de

energia em reservatórios deve ser compensada pelo aumento da capacidade de outro tipo de fonte. “Quem vai suprir a intermitência da eólica e da solar são as térmicas, entre elas o biogás”, prevê Coelho. (Ambiente Energia – 18.10.2017)

### **Divergências no setor de gás natural devido a novo marco legal**

O rascunho do projeto de lei pelo qual o governo pretende implementar a reforma do marco legal do setor de gás natural, o texto do substitutivo do PL 6.407, de 2013, de relatoria do deputado Marcus Vicente (PP-ES), gerou divergências entre os principais segmentos do mercado do energético no país. O principal ponto de discordância do documento, apresentado esta semana a integrantes do MME e representantes de entidades do setor, prevê que a definição dos critérios de migração para o mercado livre de gás seja de âmbito federal, a cargo da ANP, retirando poder dos governos estaduais, donos de parte das distribuidoras de gás do país. O projeto estabelece que a ANP deva definir os critérios para que um consumidor se torne livre, o que invade a competência estadual. Provavelmente isso seria considerado inconstitucional. Segundo o superintendente da Abividro, Lucien Belmonte, porém, há convergência muito grande no setor no sentido de que o modelo de comercialização de gás no mercado livre seja de âmbito federal. Para Livia Amorim, especialista em gás e energia do escritório Souto Correa Advogados, a liberalização do mercado de gás é fundamental para o sucesso da reforma do marco legal. "O sucesso do modelo de entrada e saída está relacionado, em grande medida, à existência de um número relevante de agentes trocando. Por isso, a liberalização do mercado se torna ainda mais importante", afirmou. Segundo o diretor da ANP José Cesário Cecchi, o projeto tem um potencial de judicialização "um pouco elevado". Nessa linha, o presidente da Abegás, Augusto Salomon, acredita que o substitutivo vai gerar insegurança jurídica. "O mercado inteiro estava esperando um documento que ampliasse a oferta de gás, os investimentos da indústria e o aumento da capacidade de produção local. Mas foi apresentado um documento que vai gerar quebra de contratos, risco de investimentos e insegurança jurídica". Já o diretor do Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE), o economista Adriano Pires, disse que, com o projeto, o Brasil perde a terceira oportunidade de atrair investimentos e criar um mercado de gás robusto. (Valor Econômico – 20.10.2017)

### **MME: Biogás está aderente às propostas do novo marco do setor elétrico**

O biogás tem uma importância fundamental dentro da proposta de reforma do setor elétrico nacional, cujo formato final está em fase de conclusão para ser enviado à Casa Civil da Presidência da República, seguindo, na sequência, para o Congresso Nacional, afirmou o secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético do MME, Eduardo Azevedo. "O novo modelo não foi criado para o biogás, mas ele está tão aderente às necessidades e oportunidades do biogás, que ele poderia ser enxergado como um programa criado para o biogás. Porque se trata de uma mudança de modelo baseada numa lógica econômica racional, onde as fontes vão ser inseridas de acordo com as suas características e ganhos para o setor", explicou. Dois itens, segundo ele, são estratégicos para a área, a começar pela abertura do mercado livre, com a ampliação do número de consumidores

que poderão se habilitar nesse ambiente, em particular os consumidores especiais que terão menos barreiras de entrada, abrindo assim espaço para a geração distribuída próxima ao centro de carga, com otimização do sistema e com redução de perdas. "Talvez somente a fonte solar tenha tanto benefício como biomassa e biogás nesse sentido", observou o secretário. Outro ponto, ressaltou, é que os autoprodutores passarão a contar com um modelo diferente de contratação do que existe hoje disponível. "É que se o autoprodutor, consumindo uma parte da energia, assim se autodeclarar ele tem um modelo jurídico e tributário diferente do produtor independente. A ideia é unificar isso e, de novo, quem terá maiores ganhos são os projetos com biomassa e biogás", afirmou. Artur Milanez, Gerente Setorial do BNDES, por sua vez, explicou que o banco federal vê o segmento como um vetor promissor e anunciou a realização de um seminário em novembro, com foco na produção do biogás a partir de resíduos industriais. (Brasil Energia – 19.10.2017)

### **ABiogás: biogás poderia suprir 19% da demanda elétrica em SP**

Se o biogás fosse destinado para a geração de energia elétrica ele seria capaz de dar conta de 19% do consumo total paulista. Esse foi o potencial apontado pelo subsecretário de Energias Renováveis da Secretaria de Energia e Mineração do Estado, Antonio Celso de Abreu Junior, que participou na última quarta-feira (18/10) do segundo dia do IV Fórum do Biogás, na capital paulista. No país como um todo, dados da ABiogás, mostram que o potencial de geração de biometano é de 34 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Ele lembrou que o estado tem planos de ampliar o uso do biometano na rede de gás canalizado, que está em um processo de expansão, tendo como base a regulamentação aprovada recentemente que estabelece regras de uso e controle de qualidade do insumo. (Brasil Energia – 19.10.2017)

### **Biogás apresenta expansão na região Sul do país**

O Paraná é um dos estados que está desenvolvendo políticas públicas para impulsionar o biometano. O estado é um dos grandes produtores de proteína animal com o maior rebanho suíno do país com 7 milhões de cabeças e produz cerca de 20% da produção de grãos do Brasil, o que é considerada uma fonte para transformação em biogás. O presidente da Copel, Antonio Guetter, ressaltou que o estado já conta com diversos projetos, entre os quais o da CS Bioenergia em parceria com a Sanepar, que prevê a produção de biogás e geração de energia a partir do lodo do esgoto. A capacidade de geração da usina é de 2,8 MW, considerada suficiente para atender a demanda de 28 mil casas populares. Em Santa Catarina, a gestora e coordenadora de projetos de inovação nas áreas de bioenergia da Fapesc, Iara Dreger, abordou a meta de resíduo zero no estado. Assim como no Paraná, Santa Catarina é um dos grandes produtores de animais e o passivo dos resíduos sempre foi uma preocupação. A executiva esteve à frente de um comitê que foi responsável para a criação do marco catarinense do Biogás. Em quase mil páginas, o documento faz um raio-x técnico sobre o potencial do insumo estadual apontando os pontos de maior geração, os potenciais segmentos e grupos de consumidores deste tipo de energia, estudando as redes de

distribuição, geração e aproveitamento do biometano e traz meios para promover seu uso como fontes de energia. (Brasil Energia – 19.10.2017)

### **Petrobras: produção de petróleo e gás aumenta em setembro**

Petrobras informou, na última quarta-feira, 18 de outubro, números relativos a produção total de petróleo e gás natural no mês de setembro. Foram 2,79 milhões boed, sendo 2,68 milhões boed produzidos no Brasil e 106 mil boed no exterior. A produção média de petróleo no país foi de 2,17 milhões bpd, volume 2,8% superior ao de agosto. O resultado se deve, sobretudo, à normalização da operação após parada programada dos FPSOs Cidade de Itaguaí e Cidade de Maricá, ambos operando no campo de Lula, no pré-sal da Bacia de Santos. A produção de gás natural no país, excluído o volume liquefeito, foi de 81,5 milhões de m<sup>3</sup>/d, 2,0% acima do mês anterior. O aumento também foi decorrente do retorno à operação das plataformas citadas acima. Cabe destacar que o aproveitamento do gás produzido nas plataformas operadas pela Petrobras atingiu, pelo segundo mês consecutivo, um novo recorde mensal, atingindo a marca de 97,0%. Em setembro, a produção de petróleo e gás natural operada pela Petrobras na camada pré-sal foi de 1,68 milhão boed, volume 6,6% acima do mês anterior. Esse resultado também se deve à normalização da operação dos FPSOs Cidade de Itaguaí e Cidade de Maricá. Já a produção de petróleo nos campos do exterior foi de 64 mil bpd, volume 3,3% acima do mês anterior, com o aumento como consequência da normalização da produção em campos produtores nos EUA após a passagem do furacão Harvey. A produção de gás natural foi de 7,2 milhões de m<sup>3</sup>/d, 6,9% abaixo do volume produzido em agosto de 2017. (Agência Canal Energia – 20.10.17)

### **Gás nacional atinge US\$ 7,88 por milhão de BTU em agosto**

O gás natural nacional permanece mais caro do que o insumo boliviano em agosto deste ano, alcançando um valor equivalente a US\$ 7,88 por milhão de BTU, considerando a média do câmbio do dólar no mês, que foi de R\$ 3,15/dólar. Ainda assim está mais barato do que o GNL comprado no mercado spot da Ásia, que ficou em US\$ 8,30/milhão de BTU. Os dados foram divulgados nesta sexta-feira (20/10), pelo informativo Comerc Gás, que mostrou ainda que o gás proveniente da Bolívia chegou ao Brasil em agosto, vendido ao preço médio de US\$ 5,05 por milhão de BTU, mantendo sua competitividade frente ao insumo produzido no país. Apesar do GNL no mercado spot Ásia se mostrar mais caro que o gás nacional, o preço vem em constante queda desde 2015. Vindo de países como Angola, Nigéria e Trinidad e Tobago, o valor médio no acumulado do ano, até julho, estava em US\$ 6,31 por milhão de BTU. O mês de abril foi verificado o patamar mais baixo do gás liquefeito em 2017, ao chegar ao país por US\$ 4,29 por milhão de BTU, conforme dados que constam no Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, do MME. (Brasil Energia – 20.10.2017)

### **Renovação do contrato de gás natural é assunto em debate entre Temer e Evo Morales**

O presidente da Bolívia, Evo Morales, virá ao Brasil na próxima segunda-feira (30/10), acompanhado de uma comitiva de ministros, para se encontrar com o presidente Michel Temer, em Brasília, e tratar de assuntos bilaterais, incluindo a negociação da renovação do contrato de fornecimento de gás boliviano, que vence em 2019. A informação foi dada na última segunda-feira (23/10) pelo ministro das Relações Exteriores boliviano, Fernando Huanacuni, de acordo com a estatal Agência Boliviana de Informações (ABI). O chanceler disse que atualmente são realizadas reuniões com seus colegas de outras pastas para definir os temas relativos a cada um deles, como venda de uréia e a questão do gás. Huanacuni acrescentou ainda que o encontro visa estabelecer também as bases para um futuro acordo de integração energética com o Brasil-Bolívia. Atualmente, há dúvida com relação à capacidade da Bolívia de conseguir ter volume suficiente em suas reservas para continuar as vendas para o Brasil, além da Argentina e seu próprio mercado interno. Para renovar o contrato, o governo daquele país está apostando todas suas fichas na certificação de novos campos até o fim do ano, que poderão acrescentar às reservas 10 trilhões de pés cúbicos (TCF). (Brasil Energia - 24.10.2017)

### **Governo de São Paulo: preparativos para divulgação de percentual de biometano na rede canalizada**

Em alguns dias será publicado oficialmente pelo governo de São Paulo o percentual mínimo de biometano que passará a ser adicionado ao gás natural fóssil distribuído pelas redes canalizadas das três concessionárias que atuam no estado, segundo informou o subsecretário de Energias Renováveis, Antonio Celso de Abreu Junior. Mesmo já definido, o número ainda não foi liberado para divulgação porque prosseguem entendimentos com a ARSESP e representantes dos diferentes segmentos de consumidores que vão ter impacto na tarifa. Se tudo correr bem, a nova molécula deverá passar a integrar o mix atual, composto por parcela de fornecimento nacional e montante importado da Bolívia, por volta de 2020. Esgotado o debate, o assunto será submetido, ainda em dezembro próximo, ao CEPE, para depois passar por aprovação do governador, gerando assim “um decreto ou projeto de lei”. Concluída toda a tramitação, caberá à ARSESP definir o melhor momento para lançar uma chamada pública que abrirá oportunidades aos agentes interessados em fornecer biometano para a rede canalizada paulista. (Brasil Energia - 24.10.2017)

### **Consumo de gás sobe 23,3% com impulso da demanda termelétrica**

O consumo brasileiro de gás natural cresceu em agosto 23,3 por cento ante o mesmo período do ano passado e subiu 10,8 por cento ante julho, devido principalmente à demanda de usinas térmicas, informou nesta quarta-feira a ABEGÁS. O consumo total de gás no oitavo mês do ano somou 76,46 milhões de metros cúbicos por dia, segundo os dados recebidos com exclusividade pela Reuters. Os volumes foram impulsionados por uma seca, que estimulou o acionamento de usinas termelétricas a gás, segundo explicou em nota o presidente executivo da Abegás, Augusto Salomon. O presidente também destacou o aumento da demanda industrial, que subiu 5,4 por cento em

comparação a agosto de 2016 e cresceu 2,8 por cento frente ao desempenho de julho. "A retomada da indústria vem se confirmando pela alta do consumo de gás natural nos últimos meses", disse Salomon, defendendo que o gás é a fonte energética que mais tem potencial para ajudar o país na retomada do crescimento. Para Salomon, o Brasil precisa aproveitar a oportunidade das discussões setoriais em andamento no âmbito federal para implementar políticas que de fato estimulem a demanda, removam os entraves que atrapalham a competitividade e tragam benefícios efetivos para o consumidor. (Folha de São Paulo - 25.10.2017)

### **Infraestrutura deveria ser assegurada pelo PL de gás**

O PL que irá alterar o marco do gás natural deveria assegurar, já de saída, o acesso à infraestrutura de gás aos novos agentes e não apenas dar a possibilidade negociada por parte dos proprietários. É o que aponta o gerente de Planejamento Estratégico e Competitividade da Abegás, Marcelo Mendonça, como condição para ampliar de fato o número de outros produtores no setor. "Essa acesso já deveria ser assegurado aos agentes", disse ele. Mendonça ressaltou que várias mudanças são necessárias para a adequação do mercado à nova realidade e acrescentou que alguns pontos precisam de um enfoque mais detalhado. "O que faltou nas discussões foi justamente o gás release que permitirá, de antemão, que os agentes possam ofertar mais", ressaltou. Mendonça cita ainda que esforços adicionais para o desenvolvimento de novos campos de exploração e produção também seriam fundamentais para ampliar a oferta. (Brasil Energia - 31.10.2017)

### **Cuiabá poderá ter gás fornecido por distribuidora de MT**

O governo avalia uma solução inusitada para viabilizar o acionamento da termelétrica de Cuiabá (MT), cuja geração está paralisada há meses devido à um impasse entre a controladora, Âmbor Energia, da holding J&F, e a Petrobras. O secretário-executivo do MME, Paulo Pedrosa, sugeriu ontem que a estatal petroleira forneça o gás natural para um terceiro agente, que ficaria responsável pela venda de combustível para a térmica. Uma empresa que desponta como candidata à ser a "terceira via" do acordo é a MT Gás, distribuidora de gás estatal do Mato Grosso. O presidente da empresa, Emmanuel Figueiredo, contou que teve uma reunião na semana passada com Jorge Celestino, diretor de refino e gás natural da estatal para tentar viabilizar o negócio. "Existe um problema jurídico e contratual muito sério entre a Petrobras e a termelétrica", disse Figueiredo. "Não é razoável deixar uma termelétrica eficaz como essa parada. Estamos falando de pragmatismo e racionalidade." A usina, que esteve no centro da denúncia feita pelos irmãos Batista contra o presidente Michel Temer, está desde junho sem contrato de compra de gás natural pela Petrobras, que exerce seu direito de se recusar a fornecer o combustível à companhia por problemas comerciais e jurídicos. O CMSE tem repetido em suas reuniões recentes que está tentando viabilizar o gás com a Petrobras, uma vez que a termelétrica é considerada eficiente e competitiva, com custo mais baixo que outras em operação. "Vai haver maturidade das duas partes. Vamos dar cobertura institucional para que a térmica de Cuiabá volte a operar", disse Pedrosa. O

envolvimento de um terceiro agente seria um plano "alternativo". Outra termelétrica que também se encontra parada por falta de combustíveis é a de Uruguaiana. Segundo Pedrosa, o objetivo do governo é que as duas usinas entrem em operação assim que possível. Segundo ele, no caso de Uruguaiana, há uma questão a ser resolvida em relação à carta-garantia que o importador do gás precisa ter para apresentar na Argentina. (Valor Econômico – 01.11.2017)

### **EPE: ligeiro déficit de gás em 2023**

A EPE vê ligeiro déficit de gás natural no país a partir de 2023, em um cenário de estresse no sistema, com despacho termelétrico máximo. O diretor de Estudos do Petróleo, Gás Natural e biocombustíveis do órgão planejador, José Mauro Coelho, explicou que essa diferença entre demanda e oferta deve ser de algo em torno de 3 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Segundo o diretor, em 2016 a oferta potencial de gás chegava a 114 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás enquanto que a demanda potencial atingia 97 milhões de m<sup>3</sup>/dia, saldo positivo na balança de gás na malha integrada. Mas em 2023 a demanda deverá estar em 123 milhões de m<sup>3</sup>/dia, enquanto a oferta deverá ser de 120 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Essa diferença prevista entre oferta e demanda a partir de 2023, quando ambos atingem cerca de 100 milhões de m<sup>3</sup>/dia, coincide com o fim do contrato de importação da Bolívia, previsto para 2021, o que abre uma incerteza pois ainda não se sabe quais serão os termos do novo acordo. Há ainda, a partir de 2022, a entrada em operação de térmicas indicativas no Plano Decenal de Energia (PDE) 2026. Porém, o diretor lembra que alguns fatores podem pesar para que essa diferença não ocorra. Uma delas é o deslocamento de térmicas bicompostíveis que passariam a operar com o combustível substituto que não seja o gás natural. Há ainda a possibilidade da entrada em operação de novos terminais de GNL, que dariam um acréscimo na oferta. (Brasil Energia – 03.11.2017)

### **EPE: é necessário que a Bolívia viabilize novos campos de gás**

O governo boliviano precisa correr contra o tempo para conseguir desenvolver os novos campos de exploração de gás natural que pretende certificar até o fim do ano. Isso porque os contratos de venda para o Brasil terminam em 2019 e o tempo de maturação dessas áreas leva, em média, quatro anos até poder se tornar efetivamente parte das reservas. A estimativa é do diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis da EPE, José Mauro Ferreira Coelho. Ele explicou que não existem dúvidas em termos da capacidade de recursos por parte da Bolívia, mas leva tempo até conseguir transformar esse recurso em molécula que possa ser vendida. “O gás ainda está no solo, portanto ainda não é reserva e não tem declaração de comercialidade”, disse. Além da incerteza quanto à renovação da venda para o Brasil, outro problema enfrentado pela Bolívia é o crescimento de seu próprio mercado interno, por meio do incentivo do uso do combustível. Dados da EPE mostram que até 2025, a estimativa de investimentos de recursos de gás natural é de US\$ 16 bilhões e três campos têm contratos aprovados para exploração e produção, como é o caso de Carohuaicho 8A e Carohuaicho 8B, em Santa Cruz, e a área Oriental, entre Santa Cruz e Chuquisaca. Calcula-se que estes três tenham recursos potenciais de 9,91 bilhões

de m<sup>3</sup>; 8,50 bilhões de m<sup>3</sup> e 4,36 bilhões de m<sup>3</sup>, respectivamente. (Brasil Energia – 01.11.2017)

### **Publicado decreto sobre prorrogação de concessão de UTE**

O governo federal publicou um decreto na edição do DOU desta sexta-feira para permitir a prorrogação por 20 anos dos prazos de concessões de geração de energia termelétrica. O pedido de prorrogação, define o decreto, deverá ser feito com no mínimo dois anos de antecedência. Além disso, depois de tomada a decisão de prorrogar o contrato, "a concessionária deverá assinar, no prazo de noventa dias, o contrato de concessão ou o termo aditivo". Outra definição do decreto é que, caso o projeto não se preste à prorrogação do contrato, a concessão será declarada extinta ao fim de seu contrato e os bens serão repassados para a União. (Valor Econômico – 03.11.2017)

### **MME estuda diversificação de agentes no setor de gás**

O MME contratará consultorias especializadas, por meio de uma solicitação de manifestação de interesse (SMI), para elaboração de uma avaliação de mecanismos que promovam a diversificação de agentes na comercialização do gás natural do país. As empresas interessadas em participar devem enviar suas manifestações até o próximo dia 22/11. Este é mais um passo do ministério na direção dos objetivos do programa Gás para Crescer, que tenta promover a inserção de mais agentes. A SMI é elaborada no âmbito do projeto Meta, que usa recursos do Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento (Bird) para contratação de consultorias técnicas e especializadas para os setores energético e mineral. Para participar, a empresa interessada deverá provar experiência em prestação de serviços de consultoria para a indústria global ou nacional de gás natural, sendo este um requisito eliminatório; e precisará também ter como qualificações específicas a prestação de serviços de consultoria relacionados à elaboração ou implementação de políticas e mecanismos de ampliação da competição de gás; consultoria relacionada à regulação da indústria, entre outros. No termo de referência sobre o processo, o MME ressalta que a verticalização do setor, como vem ocorrendo até aqui, com a Petrobras atuando na exploração e produção, comercialização e distribuição de gás natural é um modelo viável para mercados pouco maduros. Porém, ressalta que, há um suposto conflito de interesses, uma vez que a petrolífera atua como única fornecedora do insumo ao mercado ao mesmo tempo em que é uma das cinco empresas que tem de fato o poder de influenciar decisões sobre aquisição de gás no atacado, por meio da Gaspetro e da BR Distribuidora, que por sua vez, têm direito a indicar os diretores comerciais de 20 distribuidoras. As demais empresas com esse poder de decisão são a Shell, como acionista da Comgás; a Gas Natural Fenosa, como acionista da CEG, CEG Rio e São Paulo Sul; a Cemig, como controladora da Gasmig; e Furnas, como compradora do único contrato de consumidor livre no Brasil. Por parte da Petrobras, o MME destaca que há uma suposta prática de self-dealing no setor de gás, no qual há transações comerciais relacionadas que privilegiam os interesses de um acionista em detrimento dos consumidores. (Brasil Energia – 07.11.2017)

## **Segundo SCGás, PL do gás pode trazer incertezas jurídicas**

O substitutivo do PL baseado no Gás para Crescer poderá trazer incertezas jurídicas para o setor e ainda encarecer o preço do gás natural no território nacional, avalia o presidente da SCGás, Cosme Polêse. A proposta está sendo finalizada pelo deputado Marcus Vicente (PP-ES) e deve ser levada à Comissão de Minas e Energia, da Câmara dos Deputados, daqui a cerca de dez dias. Polêse disse que as discussões não chegaram a um consenso e acrescentou que as incertezas podem ser criadas a partir do momento em que os contratos de compra e venda do gás forem alterados. O executivo aponta ainda que a proposta, ao tentar abrir o mercado para novos comercializadores, dando a possibilidade da criação de um mercado livre, pode enfraquecer o setor de distribuição. Polêse disse que o PL abre a possibilidade que grandes consumidores obtenham o gás diretamente com os supridores, sem a intermediação das distribuidoras, que passariam a atender apenas aos pequenos e médios clientes. De acordo com ele, estes passariam a ter a tarifa mais cara, para pagar a manutenção do atual sistema de rede. O executivo da distribuidora catarinense disse ainda que o grande desafio é fazer com que os agentes busquem soluções que estimulem a competitividade. Mas, na análise dele, o novo marco do gás estimulará o fornecimento aos grandes consumidores e regiões que já são abastecidas. Para ele, o ideal seria universalizar o acesso ao combustível. Outro aspecto importante, para Polêse, é a entrada de agentes internacionais no mercado brasileiro em condições de competir, principalmente na questão do preço. O executivo disse ainda que, mesmo contando com energéticos concorrentes, o país deveria pensar o gás natural como uma opção para todos, espelhando-se na Europa, Estados Unidos e Canadá. (Brasil Energia - 10.11.2017)

## **PL do gás entra na reta final**

O dia 21 de novembro será decisivo para a nova regulamentação do setor de Gás do Brasil. Depois de quase um mês de análises e discussões com o MME, o deputado e relator, Marcus Vicente (PP/ES), apresentará à CME da Câmara o texto final do substitutivo ao PL 6.407, que estabelece as novas diretrizes para o setor de gás, já incorporando parte das sugestões e comentários feitos pelos agentes do setor. A intenção é de que a leitura do PL na CME seja feita no dia seguinte. O novo texto foi discutido com a Secretaria de Petróleo & Gás e a Diretoria de Gás Natural do MME e está praticamente fechado, devendo ser finalizado até o fim da semana. A Abegás apresentou 34 contribuições, sendo 17 consideradas essenciais para que seja mantida a constitucionalidade do PL e reduzido o risco de judicialização. Já o IBP, de acordo com o secretário Executivo de Gás Natural, Luiz Costamilan, apresentou 100 contribuições voltadas a dar mais clareza ao texto, sem alterar os conceitos propostos no substitutivo. Apesar do clima de expectativa entre os agentes, fontes do governo consideram que o texto final do substitutivo está alinhado com as discussões feitas até o momento no Gás para Crescer e dispensará a necessidade de elaboração de um PL de iniciativa do executivo. O objetivo do deputado é garantir urgência na tramitação do substitutivo do PL. Embora planeje iniciar na próxima semana o trabalho de articulação política para assegurar rapidez no processo, o relator não tem certeza

se será possível colocar o projeto em votação até o fim do ano, antes do recesso da Câmara. (Brasil Energia – 13.11.2017)

### **Ministro do MME participa de lançamento do programa Circuito Virtuoso**

O ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho, participou na tarde desta segunda-feira de evento de lançamento do programa Circuito Virtuoso da Indústria de Óleo e Gás no Brasil. O programa será realizado pela Organização Nacional da Indústria do Petróleo (ONIP), que prevê uma série de encontros de empresas petroleiras e prestadoras de serviços para a indústria de óleo e gás junto a fabricantes nacionais de materiais, equipamentos e serviços. O objetivo é mostrar a capacidade que a indústria nacional tem para atender a demanda por materiais e equipamentos para o setor de petróleo e gás no momento da retomada dos investimentos a partir dos leilões realizados neste ano e nos próximos previstos para até 2019. (O Globo – 13.11.2017)

### **Universidade inicia curso de especialização em Biogás**

As inscrições para o curso de Especialização em Tecnologias da Cadeia Produtiva do Biogás, ofertado pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), foram prorrogadas até o dia 31 de janeiro de 2018 visando atender ao maior número de interessados. A Universidade também informou que serão ofertadas 60 vagas e as aulas ocorrerão em ambiente virtual e terão início em 19 de março de 2018. As disciplinas contemplam todos os processos da cadeia produtiva, incluindo métodos químicos de análises, conversão de substratos, operacionalização de biodigestores e purificação do biogás. Segundo o Professor Dr. Thiago Edwiges, da UTFPR e idealizador da especialização, todo o conteúdo foi elaborado por mestres e doutores com atuação direta na área, com objetivo de capacitar e atualizar os profissionais que desejam atuar na cadeia energética do biogás. (Agência CanalEnergia – 13.11.2017)

### **Agência Internacional de Energia Atômica cobra R\$ 80 mi do Brasil**

O Brasil segue dando o cano em organismos internacionais. A Agência Internacional de Energia Atômica enviou correspondência ao Itamaraty, há alguns dias, registrando dois débitos: um de 19 milhões de euros e outro de US\$ 1,8 milhão de dólares. Em reais a dívida equivale a R\$ 80 milhões. Na carta, a agência diz ainda que o calote do Brasil pode trazer implicações significativas para o fluxo de caixa da instituição, comprometendo suas atividades. (Folha de São Paulo – 17.11.2017)

### **Maranhão terá quinto campo de gás natural até o fim do ano**

A empresa de energia Eneva prepara-se para iniciar a operação de seu quinto campo de gás natural no Maranhão, hoje o segundo maior produtor de gás em terra no país. O campo de Gavião Azul, no município de Capinzal do Norte, a cerca de 300 quilômetros de São Luís, começa a produzir no próximo dia 30, diz a empresa, e vai fornecer combustível para o Complexo Termelétrico Parnaíba,

na vizinha Santo Antônio dos Lopes. O projeto, idealizado inicialmente por Eike Batista, é hoje o maior polo de geração térmica a gás do país, com potência de 1,4 mil MW. Integra a produção de gás natural e a geração de energia em um mesmo empreendimento. Hoje controlada pela Cambuhy Investimentos e pelo banco BTG Pactual, a empresa produz 8,4 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural em quatro campos na região, todo o volume direcionado à operação das usinas. O complexo da Eneva, que começou a produzir em 2013, vem operando a capacidade máxima, diante da necessidade de poupar água nos reservatórios das hidrelétricas brasileiras. O gás do campo de Gavião Azul também será destinado às térmicas, para substituir produção de campos mais antigos, que hoje estão em declínio. A Eneva tem pronto um projeto para ampliar em 360 megawatts sua capacidade de geração de energia, com o uso de gases gerado por duas turbinas instaladas no complexo. (Folha de São Paulo - 20.11.2017)

### **CME aprecia substitutivo do PL do Gás**

O deputado Marcus Vicente (PP/ES) protocolou nesta terça-feira (21/11) na Comissão de Minas e Energia (CME) da Câmara o substitutivo final ao PL 6.407, que estabelece as novas diretrizes para o setor de gás, já incorporando parte das sugestões e comentários feitos pelos agentes do setor. No melhor dos cenários, a expectativa é que a leitura do PL pelo relator seja feita no dia 29 de novembro, sendo que a apreciação na CME tem grande chance de acabar transferida para dezembro, o que aumenta o risco de a votação em plenário ficar para 2018, ainda que seja aprovada a tramitação em caráter de urgência. Na avaliação da consultoria legislativa da Câmara, a chance do PL ser votado em plenário até o fim de 2017 é praticamente inexistente. Entre as novidades incorporadas no novo texto está a regulação do consumidor livre, que será elaborada com base em diretrizes estabelecidas pelo CNPE, levando em consideração as características de cada estado e do Distrito Federal, o desenvolvimento do mercado e os contratos de comercialização, prevendo um período de transição. Também foi estabelecido que o MME e a ANP ficarão responsáveis por se articularem com os estados para promover a o aperfeiçoamento das normas do setor. O texto final propõe a revogação da Lei 11.909/2009, a chamada Lei do Gás. Tanto o deputado Marcus Vicente quanto o governo trabalham nos bastidores para tentar agilizar ao máximo a tramitação do processo na Câmara. A meta é garantir o regime de urgência para assegurar que a votação na CME ocorra ainda dezembro, antes o recesso parlamentar de fim do ano. (Brasil Energia - 21.11.2017)

### **Financiamento é gargalo para térmicas a carvão**

O preço definido para térmicas a carvão para o leilão A-6, de R\$ 329/MWh, é considerado satisfatório e poderá fazer com que esse empreendimentos sejam competitivos, avaliou o presidente da Associação Brasileira do Carvão Mineral (ABCM), Fernando Luiz Zancan. A concorrência está marcada para o próximo dia 20/12. A grande dúvida para a entidade está no financiamento. Isso porque o carvão não será mais apoiado pelo BNDES, exclusão que ficou confirmada na divulgação, na última sexta-feira (17/11), do detalhamento do financiamento do banco de fomento a projetos para os leilões A-4 e A-6. Zancan considerou que

esse é um sinal ruim para os investidores. O banco deixou a critério dos investidores a escolha da taxa de juros, que poderá ser atreladas à TJLP, à TLP, ou ao IPCA, além da remuneração básica do BNDES e taxas de outros bancos que podem fazer a ponte financeira. A amortização vai de 16 anos a 20 anos. Após participar do Congresso Brasileiro de Energia, no Rio de Janeiro, Zancan defendeu a discussão sobre a modernização do parque termelétrico a carvão no país. Ele menciona o projeto UTE Petra Nova, de 240 MW, nos Estados Unidos, que consegue fazer a captura de 90% do CO2 emitido, que pode ser posteriormente comercializado para petrolíferas daquele país. (Brasil Energia – 21.11.2017)

### **Com ressalvas, Abrace elogia projeto da nova Lei do Gás**

Apesar de elogiar o substitutivo ao Projeto de Lei 6.407/2013, que propõe alterações estruturais no mercado de gás natural do país, a Abrace e de Consumidores Livres vê ao menos um ponto crítico no texto final aprovado na última terça-feira, dia 21: a formalização da figura do transportador independente, em relação ao papel dos carregadores. O PL que será levado à discussão na Câmara dos Deputados prevê a emissão de certificados de independência somente após três anos de aprovação da nova lei – o que, na melhor das hipóteses, passaria a ocorrer em 2021. “Achamos que o PL poderia dar um tratamento mais rigoroso no que se refere à independência do transportador de gás, que será um agente fundamental na nova legislação. O diagnóstico da Abrace quanto a necessidade da instituição desse papel no mercado vem desde 2011, e pelo Projeto a figura do transportador independente só ocorreria de fato em 2021. Esse prazo a mais é decepcionante, e esperamos que seja revisto no Congresso”, avalia Camila Schoti, coordenadora técnica da Abrace e participante direta das discussões no âmbito do Gás para Crescer que formataram o novo PL. A representante da associação chama atenção ainda para a ausência de diretrizes “essenciais” que permitam à ANP definir os critérios de independência aos agentes de transporte – ponto-chave para a concessão dos certificados pelo órgão regulador. De acordo com o texto, a certificação de independência que a ANP concederá terá validade máxima até 2039. Outro tópico discutido no âmbito do Gás para Crescer, mas que só deverá ser contemplado em regulamentações infralegais, é a definição de uma metodologia que especifique o custo do transporte de gás. A ANP terá a função de monitorar a rede de gasodutos de transporte do país, gerenciando os volumes de gás natural contratados, efetivamente transportados e a capacidade ociosa do sistema. (Agência CanalEnergia – 22.11.2017)

### **Estados brasileiros querem 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás boliviano**

O ministro boliviano dos Hidrocarbonetos, Luiz Alberto Sanchez, disse na última quarta-feira (22/11) que os estados brasileiros do Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Santa Catarina e Paraná pretendem comprar 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia de seu país. Sanchez participou do Forum de Países Exportadores de Gás, que é realizada na cidade boliviana de Santa Cruz de La Sierra, até a próxima sexta-feira (24/11). Ele acrescentou que a Bolívia tem 80 campos em áreas tradicionais ainda sem

explorar e que tem um potencial de 60 trilhões de pés cúbicos (TCF). Na próxima segunda-feira (27/11), o presidente boliviano Evo Morales, virá ao Brasil para se encontrar com o presidente Michel Temer. (Brasil Energia – 23.11.2017)

### **Eleva-se a demanda por gás em agosto**

O aumento do despacho das termelétricas impulsionou o crescimento de 11,5% da demanda de gás natural em agosto, na comparação com julho, indo de 87,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 97,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia. A informação consta no boletim Comerc Gás, divulgado nesta sexta-feira (24/11). O consumo térmico, em agosto, chegou a 45,9 milhões de m<sup>3</sup>/dia, com aumento de 27,8% com relação a julho, quando chegou a 35,9 milhões de m<sup>3</sup>/dia. O segmento industrial, segundo maior consumidor de gás do país, demandou quase a metade do que as UTEs utilizaram, chegando no mês à média de 26,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia, apresentando um aumento de 2,9% ante julho, quando foram destinados para este segmento 26 milhões de m<sup>3</sup>/dia. A falta de chuvas no período deteriorou a situação dos reservatórios de usinas hidrelétricas e foi determinante para o acionamento mais intenso do parque térmico. No último dia 5/10, o CMSE, informou que os níveis de armazenamento estavam em 40% e começou a negociar com a Petrobras a disponibilidade de combustível para térmicas que estavam paradas. Ficou acertado também que seriam adotadas medidas para a preservação dos estoques das usinas do Rio São Francisco, que estão em situação mais crítica. (Brasil Energia – 24.11.2017)

### **Injeção de GNL na malha cresce em agosto**

A injeção de GNL na malha deu um salto de 215,8% de julho para agosto deste ano, impulsionado pela maior demanda de gás. No sétimo mês do ano, a entrada de GNL foi de 3,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia, mas, no mês seguinte, passou para 10,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Os dados foram divulgados pelo boletim Comerc Gás desta sexta-feira (24/11). Embora a injeção de GNL tenha crescido, a produção bruta registrou um decréscimo de 2,8%, saindo de um total de 115 milhões de m<sup>3</sup>/dia em julho para 111 milhões de m<sup>3</sup>/dia em agosto. A oferta doméstica ficou praticamente estável, com uma retração de 0,3%, saindo de 62,9 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 59,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia. A importação de gás via Bolívia também cresceu, registrando um volume 3,4% maior, passando de 26,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia em média para 27,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Com relação aos preços, o valor da molécula do gás doméstico ficou praticamente estável, indo do equivalente a US\$ 7,88 por milhão de BTU para US\$ 7,97 por milhão de BTU, considerando um câmbio de R\$ 3,15/US\$, que é a média de agosto. O gás boliviano fechou o mês em US\$ 5,05 por milhão de BTU. Já o preço do GNL no mercado spot Ásia se manteve em US\$ 8,30 por milhão de BTU. (Brasil Energia – 24.11.2017)

### **Governo: tentativa de descontratar termelétricas**

O Comitê CMSE está estudando uma forma de descontratar das distribuidoras cerca de 700 MW de termelétricas a óleo combustível que estão recebendo sem funcionar, suportadas por decisões judiciais, disseram duas fontes com

conhecimento direto da situação. O CMSE constatou que, apesar de receberem as tarifas fixas de disponibilidade, esse conjunto de termelétricas, que são consideradas pouco eficientes, não está atendendo o sistema, por não estarem operando. A proposta foi levada ao CMSE pela EPE, e agora o governo está avaliando juridicamente como colocar isso em prática até 8 de dezembro, prazo final para que as distribuidoras apresentem novamente as declarações de demanda para os leilões de geração marcados para dezembro. O novo prazo foi concedido por uma portaria do MME na semana passada. Com isso, essa energia poderá ser "recontratada" pelas concessionárias já no leilão A-4, marcado para 18 de dezembro, que contratará projetos para 2020. Não se sabe qual o mecanismo necessário para conseguir isso, uma vez que é um fato inédito no setor elétrico brasileiro. A equipe jurídica do MME está se debruçando sobre o tema para tentar uma solução. Pelo desenho pensado pelo CMSE, as usinas permaneceriam contratadas por esse período de três anos, enquanto o governo enfrenta na Justiça o caminho para descontratá-las definitivamente. O governo está empenhado em conseguir isso, porque entende que, na prática, a garantia física dessas usinas térmicas não está disponível aos consumidores. Fontes próximas da situação, porém, apontaram que a solução não é simples, podendo se arrastar e se transformar em outra batalha judicial no setor. Do lado dos geradores renováveis, a expectativa em torno dessa descontração é grande. Esse grupo entende que a retirada dessas termelétricas da carteira das distribuidoras poderá abrir espaço para novos ativos de geração de energia. (Valor Econômico – 28.11.2017)

### **Abrajet: propostas para eficiência do setor**

Visando melhoras no setor, a Abrajet apresenta diversas propostas. Há uma lista extensa de temas em discussão com o governo, a EPE e a Aneel. Ela inclui questões como eliminação ou adequação da cláusula de penalidades dos contratos das termelétricas por falta de combustível; prazos de contratos de gás em horizonte rolante, ou seja, com possibilidade de reformulação dos termos do contrato antes do término; possibilidade de declaração sazonal da inflexibilidade pelas térmicas; inclusão no CVU e na receita fixa das usinas de um fator que reflita o impacto da variação cambial sobre o preço dos combustíveis e a flexibilização da declaração dos parâmetros do CVU. Um dos pontos considerados importantes pela associação é a adoção de procedimentos de programação da operação pré-despacho, com remuneração de custos de combustível específica para despachos diferentes daqueles previstos nos contratos. Os geradores defendem ainda adaptações nos programas computacionais usados pelo ONS para que eles passem a considerar a logística de transporte do gás natural liquefeito até a planta de regaseificação; a realização de leilões coordenados das térmicas e dos gasodutos; a gestão de contratos de gás por meio de comprador único; remuneração diferenciada por serviços e produtos; estocagem de gás natural e o compartilhamento de terminais de regaseificação para reduzir custos dos investidores. (Agência CanalEnergia – 29.11.2017)

### **Por novo acordo do gás natural, Evo Morales se reúne com Temer**

O presidente da Bolívia, Evo Morales, visita nesta terça-feira (4) o colega Michel Temer em busca da renovação do acordo de compra de gás natural com o Brasil, apesar das diferenças políticas entre os dois líderes. Embora considere um golpe o impeachment de Dilma Rousseff, que levou Temer ao Planalto, Morales manteve contato por questões comerciais - o Brasil é o principal destino das exportações bolivianas, 19% do total. Desse total, 95% é de gás natural. As importações brasileiras, porém, sofreram queda de 13% entre 2015 e 2016 e seguem em baixa no acumulado de janeiro a outubro de 2017 em relação ao mesmo período do ano passado. A diminuição das compras brasileiras de gás afetou a economia boliviana, embora não tenha impedido o país de crescer. A intenção de La Paz é antecipar o acordo atual, que vence em 2019, para conseguir preços melhores. Outros dois temas a serem discutidos no encontro devem ser a venda de energia elétrica ao Brasil e a construção da Ferrovia Interoceânica, projeto de 3.500 km entre os portos de Santos e Ilo, no Peru, passando pela Bolívia. A previsão é que os dois presidentes se reúnam às 11h e, na sequência, o boliviano almoce no Itamaraty. (Folha de São Paulo - 05.12.2017)

### **ANP: produção de gás natural tem crescimento de 5,6% em outubro**

A produção de petróleo no Brasil em outubro totalizou 2,627 milhões bbl/d, uma redução de 0,9% na comparação com o mês anterior e um aumento de 0,1% em relação ao mesmo mês em 2016, segundo dados divulgados pela ANP. Já a produção de gás natural totalizou 115 milhões de metros cúbicos por dia (m<sup>3</sup>/d), um aumento de 0,5% em relação ao mês anterior e de 5,6% em relação a outubro de 2016. A produção total de petróleo e gás natural no País foi de aproximadamente 3,348 milhões de boe/d. A produção do pré-sal durante outubro totalizou aproximadamente 1,628 milhão de barris de óleo equivalente por dia, uma redução de 2,9% em relação ao mês anterior. A produção, oriunda de 79 poços, foi de 1,306 milhão de barris de petróleo por dia e 51 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia, correspondendo a 48,6% do total produzido no Brasil. O aproveitamento de gás natural no país durante o período alcançou 97% do volume total produzido. A queima de gás totalizou 3,4 milhões de metros cúbicos por dia, um aumento de 0,5% se comparada ao mês anterior e redução de 8,9% em relação ao mesmo mês em 2016. O campo de Lula, na Bacia de Santos, foi o maior produtor de petróleo e gás natural. Obteve, em média, 808 mil bbl/d de petróleo e 34,5 milhões de m<sup>3</sup>/d de gás natural. Os campos marítimos produziram 95,2% do petróleo e 79% do gás natural. (Agência CanalEnergia - 04.12.2017)

### **Segundo ANP, mercado livre de gás deve ser regulado por estados**

O diretor da ANP José Cesário Cecchi disse à Brasil Energia que é contra a regulamentação do mercado livre do gás natural por parte da União. A medida está prevista no projeto de lei sobre o novo marco do gás, também conhecido como PL do Gás, que está na CME da Câmara dos Deputados. Cesário explicou que as diretrizes do CNPE dizem que as regulamentações do mercado livre têm de levar em consideração as peculiaridades de cada ente da federação. Então, disse que não faz sentido o governo tomar para si uma atividade que pode ser

uma atribuição dos estados e que são eles que sabem das especificidades de cada um. Portanto, são as agências estaduais que devem reger essa atividade. Cesário disse ainda que o edital para contratação de capacidade do Gasbol, cujo processo será conduzido pela TBG, deve ser publicado no DOU no primeiro semestre do ano que vem, com a realização da chamada pública no segundo semestre. Atualmente, a capacidade de transporte do Gasbol é de 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia, que é o volume contratado pela Petrobras com a Bolívia. Porém, com o encerramento dos contratos a partir de 2019, a TBG está elaborando a chamada pública para oferta de capacidade. (Brasil Energia - 04.12.2017)

### **Segundo Governo, votação do PL do Gás ocorrerá até março**

O governo federal espera a aprovação do substitutivo final ao projeto de lei que muda o marco do gás natural até março do ano que vem. A diretora do Departamento de Gás Natural do MME, Symone Araújo, diz ter plena confiança que a matéria será aprovada na próxima quarta-feira (6/12), na CME, da Câmara dos Deputados. O parecer do relator, deputado Marcus Vicente (PP-ES) é pela aprovação da matéria. Sobre as emendas apresentadas, a diretora disse que o tema está suficientemente maduro para ser votado, já que uma audiência pública, realizada na Câmara dos Deputados, no último dia 16/8, teria servido para que os agentes envolvidos tirassem suas dúvidas sobre o processo. O próprio relator recomendou a rejeição de 19 emendas. Apesar do texto ser considerado maduro por ela, ainda existem alguns pontos de dúvida, como a coordenação da malha de transporte, que deverá ser feita por um gestor de áreas de mercado - que pode ser um transportador ou até mesmo um novo agente a ser criado para a função, à semelhança do ONS, com um código de gestão e coordenação da malha. A diretora de Gás do MME disse ainda que a chamada pública da TBG, prevista para o ano que vem, dará um parâmetro de como se definirá a base da renovação do contrato de importação com os bolivianos. Para ela, a capacidade a ser contratada pelos agentes e os preços poderão dar uma noção de como serão os novos acordos com o país vizinho. A diretora considera que a proposta de atrelar o preço do hidrocarboneto boliviano ao do GNL pode entrar na mesa de negociação. (Brasil Energia - 05.12.2017)

### **Segundo ANP, mercado de gás natural do país passa por mudanças profundas**

O diretor-geral da ANP, Décio Oddone, afirmou nesta terça-feira que há um cenário de transformações profundas no mercado de gás natural brasileiro. Segundo ele, esse quadro se deve principalmente ao movimento de venda de ativos da Petrobras no setor, abrindo espaço para outros investidores. Segundo ele, o setor de gás natural viveu “sob o domínio da Petrobras” nas últimas duas décadas. Oddone afirmou que agora vê “discussões sobre outros atores investindo em transporte de gás natural no Brasil”. O diretor-geral da ANP acrescentou que a perspectiva de chegada do gás natural dos campos do pré-sal para o território brasileiro no futuro vai dar uma “chacoalhada” no mercado, com o aumento da oferta. Ele constatou que o mercado de gás natural brasileiro ainda é relativamente pequeno, com um consumo da ordem de 100 milhões de metros cúbicos diários, nos períodos de acionamento termelétrico. Quando as térmicas

não são ligadas, esse consumo cai para quase a metade. A Petrobras deixará de ser o garantidor do suprimento de gás natural do Brasil, mas continuará sendo um agente importante no mercado de energia no país, afirmou o gerente executivo de gás natural da Petrobras, Rodrigo Costa. Segundo ele, com a abertura do mercado de gás natural brasileiro, a partir da venda de ativos da Petrobras no setor, os demais investidores terão oportunidade de ofertar o energético na malha de gasodutos do país. O diretor de governança e conformidade da Petrobras, João Elek, afirmou em relação à crise institucional do Estado do Rio de Janeiro hoje, é importante passar por uma fase ruim para que seja alcançada uma melhoria no futuro. Segundo ele, nunca as instituições democráticas brasileiras foram tão desafiadas como tem acontecido recentemente. (Valor Econômico - 05.12.2017)

### **Segundo executivo, oferta de gás em gasodutos da Petrobras deve crescer 23% em 2017**

A oferta de gás natural da Petrobras em sua malha de gasodutos no Brasil vai crescer cerca de 23 por cento em 2017, ante 2016, para 54 milhões de metros cúbicos por dia, com o impulso do pré-sal, afirmou nesta terça-feira o gerente executivo de gás natural da empresa, Rodrigo Costa. A projeção para 2018, segundo Costa, está em fase de elaboração e será apresentada na atualização do plano de negócios da Petrobras para o período 2018-2022, que deverá ser publicado em breve pela companhia. “Essa oferta inclui Petrobras e parceiros, ou seja, é o gás disponibilizado na malha pela Petrobras. Hoje a Petrobras compra o gás dos parceiros, sendo 80 por cento do gás nosso e 20 por cento dos parceiros. Esses 20 por cento compramos e ofertamos na malha”, disse ele, a jornalistas, em evento na Firjan. O executivo ressaltou que há um ciclo crescente de expansão da oferta do insumo no país. A produção de gás natural do Brasil em outubro cresceu 0,5 por cento em relação ao mês anterior e 5,6 por cento ante outubro de 2016, para 115 milhões de metros cúbicos por dia (m<sup>3</sup>/d), segundo os dados mais recentes da ANP. Costa ponderou que, apesar da perspectiva de aumento de oferta nos próximos anos, o Brasil continuará sendo importador do insumo para atender a demanda interna ao menos até 2026. Em 2019, vence o contrato de importação do gás da Bolívia e, negociações entre representantes de empresas de ambos os países estão em andamento para tratar dos novos termos e condições do compromisso. O executivo da Petrobras prevê entregar em 2020 todo o sistema da Rota 3, conjunto de dutos, gasodutos e a Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do projeto Comperj, no Rio de Janeiro. Costa ressaltou ainda que com as mudanças no mercado de gás previstas no programa do governo federal Gás para Crescer a estatal continuará sendo um player relevante no mercado, porém deixará de ser o garantidor do suprimento nacional. (Reuters - 05.12.2017)

### **Bolívia venderá para Mato Grosso do Sul 2 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás**

O Mato Grosso do Sul passará a importar a partir do ano que vem 2 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural da Bolívia, assegurando fornecimento para projeto termelétrico de 267 MW localizado entre os municípios de Corumbá e Ladário.

O acordo foi acertado entre o governador do estado, Reinaldo Azambuja, com o presidente da Bolívia, Evo Morales, que veio ao Brasil nesta terça-feira (5/12) para se reunir com o presidente Michel Temer. A compra direta do insumo é considerada estratégica para o estado e será oficializada em reunião na cidade boliviana de Puerto Ustarez, no próximo dia 30/1, quando se realizará um encontro de cúpula com governadores dos demais estados fronteiriços com a Bolívia. O secretário de Estado de Meio Ambiente, Desenvolvimento Econômico, Produção e Agricultura Familiar do Mato Grosso do Sul, Jaime Verruck, acrescentou que a compra direta também tem como objetivo possibilitar o fornecimento do hidrocarboneto para outras empresas e terceiros, independente do contrato com a Petrobras, que vence em 2019. O diretor-presidente da MSGás, Rudel Trindade, informou que o documento definitivo em relação à compra direta do gás será elaborado em um novo encontro no próximo dia 20/12, em Cuiabá, com a presença do ministro boliviano do Hidrocarbonetos, Luis Alberto Sánchez. (Brasil Energia - 05.12.2017)

### **PL do Gás sai da pauta**

A aprovação no plenário da Câmara do Deputados ainda em 2017 do PL 6.407/2013, que estabelece as novas diretrizes para o setor de gás, se torna cada vez mais difícil. O relatório do PL já com a incorporação de 11 novas emendas foi lido nesta quarta-feira (6/12) na Comissão de Minas e Energia pelo relator Marcus Vicente (PP/ES), mas por solicitação dos deputados Davidson Magalhães (PC do B -BA) e João Carlos Paolilo Barcelar Filho (PR-BA) o texto foi retirado da pauta antes de ser votado para que os parlamentares possam avaliar melhor a proposta apresentada. Os requerimentos dos dois parlamentares não eram esperados pelo relator. Com a mudança de percurso, a apreciação do texto na CME ficará adiada para a próxima quarta-feira (13/12) se não for solicitado nenhum pedido de vista. A sessão da CME foi realizada na parte da manhã, quando também ocorria a reunião do Fórum Nacional dos Secretários Estaduais de Minas e Energia, na sede do Ministério de Minas e Energia. Para evitar novas iniciativas que possam comprometer ainda mais o cronograma de tramitação do PL do Gás na Câmara, foi marcada uma reunião na terça-feira (12/12) para costurar um acordo político que garanta a apreciação do texto na CME, sem pedidos de vista. O plano do relator Marcus Vicente é solicitar urgência na tramitação do projeto, mas diante da proximidade do recesso parlamentar e da concorrência com a votação da reforma da previdência, são mínimas as chances de o PL do Gás ser votado no plenário da Câmara ainda em 2017. Sem tempo hábil, a votação no Senado Federal será transferida para 2018 e a preocupação passa a ser garantir a aprovação antes de o ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho, deixar o cargo para concorrer às eleições. (Brasil Energia - 06.12.2017)

### **Parte das emendas são acatadas por relator do PL do gás**

O deputado Marcus Vicente (PP/ES) incorporou 11 emendas das 31 apresentadas por parlamentares da Câmara na semana passada ao substitutivo final do Projeto de Lei 6.407/2013, que estabelece as novas diretrizes para o setor

de gás. O texto foi lido nesta quarta-feira (6/12) na CME, junto com o relatório do parlamentar. Foram aprovadas algumas emendas na íntegra e outras parciais. A redação final, de acordo com fontes, terá contribuições apresentadas em nome da Abar, Abegás, Abrace, CNI, Fórum Nacional dos Secretários de Estado de Minas e Energia, Fórum das Associações Empresariais Pró-Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural, Instituto Acende Brasil, Transportadores de Gás Natural, Petrobras e ministérios de Minas e Energia e Casa Civil. O acordo em relação à costura das emendas foi acertado na segunda-feira (4/12) entre os deputados Marcus Vicente e José Maria Macedo Júnior, membro da CME. Representantes do governo e o deputado Marcus Vicente entraram madrugada adentro nesta quarta-feira (6/12) trabalhando na redação final do substitutivo do Gás, que deve receber os últimos retoques nesta manhã. A alteração do artigo 25, que dispõe sobre a administração da questão do consumidor livre e dos códigos de redes, era um dos pontos de forte atrito com a Abegás. Para a instituição, a proposta de transferir essa questão para a ANP feria a atribuição garantida às companhias estaduais de gás na Constituição de 1998. Se o relatório for aprovado, o deputado Marcus Vicente tentará garantir regime de urgência na aprovação do PL, mas diante da proximidade do recesso parlamentar a votação em plenário ainda em 2017 é vista como cada vez mais difícil. (Brasil Energia – 06.12.2017)

### **Chamada pública é estudada por distribuidoras de gás**

As distribuidoras de gás natural avaliam a criação de uma chamada pública conjunta de contratação de fornecimento por região. A ideia é criar condições de competição para permitir a entrada de um insumo novo no mercado nacional a preços competitivos, segundo explicou à Brasil Energia, o presidente da Abegás, Augusto Salomon. De acordo com ele, o volume total a ser contratado neste modelo seria algo em torno de 45 milhões de m<sup>3</sup>/dia, que é demandado atualmente pelas distribuidoras do país. Mas será necessário superar algumas barreiras fiscais para que esse gás possa fluir entre os estados. O presidente exemplificou que o gás enviado hoje pela Bolívia é totalmente tributado no Mato Grosso do Sul, estado por onde o insumo entra no país, seguindo para São Paulo e estados do Sul, por exemplo. Outro problema é a alíquota do gás que tem uma taxa diferente para cada estado. Além do ICMS de importação, é preciso uniformizar essas alíquotas. Outra dificuldade apresentada pelo presidente da Abegás é a incerteza envolvendo a renovação do contrato de importação do gás da Bolívia, embora esteja aberto um espaço para que as distribuidoras busquem o insumo que necessitam. Por enquanto, há indicativo de que a Petrobras renovará o acordo com volume menor, mas ainda não se sabe com clareza qual será esse volume. A EPE estima, por exemplo, algo em torno de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia, dos atuais 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Resolvida essa pendência, as empresas de gás saberão com exatidão qual será a capacidade que a Bolívia poderá ofertar. Aos bolivianos, interessa manter as mesmas bases do contrato atual. (Brasil Energia – 06.12.2017)

### **MME: contratação de consultoria para estudar questões tributárias do gás**

O MME abriu nesta segunda-feira (8/1) solicitação de manifestação de interesse para contratar consultorias especializadas para estudar as questões tributárias do mercado de gás natural brasileiro. As propostas de trabalho podem ser enviadas até o próximo dia 24/1. As empresas que participarem do processo passarão por fases eliminatórias e classificatórias até a definição da vencedora, que terá prazo de 180 dias para executar os estudos e apresentar os resultados. A primeira fase, de caráter eliminatório, pede que a candidata apresente experiência comprovada em prestação de serviços de consultoria sobre legislação tributária. As demais cinco etapas serão classificatórias, divididas por 30, 30, 25 e 15 pontos, respectivamente. A nota mínima para classificação à fase seguinte é de, no mínimo, 70% da pontuação máxima. A contratação da consultoria faz parte do projeto Meta, de assistência técnica dos setores de energia e mineral, em parceria com o Bird. No último dia 7/11, o MME pediu que as empresas manifestassem interesse para estudos no gás natural, mas naquela ocasião escolheria uma empresa que teria de estudar a diversificação dos agentes no setor do gás natural. (Brasil Energia - 08.12.2017)

### **Estados brasileiros devem fechar compra de milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás da Bolívia**

O governo boliviano está negociado com os governos do Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Paraná e Santa Catarina, a venda de 10 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural. Representantes dos estados e da administração de La Paz irão à Cuiabá no próximo dia 20/12 para negociar as bases dos contratos de venda. A tendência é que sejam assinados acordos firmes. O ministro dos Hidrocarbonetos da Bolívia, Luiz Alberto Sanchez, disse que os preços serão definidos nesta reunião. Estes estados têm feito esforços para contratar volumes diretamente com a Bolívia, tendo em vista o fim do contrato de importação da Petrobras em 2019. Nesta semana, Mato Grosso do Sul acertou a compra de 2 milhões de m<sup>3</sup>/dia, quando o presidente boliviano Evo Morales se reuniu em Brasília, na última terça-feira (5/12), com o presidente Michel Temer. Para o Mato Grosso Sul, o início do fornecimento começaria já a partir de janeiro e teria como objetivo assegurar fornecimento para a termelétrica em Ladário, de 267 MW de capacidade instalada. Esse contrato abre caminho para que a usina possa ser incluída em leilões de energia no próximo ano. (Brasil Energia - 08.12.2017)

### **EPE: Brasil e Argentina discutem possível intercâmbio sazonal de gás a médio prazo**

Uma maior integração entre Brasil e Argentina no mercado de gás natural pode ser viabilizada no médio prazo, permitindo que o país vizinho exporte o insumo ao País, particularmente no verão, quando reduz o consumo argentino de gás mas aumenta a demanda por energia no Brasil. Segundo o superintendente de gás natural e biocombustíveis da EPE, Giovani Machado, há conversas em andamento entre argentinos e brasileiros para realizar um estudo similar ao que foi feito no passado com a Bolívia, visando a possibilidade de desenvolver um mercado de gás mais firme entre os dois países. A proposta ocorre num momento em que a Argentina planeja seus projetos de produção de gás, que devem levar

em conta a demanda máxima no país, que ocorre no inverno, quando o consumo dobra por conta da calefação. "Existe um interesse em ter um intercâmbio dentro do ano, o que poderia viabilizar o término do (gasoduto) Uruguaiana-Porto Alegre", comentou o superintendente, durante evento sobre o setor de gás promovido pela Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústria de Base (Abdib). (O Estado de São Paulo - 11.12.2017)

### **Ministro segue confiando na aprovação do PL do Gás para início de 2018**

O ministro de Minas e Energia, Fernando Bezerra Coelho Filho, disse que ainda espera para o começo do ano que vem a aprovação do substitutivo do PL que muda o marco do gás natural para o começo do ano que vem. O texto deveria ter sido votado CME na semana passada, mas a matéria acabou sendo retirada de pauta. O PL do Gás deve voltar a ser analisado na comissão na reunião da próxima terça-feira (12/12). "Nós estamos na reta final na comissão, na discussão do substituto do projeto do Gás para Crescer. Espero que possamos comemorar essa vitória ainda no início de 2018", comentou ele, no Encontro Anual da Indústria Química, na última sexta-feira (8/12), em São Paulo. Coelho reafirmou também o momento de mudanças pelo qual o mercado de gás passa hoje e disse que o país tem condições de se tornar um dos maiores produtores do mundo, embora ainda precise importar volume da Bolívia e via GNL para complementar a oferta. Coelho também disse que o Brasil tem atualmente um déficit de 580 mil barris diários, enquanto a demanda vem crescendo e ressaltou que o programa Combustível Brasil pode ajudar a equilibrar essa conta, uma vez que busca uma oferta compatível com o crescimento da demanda, em condições adequadas de preço e qualidade. (Brasil Energia - 11.12.2017)

### **Segundo Abegás, abertura do mercado de gás precisa ser completa**

A abertura do mercado de gás natural precisa ocorrer de ponta a ponta, desde a exploração e produção até as unidades de processamento (UPGNs) e transporte, defende o presidente da Abegás, Augusto Salomon. Essa abertura mais abrangente fará com que as mudanças propostas no âmbito do programa Gás para Crescer viabilizem, de fato, um mercado robusto de gás. Diante desse cenário, o executivo avalia, segundo declarou que as distribuidoras também terão de modificar sua atuação, tendo de ir buscar seu próprio suprimento de gás. Salomon explicou que a mudança do setor, representada no substitutivo do PL de alteração do marco do gás representa uma nova oportunidade de abrir o mercado de ponta a ponta e, caso essa reestruturação seja bem sucedida, o gás que chegará no city gate poderá se tornar competitivo, abrindo espaço para os consumidores livres. Sobre a estruturação das comercializadoras, Salomon sugeriu que estas sejam companhias terão de ser bem robustas financeiramente para conseguir fazer frente aos riscos associados à compra do gás natural. "É uma atividade complexa. Se não tiver saúde financeira para tomar risco contratual, quebra", alertou. Podem atuar nesse papel companhias que já estejam estabelecidas no mercado, como as petrolíferas e aquelas que atuam em atividades inerentes como o GNL. As distribuidoras também podem fazer parte

desse processo, desde que o preço da molécula seja competitivo. (Brasil Energia - 11.12.2017)

### **PL do Gás entra na pauta da CME**

A CME da Câmara vota nesta quarta-feira (13/12) o PL 6.407/2013, que estabelece novas diretrizes para o mercado de gás natural. O relatório do projeto foi lido na última reunião da comissão, no dia 6, mas foi retirado de pauta de forma inesperada a pedido dos deputados Davidson Magalhães (PC do B -BA) e João Carlos Paolilo Barcelar Filho (PR-BA). O parecer do deputado já leva em conta as 11 emendas apresentadas ao substitutivo negociado entre o Legislativo e o Executivo. O plano é solicitar urgência na tramitação do projeto, mas diante da proximidade do recesso parlamentar e da concorrência com a votação da reforma da previdência, são mínimas as chances de o PL do Gás ser votado no plenário da Câmara ainda em 2017. Sem tempo hábil, a votação no Senado Federal será transferida para 2018 e a preocupação passa a ser garantir a aprovação antes de o ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho, deixar o cargo para concorrer às eleições. A principal crítica dos deputados da oposição é com relação à proibição de qualquer transportadora ter controle ou coligação com empresas que tenham atividades de E&P ou comercialização de gás. Isso forçaria a Petrobras a se desfazer da Transpetro. Outro ponto de resistência ao projeto são as distribuidoras de gás. Em nota divulgada à imprensa, a SCGás afirmou na segunda-feira que a aprovação do substitutivo vai aumentar as tarifas de gás natural no país. A empresa também aponta o risco de judicialização devido a incertezas jurídicas em relação ao projeto. (Brasil Energia - 12.12.2017)

### **PL do Gás sofre pressão para ter determinados artigos vetados**

A tramitação do substitutivo ao PL 6.407/13, que trata de um novo marco para o mercado do gás natural ainda deverá passar por intensos embates neste fim de ano. O Conselho de Desenvolvimento e Integração Sul (Codesul) quer que o presidente Michel Temer vete pontos da proposta, considerada inconstitucional por eles. Na carta enviada ao presidente, datada nesta terça (12/12), a criação do mercado livre de gás é um dos pontos de divergência. A carta alega que não cabe à ANP a regulação e estabelecimento de critérios para definir quem pode ser consumidor livre. Esse é um dos pontos que, diz a carta, invade a competência dos estados. Outro ponto de discordância é a desverticalização do transporte de gás, cujo prazo é considerado muito longo por eles. O Codesul defende que esse período deveria ser de cinco anos a partir da publicação da lei, com a certificação de independência ser imediata. Uma alternativa defendida é essa certificação ocorrer no prazo de até um ano, com a desverticalização ocorrendo em até cinco anos após. O terceiro ponto do qual o grupo discorda é o acesso aos gasodutos, terminais de UPGNs, que deveria ser obrigatório e não negociado, como prevê o substitutivo. Para o Codesul, esse tipo de negociação não funcionou na Lei do Petróleo e o que provavelmente poderia se repetir nesta nova legislação. O grupo alega que os pontos vão contra o artigo 25 da Constituição, que determina aos estados o papel de distribuição de gás natural. Após ter sido retirado da pauta da reunião da CME, no último dia 5/12, a previsão é que a matéria volte a ser

analisada na reunião da próxima quarta-feira (13/12), a poucos dias do início do recesso parlamentar, previsto para o próximo dia 22/12. (Brasil Energia - 12.12.2017)

### **PL do Gás é defendido por associações da indústria**

Na última terça-feira (12/12), um dia antes da votação prevista do substitutivo ao PL 6.407/13 que muda o marco do gás natural na CME, diversas entidades ligadas à indústria divulgaram cartas de apoio à aprovação da proposta. Nos documentos as instituições concordam que será importante para o mercado a aprovação do novo marco legal. O PL do Gás está previsto para ser votado na comissão na reunião desta quarta-feira (13/12), após ter sido retirado de pauta no encontro realizado no último dia 5/12, quando o governo confiava que seria votado e aprovado. Horas antes da divulgação das cartas de apoio, o Codesul divulgou um documento contrário à aprovação de alguns itens do substitutivo, afirmando que são contra a constituição. O Fórum do Gas, que reúne associações como Abrace, Abividro, Abraceel, Apine, Anfacer, Aspacer, Abrajet, Cogen e Anace, salienta que a atual regulamentação, dada pela Lei do Gás (11.909/2009), em vigor, pouco acrescentou para que o setor avançasse. Na mesma linha, a Abdid divulgou documento afirmando que o país está ao menos 20 anos atrasado no que diz respeito à efetiva inserção do gás na matriz energética. A carta da associação diz ainda que a atuação verticalizada da Petrobras, em diversos elos da cadeia, representa uma barreira à concorrência e que a legislação atual foi incapaz de promover a abertura esperada. Já o IBP elaborou um manifesto de apoio argumentando que os direitos dos estados na distribuição do gás, como previsto na constituição, será preservado. Esse é um dos tópicos mais polêmico e usado como argumento pelos opositores à proposta. De acordo com o instituto, as distribuidoras estaduais permanecerão com a exclusividade da movimentação da molécula. Para os agentes que se opõem ao atual texto, a atribuição dada à ANP em alguns itens, como a comercialização, invadiria a competência estadual e por isso seria inconstitucional. Ainda na avaliação do IBP, diante de novas alternativas de ofertantes, o preço do gás passará a ser balizado segundo as regras de concorrência de mercado, beneficiando os consumidores, que passarão a ter a opção de poder escolher seus fornecedores. (Brasil Energia - 12.12.2017)

### **Explosão em gasoduto na Áustria afeta distribuição na Europa**

Uma explosão em um importante centro de distribuição de gás na Áustria deixou ao menos uma pessoa morta e mais de 20 feridas. O incidente, ocorrido na cidade de Baumgarten, afetou a cadeia de abastecimento do setor e movimentou o mercado de energia europeu. A companhia OMV AG, que detém 51% do centro de distribuição chamado Gas Connect Austria, disse que ainda não sabe o que causou a explosão. Além disso, um porta-voz da empresa adiantou que serão necessários alguns dias para que a operação do gasoduto seja restaurada, o que exigirá uma rota alternativa para transportar o gás e compensar o problema na central de Baumgarten. O centro fica localizado a 50 km de Viena e é uma importante conexão para distribuir pela Europa o gás produzido na Rússia. (Valor Econômico - 12.12.2017)

## **Projetos de óleo e gás não serão mais financiados por Banco Mundial**

O Banco Mundial anunciou em Paris nesta terça-feira (12/12) que não vai mais financiar a atividade de exploração e produção de petróleo e gás a partir de 2019. O objetivo, de acordo com a instituição, é impulsionar as fontes renováveis de energia. O movimento foi destinado a ajudar os países a cumprir as promessas de redução nas emissões de gases de efeito estufa feitas no Acordo de Paris de 2015. No relatório anual de 2016, conta que o Banco Mundial investiu pouco mais de US\$ 3 bilhões em indústrias de extração - três vezes mais que no ano anterior. (Brasil Energia - 12.12.2017)

## **Mercado paulista pode ser receber maior quantidade de gás**

A Petrobras deve enviar para o governo da Bolívia até o fim do mês uma proposta de compra de volume adicional de gás natural para atender à demanda do mercado do estado de São Paulo, que concentra o maior parque industrial do país. A informação foi dada pelo ministro boliviano dos Hidrocarbonetos, Luiz Alberto Sanchez. Ele declarou à agência de notícias estatal boliviana, ABI, que a economia brasileira inicia um movimento de recuperação e isso fará com que as indústrias passem a demandar mais gás natural. No entanto, o ministro do país vizinho não precisou de quanto será esse volume adicional que poderá ser comprado pela petrolífera brasileira. Dados disponibilizados pela Abegás mostram que desde janeiro o parque industrial do país vem consumindo um volume paulatinamente maior. No começo do ano, em janeiro, a média foi de 24,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Em agosto atingiu o pico do ano até agora, com 28,3 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Em termos de volume consumido, as indústrias ficam atrás apenas do segmento térmico. (Brasil Energia - 12.12.2017)

## **PL do Gás não tem discussão finalizada na CME**

A apreciação no plenário da Câmara do Deputados do PL 6.407/2013, que estabelece as novas diretrizes para o setor de gás, ficará para 2018. Ao contrário do previsto, o novo texto do PL com a inclusão de 11 emendas não foi colocado para votação nesta quarta-feira (13/12) na reunião da Comissão de Minas e Energia, suspensa em função do início da sessão do Congresso Nacional. Partidos da base de apoio do governo e o deputado e relator do PL Marcus Vicente (PP/ES) avaliam a possibilidade de retomar a reunião ainda nesta quarta-feira, após o fim da sessão do Congresso, mas a tendência é de que o debate e a votação do texto na CME acabem transferidos para a próxima semana, no dia 20 de dezembro. Apesar de curta, a reunião foi pautada por fortes debates contrários à votação do PL e tentativas de obstrução feitas por deputados favoráveis a continuidade do debate. A expectativa original era de o texto do PL fosse votado na CME no dia 6 de dezembro, mas por solicitação dos deputados Davidson Magalhães e João Carlos Bacelar Filho o texto foi retirado da pauta para apreciação nesta quarta-feira (13/12). A resistência parlamentar ao PL do Gás vem aumentando. O desfecho desta quarta-feira (13/12) da reunião da CME, pautada por debates contrários a aprovação imediata do projeto, indica mais uma

derrota do governo, que planejava aprovar a nova regulamentação do setor ainda em 2017. (Brasil Energia - 13.12.2017)

### **Lei do Gás não é votada na Câmara**

Parte das principais representações do setor de gás natural no país e da indústria afetada por esse mercado fizeram esforços para aprovar ainda este ano, na Câmara dos Deputados, o PL que promete resolver os entraves da Lei do Gás (11.909/2009). Diferentes entidades enviaram ofícios ao ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho, e aos deputados na tentativa de fazer o novo marco legal chegar ao Senado ainda neste mês. A estratégia de convencimento foi manifestada em, pelo menos, quatro cartas de entidades endereçadas a autoridades em Brasília. Surtiu efeito apenas a articulação de governos estaduais, que temem perder o poder de regular o fornecimento de gás natural, e de parte da indústria petroquímica, que quer acesso ao combustível a preço reduzido. O apelo feito pelos dois grupos adiou a votação do PL 6.407/2013, na CME, para 2018. A expectativa de rápida aprovação do projeto no Congresso havia sido alimentada pelo avanço alcançado nas discussões promovidas pelo MME, com o programa Gás Para Crescer. Com a iniciativa, lançada em julho de 2016, o ministério reuniu diferentes segmentos do mercado para buscar soluções que estimulassem o aumento da oferta e da competição no fornecimento. Na quarta-feira, a matéria deixou de ser votada novamente na comissão. O deputado Domingos Sávio (PSDB-MG) afirmou ter recebido, na véspera, um alerta do governador de Mato Grosso do Sul, Reinaldo Azambuja (PSDB), de que o projeto poderia trazer prejuízos às distribuidoras estaduais. O secretário de Petróleo e Gás Natural do MME, Márcio Félix, admitiu que as distribuidoras estaduais fazem parte de um dos grupos que oferecem resistência à aprovação do novo marco. Os Estados, que controlam essas empresas, têm preocupação sobre como o governo federal irá agir para harmonizar a regulação dos órgãos de controle estaduais no novo ambiente de competição. O risco jurídico foi levantado pela Abegás. (Valor Econômico - 15.12.2017)

### **Municípios no MA beneficiam-se da exploração de gás**

Não foi a "meia Bolívia" prometida pelo empresário Eike Batista, mas o gás descoberto na Bacia do Parnaíba pela antiga OGX Maranhão, hoje controlada pela Eneva, está levando riqueza para municípios muito pobres do Maranhão. A produção de gás pela Eneva começou no campo Gavião Real, e hoje a empresa também produz em Gavião Vermelho, Gavião Branco, Gavião Preto, Gavião Azul e Gavião Caboclo. A primeira cidade beneficiada foi Santo Antônio dos Lopes, local da primeira descoberta. Em seguida vieram as cidades de Lima Campos, Capinzal do Norte, Trizidela do Vale e Pedreiras. Os cinco municípios já receberam R\$ 83,6 milhões em royalties desde 2013. O modelo de negócios adotado pela Eneva é o primeiro no Brasil em que o gás produzido em terra é transferido dos poços por uma rede de 153 quilômetros de gasodutos. Na operação da Eneva o gás ainda é usado na sua quase totalidade pela própria empresa. O modelo "gastowire" na Bacia do Parnaíba foi tão bem sucedido que existem hoje mais de 20 blocos adquiridos pela Parnaíba Gás Natural (Eneva),

Petrobras, Galp, Ouro Preto e Vipetro, que estão em fase exploratória na Bacia do Parnaíba. A Eneva quer repetir o modelo na Amazônia, onde comprou da Petrobras o campo de Azulão. (Valor Econômico – 18.12.2017)

### **Estado de SC recebe sondagens para térmica a gás**

O estado de Santa Catarina ter recebido sondagens de empresas interessadas em construir termelétricas a gás natural, sendo atreladas a terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) no estado. O assessor de Segurança, Meio Ambiente e Saúde da SCGás, Willian Anderson Lehmkuhl, não revelou quais seriam essas companhias, mas adiantou que os projetos incluem pequenas usinas, de 30 MW em potência instalada até grandes projetos, de até 600 MW. Lehmkuhl disse ainda que o gás proveniente dos terminais de GNL poderia ser integrada à malha, com conexão ao trecho do Gasbol que passa pelo estado. O duto, em Santa Catarina, é a parte que mais se aproxima do litoral, possibilitando a conexão. Isso poderia permitir também que o gás eventualmente não consumido pelas térmicas pudesse ser injetado na rede, promovendo também uma opção de consumo adicional aos demais consumidores da distribuidora catarinense. Atualmente, o estado tem um contrato de consumo de aproximadamente 2 milhões de m<sup>3</sup>/dia do gás vindo da Bolívia e tem como demanda principal as indústrias, já que hoje em dia ainda não há UTEs em território catarinense. (Brasil Energia – 19.12.2017)

### **Santa Catarina terá o gás natural encarecido em 9%**

A Aresc autorizou no último dia 18/12, reajuste de 9% nas tarifas de gás natural para o estado. O novo valor de referência, que é R\$ 0,67 por m<sup>3</sup>, entra em vigor a partir do próximo dia 1º/1 pela SCGás. Porém, a distribuidora estima que o preço a ser repassado aos clientes deverá ser de R\$ 0,77 por m<sup>3</sup>. Para o segmento industrial, o principal consumidor de gás do estado, a tarifa líquida irá variar de R\$ 0,77 por m<sup>3</sup> – para as indústrias que consomem uma faixa que vai de 200 mil m<sup>3</sup>/dia a 1 milhão de m<sup>3</sup>/dia – a até R\$ 2,36 por m<sup>3</sup> para indústrias que consomem até 150 m<sup>3</sup>/dia de gás. Este reajuste é o terceiro desde que o mecanismo de conta gráfica começou a ser utilizado para a precificação do gás natural catarinense, e está dentro do padrão de reajustes semestrais definido desde a implementação dessa ferramenta. A conta gráfica é uma ferramenta regulatória adotada pela Aresc para definir os preços, na qual são registradas e acumuladas as diferenças entre os preços faturados pelos fornecedores à Concessionária. (Brasil Energia – 19.12.2017)

### **Energia térmica será contratada na região de Manaus**

O MME publicou a portaria 429/2017, na última quarta-feira, 20 de dezembro, reconhecendo a necessidade de contratação de geração termelétrica no montante de 105 MW em locais eletricamente equivalentes aos das atuais Usinas de Flores, 80 MW, e de Iranduba, 25 MW, na Região Metropolitana de Manaus (AM), até a conclusão da obra e entrada em operação do 4º Transformador 230/69 kV – 150 MVA da Subestação Manaus. A Amazonas Geração e Transmissão vai ser a

responsável pela compra e pelas obrigações de contabilização e liquidação da energia no âmbito da CCEE. De acordo com a portaria, na contratação deverão ser previstas cláusulas para a extensão ou a redução dos prazos de contratação das usinas, com pelo menos 30 dias de aviso prévio, para permitir a alteração dos prazos de contratação a depender da entrada em operação do transformador. Os custos fixos e variáveis deverão ser aprovados e autorizados pela Aneel. O encargo destinado à cobertura dos Custos do Serviço do Sistema poderá ser usado. Excepcionalmente, essa Geração Termelétrica não estará sujeita ao Rateio de Inadimplência no MCP. (Agência Canal Energia - 21.12.2017)

### **Segundo Comerc Gás, demanda de gás cai 2,2% em setembro**

A demanda de gás natural do país passou de 97,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia em agosto para 95,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia em setembro. Isso representa uma redução de 2,2%, ocasionada pelo menor consumo na geração elétrica, de acordo com a Comerc Gás. Em setembro, o segmento termelétrico consumiu 44,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia, retração de 3,1% em relação a agosto, quando chegou a 45,9 milhões de m<sup>3</sup>/dia. O setor industrial, que depois do térmico é considerado o principal consumidor de gás, teve uma retração mais ligeira, de apenas 0,7%, chegando a 26,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia frente a 26,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia do mês anterior. Já a produção bruta de gás cresceu 1,9% com relação a agosto. Desse total, 57 milhões de m<sup>3</sup>/dia foram provenientes do pré-sal, 38,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia do pós-sal e 23,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia vieram dos campos em terra. Descontando a reinjeção e queima nos campos de produção, a oferta nacional chegou a 61,9 milhões de m<sup>3</sup>/dia, o que representa uma diminuição de 1,5% com relação a agosto. Já a importação de gás da Bolívia ficou praticamente estável, com uma retração de 0,3%. O volume de GNL injetado na malha caiu 6,4% em agosto. (Brasil Energia - 21.12.2017)

### **Despacho térmico e importação sem garantia física são discutidos**

A Aneel abriu na última quinta-feira, 21 de dezembro, um processo de audiência pública com o objetivo de discutir critérios de elegibilidade para a geração termelétrica despachada por razões de restrições elétricas, considerando o deslocamento de geração hidrelétrica. A discussão na Aneel, que será documental e irá até 5 de fevereiro de 2018, tratará também de inflexibilidades termelétricas declaradas na programação diária e em tempo real, além da importação de energia elétrica sem garantia física. O tema do despacho termelétrico fora da ordem de mérito é sensível no atual momento, em que diversas regiões do país sofrem com baixos índices de pluviosidade e níveis reduzidos nos reservatórios hidrelétricos. Em manifestação técnica enviada à Aneel, o ONS abordou a questão entendendo que, conceitualmente, quando há um despacho de geração térmica fora da ordem de mérito de custo, há deslocamento de geração hidrelétrica. “Afirmar que toda geração termelétrica acionada fora da ordem de mérito de custo automaticamente implica deslocamento da geração hidrelétrica não só é incompatível com a formulação engendrada na Resolução nº 764/2017 como, também, conflita com a própria diretriz legal enunciadora da operação ótima dos recursos eletroenergéticos no âmbito do SIN”, detalhou a Aneel, no documento que fundamenta a abertura do

processo de audiência pública para discutir o assunto entre os agentes do setor elétrico. No caso da importação de energia elétrica sem garantia física, a discussão partiu de manifestação da Apine. A entidade enxerga a existência de ineficiências alocativas no desenho da Resolução 764/2017, ao apontar apropriações do excedente de geração pela demanda que seriam indevidos. Segundo a Aneel, ineficiência colocada pela Apine existiria apenas em situações específicas, como quando a quantidade importada não está prevista no PLD. (Agência Canal Energia - 22.12.2017)

### **Segundo Abegás, demanda térmica de gás cresce 90,4% em outubro**

O consumo de gás natural para geração elétrica cresceu 90,40% em outubro deste ano, quando comparado com o mesmo mês do ano passado, ao passar de 19,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 36,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia, em função do despacho das termelétricas que ainda permaneceu alto no período devido à falta de chuvas. No mercado brasileiro como um todo, o consumo de gás registrou elevação de 18,59%, ao sair de 65 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 77,1 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Os dados foram divulgados pela Abegás nesta quarta-feira (20/12). Já na comparação com setembro (75,3 milhões de m<sup>3</sup>/dia), o consumo do mercado cresceu 2,42%. No acumulado do ano cresceu 5,64%, com relação ao acumulado de janeiro a outubro do ano passado. O segmento elétrico registrou, de setembro para outubro, aumento de 5,77%, já que passou de 34,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia para os 36,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia. No acumulado de 2017, esse segmento registrou um aumento de 31,23%. (Brasil Energia - 22.12.2017)

### **Alteradas as regras de gestão da CCC e dos subsídios ao carvão**

A Aneel aperfeiçoou as regras de gestão orçamentária da CCC e da subconta que trata dos subsídios ao carvão mineral nacional. O regulamento aprovado na última terça-feira, 19 de dezembro, reduz prazos de processamento e reembolso dos custos de geração cobertos pela CCC e das despesas das usinas que usam carvão. As regras que tratam do assunto foram consolidadas em um único normativo, com procedimentos adequados à atuação da CCEE. A CCEE assumiu a administração dos fundos setoriais a partir de maio desse ano. Incluídas na CDE, a CCC e a subconta carvão repassam recursos para cobertura de combustíveis a concessionários de distribuição dos sistemas isolados e a geradores a carvão. (Agência Canal Energia - 22.12.2017)

### **Norte do RJ receberá R\$ 7 bi devido a hub de gás**

Na assinatura do decreto que criou a Zona de Processamento de Exportação do Açú, em São João da Barra (RJ), nesta quarta-feira (27), o presidente da Prumo Logística, José Magela, ressaltou a implantação do Açú Gas Hub, que vai abrigar duas usinas termelétricas com geração de 3 GW e um terminal de regaseificação com capacidade para 42 milhões m<sup>3</sup>/dia. Segundo ele, o Hub vai ser mais um atrativo para as empresas que usam gás como matéria-prima se instalarem na ZPE. Moreira Franco lembrou do Leilão de Energia A-6, realizado na última semana, em que foi viabilizada a UTE GNA 2, a ser instalada no Açú e que

também vai suprir o Porto. Temer assina criação da ZPE do Açu: Hub de gás com UTEs deve trazer investimentos de R\$ 7 bilhões A ZPE do Açu vai ter área de 2 km<sup>2</sup> e ficará a 10 quilômetros do Terminal do Porto, contando com infraestrutura viária terrestre para o transporte de diferentes tipos e tamanhos de cargas. O terminal opera desde 2016 e pode movimentar granéis sólidos, cargas de projetos, veículos e contêineres, entre outros. A ZPE será a primeira da região do Norte Fluminense. A previsão é que a operação comece em 24 meses. Essas zonas são áreas de livre comércio, destinadas à instalação de empresas, com 80% da produção voltada para a exportação. As empresas localizadas na ZPE são beneficiadas com incentivos fiscais. A expectativa é que somente na primeira etapa de implantação ela gere investimentos de R\$ 40 milhões. O porto terá ainda uma ferrovia que o ligará às cidades do Rio de Janeiro (RJ) e de Vitória (ES). (Agência Canal Energia - 27.12.2017)

## II. Tecnologia

### **Indústria do carvão mineral ainda aposta na modernização**

O segmento do carvão mineral ainda aposta na modernização de usinas que estão próximas do fim da vida útil ou que apresentam tecnologias mais defasadas em relação às unidades mais novas em implantação pelo mundo. Segundo o presidente da Associação Brasileira do Carvão Mineral (ABCM), Fernando Luiz Zancan, a pauta da entidade para este ano será a busca de uma política para o segmento, com foco no programa. A proposta era de utilizar a CDE para que usinas existentes, em fase de descomissionamento ou interessadas em atualizar a tecnologia realizassem modernização que permitisse ampliar a geração com menos emissões na atmosfera. Uma emenda chegou a ser incluída na MP 735, quando estava sendo analisada pelo Câmara dos Deputados, passou pelo Senado, mas foi vetada pelo presidente Michel Temer. O ministro de Minas e Energia, Fernando Bezerra Coelho Filho, chegou a defender publicamente a modernização. "Isso foi mal interpretado pelo governo, visto que era um programa que atrairíamos US\$ 5 bi de investimento para os estados do Sul, substituindo usinas antigas por usinas novas mais eficientes e com menor emissão de CO<sub>2</sub>/KWh", disse Zancan. Na avaliação do executivo, a proposta, se não tivesse sido vetada, poderia significar "uma transição tranquila de um parque velho para um moderno". Zancan projeta ainda que este ano poderá significar um acréscimo na geração térmica, diante dos novos parâmetros de cálculo do PLD, que utilizam dados de entrada que tornam mais conservadora a avaliação da aversão ao risco. O carvão mineral tem sido uma das fontes energéticas mais afetadas pela mudança de paradigma no universo energético, com o recrudescimento da oposição às emissões de gases de efeito estufa, cujo ápice foi o Acordo de Paris, assinado em 2015, com a intenção de reduzir a temperatura média da Terra. Com o acordo, as fontes fósseis tendem a perder espaço nas matrizes energéticas dos países signatários do acordo, em contraposição à expansão das fontes renováveis. No Brasil, além do veto presidencial à emenda da modernização das usinas a carvão, outra medida contra o segmento veio do BNDES, que decidiu não conceder mais financiamento a térmicas a carvão mineral. No entanto, a existência de uma cadeia produtiva e a necessidade de rápida expansão da fonte ainda podem motivar a manutenção do segmento. (Brasil Energia - 17.01.2017)

### **GE estende contrato com termelétrica para US\$ 1,1 bi**

A americana GE Power Services assinou um contrato de prestação de serviços com a Centrais Elétricas do Sergipe (Celse) no valor de US\$ 216 mi, prevendo operação e manutenção (O&M), além de soluções digitais que poderão melhorar a eficiência da termelétrica Porto do Sergipe, que terá 1,516 mil MW de potência. O contrato é uma extensão do negócio fechado entre a GE e a termelétrica em outubro passado, envolvendo US\$ 900 mi e o fornecimento de todos os equipamentos necessários para a construção da usina. Com isso, o contrato total da GE com a Porto do Sergipe vai para US\$ 1,116 bi, ou R\$ 3,458 bi, considerando

o fechamento do câmbio de sexta-feira. A termelétrica Porto do Sergipe teve a energia contratada no leilão A-5 de maio de 2015 e tem previsão de entrada em operação em janeiro de 2020. A duração do novo contrato da GE com a Celse é de 25 anos, disse, em entrevista ao Valor, o gerente-geral da GE Power Services para a América Latina, Ramon Paramino. Segundo ele, as tecnologias que serão implementadas vão permitir a otimização da usina em seu nível mais elevado. Dessa forma, será possível alcançar uma taxa de disponibilidade de até 96,5%. O contrato inclui ainda soluções de segurança, que mantêm os dados do cliente seguros e impedem ataques cibernéticos. "Achamos que, desde a integração da Alstom, temos expertise em geração, e podemos ter soluções completas. Poucas companhias podem fazer isso", disse Paramino. Ele destacou que, com a tecnologia da GE, será possível monitorar a termelétrica e analisar os dados operacionais. "Podemos elevar a performance da unidade a outro nível", afirmou, completando que isso permite que seus clientes maximizem os retornos. "Vemos que o mercado brasileiro está se recuperando", disse Paramino. Segundo ele, a GE vê o país como um mercado "muito importante" e está comprometida a ajudar o país a melhorar sua geração de energia. (Valor Econômico – 02.03.2017)

### **Siemens fornece sistemas de monitoramento para térmica no Acre**

A Siemens firmou acordo de fornecimento de sistemas de monitoramento e relés de proteção para a usina Cruzeiro do Sul, da Guascor, operado pela Eletrobras Distribuição Acre (também denominada Eletroacre), informou a fabricante de equipamentos em comunicado nesta quarta-feira (8/3). A implantação dos equipamentos está prevista para ocorrer em abril e tem como objetivo melhorar a operação e centralizar a supervisão do sistema, de acordo com a companhia. A Guascor foi comprada em 2011 pela Dresser-Rand, subsidiária da Siemens. A usina de Cruzeiro do Sul está no Sistema Isolado e é movida a óleo diesel. (Brasil Energia – 08.03.2017)

### **GE e dona da UTE Porto do Sergipe assinam contrato de serviços**

A GE Power assinou contrato de serviço plurianual com a Celse (Centrais Elétricas de Sergipe) para a termelétrica Porto do Sergipe, com a qual a fabricante de turbinas já possui contrato de fornecimento, no valor de US\$ 900 mi, informou a multinacional nesta quarta-feira (15/3). Segundo a GE, o acordo inclui soluções digitais, de operação, manutenção, reparo e a primeira encomenda da solução de segurança cibernética da empresa na América Latina, denominada OpShield. O contrato prevê serviços de operação e manutenção de instalações a longo prazo, incluindo manutenção programada nas turbinas a gás e a vapor, componentes auxiliares, geradores e sistemas de controle, entre outras ações. (Brasil Energia – 15.03.2017)

### **Engie: mais de 15 empresas estão interessadas em térmicas a carvão**

Mais de 15 empresas manifestaram interesse nos ativos de geração a carvão colocados à venda pela Engie Brasil Energia até o momento. Segundo o diretor-presidente da companhia, Eduardo Sattamini, a etapa de sondagem de mercado

ainda está em andamento. "Ainda estamos no processo de recebimento dos acordos de confidencialidade. Hoje já temos mais de 15 interessados com acordo assinado ou em processo de assinatura", disse o executivo, ao Valor. Os ativos à venda são o complexo termelétrico de Jorge Lacerda (SC), de 857 megawatts (MW) de capacidade, e o projeto da usina Pampa Sul (RS), de 340 MW, que está com 55% das obras concluídas e tem previsão de início de operação no fim de 2018. Pampa Sul tem investimento previsto de R\$ 1,8 bilhão e receita anual fixa de R\$ 590 milhões. A medida faz parte da estratégia do grupo franco-belga Engie de descarbonização de seu parque gerador e de ampliar a atuação em geração distribuída. Com relação ao setor de transmissão de energia, a Engie continua interessada no segmento, mesmo após sair do leilão de segunda-feira sem arrematar nenhum lote. (Valor Econômico - 27.04.2017)

### **Implantação da URE Barueri será iniciada ainda este ano**

Está previsto para o segundo semestre o início da construção da Unidade de Recuperação Energética (URE) Barueri, primeiro projeto do Brasil a usar tecnologia waste to energy (WTE) para tratamento térmico de resíduos urbanos, com geração de eletricidade associada. A trajetória de concepção dessa futura usina é um exemplo de persistência do empreendedor, a Foxx Haztec, que desde 2012 vem se movimentando em várias frentes para conseguir viabilizar essa unidade. Segundo o presidente da companhia, Milton Pilão, um dos principais desafios foi a viabilização do licenciamento junto ao órgão ambiental do governo paulista, a Cetesb. O resultado vantajoso para a municipalidade foi conseguir um preço final menor do que o sistema atualmente utilizado - que obriga o transporte do lixo para um aterro a 20 kms de distância - mesmo considerando que a coleta e triagem de material reciclável ficam integralmente por conta da prefeitura. A URE Barueri, relata Pilão, terá capacidade final de 30 MW, mas começará com 20 MW e processamento de 300 toneladas/dia de resíduos. O epecista da usina é a empresa de Singapura, especializada nessa área, a Keppel Seghers. (Brasil Energia - 27.04.2017)

### **Inovações tecnológicas contribuíram para impulsionar uso do Biogás**

Uma iniciativa científica relevante concluída este ano foi o projeto Probiogás, firmado em 2013 entre Brasil e Alemanha para testar o aproveitamento energético do biogás em dez ETEs do país. Um acordo de R\$ 7,3 milhões, firmado entre a Sabesp e o Instituto Fraunhofer, da Alemanha, resultou em um equipamento que transforma gás de esgoto em biometano. A partir do segundo semestre, o combustível renovável será usado nos 49 veículos da empresa em Franca (SP). Com o aproveitamento do gás, haverá redução anual da emissão de 1,5 milhão de toneladas de dióxido de carbono. Em São José dos Pinhais (PR), a GE Power e a CS Bioenergia produzirão 3 MW de energia térmica e 2,8 MW de eletricidade na ETE Belém, a partir da biodigestão do lodo. A Veolia, transnacional especializada em serviços ambientais, tem tentado vender suas tecnologias para produção de biogás, mas o mercado brasileiro ainda está "engatinhando", constata o diretor de projetos para a América Latina, Yves Besse. Um gargalo é o baixo acesso da população a saneamento: "Quanto mais poluído

é o corpo receptor, menor a exigência de qualidade do esgoto tratado e da tecnologia utilizada". (Valor Econômico – 31.05.2017)

### **Sabesp contrata geradores a gás da Tecno gera**

A Tecno gera foi contratada pela Sabesp para a instalação de uma mini usina geradora de energia em uma estação de bombeamento de águas do Sistema Rio Grande para o Alto Tietê. O objetivo é aumentar a segurança hídrica da Grande São Paulo. Os grupos geradores vão oferecer uma potência instalada de 14,5 MVA e já estão em operação na interligação Rio Grande-Taiacupeba, em Ribeirão Pires, cidade da grande São Paulo. Como são movidos a gás, eles têm menor impacto ambiental e baixa emissão de ruídos. Os geradores usados na transposição são da Siemens, que realizou a vendas para o projeto desenvolvido pela Tecno gera para atender a demanda da Sabesp. De acordo com Abraham Curi, CEO da Tecno gera, o uso de geradores a gás faz parte da estratégia da empresa em oferecer motores menos poluentes. Como a tecnologia da Tecno gera ainda está em desenvolvimento, existe no projeto o apoio da Siemens como fornecedora. A parceria entre a Siemens e Tecno gera vai gerar a energia necessária para mover grandes volumes de água por meio de duas adutoras de mais de 10 km de extensão. Depois disso, a água ainda segue pelo fluxo natural do córrego Taiacupeba-Mirim por mais 11,5km até chegar à represa. A energia disponibilizada pelos geradores é capaz de bombear um volume de 4000 litros de água por segundo. Além dos grupos geradores, o projeto da Tecno gera envolve uma solução completa para a necessidade da Sabesp, incluindo serviços de comissionamento e manutenção preventiva. (Agência CanalEnergia – 19.06.2017)

### **Complexo termelétrico a gás ganha adicional de 700MW na capacidade instalada**

Passou de 1.500 MW para ao menos 2.200 MW a previsão de capacidade instalada do complexo termelétrico a gás que Siemens, Gasen e AES Tietê planejam construir em área da Emae, ao lado da usina Fernando Gasparian, da Petrobras. Os empreendimentos poderão participar de leilão de energia nova que o governo federal deve realizar em 2018, de olho em possível retomada gradativa do consumo elétrico até o final da década. Somente a parte do empreendimento a cargo da Siemens e Gasen estaria se programando para instalar no local quadro módulos de turbinas com 400 MW cada, perfazendo 1.600 MW de potência, explicou o secretário de Mineração e Energia do Estado de São Paulo, João Carlos Meirelles. O investimento previsto é da ordem de R\$ 6 bilhões, com consumo diário de gás estimado em 6 milhões de m<sup>3</sup>/dia. AES Tietê, que responderia pelos demais 600 MW, também está concluindo a parte burocrática de constituição de consórcio, mas com parceiros não revelados. A disponibilidade de gás para alimentar o complexo já não é o maior problema, uma vez que a Petrobras reduziu sua importação da Bolívia, abrindo espaço para outros agentes interessados em trazer o energético. O problema é que até que a oferta total do volume necessário para o complexo fique disponível, será necessário usar GNL durante uma fase de transição, levando assim à necessidade de uma solução para

questões tributárias que impedem ainda operações de swap de gás no Brasil. (Brasil Energia – 28.06.2017)

### **BNDES irá financiar termelétrica movida a casca de arroz**

O BNDES aprovou a concessão de um financiamento de R\$ 35,3 milhões para a implantação de uma usina termelétrica alimentada com biomassa no Rio Grande do Sul, que utilizará casca de arroz como matéria-prima para geração de energia. A Usina Termelétrica de São Sepé já começou a ser construída em julho do ano passado pela Sepé Geração de Energia, controlada pela Cooperativa Regional de Eletrificação Rural do Alto Uruguai (Creal). Está localizada no município de São Sepé e é uma das obras do PAC. A empresa foi uma das vencedoras do leilão de energia A-3 realizado em 2015 e o início das operações comerciais está previsto para janeiro do ano que vem. O financiamento será liberado de forma indireta, pelo Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul (BRDE). Com um investimento total de R\$ 48,6 milhões, a unidade terá potência instalada de 8 megawatts (MW), suficiente para atender cerca de 30.726 domicílios. Para produzir energia, a usina utilizará quase 71 mil toneladas de casca de arroz. Esta será a quinta usina da Creal, sendo a primeira termelétrica. A unidade mais recente é a de Santa Carolina, que entrou em operação em maio de 2016. (Valor Econômico – 05.07.2017)

### **Gaúchos e governo japonês apostam em projeto que transforma carvão mineral em gás**

Em busca de um maior aproveitamento do carvão como fonte energética, o setor aposta em um projeto de produção do gás no Rio Grande do Sul. O presidente da Associação Brasileira do Carvão Mineral (ABCM), Fernando Luiz Zancan, diz que a fonte "é competitiva" e tem a perspectiva de ser utilizada para produção de gás, em um swap energético que poderia gerar energia não só para o sul do Brasil, principal produtor de carvão, mas para suprir a demanda de outros estados do país, pois esse gás seria injetado na rede. O projeto no Rio Grande do Sul é o de uma usina carbonífera que poderia produzir em torno de 2 milhões de m<sup>3</sup>/dia. O polo carboquímico será construído junto às reservas de carvão do município de Butiá. A implantação do polo surgiu de uma parceria entre empresários gaúchos e o governo do Japão que, há dois anos, analisa a qualidade do carvão do estado. Com relação ao PDE, Zancan disse que o documento do governo traz o problema da modernização das usinas à tona e ressalta que o carvão, embora esteja disponível de forma competitiva, ainda não é considerado como primeira opção das discussões da matriz energética nacional. "O programa de substituição do parque térmico a carvão nacional tem que ser executado imediatamente pois o tempo de construção de uma térmica é de cinco anos e mais o tempo de licenciamento ambiental", disse ele. (Brasil Energia – 24.07.2017)

### **Carbogás: gaseificador de lixo em MG de 1 MW e investimento de R\$ 32 mi deve ser concluído em 14 meses**

Uma tecnologia desenvolvida no Brasil de recuperação energética de resíduos sólidos urbanos vai começar a ser construída entre setembro e outubro na cidade de Boa Esperança, no sul de Minas Gerais, em projeto de Furnas para o programa de P&D da Aneel. Trata-se de sistema de gaseificação de resíduos, patenteado pela Carbogas, de Mauá (SP). Após pronta e aprovada a engenharia básica, Furnas deu o aval para a construção do sistema, que deve ser concluída em 14 meses, segundo o diretor da Carbogás, Roberto Infiesta Junior. A planta a ser entregue em regime turn-key, que visa tratar 60 t/dia de lixo, inclui sistema de preparação do reator pressurizado (o gaseificador), caldeira e turbina a vapor com potência de 1 MW. O projeto, que será conectado à rede da Cemig, totaliza R\$ 32 milhões e deve servir de experiência para Furnas replicá-lo em outros locais. A tecnologia foi adaptada de antigo sistema criado e vendido pela Carbogás até a década de 90 para gaseificação de carvão mineral, para ceramistas no Sul do País, até essa demanda passar a ser substituída pelo gás natural vindo da Bolívia. Além do projeto em Furnas, o sistema da Carbogás será instalado na cidade de Oran, na Argélia, em projeto para tratar 1.200 t/dia de lixo da cidade e com potência total de 20 MW, cuja epcista da obra internacional será a Andrade Gutierrez. Segundo Infiesta, também uma indústria química em breve instalará no Brasil um gaseificador para queimar resíduos industriais e ter gás para gerar vapor em caldeira. (Brasil Energia - 12.09.2017)

### **Criação de laboratório para testar combustão a gás**

O Fapesp Shell Research Centre for Gas Innovation (RCGI), ligado à Universidade de São Paulo (USP), colocou em operação o Laboratório de Diagnóstico Avançado de Combustão, no prédio da Engenharia Mecânica e Naval da Escola Politécnica da USP (Poli-USP). O objetivo é fazer diagnóstico de combustão utilizando o gás natural. O laboratório é um equipamento multiusuário que pode ser compartilhado por pesquisadores de outras instituições de pesquisa, públicas ou privadas. O laboratório está apto, por exemplo, a caracterizar injetores automotivos, queimadores industriais, a investigar a estabilidade de processos de combustão, entre outros. A estrutura ainda é capaz de caracterizar fluxos reativos e fornecer medições experimentais para validar simulações numéricas. O centro de pesquisa é abastecido com vários tipos de gás: metano, GLP, hidrogênio, oxigênio, dióxido de carbono e nitrogênio. (Brasil Energia - 19.09.2017)

### **RCGI: Centro de pesquisa voltado para área de gás investe em estudos de CCS**

O Fapesp-Shell Research Centre for Gas Innovation (RCGI), centro de pesquisa voltado para inovações em gás, anunciou na última sexta-feira, 29 de setembro, a criação de um novo programa com 16 projetos envolvendo captura e armazenamento de carbono (CCS, na sigla em inglês). Os trabalhos desse novo programa irão se somar a 29 projetos já existentes no portfólio da instituição. Segundo o diretor científico do RCGI, Julio Meneghini, o tema de redução de emissões terá cada vez mais relevância nas próximas décadas. "O petróleo, o gás natural e o carvão perfazem, respectivamente, 31,1%, 21,4% e 28,9% da matriz energética mundial. Mesmo que quintuplicássemos o uso de biocombustíveis,

isso não seria suficiente para cumprir as metas climáticas acordadas em Paris na última Conferência do Clima. Por isso, as tecnologias de CCS são tão importantes”, definiu Meneghini. Camila Brandão, representante da Shell no quadro do Comitê Executivo do RCGI, afirma confiar no investimento feito no Centro. “Temos uma grande expectativa na parceria com o RCGI. Nossa ambição é desenvolver tanto expertise interna como parcerias que habilitem o centro a participar de todas as etapas da cadeia tecnológica do petróleo e do gás: o desenvolvimento de um novo produto e sua disponibilização comercial no mercado”. Entre as novas pesquisas do centro de pesquisa, destacam-se diversos temas, incluindo estudos sobre construção de cavernas de sal para estocagem e separação de CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub> na região do pré-sal; sobre avaliação dos impactos ambientais de atividades de captura e estocagem de carbono no Brasil; e sobre as perspectivas do armazenamento de carbono em reservatórios de petróleo não convencionais “onshore” e em bacias sedimentares “offshore” do Sudeste do Brasil. (Agência CanalEnergia – 02.10.2017)

### **Ciclo combinado em Parnaíba I é desejo da Eneva**

A Eneva quer fechar o ciclo da térmica Parnaíba I, parte do complexo de geração integrada da companhia no Maranhão. No entanto, para viabilizar o investimento, avaliado em R\$ 1,6 bilhão, a companhia aguarda um leilão de energia nova para viabilizar a iniciativa. A empresa tem conversado com o MME sobre o assunto e espera que a concorrência saia em 2018. A UTE Parnaíba I opera desde 2013, com capacidade instalada de 676 MW, e gera receita fixa de R\$ 560 milhões anuais. A unidade está contratada até 2028. Com o fechamento do ciclo, a usina passaria a utilizar os gases de exaustão resultantes da geração a gás para produzir vapor. Hoje, das quatro térmicas operadas pela Eneva no Maranhão, apenas Parnaíba II opera em ciclo combinado. A companhia tem licença para produzir até 3,7 GW no complexo, mas gera apenas 1,4 GW. No momento, a companhia negocia clientes para a térmica Parnaíba IV, que entra no mercado livre já no começo de 2018. A unidade também opera desde 2013, com capacidade instalada de 56 MW. (Brasil Energia – 24.11.2017)

### **Siemens fecha acordo de R\$ 470 milhões para térmica a gás em Coari**

A Siemens, por meio das empresas Guascor e Dresser-Rand, fechou contrato de R\$ 470 milhões com a Amazonas Energia para construir uma UTE a gás em Coari (AM). Com 40 MW de capacidade instalada o empreendimento deverá iniciar a operação comercial no fim do ano que vem e o prazo para execução das obras é de um ano. O consórcio é um produtor independente de energia e venceu o processo licitatório realizado no ano passado pela Aneel. A usina tem o compromisso de fornecer 23,4 MW para a região por um período de 12 anos. O diretor-geral da Guascor, Yuri Sanches, explicou que a usina utilizará turbinas em ciclo fechado e será a primeira térmica em região isolada a utilizar esse tipo de tecnologia. Com o repasse da usina, o diretor-presidente da Amazonas Energia, Tarcísio Estefano Rosa, disse que a companhia agora poderá focar na atividade principal da empresa, que é a distribuição. A 600 quilômetros de Manaus, a cidade que receberá a térmica tem acesso ao gás natural da bacia do

Solimões, que produziu, no ano passado, média de 4,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia. (Brasil Energia – 29.11.2017)

### **UTE Porto do Açu poderá receber turbinas mais modernas**

A Siemens estuda fornecer turbinas a gás mais modernas, da classe H, para o projeto termelétrico da parceria entre a BP e a Prumo no Porto do Açu (RJ). Deverão ser instalados três equipamentos do tipo. Além disso, está prevista mais uma a vapor para o projeto de ciclo combinado, ainda está em fase final de estruturação, o que deve ocorrer no primeiro trimestre do ano que vem, segundo o gerente geral para Soluções em Energia da empresa, Felipe Ferres. O projeto térmico do Porto do Açu contará ainda com um terminal de regaseificação de GNL e a instalação de unidades de processamento de gás (UPGNs). A UTE foi adquirida da Bolognesi, antiga dona da outorga que pretendia realizar a construção em Pernambuco, quando o projeto ainda se chamava Novo Tempo. De acordo com Ferres, a turbina a ser instalada no projeto do Açu é outra classe de equipamento. Vem após o modelo F que foi instalado na termelétrica Mauá 3, em Manaus (AM), que conta com duas máquinas do tipo, em sua versão mais moderna, consumindo algo em torno de 2 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás. A térmica deve receber ainda uma turbina a vapor, em março de 2018. O gerente disse também que esse equipamento garante à térmica manauara uma eficiência energética de aproximadamente 57%, ou seja: esse é o volume que a usina consegue gerar de energia a partir da combustão a gás. Na média do mercado, o índice eficiência que variam de 35% a 40%, quando há utilização de óleo combustível. A Siemens também fornecerá recursos para a operação e manutenção da unidade. (Brasil Energia – 13.12.2017)

### III. Leilões

#### **Governo vai anunciar no 2º semestre leilões de óleo e gás de 2018 e 2019**

"Queremos anunciar no segundo semestre deste ano os leilões de óleo e gás de 2018 e 2019 porque isso dá previsibilidade para que as empresas possam se organizar", disse o ministro Fernando Coelho Filho (Minas e Energia) à coluna, sem informar quais serão as áreas. Coelho Filho afirmou estar confiante que a extensão do Repetro (regime aduaneiro especial do setor) saia ainda neste mês ou nos primeiros dias de abril. "Não podemos escolher a empresa A ou B. Torcemos pela Petrobras, mas a prioridade do governo é gerar emprego, renda e arrecadação para o país", disse sobre dar preferência à estatal. O ministro comentou também que o preço da energia deverá subir neste ano. "Vai ter ao longo de 2017 o acionamento de bandeira tarifária amarela, ou possivelmente, vermelha, pelo custo da geração", afirmou. "O primeiro foi completamente diferente dos leilões que tinham pouca adesão [obteve 92% dos R\$ 12,6 bilhões que o governo esperava contratar]. No dia 24, deverá se realizar outro - mais R\$ 13 milhões de investimentos. Para o próximo, poderemos seguir regra que se pensa para o de rodovias: se o deságio for muito grande, tem de aumentar a garantia para evitar outro caso Abengoa, de dar um deságio de 40%, e depois não conseguir executar. Possivelmente no segundo semestre, deveremos ter novos leilões de renováveis, térmicas, a gás e outras fontes". (Folha de São Paulo - 27.03.2017)

#### **Datas previstas e áreas ofertadas nas rodadas de licitações do pré-sal**

No leilão da 3º rodada serão ofertadas quatro áreas nas bacias de Campos e de Santos, na região do polígono do Pré-Sal: Pau Brasil, Peroba, Alto de Cabo Frio-Oeste e Alto de Cabo Frio- Central. Já o planejamento aprovado inclui áreas anunciadas pelo governo anteriormente, relativas à 4º Rodada de Licitações de campos terrestres maduros, à 2ª Rodada de partilha com áreas unitizáveis do pré-sal e à 14ª Rodada de Licitações na modalidade concessão. Além da 3ª Rodada desse ano, há 4ª Rodada de partilha prevista para maio de 2018; a 5ª Rodada prevista para o segundo semestre de 2019; a 15ª Rodada de concessão de blocos marítimos e terrestres com previsão para maio do ano que vem a 16ª Rodada de concessões de blocos marítimos e terrestres no segundo semestre de 2019; a 5ª Rodada de blocos terrestres maduros prevista para maio de 2018 e a 6ª Rodada de campos terrestres maduros para o segundo semestre de 2019. Sobre conteúdo local, o CNPE estabeleceu percentuais para licitações desse ano e decidiu que não haverá exigência contratual mínima para áreas terrestre a partir da 4ª Rodada de licitações. Para as demais áreas, a situação ainda será definida. (Agência CanalEnergia - 11.04.2017)

#### **ANP: pretende atrair fundos para rodadas de áreas de óleo e gás do Brasil**

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) estuda aprimorar os contratos das três grandes rodadas de licitação de blocos

exploratórios de óleo e gás previstas para este ano, de forma a atrair investidores diferentes dos encontrados atualmente no país, como fundos de investimentos. "Nós queremos reduzir os empecilhos para que os fundos de investimentos participem", afirmou o diretor-geral da ANP, Décio Oddone. A ANP projeta que as duas rodadas do pré-sal, sob regime de partilha de produção, ocorram no segundo semestre, assim como a 14ª Rodada de Blocos Exploratórios de óleo e gás, sob regime de concessão. Sem entrar em detalhes, o diretor-geral afirmou que os contratos vão deixar mais clara a possibilidade de agentes financeiros participarem, com aprimoramento nas garantias, na capacitação técnica e na documentação necessárias para a participação. A agência acompanhará integrantes do governo em um "road show" para apresentar as rodadas entre maio e junho, nos EUA, Reino Unido, China, Emirados Árabes, Cingapura e Austrália. As apresentações terão início logo após a conferência OTC, em Houston, uma das maiores do mundo do setor de petróleo, no início de maio. Oddone destacou ainda que é um desejo da ANP que haja empresas asiáticas, com grande capacidade financeira, com interesse em tornarem-se operadoras de áreas no Brasil. Para ele, as áreas a serem ofertadas neste ano são bastante atrativas e as licitações ocorrem enquanto o setor de petróleo no Brasil vive a maior abertura de sua história. (Reuters - 26.04.2017)

#### **ANP: pretende atrair fundos para rodadas de áreas de óleo e gás do Brasil**

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) estuda aprimorar os contratos das três grandes rodadas de licitação de blocos exploratórios de óleo e gás previstas para este ano, de forma a atrair investidores diferentes dos encontrados atualmente no país, como fundos de investimentos. "Nós queremos reduzir os empecilhos para que os fundos de investimentos participem", afirmou o diretor-geral da ANP, Décio Oddone. A ANP projeta que as duas rodadas do pré-sal, sob regime de partilha de produção, ocorram no segundo semestre, assim como a 14ª Rodada de Blocos Exploratórios de óleo e gás, sob regime de concessão. Sem entrar em detalhes, o diretor-geral afirmou que os contratos vão deixar mais clara a possibilidade de agentes financeiros participarem, com aprimoramento nas garantias, na capacitação técnica e na documentação necessárias para a participação. A agência acompanhará integrantes do governo em um "road show" para apresentar as rodadas entre maio e junho, nos EUA, Reino Unido, China, Emirados Árabes, Cingapura e Austrália. As apresentações terão início logo após a conferência OTC, em Houston, uma das maiores do mundo do setor de petróleo, no início de maio. Oddone destacou ainda que é um desejo da ANP que haja empresas asiáticas, com grande capacidade financeira, com interesse em tornarem-se operadoras de áreas no Brasil. Para ele, as áreas a serem ofertadas neste ano são bastante atrativas e as licitações ocorrem enquanto o setor de petróleo no Brasil vive a maior abertura de sua história. (Reuters - 26.04.2017)

#### **ANP: Leilões de óleo e gás podem gerar investimento de R\$ 83 bi até 2019, prevê a Agência**

A ANP projeta que os dez leilões que serão realizados em 2017, 2018 e 2019 poderão resultar em investimento direto de US\$ 83 bilhões no setor de óleo e gás. Os cálculos, segundo Décio Oddone, diretor-geral da agência, são probabilísticos e consideram a chance de sucesso exploratório das empresas. Ainda não é possível estimar o valor que o governo vai arrecadar com bônus em todos esses leilões. Só com os quatro programados para 2017 MME espera obter R\$ 8,5 bilhões. As projeções da agência são de que as áreas têm potencial de volume recuperável superior a 10 bilhões de barris de petróleo, como antecipou o Valor, na segunda-feira. (Valor Econômico - 03.05.2017)

#### **4 leilões de óleo e gás já foram autorizados para o ano de 2017**

Para este ano já foram autorizadas quatro leilões. No primeiro, a 4ª Rodada de Acumulações Marginais, serão oferecidas áreas menores. Em seguida virá a 2ª Rodada de Partilha com áreas unitizáveis do pré-sal. O terceiro é a 14ª Rodada de Licitações, já com mudanças, e depois será realizada a 3ª a Rodada de Licitações sob o regime de partilha da produção. Nessa última serão oferecidos os prospectos Pau Brasil, Peroba, Alto de Cabo Frio-Oeste e Alto de Cabo Frio Central, dentro do polígono do pré-sal de Campos e Santos. Os bônus para as quatro áreas foram definidos em R\$ 4,35 bilhões pelo Conselho Nacional de Política Energética. (Valor Econômico - 03.05.2017)

#### **MME vê com otimismo os próximos leilões de óleo e gás**

O ministro das Minas e Energia, Fernando Bezerra Coelho Filho, participou nesta quarta-feira (10) de audiência pública na Câmara dos Deputados, a convite dos integrantes da Comissão de Minas e Energia. "Eu me coloquei à disposição para responder aos questionamentos dos deputados e apresentar os resultados nos setores elétrico, de óleo, gás e biocombustíveis e de mineração", disse Coelho Filho. "Para 2017, estamos muito focados nos leilões de óleo e gás, são três previstos para o segundo semestre", afirmou. A previsão é arrecadar R\$ 9 bilhões com o setor neste ano. Também no segundo semestre ocorrerá um leilão de linhas de transmissão. "Estou muito animado com esses programas, que destravam o investimento no Brasil e contribuem para a geração de empregos", disse o ministro. (Agência Câmara - 10.05.2017)

#### **ANP: pretende manter em leilão permanente áreas devolvidas por antigos donos**

O CNPE deverá analisar, em reunião em 8 de junho, a proposta de nova política para exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. Segundo o secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do ministério de Minas e Energia (MME), Márcio Félix, entre as medidas propostas, está a possibilidade de a ANP dispor permanentemente ao mercado uma lista com as áreas que já produziram óleo e gás e foram devolvidas por antigos donos. "Estamos trabalhando para levar ao CNPE de 8 de junho uma nova política de exploração e produção que, entre outras coisas, propõe que ANP possa dispor dessas áreas e possa deixar isso [essas áreas] em leilão permanente", disse ontem Félix, após a

realização da Quarta Rodada de Áreas com Acumulações Marginais, no Rio. Félix explicou que a possibilidade de listar as áreas permanentemente permitirá mais agilidade na aprovação de concessões para exploração e produção nessas áreas, que normalmente só poderiam ser licitadas por meio de licitações como a de ontem. (Valor Econômico – 12.05.2017)

### **ANP realiza audiência pública sobre licitações para produção de petróleo e gás**

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) realizou hoje (27), no Rio de Janeiro, audiência pública objetivando a obtenção de subsídios e informações adicionais sobre o pré-edital e a minuta do contrato de concessão da 14ª Rodada de Licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural, a ser realizada em 27 de setembro. Estarão sendo ofertados 287 blocos exploratórios em 29 setores de nove bacias sedimentares marítimas de Sergipe, Alagoas, Espírito Santo, Campos, Santos e Pelotas; e nas bacias terrestres do Parnaíba, Paraná, Potiguar, Recôncavo, Sergipe, Alagoas e Espírito Santo, totalizando 122,6 mil quilômetros quadrados. O pré-edital e a minuta do contrato de concessão da 14ª Rodada de Licitações foram submetidos a uma consulta pública pelo período de 30 dias, quando a ANP recebeu contribuições de 24 agentes interessados no processo e que se dispuseram dar a sua contribuição. A realização da consulta e da audiência teve como meta obter subsídios e informações adicionais sobre o pré-edital e a minuta do contrato de concessão e, ainda, dar aos agentes econômicos e aos demais interessados a possibilidade de fazer comentários e sugestões ao documento. Ao abrir a audiência pública, no auditório da FGV, no Rio, o diretor da ANP Waldir Barroso ressaltou a Rodada de Licitações oferecerá áreas em bacias sedimentares de elevado potencial, em regiões de novas fronteiras, mas também em bacias maduras, dando oportunidade a pequenas, médias e grandes empresas que desejam atuar no país. (Agência Brasil – 27.06.2017)

### **MME: novo calendário de leilões para os anos de 2020 e 2021**

O governo também pretende aprovar, na próxima reunião do CNPE, marcada para 7 de dezembro, um novo calendário de leilões para os anos de 2020 e 2021. Este ano, foi anunciado um calendário de rodadas para o período de 2017 e 2019. Ao todo, estão previstas nove rodadas, sendo um leilão de partilha, uma de concessão de blocos exploratórios e uma licitação de áreas com acumulações marginais por ano. Para o biênio 2020-2021, a ideia é promover mais uma rodada de partilha e uma de concessão por ano. O diretor do MME explica que, como ANP pretende iniciar em 2018 um modelo de oferta permanente de áreas, com foco para a atividade terrestre, pode ser que o governo não veja necessidade de inserir as rodadas de campos marginais no calendário. Segundo ele, a pauta da reunião do CNPE incluirá, além dos setores das licitações de 2020 e 2021, a aprovação dos blocos da 15ª Rodada de Licitação, prevista para o primeiro semestre de 2018. (Valor Econômico – 30.06.2017)

### **CNPE: Conselho autoriza mudança em áreas a serem ofertadas em leilões de petróleo e gás**

O CNPE autorizou uma modificação nas áreas selecionadas para oferta nas rodadas de licitações de petróleo e gás previstas para 2018 e 2019, segundo publicação no DOU desta terça-feira, 25/07. Segundo o texto, a ANP deverá autorizar a inclusão de blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas (setores SSEAL-AUP1 e SSEAL-AUP2) e da Bacia de Pernambuco-Paraíba (setor SPEPB-AP3) na 15ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios, programada para maio de 2018. A 15ª Rodada ainda deverá contar com blocos na Bacia de Campos (setor SC-AP5) anteriormente previstos para a 16ª Rodada, programada para o segundo semestre de 2019. Já alguns dos blocos da Bacia de Campos (setor SC-AP4), antes previstos para a 15ª Rodada, terão a licitação adiada para a 16ª Rodada. O CNPE aprovou ainda ampliar para sul a área do prospecto de Uirapuru, na Bacia de Santos, visando à avaliação dos parâmetros técnicos e econômicos para sua oferta na 4ª Rodada de Licitações de blocos sob o Regime de Partilha de Produção, no ano de 2018. (Reuters – 25.07.2017)

### **ANP aprova novos pedidos para 14ª Rodada; leilão tem 21 empresas inscritas**

A Comissão Especial de Licitação (CEL) da ANP aprovou hoje (16) a inscrição de mais sete companhias para participar da 14ª Rodada de Licitações. Com isso, o total de empresas inscritas, até agora, subiu para 21. Ao todo, 36 empresas preencheram o formulário para participação na rodada. De acordo com a ANP, as empresas inscritas cumpriram todos os requisitos previstos na Seção 4 do edital e estão aptas a participar da rodada. Mesmo as que querem apresentar oferta por meio de consórcio, precisam fazer a inscrição obrigatória e de forma individual para cada interessada que compõe o grupo. Depois de cumprir as exigências definidas no edital e com a inscrição julgada e aprovada pela CEL, a empresa somente poderá apresentar as ofertas para os blocos localizados nos setores para os quais tenha efetuado o pagamento de taxa de participação e aportado garantia de oferta. A qualificação das empresas em operadora A, B, C ou não operadora, só será feita no dia da sessão pública de apresentação de ofertas para as empresas vencedoras. O procedimento é o mesmo adotado a partir da 13ª Rodada, feita em 2015. A 14ª Rodada de Licitações, aprovada pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), vai ocorrer no dia 27 de setembro, no Rio de Janeiro. (Agência Brasil – 16.08.2017)

### **ANP: 10 empresas mostram interesse em 2ª rodada do pré-sal e 15 na 3ª**

A ANP recebeu 10 manifestações de interesse para a 2ª Rodada do Pré-sal e 15 para a 3ª Rodada, que serão realizadas no dia 27 de outubro, no Rio de Janeiro. Os pedidos de inscrição dessas empresas serão analisados nas reuniões da Comissão Especial de Licitação, marcadas para 13 e 25 de setembro e 2 de outubro. A agência reguladora não informou o nome das empresas que demonstraram interesse nas rodadas do pré-sal. Segundo a ANP, tratam-se das “maiores do setor de petróleo e gás”. Em cada leilão, serão negociadas quatro áreas. A 2ª Rodada ofertará quatro áreas com jazidas unitizáveis, ou seja, adjacentes a campos ou prospectos cujos reservatórios se estendem para além da área concedida. As áreas são relativas às descobertas chamadas de Gato do Mato e Carcará, e aos campos de Tartaruga Verde e Sapinhoá. A 3ª Rodada ofertará

quatro áreas localizadas nas bacias de Campos e Santos, na região do polígono do pré-sal, relativas aos prospectos de Pau Brasil, Peroba, Alto de Cabo Frio-Oeste e Alto de Cabo Frio-Central. A agência destacou que até 2019 há previsão de que ocorram nove leilões, com expectativa de investimentos de US\$ 80 bilhões, mais 300 poços marítimos, mais 10 bilhões de barris recuperáveis, em torno de US\$ 100 bilhões em royalties, 17 novas unidades de produção, e mais 2 milhões de barris de petróleo por dia ao longo da duração dos contratos. (Valor Econômico - 11.09.2017)

### **EPE: “Gás natural deve se consolidar em leilões”**

O gás natural para termelétricas terá uma participação relevante em leilões nos próximos anos, segundo avaliou, em entrevista à Brasil Energia, o superintendente da EPE, Thiago Barral. Para ele, a inserção do gás na matriz energética brasileira ganha espaço especialmente diante das dificuldades de expansão das hidrelétricas de grande porte e do crescimento de fontes intermitentes como eólica e solar. “Além disso, a atual conjuntura do mercado internacional de GNL tem favorecido a atratividade de projetos a gás natural no Brasil, permitindo uma diversidade maior de ofertantes, que no passado ficaram restritos à capacidade da Petrobras”, ressaltou, citando a oferta maior do insumo no mercado global. Para o leilão A-6, que será realizado em dezembro, foram cadastrados 23 projetos a gás, representando 21 mil MW, perdendo apenas para as eólicas, que entraram com 953 projetos, que totalizam 26,6 mil MW. A maior parte de projetos cadastrados para o A-6 está no Rio de Janeiro, com oito usinas que totalizam 6,7 mil MW. No Pará, são 3,3 mil MW; em Pernambuco, 3,1 mil MW; no Sergipe, 2,8 mil MW; no Espírito Santo, são 2,4 mil MW; além de outros estados que somam 3,1 mil MW. (Brasil Energia - 22.09.2017)

### **Partilha de Produção do Pré-Sal: expectativa é que todas as áreas sejam leiloadas**

O diretor-geral da ANP, Décio Oddone, disse hoje (19) que a expectativa para a Segunda e a Terceira Rodadas de Partilha de Produção do Pré-Sal, na semana que vem, é que todas as áreas tenham disputa de ofertas e sejam leiloadas. Oddone participou da solenidade de posse de José Cesário Cecchi na Diretoria Colegiada da ANP, no Palácio Itamaraty, no Rio de Janeiro. “A nossa expectativa é que todas as áreas do pré-sal sejam contratadas com disputa”, disse Oddone sobre os leilões, marcados para o dia 27 deste mês. “Acho que haverá oferta pelas oito [áreas do leilão] e haverá disputa acirrada por algumas delas”. Na segunda rodada, serão oferecidas áreas com jazidas unitizáveis, que são as adjacentes a campos ou prospectos cujos reservatórios se estendem para além da área concedida. As áreas são relativas às descobertas denominadas Gato do Mato e Carcará e aos campos de Tartaruga Verde e Sapinhoá. Na terceira rodada, serão disputadas as áreas localizadas nas bacias de Campos e de Santos, na região do polígono do pré-sal, relativas aos prospectos de Pau Brasil, Peroba, Alto de Cabo Frio-Oeste e Alto de Cabo Frio-Central. (Agência Brasil - 19.10.2017)

### **Reabertura de prazo para oferta aos blocos do Pré-Sal**

O diretor-geral da ANP, Décio Oddone destacou a possibilidade de reabrir o prazo para apresentar ofertas aos blocos que não forem contratados ao longo das próximas rodadas. A mudança foi anunciada pela agência na manhã de hoje e permitirá que, ao fim de cada rodada, as empresas façam novos lances. Segundo Oddone, a mudança foi pensada para evitar que problemas burocráticos impeçam a contratação de áreas disponíveis no leilão. "Isso corrige a possibilidade de confusões de última hora, de envelope, burocracia, procuração. Foi com o objetivo de dar uma oportunidade caso alguém se equivoque". O diretor-geral da ANP afirmou que a mudança passará a valer para todos os próximos leilões, incluindo as rodadas de concessão. Para 2018, a ANP prevê a realização de três leilões, entre eles a 15ª Rodada, em março, que terá blocos em bacias da margem leste e equatorial e as bacias terrestres de fronteira. Com o calendário eleitoral, esses leilões não poderão ser realizados entre julho e outubro, explicou Oddone. (Agência Brasil - 19.10.2017)

### **Petrobras e Abraget sugerem unificação dos leilões de energia nova e existente**

Propostas apresentadas pela Petrobras e Abraget sugerem a unificação dos leilões de energia elétrica e um regime mais previsível de despacho de usinas a gás no planejamento de operação do sistema elétrico. Inexistente em outros mercados do mundo, a separação entre energia nova e energia velha surgiu com a mudança do modelo setorial em 2004 para incentivar novos empreendimentos da fonte, mas gerou "um efeito colateral meio perverso" de desestimular projetos já implantados, na avaliação do gerente executivo de Energia da estatal, Marcelo Cruz. "Se todas as térmicas a gás natural que estiverem descontratadas conseguirem cumprir as demandas do edital, ela têm que entrar no mesmo leilão. Não tem isso de energia nova, energia existente. Isso é coisa do passado. No passado aqui no Brasil, porque no resto do mundo não houve nem esse passado. Energia não tem idade," afirma o presidente da Abraget, Xisto Vieira Filho. Segundo o executivo, esse é o item mais importante levantado pelos geradores nas discussões com o governo sobre a harmonização de regras entre os setores de gás e energia elétrica. O principal argumento da estatal de petróleo, que é ao mesmo tempo o maior gerador de energia a gás e o maior fornecedor do insumo no país, é de que a regra atual está calcada em um raciocínio voltado para o mercado hidrelétrico, onde os empreendimentos têm investimento inicial elevado, mas, ao longo do tempo, o custo operacional é baixo. Somadas, operação e manutenção representam de 85% a 90% do custo total do empreendimento. (Agência CanalEnergia - 29.11.2017)

### **MME: abertura de espaço para térmicas em leilão A-4 de 2018**

O MME definiu em aumentou nesta segunda-feira (11/12) a lista de empreendimentos de geração que não poderão ser habilitados pela EPE para participação no primeiro leilão A-4 de 2018. Portaria publicada no DOU estabelece agora que não estarão aptas pelo órgão planejador, termelétricas cujo valor seja superior a R\$ 280/MWh. Com o CVU, térmicas a gás natural com custo de combustível até esse valor pode participar do leilão, bem como usinas a

biogás/biometano e waste-to-energy, que gera energia a partir de resíduos sólidos urbanos. Inicialmente, o leilão estava formatado para usinas a biomassa, PCHs, eólicas e solares fotovoltaicas. O leilão está marcado para abril do ano que vem e espera-se que no mínimo 30% da energia habilitada dos empreendimentos deverá ser comercializado no certame. Interessados em submeter projetos deverão encaminhar documentos para a EPE até o próximo dia 5/1. (Brasil Energia - 11.12.2017)

## **IV. Regulação**

### **Aneel estabelece CVU de dezembro para UTEs Norte Fluminense**

A Agência Nacional de Energia Elétrica aprovou os valores de Custo Variável Unitário de R\$ 51,52/MWh para a UTE Fluminense 1, R\$ 59,93/MWh para a UTE Fluminense 2 e de R\$ 114,25/MWh para a UTE Fluminense 3 referentes ao mês de dezembro de 2016. Os valores serão aplicados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a partir da primeira revisão do Programa Mensal de Operação (PMO). (Agência CanalEnergia – 06.01.2017)

### **Aneel estabelece CVU de dezembro para UTEs Norte Fluminense**

A Agência Nacional de Energia Elétrica aprovou os valores de Custo Variável Unitário de R\$ 51,52/MWh para a UTE Fluminense 1, R\$ 59,93/MWh para a UTE Fluminense 2 e de R\$ 114,25/MWh para a UTE Fluminense 3 referentes ao mês de dezembro de 2016. Os valores serão aplicados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a partir da primeira revisão do Programa Mensal de Operação (PMO). (Agência CanalEnergia – 06.01.2017)

### **Aneel mantém recontabilização de custos fixos da UTE Santarém**

A Aneel manteve a decisão de autorizar a CCEE a recontabilizar os meses de novembro de 2014 a abril de 2015, para corrigir valores que teriam sido pagos a mais à Eletronorte como custos fixos associados à ampliação da usina termelétrica Santarém. A correção foi feita em consequência do atraso no início da operação de duas unidades geradoras adicionais, instaladas no empreendimento. A justificativa da Aneel é de que nesse período não há comprovação de que térmica estava em condições de entrar em operação comercial. A agência reconheceu o pagamento a partir de abril de 2015, quando foi realizada a operação em teste das máquinas complementares. A operação comercial da térmica foi liberada pela Aneel em julho de 2015. Em outubro daquele ano, a agência determinou a recontabilização, para rever o repasse de valores que ela havia autorizado anteriormente. Com potencia inicial de 10 MW, a UTE Santarém foi ampliada para 18,75 MW. O ressarcimento dos custos fixos e variáveis da térmica localizada no Pará é feito por meio do Encargo de Serviços do Sistema, pago pelo consumidor. (Agência CanalEnergia – 18.01.2017)

### **Aneel mantém recontabilização de custos fixos da UTE Santarém**

A Aneel manteve a decisão de autorizar a CCEE a recontabilizar os meses de novembro de 2014 a abril de 2015, para corrigir valores que teriam sido pagos a mais à Eletronorte como custos fixos associados à ampliação da usina termelétrica Santarém. A correção foi feita em consequência do atraso no início da operação de duas unidades geradoras adicionais, instaladas no empreendimento. A justificativa da Aneel é de que nesse período não há comprovação de que térmica estava em condições de entrar em operação

comercial. A agência reconheceu o pagamento a partir de abril de 2015, quando foi realizada a operação em teste das máquinas complementares. A operação comercial da térmica foi liberada pela Aneel em julho de 2015. Em outubro daquele ano, a agência determinou a recontabilização, para rever o repasse de valores que ela havia autorizado anteriormente. Com potencia inicial de 10 MW, a UTE Santarém foi ampliada para 18,75 MW. O ressarcimento dos custos fixos e variáveis da térmica localizada no Pará é feito por meio do Encargo de Serviços do Sistema, pago pelo consumidor. (Agência CanalEnergia - 18.01.2017)

### **Regulação do mercado de gás é prioridade para atrair iniciativa privada**

A regulação dos mercados de gás, distribuição de combustíveis e refino - para acomodar a participação de empresas privadas em setores antes controlados pela Petrobras - é apontada como prioridade para o novo diretor-geral da ANP, Décio Oddone. O executivo lembra que é a primeira vez desde a criação da Petrobras que a própria estatal, ao vender ativos, está abrindo espaço para outros agentes do mercado. Foi o caso, diz, da venda de parte da Gaspetro para a Mitsui, o compartilhamento do terminal de GNL da Bahia com a francesa Total, e a venda da Liquigás para a Ultragas. "Estamos vivendo um momento em que o mercado de gás natural está mudando. É um tremendo desafio sair de um mercado que foi dominado pela Petrobras desde sempre para um novo cenário que vai ter a participação de outros agentes. Precisamos estar preparados para regular esse novo mundo de forma eficiente e que não impacte o consumidor. E facilitar a vida dos agentes, também atraindo investimentos e simplificando a regulação", disse Oddone em entrevista ao Valor. Recém-chegado à agência que foi comandada por Magda Chambriard de 2012 a 2016, Oddone foi um alto executivo da Petrobras, onde trabalhou durante 30 anos. Ele comandou as subsidiárias na Bolívia (estava lá durante a nacionalização de Evo Morales) e na Argentina e depois passou pela Braskem e pela Prumo. (Valor Econômico - 24.01.2017)

### **Décio Oddone vai comandar a ANP no ano em que o órgão regulador terá que preparar quatro leilões de áreas**

O primeiro leilão será para a rodada de campos marginais, que será seguido pela 2ª rodada do pré-sal, onde serão leiloadas áreas da União que se estendem a partir dos campos Sapinhoá, Tartaruga Verde, Gato do Mato e Carcará, todos na Bacia de Santos, sob o regime de partilha de produção. O terceiro leilão este ano será a 14ª rodada de licitações, que vai oferecer áreas sob o regime de concessão. O governo prevê arrecadar um total de R\$ 4,5 bilhões com esses três. O quarto leilão de 2017 e terceiro de áreas do pré-sal (o primeiro foi Libra), deve acontecer no fim do ano e ainda é cedo para estimar valores. A notícia sobre a antecipação foi dada recentemente, e a ANP ainda não escolheu os blocos que serão sugeridos ao governo. "Pensamos oferecer áreas com diferentes perfis de risco para atrair empresas com interesses distintos. Áreas com maior grau de conhecimento devem atrair empresas de grande porte. As com maior grau de risco devem atrair empresas que buscam esse tipo de oportunidade. Tudo isso está em análise", explica Oddone, acrescentando que a decisão final será do CNPE. Ao mencionar

outros segmentos que vão demandar sua atenção, Oddone cita, ainda, o mercado brasileiro de distribuição e o de refino. Ele lembra que a Petrobras já anunciou que as negociações para atrair um sócio para a BR Distribuidora estão avançadas, e que a estatal também está buscando parceiros para investir no refino, seja para terminar o Comperj, ou nas unidades que estão faltando na Rnest. "Se isso acontecer, vamos ter outros atores participando do mercado. As iniciativas anteriores de outros agentes no segmento de 'downstream' no Brasil, principalmente na área do refino, não prosperaram. E esse mercado também vai passar por uma transformação que vai exigir da agência a mesma agilidade, responsabilidade e preocupação para que isso não afete o consumidor", afirma. (Valor Econômico - 24.01.2017)

### **Novo diretor-geral da ANP espera uma transição tranquila do controle estatal para o privado**

Oddone diz que a ANP vai estar atenta para que tanto no gás quanto nos derivados de petróleo a transição do cenário de controle estatal para o privado ocorra de forma "suave". Para evitar o que considera protagonismo indevido, o executivo prefere não se manifestar, por enquanto, sobre questões consideradas urgentes, como a possível revisão, pela ANP, da fórmula usada para calcular o preço do petróleo produzido no Brasil. A mudança da fórmula, que serve de base para pagamento dos royalties, é defendida pelos Estados do Rio e Espírito Santo. Dizendo que existem "muitos interesses em jogo", Oddone respondeu que a ANP vai analisar o assunto "sem ansiedade". Sobre a revisão do contrato de cessão onerosa assinado com a Petrobras em 2010, que dá à estatal o direito de produzir 5 bilhões de barris de petróleo, o novo diretor-geral da ANP diz que é um assunto que cabe ao MME e à Petrobras. E que o papel da agência é limitado ao apoio técnico. Sobre o impacto para potenciais investidores de medidas como o aumento de impostos sobre a cadeia de fornecedores da indústria, lembra que os agentes econômicos agem estimulados por sinais econômicos. "Seja ele quem for, vai fazer uma análise das oportunidades econômicas que tem à disposição e escolher onde vai alocar os recursos. Qualquer um que faz gestão de portfólio trabalha dessa forma. Nesse negócio de óleo e gás, especialmente nos projetos de maior porte, o ambiente é global. Ao mesmo tempo em que a gente está aqui tentando atrair investimentos para o Brasil, outros países estão fazendo o mesmo", diz. (Valor Econômico - 24.01.2017)

### **Operação comercial de térmicas no NE e no ES é prorrogada pela Aneel**

A Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração da Aneel prorrogou até 31 de janeiro de 2018 a operação comercial de 12 usinas termelétricas localizadas no Nordeste e uma no Espírito Santo. As usinas incluídas no despacho da SFG são Termoparaíba (PB) com 170,8 MW de potência instalada; Termonordeste (PB), com 170,8 MW; Termomanaus (PE), com 143 MW; Pau Ferro I (PE), com 94 MW; Potiguar (RN), com 53 MW; Potiguar III (RN), com 66,4 MW; Global I (BA), com 148,8 MW; Global II (BA), com 148,8 MW; Geramar I (MA), com 165,9 MW ; Geramar II (MA), com 165,9 MW; Maracanaú I (CE), com

168 MW; Campina Grande (PB), com 169 MW, e Viana (ES), com 174,6 MW. (Agência CanalEnergia - 01.02.2017)

### **Aneel mantém cobrança de taxa de térmicas da Eletronorte**

A Aneel manteve decisão de incluir as UTEs Santarém e Araguaia no rol de cobrança da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica relativo ao exercício de 2017. A Eletronorte, empresa responsável pelas duas centrais, havia pedido efeito suspensivo dessa medida uma vez que ambas as usinas foram contratadas em regime emergencial, razão pela qual teria seus custos integralmente reembolsados pela Aneel. De acordo com o despacho no. 291, publicado no DOU de 2 de fevereiro, a subsidiária da Eletrobras não apresentou argumentos que corroborassem sua avaliação. Sendo assim, manteve a cobrança de R\$ 47.929,50 e de R\$ 106.859,45, para cada usina, respectivamente. A Eletronorte alegou que não faz sentido cobrar a taxa das usinas que terão os valores ressarcidos, uma vez que a revogação da outorga das centrais de geração será retroativa a janeiro de 2017. Isso, continuou a companhia, afetaria o fluxo de caixa até que os valores fossem efetivamente reembolsados pela agência reguladora. (Agência CanalEnergia - 02.02.2017)

### **Aneel libera UTE Jacareacanga para operar comercialmente**

A Aneel liberou a UTE Jacareacanga, localizada no município de Jacareacanga, no Estado do Pará, para operar comercialmente. O benefício foi para UG1 a UG4, de 0,5 MW cada, e UG5 a UG7, de 0,4 MW cada, totalizando 3,2 MW de capacidade instalada. A Aneel também liberou a PCH Caquende, localizada nos municípios de Bonfim e Piedade dos Gerais, no Estado de Minas Gerais, para operar em teste. A liberação foi para UG1 e UG2, de 2 MW cada, totalizando 4 MW de capacidade instalada. (Agência CanalEnergia - 07.02.2017)

### **Aneel autoriza transferência de usina da Queiroz Galvão para a Suzano**

A Aneel autorizou a transferência do controle societário direto da Mucuri Energética, detido pela Queiroz Galvão, para a Suzano Papel e Celulose. A operação terá de ser feita em 120 dias, e a empresa terá mais 30 dias para enviar a documentação do processo à Aneel. O processo de transferência de controle já havia sido aprovado pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica. Faltava a anuência prévia da Aneel e a aprovação do BNDES, por causa do financiamento do projeto. A geradora é responsável pela pequena central hidrelétrica Mucuri, localizada em Carlos Chagas, Minas Gerais. Com 19,01 MW, o empreendimento entrou em operação comercial em 2013. (Agência CanalEnergia - 07.02.2017)

### **Aneel dá até agosto para Bolognesi avançar com projetos de termelétricas de R\$6 bi**

A diretoria da Aneel deu um prazo até o final de agosto para que a Bolognesi Energia prove a viabilidade de duas termelétricas que o grupo se comprometeu

a construir, que somariam 2,5 GW em capacidade e cerca de R\$ 6 bi em investimentos. As usinas precisariam entrar em operação até 2019, mas a empresa conseguiu renegociar a entrega com os compradores da energia das unidades para o início em 2021, o que levou a um pedido de extensão do cronograma. A Aneel aceitou o pleito, mas deu um ultimato para que a Bolognesi avance com o projeto. A empresa terá que provar ao regulador até 31 de agosto que fechou uma equação financeira que viabilize as usinas, bem como demonstrar a obtenção de licenças ambientais e contratos de fornecimento, incluindo de gás natural. As usinas terão ainda um acompanhamento mensal pela agência, e qualquer descumprimento levará a um processo para a revogação da autorização para construção das térmicas. Durante a análise do caso, o diretor-geral da Aneel, Romeu Rufino, destacou que acredita que as termelétricas representarão "um grande desafio, principalmente (se elas continuarem com) o atual detentor da outorga". Ele ressaltou, no entanto, que mesmo uma eventual venda dos ativos pela Bolognesi não mudará o cronograma agora imposto às duas usinas. "Essa energia é fundamental para atender à demanda. Temos que ser capazes de retirar o agente desse processo se ele não demonstrar que será capaz de entregar", apontou Rufino. (Reuters - 08.02.2017)

### **Aneel autoriza execução de garantia da SPE BR Transmissora Cearense II**

A Aneel determinou a execução da Garantia de Fiel Cumprimento do contrato de concessão no 013/2014 firmado junto à SPE BR Transmissora Cearense II, concessionária controlada pela Braxenergy. A empresa deveria construir o lote D do leilão de transmissão no.013/2013, composto pela linha Russas II a Aracati III C2 e a SE 230 kV Aracati III além da ICG Transformação 230/138 kV300 MVA na SE Aracati III e SE Aracati III. Esses ativos deveriam ter ficado aptos a operar em março do ano passado. A caducidade da concessão já havia sido declarada pelo MME em novembro de 2016. A decisão foi publicada por meio do despacho no. 419 da agência reguladora na edição de 20 de fevereiro do DOU. (Agência CanalEnergia - 20.02.2017)

### **Aneel estabelece CVU de janeiro para UTE Termopernambuco**

A Aneel aprovou o valor de CVU de R\$ 94,61/MWh da UTE Termopernambuco relativo ao mês de janeiro de 2017. O valor será aplicado pelo ONS a partir da primeira revisão do PMO. (Agência CanalEnergia - 20.02.2017)

### **Aneel reajustou volume de gás que entende necessário para as usinas**

Ao definir o orçamento da CDE e normatizar os subsídios incluídos no encargo neste ano, a Aneel reajustou o volume de gás que entende necessário para as usinas e definiu que a quantidade que será coberta pelo encargo será de 4,1 milhões de m<sup>3</sup> por dia. Nas contas da Petrobrás, isso vai lhe custar R\$ 600 milhões. "Como pode um instrumento firmado em 2006 ser subvertido por uma nova interpretação conferida pela agência, após o transcurso do prazo de mais de dez anos de sua celebração? Onde está a estabilidade jurídica?", questionou a Petrobrás, em documento ao qual o Estado teve acesso. Segundo a petroleira, o

abastecimento fixado em 5,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia é “direito adquirido” em contrato e “não pode sofrer afronta por lei, muito menos por ato administrativo”. Foi com base nesse volume de gás, disse a empresa, que se firmaram os investimentos para construir o gasoduto de 800 km que liga a cidade de Coari a Manaus, no Amazonas. O segundo rombo da Petrobrás diz respeito a um calote da Amazonas Energia, que chega a R\$ 7,38 bilhões em dívidas já reconhecidas, em valores históricos. Neste ano, a Petrobrás tinha previsão de receber parcela R\$ 230 milhões, mas o pagamento ficou fora do orçamento da Aneel. O Ministério de Minas e Energia, contudo, determinou a inclusão dessas parcelas no orçamento da agência. Procurada pela reportagem, a Petrobrás disse que não comentaria o assunto. A Aneel afirmou que, em reunião pública na terça-feira, vai discutir a inclusão da parcela da dívida no orçamento da CDE. Quanto à redução do volume de gás, disse que está em fase de fiscalização. (O Estado de São Paulo – 04.03.2017)

### **Aneel autoriza ONS a reclassificar indisponibilidade de Maranhão III**

A Aneel vai orientar o ONS a não considerar as indisponibilidades verificadas na termelétrica Maranhão III entre dezembro de 2014 e outubro de 2015 como resultantes da falta de combustível. Elas serão classificadas como consequência da restrição temporária de água usada no resfriamento da usina. O pedido de enquadramento foi feito pelas empresas Parnaíba I e II Geração de Energia, subsidiárias da Eneva. As geradoras solicitaram também o expurgo de indisponibilidades referentes ao início de operação em teste da UTE Maranhão III. A Aneel definiu que o ONS poderá desconsiderar a indisponibilidade dessas unidades, durante a vigência do Termo de Compromisso de Ajuste de Conduta assinado em 2014 pela empresa. Para isso, será necessário que o ONS “associe a quantidade de horas passíveis de expurgo das unidades geradoras da UTE Maranhão III às indisponibilidades das UTEs Maranhão IV e V, descontando essa quantidade da franquia de horas da UTE Maranhão III, quando de sua entrada em operação comercial.” Em março do ano passado, a Aneel suspendeu as penalidades aplicadas ao grupo Eneva por falta de combustível para as termelétricas Maranhão III, IV e V, até decisão final da diretoria do órgão. Cálculos da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica a partir de informações do ONS mostram que as punições por falta de combustível para o complexo Parnaíba de dezembro de 2014 a outubro de 2015 somavam R\$ 183,3 milhões. No TAC assinado em 2014, a empresa assumiu o compromisso de usar a energia gerada pela UTE Maranhão III para garantir o cumprimento dos contratos de comercialização de Maranhão IV e V. Na medida cautelar, ela solicitou que a agência não considerasse a situação da usina como restrição por falta de combustível, para não afetar o compromisso assumido. Segundo a Aneel, a fiscalização comprovou que não havia problemas em relação à disponibilidade de gás, e, sim, com o abastecimento de água. Ele foi afetado pela redução significativa da vazão de poços artesianos usados pela empresa, o que impediu a geração a plena carga durante nove meses. A captação passou de 930 metros cúbicos por hora para 280 metros cúbicos, quando seriam necessários 600 metros cúbicos/hora. Em consequência, houve um déficit nominal de geração das usinas

do Parnaíba de 90,6 MW, em relação ao compromisso assumido pela Eneva no termo de ajuste de conduta. (Agência CanalEnergia – 15.03.2017)

### **CVU da UTE Figueira fica em R\$ 486,49/MWh**

A Aneel aceitou o pedido feito pela Copel e revisou para R\$ 486,49/ MWh o Custo Variável Unitário da UTE Figueira. O valor deve ser aplicado a partir do dia 21 de março. A Termopernambuco também teve o pedido de revisão do CVU aceito pela Aneel e revisou o CVU da usina para R\$ 95,26/MWh que deverá ser aplicado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico a partir da primeira revisão do Programa Mensal de Operação após a publicação do despacho e determinar à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica o uso do CVU para contabilização da geração verificada na UTE Termopernambuco no mês de fevereiro de 2017. (Agência CanalEnergia – 27.03.2017)

### **Aneel libera 80 MW de térmica da Amazonas GT para testes**

A Agência Nacional de Energia Elétrica autorizou na última sexta-feira, 31 de março, o começo da operação em teste de 80 MW da UTE Flores, de propriedade da Amazonas Energia GT. A usina fica localizada na cidade de Manaus. Em Minas Gerais, nos municípios de Diamantina e Monjolo, a Aneel também liberou para testes as unidades geradoras UG1 e UG2 da PCH Serra das Agulhas, que totalizam 30 MW. A CGH Pinhal, em Concórdia (SC), já pode operar em teste sua turbina UG1, de 0,7 MW. Ainda em Santa Catarina, a CGH Maria Preta pode operar as unidades UG1 e UG2, de 0,55 MW cada, na modalidade comercial. A usina fica na cidade de Princesa. (Agência CanalEnergia – 03.04.2017)

### **ANP poderá reduzir royalty de áreas maduras**

A Agência Nacional de Petróleo (ANP) poderá reduzir a alíquota dos royalties das áreas da Rodada Zero que tiverem seus contratos de concessão renovados, para o patamar mínimo de 5%. A medida consta da minuta de resolução que estabelece a Política Brasileira de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, divulgada ontem pelo Ministério de Minas e Energia. A redução é uma forma de estimular os investimentos na extensão da vida útil de campos já maduros e cujos contratos de concessão vencem a partir de 2025. A proposta tem como diretrizes a maximização da recuperação dos reservatórios, além da quantificação do potencial petrolífero nacional; a intensificação das atividades exploratórias no país; e a promoção da "adequada monetização das reservas existentes". Na nota técnica que embasou a proposta de política de E&P, o grupo de trabalho criado com o objetivo de propor diretrizes gerais do documento destacou a necessidade de se aumentar a atratividade de projetos de extensão da vida útil dos campos. "Isso vale especialmente para os campos com contratos de concessão mais antigos (especialmente os da Rodada Zero), que podem ter especial necessidade de incentivos dada a maturidade das instalações e dos reservatórios, de forma que estes ganhem competitividade em uma carteira global de investimento", cita a nota. (Valor Econômico – 18.04.2017)

### **O custo variável de operação da termelétrica Norte Fluminense mudará**

A Aneel deu provimento à solicitação feita pela Usina Termelétrica Norte Fluminense para revisão do CVU da usina de mesmo nome, relativo ao mês de março de 2017. Os valores praticados serão R\$ 50,13/MWh, R\$ 59,13/MWh e R\$ 112,38/MWh. A Aneel determinou que o ONS aplique os valores já na primeira revisão do Programa Mensal de Operação após a publicação do despacho nº 1.053, como consta no Diário Oficial da União da última terça-feira, 18 de abril. A Aneel ainda determinou que a CCEE utilize os valores dos CVUs atualizados para fins de contabilização da geração verificada na usina no mês de março de 2017; e que a CCEE efetue o ajuste no valor de R\$ 25,9 mil, por meio de débito da UTE Norte Fluminense e crédito aos pagadores do ESS por razões energéticas referente ao mês de agosto de 2016, no próximo processo de contabilização e liquidação financeira. (Agência CanalEnergia - 19.04.2017)

### **Aneel aprova CVU para UTE Araguaia**

A Aneel aprovou o Custo Variável Unitário no valor de R\$ 938,56/MWh visando o ressarcimento dos custos variáveis da Eletronorte pela geração da UTE Araguaia. O valor será apurado no processo de contabilização do mês de março de 2017 na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. A decisão foi publicada no despacho no. 1099, na edição da última quinta-feira, 20 de abril, do Diário Oficial da União. (Agência CanalEnergia - 24.04.2017)

### **Aneel autoriza operação comercial de termelétrica no Amazonas**

A Agência Nacional de Energia Elétrica autorizou na última quinta-feira, 27 de abril, o começo da operação comercial de todas as unidades geradoras da UTE Flores, localizada em Manaus (AM). As unidades somam 80 MW. (Agência CanalEnergia - 28.04.2017)

### **Aneel libera unidades de termelétricas no Pará para operação comercial**

A Agência Nacional de Energia Elétrica liberou uma série de unidades de geradoras de usinas termelétricas e centrais hidrelétricas para operação comercial desde o último dia 28 de abril. As unidades térmicas, todas situadas no estado do Pará, somam potência instalada de 20,7 MW, pertencentes a Guascor e Soenergy. Além delas, quatro turbinas de três centrais geradoras hidrelétricas, com capacidade total de 2,9 MW, situadas em Santa Catarina e em Minas Gerais, também foram liberadas para funcionamento. Também foram autorizadas pela Aneel, só que para operação em testes, outras unidades geradoras de termelétricas no Pará, somando pouco mais de 9,6 MW, pertencentes a Guascor e Soenergy, além de unidades eólicas no Rio Grande do Norte, com potência de 6,3 MW (EOL Vila Acre I); e da PCH Figueira, em Rondônia, cuja unidade tem capacidade de 1,4 MW. As liberações para operação comercial e em testes dessas unidades constam em despachos publicados na edição da última terça-feira, 2 de maio, do Diário Oficial da União. (Agência CanalEnergia - 03.05.2017)

## **Aprovado CVU para UTE São José**

A Agência Nacional de Energia Elétrica aprovou o Custo Variável Unitário, a potência disponibilizada e o custo fixo da termelétrica São José. A usina tem potência de 50 MW e CVU de R\$ 828,01/MWh. O custo fixo ficou em R\$ 3.362.780,94/mês. A vigência é a partir da entrada em operação comercial e vai vigorar por seis meses ou até o cumprimento dos eventos definidos no artigo 2º da portaria MME 179/2016. A decisão foi publicada no despacho Nº 1.226, na edição da última quarta-feira, 10 de maio, do Diário Oficial da União. A Aneel também deu provimento à solicitação feita pela Usina Termelétrica Norte Fluminense para revisão do Custo Variável Unitário (CVU) da usina de mesmo nome, relativo ao mês de abril de 2017. Os valores praticados serão R\$ 50,49/MWh, R\$ 59,49/MWh e R\$ 113,08/MWh, para as unidades 1, 2 e 3, respectivamente. A Aneel determinou que o Operador Nacional do Sistema Elétrico aplique os valores já na primeira revisão do Programa Mensal de Operação após a publicação do despacho nº 1.266, como consta no Diário Oficial da União da última quarta-feira, 10 de maio. (Agência CanalEnergia – 11.05.2017)

## **ANP está sem liberar autorizações para operar novos dutos há mais de 3 anos**

A ANP está há mais de três anos sem emitir autorizações para a operação de novos gasodutos no país. A última autorização foi emitida em fevereiro de 2014, para as instalações do Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia, projeto da Petrobras que tem um gasoduto de 43 km com capacidade de despacho de 14 milhões de m³/dia. Já as autorizações para construções de gasodutos ficaram paradas por quase três anos, entre dezembro de 2013 e novembro de 2016. A última construção autorizada foi o trecho marítimo do Rota 3, que ligará as áreas da cessão onerosa no pré-sal da Bacia de Santos ao Comperj, em Itaboraí. Antes disso, a agência havia autorizado a construção do trecho Guapimirim-Comperj, projeto que não chegou a ser concretizado e que, no momento, depende da retomada das obras do Complexo Petroquímico, prevista para o segundo semestre de 2017. Entre 1998 e setembro de 2016, apenas 16 empresas receberam autorização para construção ou operação de gasodutos no Brasil. De acordo com os dados mais recentes disponibilizados pela agência, no período foram concedidas 216 autorizações para construção de gasodutos e 230 autorizações para operação. Destas, no entanto, três foram revogadas. A companhia com o maior número de autorizações é o Consórcio Malhas Sudeste Nordeste, formado pela Nova Transportadora Sudeste, Transpetro, Transportadora Associada de Gás e Nova Transportadora do Nordeste, todas com participação da Petrobras. A própria petroleira recebeu, sozinha, 48 autorizações, sendo que a Transpetro teve outras 37. Procurada, a ANP não se posicionou sobre o assunto. (Brasil Energia – 18.05.2017)

## **Situação política dificulta substituição na vaga de diretor da ANP**

A crise instalada no governo desde a última semana deve dificultar o processo de sucessão de uma vaga na diretoria da ANP. O mandato do diretor José Gutman termina no fim deste mês e não há ambiente político para decidir sobre

o futuro da diretoria. Apesar de o presidente Michel Temer ter afirmado na quinta-feira que não renunciará ao cargo, ainda há incerteza no mercado. Também há incertezas no comando do Ministério de Minas e Energia, que tem papel relevante no processo de escolha dos diretores das agências reguladoras de petróleo e energia elétrica. Nomeado em maio de 2013, Gutman foi o primeiro funcionário de carreira concursado da ANP alçado à diretoria da agência. Graduado em engenharia elétrica e direito, com mestrado em planejamento energético, ele ainda pode ser reconduzido ao cargo, para isso, é preciso uma manifestação do governo. Entre os processos acompanhados por Gutman está o pedido de perdão pelo não cumprimento dos compromissos de conteúdo local ("waiver") do consórcio responsável pelo campo gigante de Libra, no pré-sal, operado pela Petrobras. A concessão do waiver é tida como fundamental para a viabilidade econômica do projeto. A expectativa é que o processo de sucessão fique suspenso nesse primeiro momento, até uma definição mais clara do rumo político do atual governo. Se até o fim do mês não houver uma definição, a diretoria da ANP ficará com apenas quatro integrantes: Décio Oddone (diretor-geral), Waldyr Barroso, Aurélio Amaral e Felipe Kury. O quórum mínimo para deliberações no colegiado é de três diretores. (Valor Econômico - 23.05.2017)

### **ANP: não há porque liberar autorizações para operar novos dutos**

A ANP informou à Brasil Energia que não há porque haver novas autorizações para operação de gasodutos, por não existir novas ampliações ou construções. Segundo a agência reguladora, desde março de 2009, novos empreendimentos, bem como a ampliação de existentes estão sujeitos ao regime de concessão, cujas propostas são de atribuição do MME, conforme estabelecido na Lei do Gás. A ANP explicou que desde a publicação da Lei do Gás, apenas um gasoduto foi proposto pelo MME, o Itaboraí-Guapimirim, que teve o processo de licitação cancelado em agosto do ano passado. Com isso, a ANP cancelou licitação que seria realizada para a implantação do duto. Reportagem da Brasil Energia indicou que a última autorização da ANP para novos gasodutos foi emitida em fevereiro de 2014 para instalações de terminais de GNL na Bahia, projeto da Petrobras que tem um gasoduto de 43 km com capacidade de despacho de 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Já as autorizações para construções de gasodutos ficaram paradas por quase 3 anos, entre dezembro de 2013 e novembro de 2016. A última construção autorizada foi o trecho marítimo do Rota 3, que ligará as áreas da cessão onerosa no pré-sal da Bacia de Santos ao Comperj, em Itaboraí (RJ). Antes disso, a agência havia autorizado a construção do trecho Guapimirim-Comperj, projeto que não chegou a ser concretizado e que, no momento, depende da retomada das obras do Complexo Petroquímico, prevista para o segundo semestre de 2017. (Brasil Energia - 22.05.2017)

### **Mudança regulatória proposta por ANP gera preocupação em integrantes do Fórum do Gás**

Em carta enviada à ANP, a qual o Valor teve acesso, o Fórum do Gás, que reúne entidades de setores industriais, distribuidoras de gás e comercializadoras de energia, solicitou a elaboração de análise de impacto regulatório, "que demonstre

os custos e benefícios decorrentes desta medida para que os agentes do setor possam ter maior segurança, clareza e previsibilidade quanto aos possíveis impactos e resultados da regulamentação proposta". "Tomamos conhecimento de estudos de alguns consultores que apontam que a alteração dessa especificação, independentemente do nível de qualidade que o gás vai ficar, pode exigir dos consumidores de energia adequações aos seus equipamentos. Essas adequações podem gerar custos bastante expressivos" afirma Camila Schotti, gerente de energia da Abrace. "É essencial que a ANP faça uma análise de impacto regulatório", completa a especialista, que avalia ser necessária a realização de audiência pública para discutir o assunto com todo o mercado. (Valor Econômico - 25.05.2017)

### **Aneel é obrigada a elevar CVU das termelétricas Pecém I e II devido decisão judicial**

A Agência Nacional de Energia Elétrica manteve a decisão de negar pedido de alteração do Custo Variável Unitário termelétricas Pecém I e II, em consequência da cobrança do Encargo Hídrico Emergencial pelo governo do Ceará. A Aneel foi obrigada, porém, a suspender os efeitos do Despacho 3.293, porque uma decisão judicial obtida no início do mês pelas empresas Porto do Pecém Geração de Energia e Pecém II Geração de Energia determinou o aumento do CVU dos empreendimentos, até que a cobrança da taxa seja suspensa. A liminar do Tribunal Regional Federal da 1ª Região também proíbe a aplicação pela Aneel de penalidades por eventual redução e/ou interrupção da geração de energia da usina, em razão da redução ou da interrupção do fornecimento de água. Ela impede ainda a suspensão de pagamento da receita fixa dos contratos de venda de energia no ambiente regulado. O encargo emergencial foi criado pelo governo cearense como a finalidade limitar o consumo do reservatório do Castanhão por grandes consumidores, em razão da crise hídrica que reduziu drasticamente a disponibilidade de água para consumo. É o caso das usinas termelétricas do Porto do Pecém, que usam água doce do açude para resfriamento das turbinas. (Agência CanalEnergia - 26.05.2017)

### **Arsesp autoriza reajuste de gás encanado**

Os clientes da Comgás vão pagar mais caro pelo gás encanado a partir de hoje. O aumento médio para o consumo residencial é de 6,40%. O índice é superior à inflação acumulada nos últimos 12 meses até abril, medida pelo IPCA, que ficou em 4,08%. O reajuste foi autorizado ontem pela Arsesp (Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de SP). A agência não define um percentual de aumento fixo, mas sim uma faixa de reajuste que varia conforme o consumo de cada residência. A tarifa básica para os clientes residenciais, cobrada dos consumidores independentemente do volume de gás utilizado, vai subir de R\$ 8,14 para R\$ 8,35. (Folha de São Paulo - 31.05.2017)

### **Aneel: CVU da UTE Campo é alterado para R\$ 630,47/ MWh**

A Aneel aceitou o pedido feito por Furnas e alterou o custo variável unitário da UTE Campos (RJ) para R\$ 630,47/MWh. O valor deverá ser adotado a partir da primeira revisão do Programa Mensal de Operação. Quem também teve o pedido para alteração no CVU aceito foi o complexo termelétrico Jorge Lacerda, da Engie Brasil Energia. O da UTE Jorge Lacerda I vai ficar em R\$ 238,56/ MWh; o da Jorge Lacerda II em R\$ 217,89/ MWh. Já o da UTE Jorge Lacerda III foi redefinido em R\$ 209,48/ MWh e o da UTE Jorge Lacerda IV será de 178,91. Os valores deverão ser aplicados da primeira revisão do PMO após a publicação do despacho da Aneel. (Agência CanalEnergia – 09.06.2017)

### **Revisão dos CVU para termelétricas**

A Aneel aceitou o pedido feito por Furnas e alterou o CVU da UTE Campos (RJ) para R\$ 630,47/MWh. O valor deverá ser adotado a partir da primeira revisão do PMO. Quem também teve o pedido para alteração no CVU aceito foi o complexo termelétrico Jorge Lacerda, da Engie Brasil Energia. O da UTE Jorge Lacerda I vai ficar em R\$ 238,56/MWh; o da Jorge Lacerda II em R\$ 217,89/ MWh. Já o da UTE Jorge Lacerda II foi redefinido em R\$ 209,48/ MWh e o da UTE Jorge Lacerda IV será de 178,91. (Agência CanalEnergia – 09.06.2017)

### **CVU para térmica Norte Fluminense é aprovada pela Aneel**

A Agência Nacional de Energia Elétrica aprovou o Custo Variável Unitário de três unidades da UTE Norte Fluminense, nos valores de R\$ 50,93/MWh, R\$ 59,94/MWh e R\$ 114,06/MWh, visando o ressarcimento dos custos variáveis pela geração da termelétrica. O valor será aplicado no processo de contabilização do mês de maio de 2017 na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. A decisão foi publicada no despacho nº 4.163, na edição da última quarta-feira, 14 de junho, do Diário Oficial da União. (Agência CanalEnergia – 16.06.2017)

### **Aneel muda o CVU para UTE Araguaia**

A Aneel aprovou o Custo Variável Unitário no valor de R\$ 877,87/MWh, visando o ressarcimento dos custos variáveis da Eletronorte pela geração da UTE Araguaia. O valor será aplicado no processo de contabilização a partir de seis meses após a data de entrada em operação comercial da usina. A decisão foi publicada no despacho Nº 1.693, na edição da última sexta-feira (16) do Diário Oficial da União. (Agência CanalEnergia – 19.06.2017)

### **Governo elabora propostas para ajustar marco regulatório de gás**

Depois de uma série de consultas ao mercado ao longo dos últimos meses, no âmbito do programa Gás Para Crescer, o governo trabalha na elaboração de propostas para ajustar o marco regulatório do setor de gás natural. Nas mesas do Ministério de Minas e Energia estão, entre outras sugestões, propostas de mudanças importantes no regime de concessão de gasodutos, medidas de redução forçada da concentração da Petrobras no mercado, questões tributárias e a criação de um operador independente do sistema. Mais de seis anos depois

da regulamentação da Lei do Gás, a percepção no mercado é que a legislação não foi suficiente para incentivar a entrada de novos agentes e promover investimentos na ampliação da infraestrutura de transporte. Entre alguns segmentos, começam a surgir propostas para flexibilizar o atual regime de concessões para construção de gasodutos. Instituído em 2010, ele ainda não gerou os frutos esperados. A ideia, ainda em debate, é que o regime de concessão seja mantido para a construção de gasodutos estruturantes, voltados para o reforço da atual malha. O custo da expansão, nesse caso, seria rateado por todos os usuários do sistema interligado. Para aqueles dutos mais isolados, voltados para o interesse específico de um produtor ou de um grupo de consumidores, por exemplo, seria permitida a construção do duto via regime de autorização pelos interessados, sem onerar os demais usuários. (Valor Econômico - 19.06.2017)

### **Medidas de regulação de gás apresentadas nas mesas do MME**

Uma medida radical é o veto à participação cruzada de uma empresa em elos diferentes da cadeia (produção e transporte, por exemplo). Pelas regras da ANP, essa proibição já é válida para os novos dutos, mas a ideia é expandir o veto aos dutos já existentes. "Há um conflito de interesses [em ser transportador e contratante da capacidade do gasoduto]... A expectativa é que a malha de gasodutos da Petrobras seja vendida, mas temos que garantir que seja para um operador que também não seja um carregador", comenta o especialista em políticas e indústria da Confederação Nacional da Indústria (CNI), Rodrigo Garcia. Também está em estudo a regulação do livre acesso de terceiros aos terminais de regaseificação e unidades de processamento de gás e a criação de um gestor independente do sistema, um órgão que teria como principal atribuição coordenar a operação do sistema, propor expansões e gerir as manutenção da malha. As mudanças regulatórias incluem também questões tributárias. Uma das propostas é uniformizar as alíquotas de ICMS e dar maior clareza à tributação sobre a importação. Uma das principais queixas no setor é quanto à disparidade de alíquotas aplicáveis nas operações interestaduais, que geram acúmulo de créditos de ICMS, devido à indefinição jurídica sobre o Estado competente para cobrar o ICMS na importação. (Valor Econômico - 19.06.2017)

### **CVU para UTE Termopernambuco é aprovado pela Aneel**

A Agência Nacional de Energia Elétrica aprovou o Custo Variável Unitário no valor de R\$ 107,04/MWh, visando o ressarcimento dos custos variáveis pela geração da UTE Termopernambuco. O valor será aplicado no processo de contabilização a partir do mês de maio. A decisão foi publicada no despacho N° 1.786, na edição da última quarta-feira, 21 de junho, do Diário Oficial da União. A Aneel também deu provimento à solicitação feita pela Eletrobras para aprovação do valor provisório do CVU pela importação de energia elétrica do Uruguai nos termos das Portarias n° 556, de 28 de dezembro de 2015, e n° 164, de 4 de maio de 2016. O valor é de R\$ 369,37/MWh será aplicado na liquidação de maio, segundo o despacho N° 1.787. A CCEE deverá contabilizar a favor da Eletrobras até o valor do CVU e a diferença entre ele e o PLD deverá ser

contabilizado como alívio do Encargo do Serviço de Sistema. (Agência CanalEnergia – 22.06.2017)

### **CVU para térmica de São José é aprovado pela Aneel**

A Aneel aprovou o Custo Variável Unitário no valor de R\$ 833,53 /MWh, visando o ressarcimento dos custos variáveis da Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A pela geração da UTE São José. O custo fixo da usina foi calculado em R\$ 3.362.780,94 por mês. O valor será aplicado no processo de contabilização a partir do mês de maio. A decisão foi publicada no despacho N° 1.919, na edição da última quarta-feira, 5 de julho, do Diário Oficial da União. (Agência CanalEnergia – 06.07.2017)

### **CVU para térmica Norte Fluminense é aprovado pela Aneel**

A Agência Nacional de Energia Elétrica aprovou o Custo Variável Unitário, visando o ressarcimento da UTE Norte Fluminense. Os valores de CVU foram fixados em R\$ 51,73/MWh, para a Norte Fluminense 1; em R\$ 60,74/MWh para a unidade 2; e R\$ 115,61/MWh para a unidade 3. Os valores serão aplicados no processo de contabilização a partir do mês de junho. A decisão foi publicada no despacho N° 1.995, na edição da última segunda-feira, 10 de julho, do Diário Oficial da União. (Agência CanalEnergia – 11.07.2017)

### **Aneel confirma a inclusão de três térmicas no MCDS Contratação Escalonada**

A Aneel confirmou a decisão da CCEE de incluir as termelétricas Maranhão III, Baixada Fluminense e Vale do Tijuco no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) – Contratação Escalonada em 2012, com efeitos a partir de 2015. Para a UTE Paranapanema, no entanto, foi mantida a determinação da própria agência de excluir a usina do processamento feito pela CCEE naquela modalidade e nas mesmas condições. Em ambas as situações, o procedimento foi considerado irregular, mas a diferença de um caso para o outro é basicamente o impacto para as distribuidoras. A agência reconheceu dificuldades para corrigir os efeitos da participação de Maranhão III, Baixada Fluminense e Vale do Tijuco no mecanismo, em razão da grande quantidade de energia compensada e do extenso período de ajuste exigido. A Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado (SRM) argumentou que o montante de energia compensado à UTE Paranapanema, de 3,5 MW médios, justificariam o tratamento diferenciado por parte das outras três térmicas, que somaram 123,6 MW médios no montante de energia compensado. Diante disso, a superintendência entendeu que, caso fossem retiradas as usinas, o impacto ao consumidor seria muito maior, dado o volume de energia ser 35 vezes maior do que o associado UTE Paranapanema. (Agência CanalEnergia e Brasil Energia – 11.07.2017)

### **Aprovados os CVUs para UTE Termopernambuco e UTE Araguaia**

A Aneel aprovou o Custo Variável Unitário, visando o ressarcimento da UTE Termopernambuco. Os valores de CVU foram fixados em R\$ R\$ 105,15/MWh e serão aplicados no processo de contabilização a partir do mês de junho de 2017. Outra usina que teve o CVU acatado pela Aneel foi a UTE Araguaia, com os valores de CVU estipulados em R\$ 849,13/MWh, a serem aplicados no processo de contabilização a partir do mês de junho deste ano. As decisões acima foram publicadas nos despachos N° 2.191 e N° 2.192, na edição desta terça-feira, 25 de julho, do Diário Oficial da União. (Agência CanalEnergia – 25.07.2017)

### **Indústrias no segmento de gás discutem a regulação do setor**

Distribuidoras, comercializadoras, produtoras de gás e grandes consumidores estão discutindo a regulação do setor na esteira do plano de venda de ativos da Petrobras. A expectativa é de que as regras sejam anunciadas neste ano. Um dos pontos é o destravamento do mercado de livre de energia, que deverá levar de 3 a 5 anos para se tornar realidade e deverá ter um crescimento lento, assim como ocorreu com o de energia elétrica. Apesar disso, comercializadoras, como a Ecom e a Comerc já obtiveram autorização da ANP, para estar aptas a negociar volumes no mercado que se abre. Em 2010, o decreto 7.382, que regulamentou a Lei do Gás, introduziu a figura do consumidor livre, autoimportador e autoprodutor no âmbito regulatório federal. Passados 7anos, a regulação continua no papel. A venda de ativos da Petrobras abre espaço para uma nova realidade, mas vários obstáculos persistem. O principal deles é a existência de legislações estaduais que se sobrepõem à da União. "Harmonizar os interesses locais e tributários dos Estados em prol de uma legislação única é difícil. O caminho natural seria criar uma alteração na Constituição com disposições gerais sobre o mercado livre em uma lei da União", diz o advogado Raphael Gagliardi, do Demarest Advogados. (Valor Econômico – 28.07.2017)

### **Arsesp regulamenta distribuição de biometano na rede de gás de SP**

A Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (Arsesp), após um estudo de dois anos, elaborou a Deliberação nº 744/2017, que regulamenta de forma inédita no Brasil as condições de distribuição de biometano na rede de gás canalizado do Estado de São Paulo. Esta deliberação estabelece as regras para que o biometano fornecido pelos produtores possa ser inserido na rede pública de gás canalizado. O biometano a ser entregue pelos fornecedores deverá atender às diretrizes de controle de qualidade e especificação estabelecidas pela ANP. São Paulo possui grande potencial para a produção de biogás, energético abundante e renovável, a partir do aproveitamento dos resíduos agrossilvopastoris, dos resíduos sólidos urbanos e das estações de tratamento de esgoto. A introdução do biometano na rede de gás poderá colaborar com a política nacional de resíduos sólidos, uma vez que a inserção do biometano na rede pode incentivar o tratamento do biogás oriundo de aterro sanitário e de estação de tratamento de esgoto. Além disso, a produção de biometano é descentralizada e poderá favorecer a expansão das redes de distribuição de gás canalizado em locais atualmente sem acesso aos gasodutos. Tal fato contribuirá para a universalização e para o fortalecimento dos mercados

regionais, com a geração distribuída de energia. A obrigatoriedade de aquisição de um percentual de biometano a ser injetado na rede, bem como o preço teto de aquisição será definida pelo Poder Concedente, nos termos do Decreto Estadual n. 58.659/12, que instituiu o Programa Paulista de Biogás. (Agência CanalEnergia - 02.08.2017)

### **CVU para térmica Norte Fluminense é aprovado**

A Agência Nacional de Energia Elétrica aprovou o Custo Variável Unitário da UTE Norte Fluminense. Os valores de CVU foram fixados em R\$ 50,30/MWh para unidade 1, R\$ 59,30/ MWh para unidade 2 e R\$ 112,11/MWh para a unidade 3, e serão aplicados no processo de contabilização a partir do mês de julho de 2017. A decisão foi publicada no despacho N° 2.362, na edição da última terça-feira, 8 de agosto, do Diário Oficial da União. (Agência CanalEnergia - 09.08.2017)

### **CVU para Térmica Araguaia é aprovado**

A Agência Nacional de Energia Elétrica aprovou o Custo Variável Unitário, visando o ressarcimento da UTE Araguaia. Os valores de CVU foram fixados em R\$ 814,78/MWh e serão aplicados no processo de contabilização a partir do mês de julho de 2017. A decisão foi publicada no despacho N° 4.163, na edição da última segunda-feira, 14 de agosto, do Diário Oficial da União. (Agência CanalEnergia - 16.08.2017)

### **MME: mudanças regulatórias no setor de gás podem destravar investimentos de R\$ 50 bi**

O governo espera que as mudanças regulatórias do setor de gás natural, apresentadas no âmbito do programa Gás Para Crescer, destravem investimentos de R\$ 50 bilhões, disse ontem a diretora do Departamento de Gás Natural do Ministério de Minas e Energia (MME), Symone Araújo. Segundo ela, existe potencial para que o mercado brasileiro de gás, hoje de 76 milhões de m<sup>3</sup>/dia, possa ser triplicado até 2030. O MME apresentou ontem, em audiência pública na Câmara dos Deputados, as principais propostas de ajustes no marco regulatório. A intenção é convocar para a semana que vem uma reunião com agentes do mercado para discutir o texto final das propostas - que, em seguida, serão encaminhadas à Casa Civil e ao Congresso. (Valor Econômico - 17.08.2017)

### **CVU para UTE Termopernambuco é aprovado**

A Agência Nacional de Energia Elétrica aprovou o Custo Variável Unitário, visando o ressarcimento da UTE Termopernambuco. Os valores de CVU foram fixados em R\$ 95,81 /MWh e serão aplicados no processo de contabilização a partir do mês de julho de 2017. Já Furnas teve sua solicitação de alteração do Custo Variável Unitário relativo à UTE Campos acatado pelo órgão regulador. Os valores de CVU foram alterados para R\$ 650,75/MWh, a partir da primeira revisão do Programa Mensal de Operação - PMO após a publicação deste

despacho. As decisões acima foram publicadas nos despachos N° 2.563 e N° 2.564, na edição desta terça-feira, 22 de agosto, do Diário Oficial da União. (Agência CanalEnergia – 22.08.2017)

### **Operação comercial da UTE Willian Arjona é suspensa**

A Aneel suspendeu a operação comercial das unidades de geração UG1 a UG5 da usina de geração termelétrica Wilian Arjona, que soma 206,35 MW de capacidade, a partir de 24 de agosto, segundo despacho publicado pela Aneel nesta sexta-feira, 25. A termelétrica, de titularidade da Engie Brasil, está localizada em Campo Grande (MS). (Agência CanalEnergia – 25.08.2017)

### **Térmica Biolins, da JBS, é liberada para operação comercial**

A Agência Nacional de Energia Elétrica liberou a usina de geração térmica Biolins, de titularidade da JBS S.A, para operação comercial da unidade geradora UG2 de 44 MW de capacidade instalada, segundo despacho publicado pela Aneel na última quarta-feira, 30 de agosto. O empreendimento está localizado no município de Lins (SP). Outra contemplada pela liberação do órgão regulador foi a EOL Ventos de São Virgílio 01, que poderá operar comercialmente as unidades UG1 a UG13, de 2,3 MW cada, totalizando 29,9 MW de capacidade. A usina fica em Simões (PI). (Agência CanalEnergia – 31.08.2017)

### **Aneel reduz multa da UTE Suape II de R\$ 3,4 mi para R\$ 1,9 milhão**

A Aneel manteve a multa aplicada à empresa Energética Suape II por operação e manutenção inadequada da termelétrica Suape II. A penalidade de R\$ 3,4 milhões foi, no entanto, reduzida para R\$ 1,9 milhão. A térmica a óleo localizada em Cabo de Santo Agostinho, Pernambuco, tem 381 MW de potência instalada. A multa emitida pela fiscalização da Aneel em 2015 é resultante da redução na disponibilidade da usina, que registrou paradas forçadas provocadas por falhas mecânicas nas unidades geradoras. Os problemas ocorreram nos anos de 2013 e 2014. A revisão do valor da multa foi solicitada pela empresa, com o argumento de que a taxa de disponibilidade do empreendimento foi afetada por problemas de projeto dos moto geradores fornecidos pela Wartsila. A empresa também alegou que não foram feitos expurgos na indisponibilidade, como previsto na regras da própria Aneel, e dada extrema relevância aos quesitos de gravidade e danos ao serviço e aos usuários. (Agência CanalEnergia – 05.09.2017)

### **ANP: Agência atualiza regras sobre individualização da produção em blocos de petróleo e gás**

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) publicou nesta sexta-feira uma atualização da resolução que regula procedimentos para individualização da produção em blocos de petróleo e gás natural quando as jazidas se estendem para além de um bloco concedido ou contratado, um processo conhecido no setor como “unitização”. (Reuters – 08.09.2017)

## **Aneel: CVU para UTE Norte Fluminense**

A Agência Nacional de Energia Elétrica aprovou o Custo Variável Unitário, visando o ressarcimento da UTE Norte Fluminense. Os valores de CVU foram fixados em R\$ 50,24/MWh para a unidade 1, R\$ 59,24/MWh para a unidade 2 e R\$ 112,24/MWh para a unidade 3. Os CVUs serão aplicados no processo de contabilização a partir do mês de agosto de 2017. Fica também a encargo determinar à CCEE que efetue o ajuste no valor de R\$ 62.394,33, por meio de débito para a usina e como alívio no Encargo de Serviços do Sistema. A decisão foi publicada no despacho N° 2.886, na edição da última terça-feira, 12 de setembro, do DOU. (Agência CanalEnergia - 13.09.2017)

## **Aneel mantém classificação por inflexibilidade de UTEs que permanecem ligadas por restrições próprias**

A diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica rejeitou pedido da ABRAGET e manteve a classificação por inflexibilidade da geração de usinas que permanecem ligadas no patamar de carga leve por questões operacionais, mesmo não sendo demandadas pelo ONS. A Abraget solicitou o enquadramento por garantia energética ou por razão elétrica, que garantem a remuneração da energia produzida pelo Custo Variável Unitário, e não pelo Preço de Liquidação das Diferenças. A associação também solicitou a recontabilização dos casos em que houve alteração da classificação da usina pelo ONS. Segundo a Abraget, a partir de julho do ano passado o ONS passou a enquadrar essas UTEs por inflexibilidade, e algumas usinas despachadas por ordem de mérito de custo apenas nos patamares de carga pesada e média têm recebido valores menores que o CVU quando permanecem ligadas na carga leve. Na avaliação da Aneel, a remuneração nesse caso não pode ser feita nas mesmas bases, porque a manutenção da operação da usina por restrição ou conveniência do próprio empreendimento é um risco do empreendedor. Por isso, não se justifica a transferência do custo para o sistema. (Agência CanalEnergia - 14.09.2017)

## **Livro que trata da regulação do mercado de gás está disponível na internet**

O setor de gás natural conta agora com uma obra centrada em aspectos da regulação do mercado. O livro "Atualidades Regulatórias do Mercado de Gás Brasileiro" foi coordenado pelos professores Hirdan Katarina de Medeiros Costa e Edmilson Moutinho dos Santos, do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE/USP) e pela consultora legislativa Sílvia Andrea Cupertino, que atua na área de Minas e Energia do Senado Federal. "Na obra, abordamos diversos temas do mercado do gás, incluindo assuntos endereçados pelo Gás para Crescer, uma iniciativa do governo federal que discute os principais desafios e oportunidades para o gás no Brasil. Desde meados de 2016 a equipe está acompanhando o Gás para Crescer", a professora Hirdan. Ela lembra que o livro é uma contribuição científica importante para o setor, servindo como obra basilar para um futuro onde as discussões da iniciativa "Gás para Crescer" transcorrerão para esferas do processo legislativo, gerando propostas de modificações normativas. O livro, lançado pela Synergia Editora, está

disponível na internet no endereço [www.synergiaeditora.com.br](http://www.synergiaeditora.com.br) (Agência CanalEnergia - 21.09.2017)

### **ANP: Consulta pública sobre conteúdo local recebeu mais de 300 sugestões**

A consulta pública da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) sobre a regulamentação de mecanismos de isenção do cumprimento da obrigação de conteúdo local (o chamado waiver) recebeu 306 contribuições desde 17 de julho. A revisão das regras vale para os contratos de concessão da sétima à 13ª rodada de licitação, da cessão onerosa e da primeira rodada de partilha do pré-sal, de blocos para exploração de petróleo e gás natural. O tema foi debatido hoje (3) em audiência pública na sede da agência, no centro do Rio de Janeiro. Segundo a ANP, desde 2011 foram recebidas 255 solicitações de isenção referente a essas rodadas e, até o momento, a agência não conseguiu analisar todas elas. Para a 14ª rodada de licitação dos blocos exploratórios de petróleo, valeram as regras de conteúdo local modificadas em fevereiro, que estabeleciam índice de 50% para exploração em terra; mínimo de 18% na fase de exploração nos blocos em mar, de 25% para a construção de poços e de 40% para sistemas de coleta e escoamento; nas plataformas marítimas, o percentual é 25%. A ideia é que regras parecidas possam valer para as rodadas anteriores, conforme as cláusulas 34 e 35 da minuta apresentada pela ANP, que permitem às operadoras fazer um aditivo aos contratos antigos para adotar o novo percentual de conteúdo local. Representantes da indústria voltaram a criticar hoje a medida. A advogada do Sindicato Nacional da Indústria da Construção e Reparação Naval e Offshore (Sinaval), Daniela Santos, avaliou que as mudanças de contratos anteriores são ilegais e prejudicam a indústria e os trabalhadores. “Na última década a indústria foi incentivada a investir, para fazer frente às demandas de conteúdo local. Os investimentos foram feitos também baseados no plano de negócios da Petrobras. É um evidente prejuízo a toda a indústria nacional. Trata-se de um direito adquirido, de um ato jurídico perfeito”, afirmou a advogada. (Agência Brasil - 03.10.2017)

### **ANEEL revisa o custo variável unitário da UTE Igarapé**

A ANEEL atendeu o pedido da Cemig, e revisou o CVU da UTE Igarapé no valor de R\$ / MWh. A estatal mineira é proprietária da usina. O valor deverá ser aplicado pelo ONS a partir da próxima revisão do PMO. (Agência CanalEnergia - 13.10.2017)

### **Aneel aprova CVU das UTEs Mauá, Araguaia, Termopernambuco e Termoceará**

A ANEEL aprovou o CVU, visando o ressarcimento da UTE Mauá 3. Os valores de CVU foram fixados em R\$ 98,25 /, válido até 31 de dezembro de 2018, a ser aplicado pelo ONS a partir da primeira revisão do PMO após a publicação deste despacho. Já a Eletronorte teve sua solicitação de alteração do CVU relativo à UTE Araguaia acatado pelo órgão regulador. Os valores de CVU foram alterados para R\$ 909,59/MWh para aplicação no processo de contabilização do mês de

setembro de 2017 pela CCEE. Outra termelétrica com CVU fixado pela Aneel foi a UTE Termopernambuco, que teve o valor definido para 103,39/MWh, a partir de setembro. A Agência também deu provimento à solicitação da Petrobras pelo ressarcimento relativo a UTE Termoceará, que teve o valor fixado em R\$ 780,46/MWh, válido até 7 de novembro deste ano. (Agência CanalEnergia - 13.10.2017)

### **Retomada da UTE Araucária autorizada**

A Aneel autorizou a retomada da operação da UTE Araucária (484 MW, PR), nesta segunda-feira (16/10). Despacho publicado no DOU define que a Copel poderá colocar em funcionamento as unidades geradoras 1, 2 e 3, até o próximo dia 30/11. De acordo com a agência reguladora, essa operação pôde ser aprovada graças ao acordo da empresa paranaense - detentora de 51% da usina - com a Petrobras, para o fornecimento de 2,190 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás para o empreendimento, na modalidade take or pay. (Brasil Energia - 16.10.2017)

### **Aprovado CVU para UTE Norte Fluminense**

A ANEEL aprovou o CVU, visando o ressarcimento da UTE Norte Fluminense. Os valores de CVU foram fixados em R\$ 50,29/MWh para a unidade 1, R\$ 59,30/MWh para a unidade 2 e R\$ 112,54/MWh para a unidade 3. Os CVUs serão aplicados no processo de contabilização a partir do mês de setembro de 2017. A decisão foi publicada no despacho N<sup>o</sup> 3.503, na edição da última quarta-feira, 18 de outubro, do DOU. (Agência CanalEnergia - 19.10.17)

### **Aneel: viabilizar UTE Rio Grande depende de ações concretas**

O diretor da Aneel André Pepitone disse nesta quarta-feira (1/11) que viabilizar a termelétrica Rio Grande requer que ações concretas sejam demonstradas, principalmente no que diz respeito à transferência de titularidade do empreendimento por parte da Bolognesi para a norte-americana New Fortress Energy. Pepitone participou de reunião com comitiva encabeçada pelo governador gaúcho José Ivo Sartori que tenta reverter a revogação da usina, da qual também participaram o ministro de Minas e Energia, Fernando Bezerra Coelho Filho, e o diretor-geral da Aneel, Romeu Donizete Rufino. "Para evitar incertezas, é importante reforçar a troca do controlador. Compreendo a necessidade dessa termelétrica para o Brasil e estamos cientes da urgência da decisão", avaliou ele, relator responsável pelo processo que cancelou a outorga. Com investimentos da ordem de R\$ 3 bilhões, a térmica seria construída no município de mesmo nome e tem capacidade instalada de 1.238 MW. Está vinculada à construção de um terminal de regaseificação GNL com capacidade de 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia. A outorga foi revogada porque, no entendimento da Aneel, a transferência da usina para o novo controlador não teria sido bem fundamentada. O secretário estadual de Minas e Energia, Artur Lemos Júnior, disse que caso os documentos não sejam suficientes, a Aneel deveria conceder um prazo adicional. (Brasil Energia - 01.11.2017)

### **Aneel: aprovado CVU para UTE Termoceará**

A Aneel aprovou o CVU, visando o ressarcimento da UTE Termoceará. Os valores de CVU foram fixados em R\$ 780,46/MWh e serão aplicados no processo de contabilização a partir do mês de novembro de 2017. A decisão acima foi publicada no despacho N° 3.719, na edição da última segunda-feira, 6 de novembro, do DOU. (Agência CanalEnergia - 07.11.2017)

### **UTES liberadas**

A Aneel liberou para operação comercial as unidades geradoras UG1 a UG5, de 440 kW cada, totalizando 2.200 kW de capacidade instalada da usina de geração termelétrica denominada UTE CNH Pacarana, segundo despacho publicado nesta última terça-feira, 14 de novembro. O empreendimento está localizado em Espigão do Oeste (RO). Outra usina que recebeu autorização junto ao órgão regulador é a UTE CNH Urucumacua, que poderá operar comercialmente as unidades UG1 e UG2, de 440 kW cada, somando 880 kW de capacidade instalada no município de Chupinguaia (RO). (Agência CanalEnergia - 14.11.2017)

### **Aneel: aprovado custo fixo de R\$ 37,7 milhões para UTE Mauá 3**

A Aneel aprovou na última terça-feira (14/11) o custo fixo de R\$ 37,7 milhões para a Amazonas Geração e Transmissão (GT) cobrir a operação excepcional da termelétrica Mauá 3, válido para o período entre o último dia 27/9 e 31/12 do ano que vem. De acordo com a agência reguladora, a CCEE deverá considerar a diferença entre o PLD apurado para cada período de contabilização e o CVU de R\$ 98,25/MWh para desconto no ESS. Para o início do suprimento de energia da usina, para o período previsto em contrato, a empresa responsável pleiteia o CVU de R\$ 565,04/MWh. O começo da operação de forma excepcional da unidade, para garantir o suprimento energético em Manaus, foi aprovado no último dia 9/10, o que a deixa de fora do rateio da inadimplência no mercado de curto prazo da CCEE. A operação excepcional pagará somente o custo da geração de Mauá 3, e não o valor previsto em contrato. Os custos fixos e variáveis associados à geração precisam passar pela aprovação da Aneel. Esses custos incluem as despesas de operação e manutenção, incluindo tributos e encargos incidentes, bem como os gastos com a compra do gás natural para abastecimento da usina e da respectiva reserva de capacidade do transporte dutoviário da usina, movida a gás natural. (Brasil Energia - 16.11.2017)

### **UTES terão novo CVU**

A Aneel aceitou nesta segunda-feira, 20 de novembro, o pedido feito pela UTE Norte Fluminense e alterou o CVU da UTE para o mês de outubro de 2017. Na Norte Fluminense 1, o CVU fica R\$ 51,29/ MWh. Na Norte Fluminense 2, o valor muda para R\$ 60,30/ MWh. Já na Norte Fluminense 3, o CVU foi fixado em R\$ 114,80/ MWh. Os novos valores deverão ser aplicados pelo ONS a partir da primeira revisão do PMO. A Aneel também alterou o CVU da UTE Araguaia, da

Eletronorte, que muda para R\$ 923,60/MWh. Ele também será adotado na contabilização do mês de outubro na CCEE. (Agência CanalEnergia - 20.11.2017)

### **Minas e Energia debate regras para indústria de petróleo e gás**

As regras de conteúdo local para a indústria de petróleo e gás no Brasil serão debatidas em audiência pública nesta terça-feira (28) pela Comissão de Minas e Energia. O deputado Davidson Magalhães (PCdoB-BA), autor do requerimento para a audiência, lembra que o governo está realizando, neste ano, a 14ª rodada de licitação de blocos exploratórios de petróleo e gás natural e, entre as várias questões em definição, estão as regras de conteúdo local. Para o deputado, “é falaciosa” a argumentação de que a condição exclusiva para o sucesso da 14ª rodada seria a eliminação dessa política. “O sucesso do leilão está, principalmente, relacionado com o potencial geológico das reservas, a qualidade do ambiente institucional e a estabilidade do ambiente regulatório, dos impostos, da celeridade na emissão das licenças ambientais, do respeito aos contratos, da constância de regras, do custo Brasil e da exigência do conteúdo local”, afirma. A fórmula praticada pela Noruega ou pelo Reino Unido, segundo o deputado, é desenvolver, juntamente com a produção de petróleo, uma indústria local com instalações adequadas, qualidade requerida, tecnologia necessária e engenharia bem desenvolvida, “fatores que dispomos no Brasil e que, agora, correm o risco de serem destruídos”. (Agência Câmara - 24.11.2017)

### **Aneel: aprovado CVU para UTE Termopernambuco**

A Aneel aprovou o CVU, visando o ressarcimento da UTE Termopernambuco. Os valores de CVU foram fixados em R\$ 106,85/MWh e serão aplicados no processo de contabilização a partir do mês de outubro de 2017. A decisão acima foi publicada no despacho Nº 3.914, na edição da última quinta-feira, 23 de novembro, do Diário Oficial da União. (Agência CanalEnergia - 24.11.2017)

### **Aneel: liberada unidades geradoras de térmica no Pará para operação comercial**

A Aneel liberou para operação em teste as unidades geradoras UG8 a UG11, totalizando 1.424 kW de capacidade instalada da usina de geração termelétrica denominada UTE São Sebastião da Boa Vista - CEPA, segundo despacho publicado pela Aneel nesta quarta-feira, 29 de novembro. O empreendimento está localizado em São Sebastião da Boa Vista (PA). (Agência CanalEnergia - 29.11.2017)

### **UTE Araucária tem operação comercial prorrogada até o final do ano**

A Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração da Aneel prorrogou até 31 de dezembro de 2017 a operação comercial da UTE Araucária, localizada no Paraná. A usina compreende as unidades geradoras 1,2 e 3, somando 484,15 MW de potência instalada. (Agência CanalEnergia - 04.12.2017)

### **Aprovado CVU para UTE Parnaíba IV**

A Aneel aprovou o CVU, visando o ressarcimento da Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A para a UTE Parnaíba IV. O valor de CVU foi fixado em R\$ 91,37/MWh, e será aplicado no processo de contabilização a partir do mês de dezembro de 2017. A decisão foi publicada no despacho N° 4.049, na edição da última segunda-feira, 4 de dezembro, do DOU. (Agência CanalEnergia - 05.12.2017)

### **Aprovado o CVU para UTE Norte Fluminense**

A Aneel aprovou o Custo Variável Unitário, visando o ressarcimento da UTE Norte Fluminense. Os valores de CVU foram fixados em R\$ 52,37/MWh para a unidade 1, R\$ 61,38/MWh para a unidade 2 e R\$ 117,01/MWh para a unidade 3. Os CVUs serão aplicados no processo de contabilização a partir do mês de novembro de 2017. A decisão foi publicada no despacho N° 4.225, na edição desta quinta-feira, 14 de dezembro, do DOU. Outra usina a ter o CVU definido pela Aneel foi a UTE Araguaia, que teve o valor fixado em R\$ 941,15/MWh para aplicação no mês de novembro. (Agência CanalEnergia - 14.12.2017)

### **UTES tem ampliação no volume de combustível autorizada**

A Eletrobras Distribuição Roraima foi autorizada pelo governo nesta sexta-feira (15/12) a ampliar o volume de combustível em estoque para oito dias para atender às termelétricas que abastecem a região de Boa Vista. Pelos termos do documento, esse volume deverá atender ao estoque previsto e também manter o combustível em disponibilidade. Agora, caberá à Aneel viabilizar esse aumento de volume para a térmica e realizar o enquadramento da operação no rateio da conta de consumo de combustíveis. (Brasil Energia - 15.12.2017)

### **Aprovado repasse da titularidade da termelétrica Novo Tempo**

A Aneel aprovou nesta terça-feira (19/12) o repasse da titularidade da UTE Novo Tempo, que era da Bolognesi, para a Gás Natural Açú, no Porto do Açú, no Rio de Janeiro. Com isso, a usina, de 1.298 MW de capacidade instalada passa a se chamar Novo Tempo GNA II. O processo de extinção da outorga, devido aos atrasos anteriores, também foi julgado nesta terça-feira e foi arquivado pela diretoria do órgão regulador. Diferente da UTE Rio Grande, neste caso, a Bolognesi conseguiu demonstrar à Aneel o repasse da titularidade da usina para a Prumo Logística, controladora do Porto do Açú. A Rio Grande, que teve a outorga revogada e o recurso contra a decisão deve ser votado no ano que vem pela agência. Desta forma, fica encerrado um capítulo do atraso das usinas da Bolognesi. Negociada no leilão A-5, de 2014, a Novo Tempo deve entrar em operação em 2021, assim como a Rio Grande. A previsão inicial era que as duas UTEs, com capacidade instalada somada de 2,5 mil MW, entrassem em operação em 2019. Resta agora, definir o futuro da outra térmica, que está sendo negociada com o grupo norte-americano New Frotress Energy. (Brasil Energia - 19.12.2017)

### **Revogada a operação comercial de unidade de termelétrica no PR**

A Aneel revogou nesta quinta-feira, 21 de dezembro, no despacho N° 4.322 do DOU, a operação comercial da unidade geradora UG1, de 5 MW de capacidade da usina de geração termelétrica UTE Rickli-Carambeí, localizada em Carambeí (PR). (Agência Canal Energia - 21.12.2017)

### **Revisado o CVU de usinas termelétricas da Petrobras**

A Aneel revisou o CVU de duas térmicas da Petrobras, segundo despachos publicado no DOU desta sexta-feira, 29 de dezembro. A UTE Aureliano Chaves passa a operar com o CVU de R\$ 346,37/MWh e a UTE Rômulo Almeida com o CVU de R\$ 345,02/MWh. As usinas ficam em Minas Gerais e Bahia, respectivamente. O CVU é a parcela variável da receita das térmicas, paga sempre que a usina é chamada a despachar pelo ONS. (Agência Canal Energia - 29.12.2017)

## V. Empresas

### **Governo manda desligar UTE Santarém, no Pará**

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) recomendou a desconstrução da termelétrica Santarém (18,7 MW), da Eletronorte, a partir de janeiro de 2017, uma vez que não se verifica a necessidade de despacho da referida usina neste ano em razão da entrada em operação de unidades geradoras da UHE Pimental (Belo Monte) e da redução de carga realizada pela distribuidora Celpa, do Pará. A usina foi instalada em regime emergencial como uma das soluções para agregar confiabilidade no atendimento das cargas da região denominada Tramo Oeste. A decisão de contratar a usina foi tomada pelo próprio CMSE, ainda em janeiro de 2014. O ONS apresentou, em 8 de dezembro, um estudo sobre as condições de atendimento à região oeste do Pará, abordando a necessidade da geração da UTE Santarém no horizonte 2017 a 2019. De acordo com o ONS, com a entrada em operação da UHE Pimental e a redução de carga na área de concessão da Celpa, "não se verifica a necessidade de despacho da UTE Santarém para o ano de 2017." "Para o ano de 2018, está prevista a necessidade de até 5 MW de geração [da UTE Santarém] nos meses de setembro a dezembro. Para 2019, está prevista a necessidade de até 20 MW de geração no segundo semestre e no ano", detalhou o ONS. Assim, o CMSE reconheceu a necessidade de desconstrução da térmica. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) ficou responsável de realizar um novo estudo sobre o atendimento à região do Pará para os anos de 2018 a 2019. As informações constam na ata da 175ª reunião do CMSE, realizada em 8 de dezembro, porém só disponibilizada nesta segunda-feira, 2 de janeiro. (Agência CanalEnergia - 02.01.2017)

### **Gasmig investirá R\$ 70 milhões em 2017**

A Gasmig planeja investir R\$ 70 milhões em 2017. Os projetos escolhidos pela distribuidora de gás natural mineira para o próximo ano focam na ampliação da malha de gasodutos, na captação de novos clientes e nas atividades de operação e manutenção. Como a expectativa da Gasmig é que os segmentos residencial e comercial cresçam mais que a indústria, a maior parte dos recursos será destinada a esse mercado. A concessionária vai investir R\$ 48 milhões no mercado urbano da região metropolitana de Belo Horizonte, Juiz de Fora e Poços de Caldas para conectar algo em torno de 14.000 novos clientes. Outros R\$ 15 milhões serão utilizados na ampliação da rede que atende o mercado industrial e de GNV do estado, principalmente nas regiões do Vale do Aço, Mantiqueira e Sul de Minas, além das cidades próximas à capital. Há ainda uma parcela da ordem de R\$ 8 milhões que será destinada a atividades de suporte, incluindo TI, operação e manutenção de gasodutos. A meta da Gasmig para o próximo ano é instalar 50 km de gasodutos no estado para conectar novas unidades consumidoras à rede de distribuição de gás natural. A maior parte dos novos gasodutos será de tubos de PEAD (polietileno de alta densidade), de acordo com a empresa. (Brasil Energia - 03.01.2017)

### **Em 2016, Algás eleva conexão de novos clientes em 45%**

A distribuidora alagoana Algás aumentou em 45% o número de conexões de novas unidades consumidoras à sua rede de distribuição de gás natural em 2016, na comparação com o ano anterior. A Algás concluiu 117 interligações no ano, cujo resultado foi a entrada de 4.044 novos clientes residenciais e outros 69 comerciais e industriais ao portfólio da concessionária. Em 2015, foram interligadas 2.760 unidades consumidoras do segmento residencial e 62 do comercial e industrial, de acordo com a concessionária, que ainda indicou que o resultado positivo é reflexo da estratégia de expansão da distribuição de gás natural no estado, assim como ações de eficiência da operação e manutenção de gasodutos. Ainda de acordo com a Algás, o modelo de negócios do último ano foi focado nos segmentos residencial e comercial, visando ampliar sua participação no mercado urbano de gás natural, já que a indústria ainda sofre com a retração econômica. Para isso, a empresa buscou se aproximar do setor em eventos realizados no estado, além de dar apoio a medidas de incentivo ao desenvolvimento do mercado urbano. A Algás atende hoje ao consumo de 44,7 mil clientes de todos os segmentos no estado de Alagoas. (Brasil Energia – 05.01.2017)

### **Fitch rebaixa nota de debêntures da UTE Pernambuco III, da Bolognesi**

A Fitch Ratings rebaixou a nota de crédito da 1ª emissão de debêntures da termelétrica Pernambuco III, após a empresa apresentar proposta para reestruturação de suas dívidas. O rating nacional de longo prazo foi rebaixado para categoria "C (bra)", mas pode cair para "D (bra)" caso os credores desses papéis aceitem a proposta. As debêntures somam R\$ 300 mi, dividida em quatro séries de R\$ 75 mi, com vencimento em 2025 nos meses de março, junho, setembro e dezembro. O anúncio da proposta de reestruturação foi feito em 30 de dezembro de 2016 e passará por uma assembleia de investidores marcada para 16 de janeiro de 2017. A proposta da administração inclui um novo cronograma de pagamento das debêntures e a capitalização de juros até o final de 2017. Também libera a Conta Reserva do Serviço da Dívida, altera cláusulas de vencimento antecipado, a ordem de alocação de recursos e busca o compartilhamento de garantias reais das debêntures com outros credores do projeto. A proposta de reestruturação visa a direcionar recursos para também honrar pagamentos a fornecedores, linha de financiamento de capital de giro e investimento de manutenção requerido, além do serviço da dívida das debêntures. O Índice de Cobertura do Serviço da Dívida ao longo do período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2016 chegou a 0,92 vez. O caixa total disponível, incluindo as reservas, caiu para R\$ 22,5 mi de R\$ 43 mi em junho de 2016. Segundo a agência, o projeto foi impactado pela combinação de contínuos despachos em 2014 e 2015, somada à queda relevante no índice Platts de USD100/barril para USD25/barril e ao aumento do custo financeiro da linha de capital de giro, indexada ao CDI. Ainda em consequência da baixa geração de caixa com o despacho, o projeto não consegue fazer as manutenções periódicas

necessárias para manter os níveis de disponibilidade elevados. Devido à baixa disponibilidade da planta para atendimento do despacho, houve necessidade de compra de lastro, até o terceiro trimestre de 2016, no montante de R\$ 23,8 mi. Em dezembro de 2016, o projeto tinha capacidade disponível de apenas 24% da garantia física total, de 109,2 MW. (Agência CanalEnergia – 06.01.2017)

### **Produção de gás natural da Petrobras bateu recorde em 2016**

A Petrobras conseguiu cumprir o planejamento previsto pelo segundo ano consecutivo. A estatal informou que foram produzidos 77 milhões de metros cúbicos de gás natural diários em 2016. A produção total no país chega a 2,63 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed), esse volume está 1% acima do reportado em 2015 e representa um novo recorde para a companhia. O índice de aproveitamento de gás da Petrobras do Brasil também alcançou seu recorde anual em 2016, com um patamar de 96%. Segundo a empresa esse índice reflete os esforços empreendidos por meio de programas de melhoria de eficiência operacional e otimização do aproveitamento do gás. A produção de petróleo está em alta e também representou um novo recorde, com 2.144.256 barris de petróleo por dia em média. Esse volume equivale a um aumento de 0,75% ante o ano anterior, 2015, e está em linha com o planejado. Somente a produção na camada do pré-sal alcançou a marca de 1,02 milhão bpd, crescimento de 33% quando comparado a 2015. (Agência CanalEnergia – 11.01.2017)

### **Petrobras retoma parte das obras no Comperj para escoar gás natural**

Depois de ter ficado dois anos sem o início de novos projetos, a Petrobras abriu no início deste ano um processo de licitação para contratação das obras da UPGN no Comperj em Itaboraí. As cerca de 30 empresas convidadas para o processo são estrangeiras. De acordo com o presidente da estatal, Pedro Parente, algumas empresas nacionais não puderam ser convidadas porque são alvo de investigações da Operação Lava-Jato e, assim, estão impedidas de participar de licitações. Porém, Parente destacou que a maioria das convidadas tem atividades no país e gera emprego e renda no Brasil. — Esta é uma discussão que no fundo tem um caráter ideológico. Então a gente ter um viés, um ranço ideológico contra quem venha de fora investir em nosso país, no meu modo de ver, contraria os interesses do próprio país — afirmou Parente, durante café da manhã com jornalistas nesta quarta-feira, refugando críticas à contratação de estrangeiras. — Nós contratamos empresas brasileiras, cuja propriedade pode ser de capital estrangeiro, mas empresas sediadas no país, que produzem emprego e renda no país e, portanto para todos os efeitos da são empresas brasileiras. E também contratamos empresas estrangeiras porque nosso objetivo é ampliar possíveis participantes dessa concorrência e com isso melhorar as condições de competição com reflexos positivos nos preços. (O Globo – 11.01.2017)

## **Petrobras: escoamento de Gás é necessário**

O diretor de Desenvolvimento da Produção e Tecnologia da Petrobras, Roberto Moro, destacou que a maioria das empresas convidadas já está estabelecida no Brasil. As demais se forem as vencedoras, terão que se estabelecer. Ele explicou que a seleção de se apoiou em uma avaliação a respeito da capacitação técnica, financeira e de integridade e conformidade. E destacou a geração de postos de trabalho e negócios para atender as obras. — Essas empresas vão gerar empregos aqui, vão gerar uma demanda de serviços e equipamentos que também poderão ser fornecidos por empresas pela cadeia de fornecedores — destacou o diretor. A UPGN tem um custo estimado em R\$ 2 bilhões, e as obras deverão levar cerca de dois anos e meio. Moro disse que o aproveitamento de parte dos equipamentos já adquiridos para a UPGN, que custaram R\$ 500 milhões, ainda está em discussão. O tema deve ser decidido com os vencedores da licitação. O processo licitatório deverá levar entre quatro a cinco meses. Cerca de 30% das obras da UPGN já estão concluídos, o que representou um gasto da ordem de R\$ 500 milhões. As obras do Comperj estão entre as principais atingidas pelo esquema de corrupção na Petrobras, descoberto pela Lava-Jato. A UPGN, conforme Pedro Parente, é essencial para o escoamento futuro da produção de gás natural nos campos do pré-sal na Bacia de Santos. O presidente destacou também que a construção da UPGN não significa a retomada das obras da refinaria do Comperj, mas sim da construção dessa unidade, que atenderá o terceiro gasoduto do pré-sal. (O Globo - 11.01.2017)

## **Algás perto de iniciar novas etapas de gasoduto**

A Algás assinou no início do mês a ordem de serviço para a implantação da segunda e terceira etapas do projeto do gasoduto Penedo - Arapiraca informou a companhia. As últimas duas etapas somam 33,4 quilômetros de extensão (16,7 quilômetros cada) e o início da construção da segunda fase está previsto para fevereiro, com orçamento de R\$ 15,3 milhões. As obras devem durar até março de 2018. Após as obras, o gasoduto Penedo - Arapiraca terá 66 quilômetros de extensão e é considerado estratégico pela distribuidora de gás natural, por expandir a oferta do insumo para o interior de Alagoas. (Agência Brasil Energia - 12.01.2017)

## **Algás tem novo diretor administrativo e financeiro**

O administrador de empresas Luciano Kulka Ribas será o novo diretor administrativo e financeiro da Algás, a partir de março. O executivo substituirá Luciano Couto Rosa Guimarães. O novo diretor foi indicado pela Mitsui, sócia da companhia. Ribas é formado em Administração com especialização em Gestão Estratégica de Empresa pela FGV. Ele já foi assistente da diretoria de administração e finanças da Copergás e da Sergás. (Brasil Energia - 17.01.2017)

## **Parceria entre New Holland e CIBiogás quer estimular produção de biogás no campo**

A New Holland, do Grupo CNH Industrial, e o Centro Internacional de Energias Renováveis – Biogás (CIBiogás), instituição que tem a Itaipu Binacional e a Eletrobras como associados, decidiram iniciar um trabalho conjunto voltado à criação de um ambiente favorável à expansão da produção de biogás no campo. O acordo, até o momento informal, tem com ponto de partida a realização conjunta de testes que buscam verificar a viabilidade de um modelo de trator preparado para consumo desse combustível. O projeto foi desenvolvido pela New Holland na Inglaterra e um dos quatro protótipos produzidos foi trazido ao Brasil, onde começou a ser testado numa granja localizada em Santa Helena (PR), a 120 quilômetros de Foz do Iguaçu. Os demais estão sendo colocados à prova nos EUA, Canadá e Austrália. Eles contam com motores de 136 cv convertidos pela FPT Industrial, também empresa do grupo CNH Industrial. Com 40 hectares que abrigam a criação de aves poedeiras e gado confinado, além de plantações de milho e aveia, a propriedade onde acontecem os experimentos pertence a André Haacke, que se interessou pela construção do biodigestor em 2011. De lá para cá, com assistência técnica do CIBiogás, a produção de biogás tem possibilitado economia estimada da ordem de R\$ 80 mil anuais em despesas com energia elétrica, autonomia no abastecimento de veículos convertidos usados na granja, além de uma renda extra de R\$ 2.500 mensais paga pela Itaipu Binacional, que compra 10% da produção do combustível. (Brasil Energia – 18.01.2017)

## **Sulgás abrirá chamada pública para compra de biometano**

A distribuidora Sulgás planeja lançar nos próximos meses uma chamada pública para adquirir até 200 mil m<sup>3</sup>/dia de biometano. A concessionária vai selecionar projetos de produção do gás natural renovável no Rio Grande do Sul, com o intuito de viabilizar a distribuição do energético para unidades consumidoras mais distantes da rede de gasodutos da Sulgás. O biometano, que no estado é produzido a partir de resíduos agrícolas e pastoris, poderá ser destinado a clientes residenciais, comerciais, industriais e também postos de GNV, de acordo com a distribuidora gaúcha. A Sulgás ainda não divulgou a data de abertura da chamada. Na primeira fase do projeto, a Sulgás convidou potenciais interessados a participar de reuniões a serem realizadas em Porto Alegre, na sede da empresa, entre 26 e 31 de janeiro deste ano. O objetivo dos encontros é apresentar aos interessados os principais termos e condições do processo de seleção. “Decidimos realizar essas reuniões devido ao alto grau de inovação e complexidade que faz parte de um empreendimento de produção de biometano em escala comercial. [Essa modalidade de negócios] é algo ainda novo no Brasil”, explicou o diretor presidente da Sulgás, Claudemir Bragagnolo. (Brasil Energia – 24.01.2017)

## **GPE e MSGÁS negociam construção de térmica a gás**

A Global Participações em Energia (GPE) está em tratativas com a distribuidora MSGÁS para firmar um acordo de fornecimento de gás natural para uma termelétrica no Mato Grosso do Sul. A empresa planeja construir e operar uma

usina movida a gás natural boliviano no estado, denominada UTE Frontal, que deve custar R\$ 900 milhões. No projeto elaborado pelas empresas, a energia produzida pela termelétrica será vendida no mercado regulado, por meio de um leilão federal de energia nova, o que ainda não tem data para ocorrer. Para a MSGÁS, a contratação da usina pode trazer uma receita firme de longo prazo, já que a GPE precisa de um contrato de suprimento de gás com prazo de 20 anos. Segundo o diretor da empresa, Valfredo de Assis Ribeiro, grande parte dos pré-requisitos para participação no leilão já foram cumpridos, com exceção do contrato de suprimento de gás natural, que depende de tratativas com a YPFB e a Petrobras, e da liberação da ANP para operação do ramal que conecta o Gasbol à rede de distribuição da MSGÁS. “Estamos na expectativa. Faltam apenas esses dois aspectos para darmos um grande passo, mas vamos esperar uma posição correta para dar prosseguimento ao projeto. O que eu posso dizer é que Mato Grosso do Sul têm uma infraestrutura de gás natural excelente para se trabalhar, um dos motivos pelos quais queremos fechar a parceria”, explicou Ribeiro. Atualmente, a MSGÁS é atendida pelo gás natural da Bolívia, importado pela Petrobras. No entanto, o contrato com a estatal boliviana YPFB vence em dezembro de 2019, e a Petrobras já sinalizou ao mercado que não pretende mais ser responsável pela compra de todo o volume de gás natural demandado pelas distribuidoras. O MME coordena as negociações entre as concessionárias brasileiras, a Petrobras e as partes bolivianas envolvidas. (Brasil Energia – 30.01.2017)

### **CGÁS tem lucro recorde em 2016**

A distribuidora SCGás lucrou R\$ 116,2 milhões em 2016, maior valor já acumulado pela empresa desde sua criação, no ano 2000. Só no último mês do ano, o lucro operacional da distribuidora de gás natural de Santa Catarina foi de R\$ 15,3 milhões. Os consumidores catarinenses demandaram 45 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural em dezembro de 2016, gerando uma receita total de R\$ 54 milhões para a SCGás. Foram conectados oito novos clientes no mês, incluindo a Ilpea do Brasil, indústria de equipamentos de vedação em Joinville, e uma unidade do restaurante Balada Mix, em Florianópolis. No segmento residencial, cinco condomínios do sul do estado passaram a ser atendidos pela rede de gasodutos da SCGás, nas cidades de Criciúma e Tubarão. Além disso, a distribuidora conectou o Posto do Encontro, no município do Rio do Sul, à sua malha. O posto era atendido por gás natural comprimido (GNC) até então. (Brasil Energia – 30.01.2017)

### **Ex-gerente da Petrobras na diretoria da Compagas**

A Compagas nomeou Theodoros Panagiotis Marcopoulos para a cadeira de diretor técnico-comercial da empresa, em substituição a José Roberto Gomes Paes Leme. O executivo assume o cargo na próxima quarta-feira (1/2). Marcopoulos sai da gerência da Petrobras, no Rio de Janeiro (RJ), para entrar no quadro de diretores da concessionária de gás natural do Paraná, com o objetivo de ampliar a carteira de clientes. A Compagas tem ainda Fábio Augusto Nórdio, diretor de Administração e Finanças, e Fernando Ghignone, diretor-presidente, no quadro

executivo. Na Petrobras, onde atuou por mais de 30 anos, Marcopoulos foi gerente geral de diversas áreas, incluindo Marketing do Abastecimento, Gestão Corporativa do Abastecimento e Comercialização de Produtos Especiais. (Brasil Energia – 31.01.2017)

### **Eletrobras e Amazonas Energia recebem licença para operar ramal de gás**

A Eletrobras e a Amazonas Geração e Transmissão de Energia receberam do Instituto de Proteção Ambiental do Amazonas (IPAAM) licença para operação de um ramal de gás natural de baixa pressão. O ramal tem aproximadamente 1,3 km, do ponto de entrada (PE) da CIGÁS, na atual UTE Mauá até a futura UTE Mauá 3, no município de Manaus (AM), para transporte por gasodutos. A validade é de dois anos. A decisão foi publicada nestas quarta-feira no “Diário Oficial da União” (DOU). (Valor Econômico – 01.02.2017)

### **Abegás elege novo conselho de Administração para gestão 2017/2020**

A Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás) elegeu na última terça-feira, dia 31 de janeiro, os novos conselhos de Administração e Fiscal para a gestão 2017/2020. A posse aconteceu durante a 70ª Assembleia Geral Extraordinária de Associados, na sede da associação no Rio de Janeiro. O presidente da PBGás, George Ventura Moraes, assume a presidência do Conselho da Abegás, e o presidente da Comgás, Nelson Gomes, fica na vice-presidência. O Conselho é composto por mais sete integrantes: dois da região Nordeste, um na região Norte, um na Sul, dois na Sudeste e um na região Centro-Oeste. Já no Conselho Fiscal, o presidente da Algás Arnóbio Cavalcanti Filho assume a presidência para o período. De acordo com o Moraes, o mercado de gás natural passa por um momento promissor. "Acreditamos que o gás natural é uma alternativa energética estratégica para o crescimento do País. E a Abegás vem prestando contribuições relevantes para o desenvolvimento do setor, especialmente no âmbito dos debates do 'Programa Gás Para Crescer', em andamento no Ministério de Minas e Energia. Apresentamos uma série de propostas muito bem fundamentadas tecnicamente e a nossa expectativa é que o programa implemente avanços significativos para viabilizar a atração de novos investimentos e a geração de mais empregos e renda para o País", afirmou. Estudo da Abegás, elaborado pela consultoria Strategy&/PwC, e apresentado ao MME em 2016, estima que o setor de gás natural possa atrair até US\$ 27 bilhões em investimentos para o País até 2030 e gerar cerca de 15 a 20 mil empregos por ano. (Agência CanalEnergia – 01.02.2017)

### **Empresa Total planeja importar GNL do Brasil**

A companhia Total que tem planos de importar GNL no Brasil. Em dezembro a empresa fechou uma parceria com a Petrobras para compartilhar o uso do terminal da Bahia, de 14 milhões de metros cúbicos diários. Na mesma ocasião, a francesa comprou 50% das usinas baianas Rômulo de Almeida (138 MW) e Celso Furtado (186 MW). O caso mais concreto entre as interessadas no país é o da Golar LNG, que se uniu à brasileira GenPower para construir um novo

terminal de GNL no Sergipe. A unidade vai abastecer a termelétrica Porto de Sergipe (1,5 GW), negociada no leilão A-5 de 2015 e prevista para operar a partir de 2020, mas as obras da usina ainda não saíram do papel. Tavares destaca que o cenário atual, de falta de leilões de energia e retração no consumo nas indústrias, é pouco favorável. Ele lembra também que o setor possui, ainda, algumas barreiras intrínsecas que dificultam novos terminais. "O setor de gás no Brasil é complexo. O modelo de geração termelétrico é flexível e não existe um mercado secundário para absorver o gás que sobra quando as usinas não despacham. Além disso as termelétricas geralmente absorvem apenas um terço da capacidade dos terminais, que precisam buscar outros clientes, num momento de retração econômica, para operar no ponto ótimo", diz. Um exemplo da dificuldade de se sustentar novos projetos no país é o das unidades de regás do grupo Bolognesi, que abastecerão as térmicas de Rio Grande (RS) e Novo Tempo (PE). A empresa vem enfrentando dificuldades para financiar as usinas, leiloadas em 2014 e, sem clientes alternativos, os terminais também correm o risco de não sair do papel. A diretora da Energix, Ieda Gomes, espera que a iniciativa do governo de rever o marco regulatório do gás, a partir do programa Gás Para Crescer, simplifique o setor. "Existem barreiras regulatórias de acesso dos consumidores aos terminais existentes. Na Lei do Gás, não existe obrigatoriedade para que o proprietário do terminal dê acesso a terceiros. Assim o proprietário pode negar acesso ainda que o terminal tenha capacidade ociosa", afirma Ieda, consultora sênior da FGV. (Valor Econômico - 07.02.2017)

### **Justiça suspende venda da NTS para a Brookfield**

A Justiça Federal de Sergipe suspendeu a venda de 90% da transportadora de gás NTS, que havia sido negociada entre a Petrobras e a Brookfield. Esta era a última da série de sete ações iniciadas em Sergipe que aguardavam análise do pedido de suspensão liminar da venda em 1ª instância. O negócio está avaliado em US\$ 5,2 bilhões e já foi aprovado pelo Cade. A decisão foi tomada na 2ª Vara Federal do TRF-5, pelo juiz Marcos Antônio Garapa, o mesmo que já concedeu liminar para suspender a venda da Petroquímica Suape e da Citepe para a Alpek. A ação, assim como as outras seis abertas em Sergipe, é conduzida pela advogada Raquel de Oliveira Sousa. O juiz Marco Antônio Garapa fundamentou a decisão no risco de a conclusão do negócio, se for julgado ilegal, gerar danos à Petrobras, e em indícios de que a forma como o acordo com a Brookfield foi alcançado, não respeita princípios legais. "Ainda que se trate de operação empresarial, um ente da Administração Pública não pode escolher a quem vender parte de seu patrimônio, a seu inteiro talante e sem observância da legalidade, pois pode ser que haja outros interessados no mesmo negócio e tal pluralidade de interesses poderia determinar elevação no preço da alienação, em razão da competição dos compradores", afirma o juiz na decisão. As partes foram notificadas nesta sexta-feira (10/2) e cabe recurso. (Brasil Energia - 10.02.2017)

### **Fim da greve da Gasmig**

A distribuidora Gasmig fechou na sexta-feira (10/2) um acordo com os representantes do Sintec-MG para dar fim à greve dos funcionários, que já

durava quatro dias. Em comunicado, a concessionária de gás natural mineira informou que o Sintec concordou em suspender a greve no sábado (11/2), contanto que a Gasmig apresente uma nova proposta de acordo coletivo até a próxima terça (14/2). Os funcionários do corpo técnico industrial da distribuidora reivindicaram a volta do Plano de Cargos, Carreiras e Salários (PCCS) de 2012, que teria sido retirado pela Gasmig na atualização do acordo coletivo de trabalho, além do pagamento da PLR, que corresponde à parcela da participação dos trabalhadores no lucro da empresa, de acordo com o sindicato. Segundo a Gasmig, o Sintec foi o único sindicato, dentre os dez que representam trabalhadores da concessionária, a se recusar a fechar o novo acordo coletivo. “Dos 50 sindicalizados [no quadro da empresa], apenas 13 aderiram à greve, o que representa apenas 6% do total de colaboradores da Gasmig, hoje composto por 218 profissionais”, afirmou. Durante o período de paralisação, o Sintec manteve o quadro mínimo de funcionários previsto por lei. A Gasmig informou que os serviços de distribuição de gás natural não foram afetados ou comprometidos nesse período. (Brasil Energia – 13.02.2017)

### **SCGÁS apresenta projeto de redes isoladas na Fiesc**

O presidente da SCGÁS, Cósme Polêse, e o gerente da Aresc, Silvio Rosa, apresentam nesta terça-feira (14/2) o projeto de redes isoladas da distribuidora de gás natural na Fiesc. Em entrevista exclusiva para a Brasil Energia, Polêse detalhou o novo modelo de distribuição, cujo objetivo é ampliar o fornecimento de gás no interior do estado catarinense, em locais afastados da malha já instalada pela distribuidora. Nesse modal, a cidade ganha uma rede interna de gasodutos, que não é conectada à malha principal. Lages será o primeiro município de Santa Catarina a receber o modal, que terá 7 km de gasodutos a um custo total de R\$ 6 milhões. A previsão da SCGÁS é dar início à construção da rede interna ainda em 2017. Para levar o energético até a rede interna da cidade, caminhões vão transportar o GNC ou GNL, soluções que estão sendo estudadas. A SCGÁS irá participar de um evento promovido pela Câmara de Assuntos de Energia da FIESC que acontece hoje na sede da Federação, no bairro Itacorubi, em Florianópolis. No encontro, o presidente da companhia, Cósme Polêse, e Silvio Rosa, gerente da ARESC. Outro assunto a ser debatido no evento, promovido pela Câmara de Assuntos Energéticos da Fiesc, são os efeitos da nova tarifa de gás natural cobrada da indústria catarinense, que mudou recentemente com a criação do mecanismo de conta gráfica. Também está prevista a participação do diretor técnico e comercial da Cegás, Aloísio Nunes de Arruda, para contar a experiência da distribuidora de gás do Ceará no aproveitamento de resíduos do aterro sanitário de Caucaia para a produção de biometano. O evento acontece hoje (14/2), em Florianópolis (SC). (Brasil Energia – 14.02.2017)

### **Petrobras reduz compra de gás da Bolívia para 45% do total contratado**

A Petrobras reduziu a importação de gás natural da Bolívia para cerca de 45% do volume máximo diário contratado com a estatal boliviana YPFB, devido à queda da demanda interna e ao aumento da oferta nacional, disse a companhia nesta quarta-feira. Nos últimos anos, a importação de gás da Bolívia girou em torno

dos 30 milhões de metros cúbicos por dia, próximo do volume total contratado. "A queda na importação reflete a redução conjuntural da demanda brasileira termelétrica e do mercado industrial, somada ao aumento da oferta de gás nacional, e está de acordo com as obrigações e direitos da Petrobras em seus contratos", disse a empresa em nota. A Petrobras não detalhou os termos do contrato ou informou qual o volume exato que está sendo importado da Bolívia. Mas, segundo o especialista da Universidade Federal do Rio de Janeiro Edmar de Almeida, o contrato da Petrobras com a Bolívia prevê um pagamento obrigatório mínimo pela carga de 24 milhões de metros cúbicos por dia, mesmo que o volume não seja totalmente importado no momento. — Os 24 milhões (de metros cúbicos/dia) são o mínimo que ela tem que pagar, é o 'take or pay'. Se ela estiver importando menos, ela vai pagar esse valor e fica com um crédito de gás para puxar depois — explicou o professor. Na nota, a Petrobras destacou que o atual contrato de importação está previsto para terminar em 31 de dezembro de 2019, podendo ser automaticamente prorrogado até que todo o volume máximo contratado seja retirado pela petroleira. Com a proximidade do fim do contrato, agentes de mercado têm se perguntado qual será a postura da empresa na contratação futura do gás boliviano, uma vez que a Petrobras está reduzindo sua participação neste mercado, vendendo ativos de gás e abrindo espaço para novos competidores. Por outro lado, a produção de gás da Petrobras está crescendo, impulsionada pela extração do pré-sal. A produção de gás da Petrobras no Brasil somou um recorde de cerca de 77 milhões de metros cúbicos por dia em 2016, em média, ante 74,4 milhões em 2015. Questionada sobre a renegociação do contrato com a Bolívia, a empresa afirmou apenas que "avaliará oportunamente os termos e as condições deste possível novo instrumento contratual". (O Globo - 15.02.2017)

### **Bolívia pretende vender a investidores privados gás não utilizado pela Petrobras**

O governo boliviano vai negociar com a Petrobras o aproveitamento do volume de gás não utilizado pela estatal para oferecer a investidores privados no mercado brasileiro. A negociação envolve quase 15 mi de metros cúbicos, que poderão abastecer empreendimentos como duas usinas termelétricas em Corumbá (MS) e em Cuiabá (MT). O assunto será discutido em reunião marcada para o dia 15 de março entre representantes da Petrobras e da estatal boliviana, quando se espera ter uma projeção de quais serão os volumes de gás demandados pelo Brasil. O ministro de Hidrocarbonetos da Bolívia, Luis Alberto Sánchez Fernández, destacou que historicamente o Brasil tem consumido entre 20 mi e 30 mi de metros cúbicos de gás, mas o consumo atual está na casa dos 15 mi de metros cúbicos. Fernández foi recebido nesta quarta-feira, 15 de fevereiro, pelo ministro do MME, Fernando Coelho. As negociações anunciadas pelo representante boliviano foram confirmadas pelo MME. Por intermédio da assessoria, o ministério informou que “de forma alguma irá se opor” e pretende dar o suporte necessário à negociação com os agentes privados. Segundo a assessoria, o acordo envolve de fato o excedente de gás do contrato da Petrobras, mas é basicamente uma negociação entre o governo boliviano e os empresários interessados. Fernandez lembrou que o contrato da Petrobras com a Bolívia

termina em 2020. Ele lembrou que a discussão agora com a estatal e os novos clientes é para definir quais serão os volumes de gás demandados. Perguntado se a estatal pagaria menos com a redução, ele respondeu que essa questão será discutida no acordo com a empresa. (Agência CanalEnergia - 15.02.2017)

### **Governo do RN e Potigás vão à China em busca de investimentos**

Representantes do Governo do Estado do Rio Grande do Norte e da distribuidora Potigás embarcaram na última segunda-feira (20/2) em missão à China para formalizar parcerias e investimentos nas áreas de energia e gás natural do estado potiguar. Exportações agrícolas, turismo e desenvolvimento tecnológico também fazem parte da agenda de reuniões. O governador Robinson Faria (PSD-RN), o secretário de Desenvolvimento Econômico, Flávio Azevedo, o diretor presidente da Potigás, Carlos Alberto Santos, entre outras autoridades e representantes da indústria participam da visita, que dura até 3/3. Uma das ações previstas para ocorrer durante a missão é a assinatura de um protocolo de intenções entre o governo estadual do RN e a chinesa Chint Electrics, fabricante de componentes elétricos de baixa tensão e painéis solares. O acordo será formalizado em Hangzhou, cidade industrial a 200 km de Xangai. O objetivo da Chint, segundo a Potigás, é estudar a instalação de uma fábrica de módulos fotovoltaicos no Rio Grande do Norte. A posição geográfica do estado, no Nordeste do país, facilitaria a exportação de equipamentos para países da América do Sul, América Central e África, além de atender ao próprio mercado brasileiro. Já em Xangai, está prevista a visita do governador à fábrica de equipamentos de transmissão e distribuição de energia da Chint. A agenda inclui ainda reunião com gestores e investidores da zona portuária de exportação (ZPE) da cidade de Suzhou, já que um dos objetivos da missão é encontrar parcerias para o desenvolvimento do parque industrial portuário do RN. (Brasil Energia - 21.02.2017)

### **Mato Grosso do Sul quer ressarcimento da Petrobras por queda de importações**

O governador do Mato Grosso do Sul Reinaldo Azambuja pediu durante uma reunião com o secretário executivo da Casa Civil da Presidência da República, Daniel Sigelmann, em Brasília, que a Petrobras indenize o estado pelas quedas na arrecadação de ICMS causadas pela redução na importação de gás da Bolívia. Azambuja propôs que a petroleira retome o volume de bombeamento de 2016 ou indenize o estado no valor do contrato vigente com a Bolívia, de 24 milhões de m<sup>3</sup>. O governador defende que existe demanda para o gás boliviano. “Ou a Petrobras faz a compensação do que já paga por força do contrato vigente, mesmo bombeamento o gás pela metade, ou senta à mesa com Mato Grosso do Sul e apresenta uma negociação que nos permite ter uma previsibilidade para cumprirmos nossas obrigações futuras”, afirmou Azambuja. Ao todo, o Mato Grosso do Sul sofreu uma queda de 11,5% nas receitas vindas da importação do gás em 2016, o que prejudicou o equilíbrio fiscal do estado. De acordo com o governador, o estado está caminhando para uma perda de R\$ 515 milhões em ICMS. “Essa política da Petrobras também precisa ser discutida com os estados e municípios e vamos cobrar uma solução no encontro com o presidente (da estatal) Pedro Parente”, defendeu Azambuja. O governador tem uma reunião

marcada com Parente no dia 10 de março. As importações do gás boliviano em 2016 ficaram na média de 28,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia, em linha com os volumes históricos. No mês de dezembro isoladamente, entretanto, houve uma forte queda mensal, com uma média de 18,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia, diminuição de 35% em relação à média de 27,9 milhões de m<sup>3</sup>/dia em novembro. A variação não é sazonal, já que de novembro para dezembro de 2015 a queda foi de menos de 1%, saindo de 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia em novembro para 30,1 milhões de m<sup>3</sup>/dia em dezembro. (Brasil Energia - 22.02.2017)

### **Petrobras veta fornecimento de gás a térmica da Eletrobras por calotes**

A Petrobras alertou autoridades do setor elétrico que não vai fornecer gás natural para abastecer uma termelétrica da também estatal Eletrobras em Manaus, cujas obras estão próximas de serem concluídas, devido às enormes dívidas da elétrica pelo fornecimento de combustível a outras usinas. A Amazonas Energia, unidade da Eletrobras responsável pelo suprimento de eletricidade no Amazonas e pela construção da termelétrica, já acumula uma dívida de mais de R\$ 2,5 bilhões com a Petrobras pelo combustível utilizado em termelétricas na região. Agora, a usina Mauá 3, orçada em R\$ 1,2 bilhão e com 590 megawatts em capacidade, corre o risco de não ter como operar. Segundo relatório de fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), a usina prepara-se para colocar a primeira turbina em operação em maio deste ano. "Por parte da Petrobras, em decorrência dos deveres de diligência, lealdade e probidade de seus administradores, não há qualquer disposição em viabilizar a ampliação do consumo de um combustível que estruturalmente não vem sendo pago", disse a Petrobras em carta a dirigentes da Aneel, enviada na semana passada. "É importante esclarecer à Aneel sobre a inexistência de qualquer perspectiva de fornecimento de gás natural para a UTE Mauá 3", reiterou a petroleira. A companhia ressaltou ainda que não assinou qualquer termo de compromisso ou contrato preliminar com a Eletrobras para suprir a térmica e nem assegurou que iria realizar o fornecimento. (G1 - 22.02.2017)

### **Petrobrás tenta reverter perda milionária com gás**

Mudança em conta de fornecimento de gás para o Norte pode ter impacto de R\$ 830 milhões A intervenção da Aneel em uma intrincada conta de fornecimento de gás para a Região Norte do País poderá resultar em um prejuízo neste ano estimado pela própria estatal em R\$ 830 milhões. O rombo financeiro, conforme apurou o 'Estado', está atrelado a mudanças nas regras do fornecimento de gás que a Petrobrás faz anualmente para a Amazonas Energia, distribuidora do grupo Eletrobrás que abastece Manaus e demais cidades da Região Norte do País. Na semana passada, em uma tentativa de reverter a situação, a Petrobrás encaminhou um "pedido de reconsideração" à Aneel. A principal queixa da petroleira diz respeito a alterações que foram feitas no volume de gás contratado pela Amazonas Energia. Pelo acordo assinado entre as empresas em 2006 - que passou a vigorar em 2010 -, a Petrobrás tem de abastecer as usinas da Amazonas Energia com um volume fixo de 5,5 milhões de m<sup>3</sup> de gás por dia, pelos próximos 20 anos. Esse pagamento é feito com um subsídio obtido pela Amazonas Energia,

por meio da cobrança de um encargo na conta de luz, a chamada CDE, que tem seu orçamento fiscalizado e definido pela Aneel. (O Estado de São Paulo – 04.03.2017)

### **Petrobras e Total selam aliança de US\$ 2,22 bi**

A Petrobras e a Total informaram que assinaram na última quarta-feira, 1º de março, os contratos de compra e venda de ativos e de colaboração estratégica nas áreas de exploração de petróleo e gás. O acordo envolve a transferência de participações em blocos de exploração no Brasil, entre eles dois em áreas do pré-sal (Iara e Lapa) e no exterior. Com as transações firmadas ontem, a Total pagará à Petrobras o valor global de US\$ 2,225 bi, composto de US\$ 1,675 bi à vista, pelos ativos e serviços, uma linha de crédito que pode ser acionada pela Petrobras no valor de US\$ 400 mi, representando parte dos investimentos da Petrobras nos campos da área de Iara, além de pagamentos contingentes no valor de US\$ 150 mi. O acordo prevê a cessão de direitos de 22,5% da Petrobras para a Total na área da concessão de Iara, no Bloco BM-S-11. Segundo a Petrobras, a parceria com a Total trará como benefícios a desoneração de investimentos e a incorporação de soluções tecnológicas para o seu desenvolvimento a serem estudadas em conjunto, maximizando a rentabilidade e o volume de óleo a ser recuperado. A BG E&P Brasil – companhia subsidiária da Royal Dutch Shell plc, com 25% e a Petrogal Brasil, com 10%, também fazem parte desse consórcio. A Petrobras continuará como operadora e a deter a maior participação nessa área, com 42,5%. O acordo também prevê a cessão de direitos de 35% da Petrobras para a Total, assim como a operação, na área da concessão do campo de Lapa, no Bloco BM-S-9, ficando a Petrobras com 10%. O campo de Lapa encontra-se em fase de produção, tendo iniciado sua operação em dezembro de 2016. A BG E&P Brasil – companhia subsidiária da Royal Dutch Shell plc, com 30% e a RepsolSinopec Brasil, com 25%, também integram esse consórcio. Segundo a Petrobras, a Total, como operadora deste campo, trará benefícios para o consórcio, ao incorporar sua experiência em projetos de águas profundas para as próximas fases do desenvolvimento desafiador de Lapa, que possui características distintas dos demais campos do pré-sal em operação. Para a Total, as novas parcerias com a Petrobras reforçam sua posição no Brasil, através da sua participação em novos campos da Bacia de Santos e da sua entrada na promissora cadeia de valor do gás natural. A Total é uma empresa integrada de energia, sendo uma das principais empresas internacionais do setor de óleo e gás natural e a segunda maior operadora de energia solar do mundo, com a SunPower. (Agência CanalEnergia – 02.03.2017)

### **Probiogás chega ao fim em 2017**

O Projeto Brasil-Alemanha de Fomento ao Aproveitamento Energético de Biogás no Brasil (Probiogás) foi encerrado este ano, no momento que o segmento tenta expandir oportunidades de geração por meio da fonte de energia. Surgido em 2013, o programa foi o resultado de cooperação técnica entre a Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental do Ministério das Cidades, e o governo alemão, por meio da Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit

(GIZ) GmbH. O objetivo foi o de fomentar a formação de mercado e criação de conhecimento técnico, com ações na academia, em diversas esferas do governo e empresas. Em vídeo divulgado pelo escritório brasileiro do GIZ, o programa afirma que "a indústria do biogás está mais madura e o país está preparado para ampliar a participação do biogás na matriz energética". Na avaliação do coordenador geral do Departamento de Biocombustíveis do MME, Ricardo Gomide, o papel do programa que considerou fundamental foi a formação de conhecimento. Em um texto publicado na rede social LinkedIn, o especialista Luiz Gustavo Silva de Oliveira, pesquisador do Copernicus Institute of Sustainable Development, da Universidade de Utrecht (Holanda), afirma ser necessário que as próximas ações para o setor sejam capazes de resolver problemas básicos, e enxerga três caminhos: a construção de uma agenda nacional, o estabelecimento de estruturas básicas de financiamento e plataformas de serviços de biogás, e a articulação para além de projetos específicos. Um dos pólos de adoção do biocombustível é o Oeste do Paraná, basicamente a partir de dejetos de animais. O programa ganhou impulso com a entrada de Itaipu Binacional no segmento, diante dos impactos ambientais do lançamento de esgoto das propriedades agropecuárias in natura no lago da usina binacional. Recentemente, o governo lançou o RenovaBio, programa de incentivo da expansão e produção de biocombustíveis no Brasil. O programa é amplo e envolve todos os tipos de biocombustíveis, inclusive o biogás. (Brasil Energia – 10.03.2017)

### **Volume de GNV comercializado pela Gasmig em fevereiro cresce 3,5%**

O volume de gás natural veicular (GNV) comercializado pela Gasmig em fevereiro foi de 92,6 mil m<sup>3</sup>, alta de 3,5% em relação ao mesmo mês de 2016, quando foram comercializados 89,5 mil m<sup>3</sup>. Na comparação com janeiro de 2017, quando foram comercializados 82 mil m<sup>3</sup>, o crescimento foi de 13%. Dados da Associação Brasileira das Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás) apontam que, em Minas Gerais, há redução de 50% nos gastos com combustíveis quando substituída a gasolina pelo GNV e 54% se comparado ao etanol. De acordo com a Gasmig, o crescimento no volume comercializado é reflexo do crescimento do número de conversões de veículos, que cresceram 30% em relação a fevereiro de 2016. Em dezembro, dados mais recentes disponibilizados pelo Departamento Nacional de Trânsito (Denatran), Minas Gerais tinha uma frota de 32,2 mil veículos movidos a GNV. A Gasmig já indicou que pretende ampliar sua participação no segmento. (Brasil Energia – 13.03.2017)

### **BahiaGás abre concorrência para obras do maior gasoduto do Nordeste**

A BahiaGás abriu uma concorrência para contratar os serviços de construção e montagem do primeiro trecho do gasoduto de distribuição de gás do sudoeste, batizado de Gás Sudoeste. As obras do trecho de 73 km e 10 polegadas preveem a montagem de três estações de distribuição de gás e devem ser concluídas em um ano e meio. O custo desta primeira etapa está estimado em R\$ 67,7 milhões. Ao todo, o Gás Sudoeste terá 306 km, o maior do Nordeste, e demandará investimentos de R\$ 505 milhões. O gasoduto é o principal projeto do Plano

Plurianual de Investimentos 2017-2021 da Bahiagás. No total, 15 municípios baianos e 800 mil habitantes poderão receber gás natural canalizado por meio do Gás Sudoeste, segundo a concessionária do estado. (Brasil Energia – 23.03.2017)

### **Cade pede intervenção no consórcio Gemini**

O Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) entrou com um pedido de intervenção na Petrobras e White Martins, sócias no consórcio Gemini. A Procuradoria Federal Especializada junto ao órgão antitruste acatou o pedido e ingressou na Justiça Federal para que sejam executadas as multas e cumprida a decisão que obrigou as duas empresas a fecharem um novo contrato de fornecimento de gás natural, a preços de mercado, para a unidade de liquefação de Paulínia (SP). O assunto foi parar no Superior Tribunal de Justiça, cuja Corte Especial, em dezembro passado, ratificou o entendimento do órgão antitruste, que por sua vez já julgou o processo administrativo no mérito e manteve o entendimento de que as companhias adotaram conduta discriminatória no fornecimento de gás natural à unidade de gás natural liquefeito (GNL). Por terem praticado atos anticoncorrencias, Petrobras e White Martins foram condenadas pelo Cade a pagar multas de R\$ 15,26 milhões e R\$ 6,21 milhões, respectivamente. Os integrantes do consórcio também foram multados em R\$ 1 milhão por terem descumprido a medida preventiva ao longo do todo o ano de 2016. (Valor Econômico – 24.03.2017)

### **Térmicas do Parnaíba ampliam participação na geração da Eneva**

As térmicas a gás do Parnaíba ampliaram sua participação na geração total da Eneva em 2016, sendo responsáveis por 68% da geração da companhia no ano, crescimento de 12 pontos percentuais em relação aos 56% de 2015. Ao todo, a Eneva gerou 11.815 GW em 2016, numa média de 1.345 MW no ano. Do total, as unidades a gás produziram uma média de 912 MW em 2016, crescimento de 27% na comparação com os 719 MW médios de 2015. Já as térmicas a carvão produziram 567 MW médios, queda de 24% em relação aos 433 MW do ano anterior. A Eneva opera quatro térmicas a gás no Maranhão, além de uma térmica a carvão no Maranhão e outra no Ceará. A disponibilidade das térmicas a gás subiu de 88% para 90% entre 2015 e 2016, enquanto as unidades a carvão tiveram uma queda de 85% para 84% no mesmo período. (Brasil Energia – 27.03.2017)

### **Copel aposta no despacho da UTE Araucária para aumentar receita em 2017**

O Operador Nacional de Sistema Elétrico (ONS) deverá despachar a térmica a gás natural Araucária fora da ordem de mérito em razão da baixa hidrologia esperada para este ano, aposta o diretor presidente da Copel GT, Sérgio Lamy. A térmica de 484 MW de potência em ciclo combinado, localizada no Paraná, não foi despachada em 2016. A perspectiva de despacho neste ano deverá representar um incremento na receita para a Copel GT e para a Petrobras, sócias neste empreendimento, com 80% e 20% de participação cada, respectivamente. Lamy disse que está negociando um novo contrato de fornecimento de gás para a usina, pois o anterior com a Petrobras não foi renovado porque leva a um custo muito

alto de geração. O executivo informou que a Copel está estudando a possibilidade da Compagás fornecer o combustível por um valor mais barato, embora também mantenha negociações com a própria Petrobras. Em 2016 a receita operacional líquida da Copel teve uma redução de 12,3% ante um ano antes, totalizando R\$ 13,1 bilhões, reflexo da menor receita de suprimento de energia, decorrente do menor volume de energia vendida pela UTE Araucária. (Agência CanalEnergia - 29.03.2017)

### **Relatório aponta crescimento no número de clientes da Algás**

A Algás fechou 2016 com um crescimento de 10,1% no número de clientes. O número chegou a 44.703 usuários, consumindo 624 mil m<sup>3</sup>/dia, o que representa um aumento de 2,4% em relação ao volume médio das vendas em 2015. Até o fim 2021, a companhia espera aumentar esse volume, chegando a 700 mil m<sup>3</sup>/dia. O investimento em obras de expansão da rede de gás canalizado e demais projetos de suporte foi de R\$ 24,8 m. Para os próximos cinco anos, a companhia pretende investir R\$ 76,9 mi, principalmente no adensamento da rede de dutos por Alagoas, o que inclui a construção do novo Gasoduto Penedo - Arapiraca e duplicação do Gasoduto Pilar - Marechal Deodoro. No setor comercial, a Algás ampliou em 8,9% o volume do gás natural comercializado com o acréscimo de 35 novos clientes. (Brasil Energia - 30.03.2017)

[<topo>](#)

### **Cade pede explicação da Petrobras sobre conduta anticompetitiva no mercado de gás**

O Cade pediu explicações à Petrobras para analisar possíveis práticas anticompetitivas no mercado de gás. A solicitação faz parte de um processo aberto contra a petroleira em julho de 2015 pela Abegás. O conselho pediu que a companhia apresente uma planilha com o detalhamento das condições de precificação e comercialização do gás natural e informe as condições de todos os contratos de fornecimento de gás vigentes atualmente. Além disso, a Petrobras precisará explicar como a parcela do transporte do energético é tratada em cada acordo, explicitando se a distância entre a fonte de suprimento e a entrega causa diferenciação no preço do transporte. A Abegás alega que a política de preços e as condições de contratação da Petrobras no mercado de distribuição e comercialização de gás causaram um aumento arbitrário de lucros, abuso de posição dominante e prejuízo à concorrência. A abertura do processo foi motivada pela retirada dos descontos praticados sob o preço do gás natural na Nova Política de Preços (NPP), medida lançada em 2011 para manter a competitividade do combustível. A Petrobras tem até o dia 1º de maio para responder a solicitação do Cade, caso contrário a companhia pode ser multado em R\$ 5 mil por dia. Procurada, a empresa não se manifestou até o fechamento desta reportagem. (Brasil Energia - 31.03.2017)

### **Gastrading quer ofertar térmica na Baixada Santista em leilão**

A Gastrading pretende entrar no leilão previsto para 2018 com uma térmica de 1,7 GW que será construída em Peruíbe, na Baixada Santista (SP). O projeto, que demandará R\$ 5,7 bilhões em investimentos, vem sendo estudado desde 2011 e no momento está na fase de licenciamento ambiental. A previsão da companhia é que na próxima semana seja protocolado o EIA-Rima para o empreendimento, que contará também com um terminal de GNL offshore com capacidade para receber até 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia, instalado a cerca de 10 km da costa, e será ligado à térmica por meio de um duto. Uma parte do GNL recebido no terminal poderá, inclusive, ser destinado para distribuidoras e para o segmento de transporte. De acordo com Alexandre Chiofetti, presidente da Gastrading, há possibilidade de outros investidores entrarem no empreendimento “Hoje o projeto é integralmente nosso, nós estamos desenvolvendo e licenciando, mas há investidores que querem muito entrar. Temos conversas com vários parceiros potenciais, mas nada fechado ainda”, explicou Chiofetti. Segundo Paulo Carvalho, consultor da Gastrading, a escolha pela Baixada Santista ocorreu devido à viabilidade técnica e econômica da região. “A ideia é colocar a geração no centro de carga. Ali tem a conexão disponível, linhas para escoamento de energia, além de ser o estado com o maior mercado de gás do Brasil” Apesar do empreendimento passar por uma área de influência indígena, a companhia acredita que isso não prejudicará a liberação. A expectativa é conseguir o licenciamento até o final de 2017 e, caso a companhia consiga ganhar o leilão no próximo ano, a operação começará em 2023. “O projeto está tramitando na regularidade, não há nenhum impedimento jurídico ou legal”, defendeu o executivo. (Brasil Energia – 03.04.2017)

### **Térmica NG Bioenergia: comissionamento autorizado**

A Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração (SFG) da Aneel autorizou o comissionamento da unidade geradora n° 3, de 23 MW, da térmica NG Bioenergia, localizada no município de Paraúna, no estado de Goiás. A usina é de propriedade da empresa Nova Gália Bioenergia. Também recebeu o aval da agência reguladora do setor elétrico a central hidrelétrica Miranda Estância, localizada no município de Comodoro, no estado do Mato Grosso. A unidade geradora n° 2 da usina tem 970 kW de capacidade instalada. As informações constam publicadas no Diário Oficial da União da última segunda-feira, 3 de março. (Agência CanalEnergia – 04.04.2017)

### **Gasmig fecha contrato com construtora mineira**

A Gasmig fechou um contrato com a Construtora Patrimar para o fornecimento de gás natural ao empreendimento residencial Manhattan Square, um condomínio com 150 unidades em Belo Horizonte (MG). A previsão é de um consumo de gás de 1.350 m<sup>3</sup>/mês para aquecimento de água e cocção. O início do fornecimento está previsto para dezembro de 2017. A Gasmig tem contratos semelhantes com outras construtoras, como a MRV Engenharia, Direcional, Valle Ribeiro, entre outras. Atualmente, mais de 15 mil domicílio já região metropolitana de Belo Horizonte utilizam gás natural e a previsão é de que até

2018 a Gasmig atenda a 70 mil cliente em Minas Gerais. (Brasil Energia - 03.04.2017)

### **Enel inicia operação da primeira geotérmica da América Latina**

A Cerro Pabellon, primeira usina geotérmica da América do Sul, começou a fornecer eletricidade ao sistema interconectado do norte do Chile. A usina, de 48 MW, está localizada em Ollagüe, na região de Antofagasta, a 4.500 metros acima do nível do mar, no deserto de Atacama. A instalação é a primeira geotérmica de alta entalpia a ser construída nesta altitude. A construção é composta por duas unidades, cada uma com capacidade instalada bruta de 24 MW. Para gerar energia, a usina extrai fluido geotérmico do reservatório encontrado durante a fase de exploração do projeto e, uma vez que o fluido tenha completado a geração de eletricidade, é injetado de volta para o reservatório, garantindo a sustentabilidade do recurso em longo prazo. A planta será capaz de produzir cerca de 340 GWh por ano, evitando a emissão anual de mais de 166 mil toneladas de CO2 na atmosfera. (Brasil Energia - 03.04.2017)

### **Brookfield compra parte de gasoduto NTS da Petrobrás**

A Petrobrás finalizou nesta terça-feira, 4, a operação de venda de 90% das ações da companhia na rede de gasodutos Nova Transportadora do Sudeste (NTS) para a Brookfield. A operação foi anunciada em 23 de setembro de 2016. Também nesta terça-feira, após a conclusão da primeira transação, a estatal anunciou que a Itaúsa, holding que controla o Itaú Unibanco, adquiriu uma fatia de 7,65% das ações da NTS, investimento que totaliza US\$ 292,3 mi. Com a conclusão das duas transações nesta data, a NTS passa a ter como composição societária a Brookfield, com 82,35% de participação, Petrobrás com 10% e Itaúsa com 7,65%. O Conselho de Administração da NTS será composto por sete membros indicados pela Brookfield, dois pela Petrobrás e um pela Itaúsa. A Itaúsa participará do acordo de acionistas juntamente com as outras duas companhias. Em fato relevante enviado à CVM, a estatal informa que a operação foi concluída com o pagamento, ocorrido nesta data, de US\$ 4,23 bi, após o cumprimento de todas as condições precedentes e ajustes previstos no contrato de compra e venda. (O Estado de São Paulo - 04.04.2017)

### **Cigás: licitação para obras de ampliação da rede será aberta ainda esse semestre**

A Cigás pretende abrir uma licitação ainda no primeiro semestre de 2017 para contratar a empresa que fará as obras de ampliação da rede no Amazonas. No momento, o processo de licitação para a contratação das obras ainda ocorre internamente. A intenção da companhia é ampliar a malha em dois quilômetros na Rodovia AM-010, com o objetivo de atender a indústria. "A companhia entende que a região é estratégica, com potencial para chegada de novas empresas interessadas em operar com o energético", explicou a Cigás. Em 2017, a expectativa da Cigás é conseguir atender 71 novos clientes. No momento, a companhia trabalha para definir expansão e plano de investimentos para 2018. A previsão é construir novos ramais de atendimentos destinados aos clientes do

Conjunto Vieiralves, na região centro-sul de Manaus, que recentemente recebeu uma expansão de quatro quilômetros e tem previsão de uma nova expansão, de sete quilômetros. (Brasil Energia – 04.04.2017)

### **PBGás tem novo diretor**

A PBGás escolheu Giovane Rosa como novo diretor Administrativo Financeiro. O executivo substituirá David Mouta, que deixa o cargo para trabalhar no escritório sede da Mitsui Gás, no Rio de Janeiro. Rosa atua há 15 anos no segmento de gás e já passou pela SCGÁS e BAHAGÁS, além da Mitsui. Ele também é membro do Conselho Fiscal da Companhia de Gás do Ceará desde abril 2016 e já foi membro dos conselhos fiscais das Companhias de Gás da Paraíba (2013), Santa Catarina (2014) e Pernambuco (2015). A Diretoria executiva da PBGÁS passa a ser formada pelo diretor presidente, George Ventura Moraes, pelo diretor Técnico Comercial, Carlos Augusto Vasconcelos e pelo Diretor Administrativo Financeiro, Giovane Rosa. (Brasil Energia – 05.04.2017)

### **Engie vê mais de 10 interessados em térmicas a carvão colocadas à venda no Brasil**

A Engie Brasil Energia recebeu manifestações de mais de dez empresas interessadas em avaliar termelétricas a carvão que a companhia pretende vender para focar os negócios em fontes renováveis, como usinas eólicas e solares, disse à Reuters nesta quinta-feira o presidente do Conselho de Administração da empresa, Maurício Bahr. "Começamos um processo, estamos recebendo cartas de intenção de interesse e acreditamos que em mais alguns meses a gente deva receber propostas não vinculantes. Está em dois dígitos o grupo de interesse, passa de 10 empresas, então é bem interessante", disse Bahr, que também é o presidente da Engie para o Brasil. Segundo ele, faria sentido vender as usinas em conjunto, dado que uma delas já produz receitas, enquanto a outra exige investimentos. (Reuters – 06.04.2017)

### **Presidente da Engie ainda afirmou que oportunidades em gás natural deverão aparecer**

Maurício Bahr não estimou quanto a empresa poderia obter com tais desinvestimentos em carvão ou se o forte interesse pode ajudar a companhia a vender bem os ativos, mesmo em um momento em que muitas empresas estão mais focadas em geração renovável. A decisão da Engie de sair da geração a carvão segue uma diretriz do grupo francês para seus negócios no mundo, focada em descarbonização, descentralização e digitalização dos negócios em energia. "A gente vai continuar expandindo nas renováveis. Eólica, solar, hidráulica... biomassa também está no radar. Estamos olhando também na área de gás", afirmou Bahr. Ele ressaltou que oportunidades em gás natural deverão aparecer à medida que a Petrobras avançar em seu plano de desinvestimentos e o setor for aberto a novos agentes. Na geração solar, a Engie investirá tanto em usinas fotovoltaicas de grande porte quanto em pequenas instalações, como placas

solares em telhados ou prédios comerciais. As ações da companhia fecharam em baixa de 1,13 por cento, a 35,06 reais. (Reuters – 06.04.2017)

### **Rosneft: exploração e construção de termelétrica em Carauari**

O início de perfuração do Buriti 1, primeiro poço da petroleira Rosneft na Amazônia, renovou a esperança dos moradores de Carauari, município às margens do Rio Juruá de que os investimentos russos deem finalmente um impulso na economia local. No início dos anos 1980, a Petrobras realizou pesquisas de petróleo e gás no município, mas bateu em retirada para Coari, a 650km da capital, onde centralizou os trabalhos da Província Petrolífera de Urucu, hoje a maior reserva terrestre de gás do país. Agora, com a chegada dos russos à região, Carauari aguarda ansiosa a promessa de instalação de uma nova termelétrica no município. O projeto, que inclui uma linha de transmissão de 790 quilômetros até Manaus, onde a usina seria interligada ao SIN, foi apresentado pela Rosneft ao governo do Amazonas em junho do ano passado. A expectativa da região em torno do petróleo é alta. Neste fim de semana, pela primeira vez, o governador e sua equipe visitam, a convite da Rosneft, a área de perfuração no município de Tefé, de 8,47 hectares. A pedido da companhia, não é permitida a presença da imprensa. (O Globo – 09.04.2017)

### **Rosneft: passivo ambiental como herança**

No total, a petroleira russa detém os direitos de exploração de 16 blocos na Bacia do Solimões desde 2015. A empresa não atendeu solicitação do GLOBO para informações ou entrevista sobre sua estreia na região. O pré-sal e a Operação Lava-Jato levaram a Petrobras a concentrar ainda mais seus esforços na exploração marítima. Até que novos blocos sejam leiloados, a Rosneft é a única empresa a buscar gás e petróleo na Amazônia. Todos os testes feitos indicaram que há petróleo na área, mas só saberemos de fato quando jorrar. No Amazonas, tudo tem prazo de maturação – avalia, cauteloso, o governador José Melo (PROS). Quinta maior petroleira do mundo, a gigante russa terá de vencer também as dificuldades ambientais. A empresa inicia a perfuração na floresta já com passivo ambiental. Na última quarta-feira, a empresa assinou Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) e assumiu os passivos da antecessora HRT, que chegou a desmatar e furar alguns poços sem ter reflorestado as áreas por onde passou, como determina o Instituto de Proteção Ambiental do Estado do Amazonas (Ipaam). A companhia russa terá de recuperar as áreas degradadas em três anos. A licença prévia para operação foi obtida no Ipaam em janeiro passado. O Ibama, que é federal, licencia apenas operações offshore. Em terra, a incumbência é dos estados. Ainda não há detalhes dos compromissos assumidos pela Rosneft com o Ipaam. A Rosneft anunciou que os trabalhos de perfuração começaram em fevereiro. O compromisso seria perfurar pelo menos sete novos poços até 2019. A Petrobras já provou que, se tiver todos os cuidados, é possível extrair petróleo e gás sem ferir a floresta. O maior desafio é tornar a operação rentável – afirma o governador. (O Globo – 09.04.2017)

### **Rosneft: impactos socioeconômicos em Carauari**

Muita gente [em Carauari] está com o currículo pronto para entregar na Rosneft. A expectativa é que a empresa ocupe a Base Gavião, a mesma que a Petrobras deixou há mais de 30 anos – diz um funcionário da Prefeitura de Carauari, que não quis se identificar porque o prefeito, que concorreu mesmo sem ter o registro de candidatura aprovado, havia viajado a Manaus para tentar garantir a permanência no cargo na Justiça eleitoral. Com a recessão no país, a Prefeitura virou a principal empregadora. A baixa circulação de dinheiro na cidade levou o Banco do Amazonas a anunciar o fechamento da agência no município. Açaí e peixe são a base da alimentação local. Com a chegada da Coca-Cola, porém, o litro do açaí vendido na cidade saltou de R\$ 1 para R\$ 6 – valor considerado alto para os padrões locais. A ansiedade é grande. Aqui a gente sofre de escassez de emprego. Se não conseguir na Prefeitura, tem de trabalhar na pesca ou no extrativismo. A outra saída é ir para Manaus, tentar a vida lá – diz Henrique Melo da Silva, de 25 anos, que nasceu em Carauari e estuda biologia na unidade local da Universidade Estadual do Amazonas. (O Globo – 09.04.2017)

### **Rosneft: Amazonas ainda tem grande potencial**

Segundo o governador do Amazonas, na área da Rosneft as reservas estão em profundidade maior que as da Petrobras. A Prefeitura de Carauari acredita que a Rosneft usará tecnologia ultramoderna, com chance real de tornar a extração viável. Em apresentações a especialistas do setor, no fim de março, a companhia falou sobre sua experiência em áreas adversas e de sua tecnologia, que inclui perfuração multidirecional. O potencial de gás é realidade no Amazonas, que detém 10,8% das reservas provadas do país. O estado ocupa o terceiro lugar na produção nacional, atrás do Rio e de São Paulo, segundo dados da Agência Nacional do Petróleo (ANP). A Petrobras tem hoje 60 poços que produzem petróleo, condensado e gás natural na Amazônia, numa área de 350 km<sup>2</sup> nos municípios de Coari e Tefé. A empresa ainda mantém um bloco de exploração de xisto no Acre, com estudos suspensos. (O Globo – 09.04.2017)

### **Gasmig amplia vendas de gás natural no primeiro trimestre**

A Gasmig registrou um crescimento de 16,78% na comercialização de gás natural no primeiro trimestre deste ano, em comparação com o mesmo período do ano passado. No mercado não-térmico, o total distribuído foi de 239 milhões de metros cúbicos. Os segmentos comercial e residencial apresentaram alta de 332,55% e 151,13% respectivamente. Os números foram impulsionados pelo aumento no número de clientes, que deve chegar a 33 mil até o final do ano, de acordo com a empresa. Entre os projetos da companhia está a expansão das malhas urbanas em municípios como Belo Horizonte, Nova Lima e Poços de Caldas. A empresa pretende investir ainda na conexão de clientes industriais e no segmento veicular. (Brasil Energia – 11.04.2017)

### **Prumo irá investir R\$ 619 mi em projeto de gás no Porto do Açu**

A Prumo investirá R\$ 619 milhões entre 2018 e 2020 para o desenvolvimento de um hub de gás no Porto do Açu, em São João da Barra (RJ). Os investimentos

serão feitos por meio da subsidiária Gás Natural Açú, criada para desenvolver o projeto de armazenamento e regaseificação de GNL, gasodutos e termelétricas. A previsão é de um investimento de R\$ 177,2 milhões em 2018, R\$ 247,4 em 2019 e R\$ 194,2 em 2020. O projeto prevê uma termelétrica com capacidade de 6,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia, com um contrato do tipo take-or-pay e tarifa de 0,72 US\$/MM. A expectativa é que o início das operações ocorra em janeiro de 2021. De acordo com a Prumo, a intenção do hub de gás é aproveitar a localização do Porto do Açú em relação às bacias de Campos e Santos e aos principais mercados de gás natural e energia elétrica. Em fevereiro, dados mais recentes disponibilizados pela ANP, a Bacia de Santos foi a maior produtora de gás no país, com 47% (49,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia), enquanto a Bacia de Campos foi responsável por 26% da produção de gás brasileira (27,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia). (Brasil Energia - 11.04.2017)

### **Tradener investe em atividades de produção e comercialização de gás**

A comercializadora de energia elétrica Tradener avalia a compra do campo de Barra de Bonita, na Bacia do Paraná. A companhia está investindo em atividades de produção e comercialização de gás e avalia a monetização do campo, além do projeto de importação e comercialização de gás natural boliviano. De acordo com a Tradener, ambos os projetos já têm anos de estudos e trabalhos, mas ainda enfrentam entraves. Walfrido Avila, presidente da companhia, acredita que o setor de gás vive hoje uma situação semelhante ao elétrico em anos anteriores, quando havia uma monopolização da comercialização de energia e uma única empresa atuava em toda a cadeia. A Tradener afirmou que está buscando discutir junto a associações como a Abraceel e agentes de regulação (ANP), de governo (MME) e de planejamento (EPE) propostas de mudanças no ambiente regulatório do setor de gás natural. A empresa está participando das discussões do Gás para Crescer e defende a necessidade de aperfeiçoamento da estrutura tributária no setor de gás natural, o desenvolvimento de um novo modelo de tarifação do transporte, a necessidade de maior transparência e homogeneidade da regulação da distribuição e comercialização entre os estados. (Brasil Energia - 12.04.2017)

### **Sabesp publicará edital para implantação de usina a biogás**

Ainda neste semestre, a Sabesp publica o edital definitivo da licitação do projeto de implantação e operação de sistema de geração de energia a partir do lodo e do biogás gerados pela principal estação de tratamento de esgotos da região metropolitana de São Paulo, a ETE Barueri, que tem capacidade para tratar 16 m<sup>3</sup>/s de esgotos, 55% do total gerado na região. Segundo o superintendente da Unidade de Negócios de Tratamento, Nivaldo Rodrigues da Costa Jr., o plano é assinar o contrato com a sociedade de propósito específico (SPE) vencedora da licitação para a implantar a usina. Já a SPE será encarregada por todo o investimento na usina, que será definido pela contratada na apresentação da proposta, pela operação e manutenção do sistema de biogás, pela operação da secagem e disposição do lodo, pelo fornecimento de energia para os digestores e por 2 MW de energia nos primeiros cinco anos e a partir do sexto ano por 10 MW. Além disso, o licenciamento ambiental e de operação ficará a cargo da SPE. A

ideia da Sabesp, depois desse edital, é expandir a experiência para suas outras ETEs da região metropolitana. (Brasil Energia - 13.04.2017)

### **Potigás anuncia dois novos diretores**

A Potigás anunciou novos nomes para sua diretoria. A economista Eliana Bandeira assumirá a Diretoria Administrativa e Financeira, enquanto a Diretoria Técnica e Comercial passa a ser exercida pelo contador Paulo Campos. Eliana Bandeira atuou anteriormente na Sergás, PBGás e Algás, enquanto Paulo Campos trabalhou na Petrobras antes de seguir para a Potigás, onde atua desde 2016. Os novos diretores foram indicados após o término dos mandatos dos executivos indicados pela Gaspetro, sócia da Potigás. De acordo com a companhia, a nova diretoria está voltada para a ampliação dos projetos de distribuição de gás natural canalizado para os segmentos residencial, comercial, industrial e veicular no Rio Grande do Norte. (Brasil Energia - 13.04.2017)

### **Reparo de duto da Petrobras causa vazamento de gás em Santo André**

O vazamento na tubulação de gás liquefeito de petróleo (GLP) das instalações da Transpetro, empresa de transporte e logística de combustível da Petrobras, em Santo André (SP), foi contido nesta terça-feira (18). A área foi isolada, apesar de não haver risco de explosão. Segundo a Transpetro, o fornecimento de energia elétrica na região foi temporariamente suspenso por precaução. Equipes trabalham na dispersão do gás ainda presente no ar. Casas próximas foram evacuadas e seis pessoas precisaram deixar suas residências. Técnicos de manutenção da Transpetro trabalhavam na reparação de um duto de óleo diesel, perfurado em uma tentativa de furto. Por volta de 1h da madrugada, uma máquina que fazia escavação esbarrou por acidente em uma válvula de GLP, que se rompeu. A Transpetro informou que protocolos de segurança foram iniciados e o vazamento no duto contido. Uma operação deslocou o GLP do duto no Terminal de São Caetano para a Refinaria Capuava (Recap). A Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (Cetesb) monitorou o quarteirão e não detectou concentração de gases inflamáveis, apenas leve odor. O Corpo de Bombeiros, que também atua na ocorrência, lançou uma neblina d'água para extinguir a nuvem de gás. A Cetesb informou que o vazamento de óleo atingiu um afluente do Córrego do Oratório. (Valor Econômico - 18.04.2017)

### **Comgás enfrenta o desafio de gerar demanda devido sobreoferta de gás na Bacia de Santos**

Com atuação próxima a uma das maiores reservas de gás do Brasil no pré-sal, a maior distribuidora de gás natural do país, a Comgás, tem intensificado ações para gerar demanda para um produto que será abundante nos próximos anos e que tem assumido um papel cada vez mais importante na matriz energética brasileira. A Comgás, que atua na Grande São Paulo, está situada por um golpe da sorte perto das grandes reservas de gás da Bacia de Santos, cuja produção já está se desenvolvendo e que deve crescer ainda mais nos próximos anos. Os investimentos da empresa, estimados neste ano entre 450 milhões e 500 milhões

de reais, agora incluem uma campanha de marketing estrelada por um renomado chef de cozinha para promover os novos serviços da companhia, que tem um mercado potencial de cerca de 7 milhões de clientes em uma das regiões mais ricas do país. Essa oferta adicional futura proporcionará a intensificação de série de novos usos para o gás, que serão demonstrados na nova campanha de marketing da Comgás "Transformadores Incansáveis", que terá o chef do restaurante Mocotó, Rodrigo Oliveira, como embaixador. Na campanha, a empresa vai mostrar equipamentos que podem ser usados em comércios e residências, como fogões, fritadeiras a gás, geradores de energia, chuveiros com aquecimento a gás, churrasqueiras, piso aquecido, entre outros. (Reuters - 18.04.2017)

### **Petrobras auxiliará Ceará em busca de parceiros para Pecém**

O presidente da Petrobras, Pedro Parente, pretende reunir investidores interessados em adquirir participação no terminal de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) de Pecém, no Ceará. A companhia iniciou no ano passado o processo competitivo para a venda do terminal cearense. A intenção do executivo é apresentar aos investidores o programa de parcerias e desinvestimentos da estatal no Estado, segundo informação da Agência Petrobras. Parente tratou do assunto em reunião com o governador do Ceará, Camilo Santana, na terça-feira, na sede da petroleira, no Rio. Na ocasião, o Santana informou ao presidente da Petrobras que várias empresas entraram em contato com o governo estadual manifestando interesse em analisar o potencial dos ativos. Segundo a empresa, também participaram do encontro o diretor de abastecimento da companhia, Jorge Celestino, o secretário de desenvolvimento econômico do Ceará, César Ribeiro, o secretário de relações internacionais do Estado, Antônio Bahlmann, e o presidente da Cearáportos, Danilo Serpa. O terminal de Pecém tem capacidade para regaseificar até sete milhões de metros cúbicos diários de gás natural. (Valor Econômico - 19.04.2017)

### **Térmica no Mato Grosso entra no Reidi**

O Ministério de Minas e Energia autorizou na última quarta-feira, 19 de abril, o enquadramento ao Regime Especial de Incentivos ao Desenvolvimento da Infraestrutura da UTE F&S Agri Solutions. A usina fica localizada na cidade de Lucas do Rio Verde, no Mato Grosso. Com 18 MW de capacidade, ela será implantada de 2 de janeiro de 2016 até 10 de junho de 2017 e vai demandar investimentos de R\$ 64,2 milhões sem a incidência de impostos. O MME também enquadrou ao Reidi a PCH Foz da Estrela. A usina da Brookfield fica na cidade de Coronel Domingos Soares e vai ter duas turbinas de 14,75 MW, totalizando 29,5 MW de capacidade. Com investimentos de R\$ 277,6 milhões, sem impostos, seu período de implantação vai de agosto de 2016 até 30 de junho de 2019. (Agência CanalEnergia - 20.04.2017)

### **Comgás: estratégia de rentabilização**

A rentabilização dos ativos de distribuição da Comgás, que hoje somam 15 mil quilômetros de redes de tubulação capilarizadas por 87 municípios, vem sendo a palavra de ordem na Comgás, ante um mercado residencial em rápida expansão, mas com consumo ainda prejudicado pela crise econômica. A ideia é oferecer bem mais do que os usos básicos do gás natural, como cocção de alimentos e aquecimento de água para banho, principalmente a um público alvo de maior poder aquisitivo, disposto a contratar um volume maior do energético para melhorar seu conforto. Semelhante estratégia também passa a ser aplicada para outras classes de consumo. O reposicionamento da marca vem acontecendo progressivamente desde o ano passado e é a face mais visível ao mercado das transformações que vem acontecendo internamente na empresa, desde que a Cosan assumiu o comando, em 2012. De lá para cá, tem ocorrido uma aproximação mais estreita tanto em "B2C" como em "B2B". (Brasil Energia - 20.04.2017)

### **Em nota, Petrobrás defende sua proposta e tem apoio de grandes consumidores**

A Petrobras diz que "entende que a tarifa paga às distribuidoras deve ser proporcional aos serviços prestados, de acordo com a Lei do Gás". A estatal tem o apoio de entidades que representam térmicas e grandes consumidores de energia, além das empresas interessadas em produzir e vender gás no país. A proposta foi apresentada ao subcomitê de distribuição do Gás para Crescer, iniciativa do governo que analisa mudanças para adequar o setor a um cenário de menor presença estatal. Em dezembro de 2015, a Petrobras vendeu 49% da subsidiária Gaspetro, que tem participações em distribuidoras de gás canalizado, à japonesa Mitsui. Em setembro de 2016, transferiu 90% da Nova Transportadora do Sudeste, que opera a malha de gasodutos da região Sudeste, a consórcio liderado pela canadense Brookfield. A empresa planeja negociar também a malha do Nordeste e focar sua atuação na venda do combustível. "A proposta da Petrobras pode limitar as distribuidoras ao atendimento de clientes urbanos", reclama o presidente da Abegás (associação Brasileira das Distribuidoras de Gás Canalizado), Augusto Salomon. Segundo ele, a medida ainda aumentaria o custo para o consumidor comum, que teria de arcar a parcela da tarifa que deixará de ser paga pelas indústrias e térmicas. (Folha de S.Paulo - 25.04.2017)

### **Engie: mais de 15 empresas estão interessadas em térmicas a carvão**

Mais de 15 empresas manifestaram interesse nos ativos de geração a carvão colocados à venda pela Engie Brasil Energia até o momento. Segundo o diretor-presidente da companhia, Eduardo Sattamini, a etapa de sondagem de mercado ainda está em andamento. "Ainda estamos no processo de recebimento dos acordos de confidencialidade. Hoje já temos mais de 15 interessados com acordo assinado ou em processo de assinatura", disse o executivo, ao Valor. Os ativos à venda são o complexo termelétrico de Jorge Lacerda (SC), de 857 megawatts (MW) de capacidade, e o projeto da usina Pampa Sul (RS), de 340 MW, que está com 55% das obras concluídas e tem previsão de início de operação no fim de 2018. Pampa Sul tem investimento previsto de R\$ 1,8 bilhão e receita anual fixa de R\$ 590 milhões. A medida faz parte da estratégia do grupo franco-belga Engie

de descarbonização de seu parque gerador e de ampliar a atuação em geração distribuída. Com relação ao setor de transmissão de energia, a Engie continua interessada no segmento, mesmo após sair do leilão de segunda-feira sem arrematar nenhum lote. (Valor Econômico – 27.04.2017)

### **Avanço na rescisão de arredondamento da térmica Piratininga pela Petrobras**

Os acionistas da Emae aprovaram acordo extrajudicial que rescinde o arrendamento da térmica Piratininga firmado com a Petrobras, informou a estatal paulista nesta quarta-feira (26/4). Pelos termos do acordo, a Petrobras vai pagar indenização de R\$ 180 milhões em seis parcelas semestrais de R\$ 30 milhões, corrigidas pelo IGP-M. A proposta já havia sido aprovada pelo conselho de administração da Emae e faz parte do plano de desinvestimentos da petroleira. Além do distrato de Piratininga, vai ser acertado entre as estatais um acordo de locação do terreno da térmica Fernando Gasparian à Petrobras por 14 anos, a um valor de R\$ 1,5 milhão por semestre, corrigido pelo IPCA. Para a concretização do acordo, a Emae aguarda ainda as seguintes medidas operacionais e regulatórias: emissão de outorga para captação de água em volume suficiente para a produção de vapor; assinatura dos contratos de locação do terreno da térmica Fernando Gasparian e de encomenda de vapor; e a prorrogação do contrato de concessão por prazo mínimo de três anos. (Brasil Energia – 26.04.2017)

### **Engie: mais de 15 empresas estão interessadas em térmicas a carvão**

Mais de 15 empresas manifestaram interesse nos ativos de geração a carvão colocados à venda pela Engie Brasil Energia até o momento. Segundo o diretor-presidente da companhia, Eduardo Sattamini, a etapa de sondagem de mercado ainda está em andamento. "Ainda estamos no processo de recebimento dos acordos de confidencialidade. Hoje já temos mais de 15 interessados com acordo assinado ou em processo de assinatura", disse o executivo, ao Valor. Os ativos à venda são o complexo termelétrico de Jorge Lacerda (SC), de 857 megawatts (MW) de capacidade, e o projeto da usina Pampa Sul (RS), de 340 MW, que está com 55% das obras concluídas e tem previsão de início de operação no fim de 2018. Pampa Sul tem investimento previsto de R\$ 1,8 bilhão e receita anual fixa de R\$ 590 milhões. A medida faz parte da estratégia do grupo franco-belga Engie de descarbonização de seu parque gerador e de ampliar a atuação em geração distribuída. Com relação ao setor de transmissão de energia, a Engie continua interessada no segmento, mesmo após sair do leilão de segunda-feira sem arrematar nenhum lote. (Valor Econômico – 27.04.2017)

### **Avanço na rescisão de arredondamento da térmica Piratininga pela Petrobras**

Os acionistas da Emae aprovaram acordo extrajudicial que rescinde o arrendamento da térmica Piratininga firmado com a Petrobras, informou a estatal paulista nesta quarta-feira (26/4). Pelos termos do acordo, a Petrobras vai pagar indenização de R\$ 180 milhões em seis parcelas semestrais de R\$ 30 milhões, corrigidas pelo IGP-M. A proposta já havia sido aprovada pelo conselho

de administração da Emae e faz parte do plano de desinvestimentos da petroleira. Além do distrato de Piratininga, vai ser acertado entre as estatais um acordo de locação do terreno da térmica Fernando Gasparian à Petrobras por 14 anos, a um valor de R\$ 1,5 milhão por semestre, corrigido pelo IPCA. Para a concretização do acordo, a Emae aguarda ainda as seguintes medidas operacionais e regulatórias: emissão de outorga para captação de água em volume suficiente para a produção de vapor; assinatura dos contratos de locação do terreno da térmica Fernando Gasparian e de encomenda de vapor; e a prorrogação do contrato de concessão por prazo mínimo de três anos. (Brasil Energia – 26.04.2017)

### **Implantação da URE Barueri será iniciada ainda este ano**

Está previsto para o segundo semestre o início da construção da Unidade de Recuperação Energética (URE) Barueri, primeiro projeto do Brasil a usar tecnologia waste to energy (WTE) para tratamento térmico de resíduos urbanos, com geração de eletricidade associada. A trajetória de concepção dessa futura usina é um exemplo de persistência do empreendedor, a Foxx Haztec, que desde 2012 vem se movimentando em várias frentes para conseguir viabilizar essa unidade. Segundo o presidente da companhia, Milton Pilão, um dos principais desafios foi a viabilização do licenciamento junto ao órgão ambiental do governo paulista, a Cetesb. O resultado vantajoso para a municipalidade foi conseguir um preço final menor do que o sistema atualmente utilizado - que obriga o transporte do lixo para um aterro a 20 kms de distância - mesmo considerando que a coleta e triagem de material reciclável ficam integralmente por conta da prefeitura. A URE Barueri, relata Pilão, terá capacidade final de 30 MW, mas começará com 20 MW e processamento de 300 toneladas/dia de resíduos. O epecista da usina é a empresa de Singapura, especializada nessa área, a Keppel Seghers. (Brasil Energia – 27.04.2017)

### **GasBrasiliiano: expande rede de distribuição de gás natural**

A GasBrasiliiano iniciou as operações no trecho de 34 quilômetros de rede construídos a partir do município de Lençóis Paulistas. As obras que promoveram a integração de Igarapu do Tietê à malha dutoviária da companhia, tiveram um investimento de cerca de R\$ 20 milhões e fazem parte de um projeto de expansão que irá até Barra Bonita que acrescentará 45 mil metros de rede de distribuição de gás natural. O projeto de expansão da rede de distribuição de gás natural canalizado a Igarapu do Tietê contou com a aprovação da Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (Arseps). Já a etapa do projeto que envolve a construção de 10 mil metros de rede para levar o gasoduto até a cidade de Barra Bonita, foi iniciada em março e orçada em R\$ 6 milhões. A nova etapa deve ser concluída em agosto e conta com a execução de uma obra especial de travessia do rio Tietê. (Brasil Energia – 28.04.2017)

### **UTE Terra Santa é autorizada para operação comercial**

A termelétrica Terra Santa recebeu autorização para operação comercial de três unidades geradoras de 846 kW cada, somando 2,54 MW, segundo despacho publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica na última quinta-feira, 4 de maio. A usina fica localizada no município de Terra Branca, PA. (Agência CanalEnergia – 04.05.2017)

### **Comgás viabiliza entrega de GNC em área sem rede de gasodutos**

A Companhia de Gás de São Paulo (Comgás), em parceria com a NeoGás, viabilizou o projeto Gasoduto Virtual, solução que permite a chegada de gás natural a localidades por onde ainda não passa uma rede de gasodutos, para a Loga (Logística Ambiental de São Paulo), empresa que oferece serviço de coleta, transporte, tratamento e disposição final dos resíduos domiciliares e de saúde. O gás natural será a fonte de energia usada nas caldeiras para o processo de tratamento dos resíduos hospitalares do município de São Paulo. O processo do gasoduto virtual é composto pelo abastecimento, feito por caminhões específicos, que transportam o gás natural comprimido (GNC). Em uma estação construída na entrada da empresa, o GNC é descomprimido, tem sua pressão reduzida e, na sequência, é distribuído ao cliente. O gasoduto virtual já foi levado para os municípios de Campos do Jordão, Guarujá e Analândia. (Brasil Energia – 08.05.2017)

### **Nacional Gás pede que Cade reprove venda da Liquigás**

A Nacional Gás pediu ao Cade que reprove a compra da Liquigás para a Ultragaz. De acordo com a companhia, a venda da subsidiária da Petrobras para o grupo Ultrapar pode alterar de forma significativa a dinâmica e a estrutura concorrencial do mercado de distribuição de GLP. A companhia pediu para ser habilitada como terceira interessada no processo de venda no dia 5 de maio. A Nacional Gás argumenta que hoje existem cinco grandes distribuidoras de GLP de presença nacional (Copagaz, Liquigás, Nacional Gás, Supergasbras/ SHV e Ultragaz) e que, portanto, a transação causa sobreposição horizontal entre as atividades de dois dos cinco principais players, o que irá gerar concentração de mercado. “A operação, se consumada como proposta, resultará em concentração significativa em inúmeros mercados no Brasil, e certamente tem o potencial de causar graves prejuízos à concorrência e aos consumidores de GLP”, afirma a Nacional Gás. A companhia também discorda das análises de mercado feitas pela Liquigás e pela Ultragaz sobre a transação, que afirmam que o GLP faz parte do mesmo mercado do gás natural, além de analisarem o mercado de GLP envasado como municipal, e não estadual. Outro problema apontado foi a falta de um player suficientemente grande para contestar um possível abuso de poder de mercado pelas companhias. “Além de um mercado concentrado, as requerentes terão elevadas participações, gerando fundada preocupação concorrencial a todos os agentes que nele atuam, aos fornecedores e, principalmente, aos consumidores finais”, afirma a Nacional Gás. (Brasil Energia – 08.05.2017)

### **UTE Juruti é liberada para operação comercial**

A UTE Juruti - CEPA recebeu autorização para operação comercial das unidades geradoras UG10, de 846 kW, e UG19, UG20 e UG21, de 1.250 kW de capacidade cada, a partir do dia 5 de maio. O anúncio ocorreu na última sexta-feira, 5 de maio, segundo despacho publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica. A usina fica localizada no município de Juruti, estado do Pará. (Agência CanalEnergia - 08.05.2017)

### **Comgás: vê pequenos sinais de recuperação na demanda por gás**

A Comgás está notando "sinais modestos" de recuperação na demanda por gás na sua área de concessão, mas "nada muito consistente", disse ontem Nelson Gomes, presidente da companhia, durante teleconferência sobre os resultados do primeiro trimestre. Segundo ele, mesmo nos meses de abril e início de maio, a Comgás não vê volume consistentes de recuperação da demanda. A expectativa da companhia é de estabilidade em relação ao ano passado. (Valor Econômico - 10.05.2017)

### **Sulgás: incentiva adaptação de veículos ao uso de GNV**

A Sulgás e o Conselho Regional dos Representantes Comerciais do Rio Grande do Sul (Core-RS) assinaram um termo de cooperação para viabilizar a nova etapa do projeto de incentivo à adaptação de veículos ao uso de GNV. O projeto, batizado como Frotas, concede um bônus de 1,1 mil m<sup>3</sup> de gás para representantes comerciais que adaptem os veículos com kits de geração 5. A iniciativa está em curso desde outubro de 2015. Atualmente, o Rio Grande do Sul tem uma frota de 6,6 milhões de carros, dos quais 63 mil utilizam o GNV. O estado conta com 83 postos de GNV. (Brasil Energia - 09.05.2017)

### **Venda da Copergás ampliará malha de gasodutos**

Em Pernambuco, um dos objetivos com a venda da fatia estatal na Copergás é viabilizar o investimento na ampliação da malha de gasodutos, levando o gás encanado ao pólo de gesso de Araripe, no oeste do estado, que responde por 95% da produção de gesso nacional. Outra meta é levar o gás natural às áreas onde a caatinga é usada clandestinamente para fazer lenha. Hoje, a rede da distribuidora atende 28 municípios, concentrados na Zona da Mata. O governo pretende ainda usar a venda de sua participação na companhia para se capitalizar e investir em outros setores. — Temos que captar recursos para fazer frente aos desafios de investimento. Tivemos a maior seca dos últimos tempos e precisamos ampliar adutoras. Isso acontece num momento em que houve frustração de receita, com a paralisação de obras na Refinaria de Abreu e Lima. O projeto da refinaria previa duas linhas de produção mas apenas uma foi concluída, reduzindo nossa expectativa de arrecadação — disse o secretário de Planejamento e Gestão de Pernambuco, Márcio Stefanni, adiantando que o governo pretende vender integralmente sua fatia na Copergás. (O Globo - 15.05.2017)

### **UTE São Sebastião da Boa Vista é liberada para operação em teste**

A usina UTE São Sebastião da Boa Vista - CEPA recebeu autorização para operação em teste das unidades geradoras UG8 a UG11, de 356 kW cada uma, totalizando 1.424 kW de capacidade instalada, segundo despacho publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica na última quinta-feira, 11. A usina fica localizada no município de São Sebastião da Boa Vista, Estado do Pará. (Agência CanalEnergia - 12.05.2017)

### **Petrobrás discutirá a renovação do contrato de gás com a Bolívia**

A Petrobras vai levar em consideração o aumento da produção nacional de gás e as diretrizes do programa Gás para Crescer nas renegociações do contrato de importação de gás com a Bolívia. Durante a divulgação dos resultados do primeiro trimestre de 2017, o diretor de Abastecimento da companhia, Jorge Celestino, lembrou que a companhia quer otimizar sua participação no mercado. "Já construímos nossa estratégia e estaremos colocando na mesa dentro desse pacote de negociação, olhando também para o relevante aumento da produção de gás natural que o Brasil vem tendo. Olhando todas essas premissas a gente discutirá a renovação do contrato de gás", afirmou Celestino. As discussões sobre a renegociação do contrato de importação com a Bolívia começaram este mês, com a criação de um grupo de trabalho. No momento, as conversas estão sendo encabeçadas por representantes dos governos e das distribuidoras dos estados de São Paulo, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. O contrato atual, vigente de 1999 a 2019, é executado pela TBG, controlada pela Petrobras, e prevê a importação de cerca de 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia. (Brasil Energia - 12.05.2017)

### **Petrobras divulga venda de 100% do Campo de Azulão**

A Petrobras informou ao mercado na noite desta segunda-feira, por meio de Fato Relevante enviado à Comissão de Valores Mobiliários (CVM), que iniciou a etapa de divulgação da oportunidade de desinvestimento (Teaser), referente à cessão de 100% de participação no Campo de Azulão, na Bacia do Amazonas. Segundo a companhia, a transação representa uma oportunidade para desenvolver uma descoberta de gás natural, perto de infraestrutura já existente, bem como de linha de transmissão de energia. A negociação envolve uma área alugada de 60 hectares onde se localiza o poço produtor do campo. O terreno, de acordo com a Petrobras, é apropriado para a construção de uma usina termelétrica e uma planta de processamento de gás, mantendo ainda 80% como reserva legal. A Petrobras cogitou apresentar o projeto da térmica de Azulão, de 104 MW de capacidade, no Leilão de Energia A-5/2014, o que acabou não acontecendo. O estudo integral para construção da usina, incluindo o projeto básico e rotas de linhas de transmissão, serão entregues ao futuro comprador do Campo de Azulão. (Valor Econômico e Agência CanalEnergia - 16.05.2017)

### **ABiogás tem novo presidente**

A Associação Brasileira de Biogás e Biometano (ABiogás) tem nova presidência-executiva. O empresário Alessandro Gardemann assume o comando da entidade

no lugar de Cícero Bley Jr., que ocupava no cargo desde a fundação, em 2013. Bley parte para uma carreira internacional. Assume como CEO de um fundo de investimentos, com sede em Luxemburgo, para aplicações em energias renováveis visando o abastecimento de veículos elétricos, a biogás e outros combustíveis não convencionais. O agrônomo, que também foi superintendente de energias renováveis da Itaipu Binacional, foi uma dos primeiros no Brasil a acreditar que o biogás fosse capaz de promover o desenvolvimento do país. Ele passa o bastão para Gardemann, administrador de empresas formado pela Escola de Administração de Empresas de São Paulo (EAESP-FGV). Após trabalhar no mercado financeiro, fundou a GEO Energética em 2008 e agora toma as diretrizes da associação. Tanto Gardemann quanto Bley estão alinhados e têm forte vínculo com energias renováveis e foram os precursores de um novo pensamento sobre o biogás no Brasil. Desde a fundação da ABiogás, ambos executivos atuaram intensamente no setor energia com agendas na Aneel e ANP; no planejamento da EPE; nos núcleos de políticas públicas e de estado; e no MME. Para a vaga de vice-presidente da ABiogás, assume Gabriel Kropsch, diretor da Acesa Bioenergia. Kropsch é administrador de empresas pela PUC-RJ com MBA pela Coppead/UFRJ. (Agência CanalEnergia – 17.05.2017)

### **ABiogás: Alessandro Gardemann assume presidência**

Alessandro Gardemann é o novo presidente Associação Brasileira de Biogás e Biometano (ABiogás). O empresário assume o comando da entidade no lugar de Cícero Bley Jr., que ocupava o cargo desde a fundação da associação, em 2013. O agora ex-presidente assume como CEO de um fundo de investimentos, com sede em Luxemburgo, para aplicações em energias renováveis visando o abastecimento de veículos elétricos. Cícero Bley recebeu ainda o título de presidente emérito da ABiogás. Para a vaga de vice-presidente da ABiogás, assume Gabriel Kropsch, diretor da Acesa Bioenergia. (Brasil Energia – 16.05.2017)

### **Petrobras fixa pré-requisitos para venda do Azulão**

Ao abrir oficialmente o processo de venda do campo de Azulão, na Bacia do Amazonas, a Petrobras pretende atrair principalmente petroleiras com experiência na Amazônia ou empresas do setor elétrico interessadas em investir na construção de uma termelétrica no modelo gas-to-wire. Ao definir a nova sistemática da venda do ativo, a estatal fixou alguns pré-requisitos que limitam os potenciais compradores a um universo de cerca de 35 empresas, segundo levantamento do Valor. De acordo com os critérios definidos pela Petrobras, no "teaser" enviado ao mercado, os potenciais compradores deverão ou ser petroleiras com experiência na exploração nas bacias do Amazonas e Solimões ou companhias que tenham, no país, uma capacidade instalada de, no mínimo, 200 megawatts (MW) de energia termelétrica. A estatal vetou, ainda, a formação de consórcios durante o processo. (Valor Econômico – 18.05.2017)

### **35 empresas atendem os critérios definidos pela Petrobrás para compra do Azulão**

Com base em dados da ANP e Aneel, cerca de 35 empresas atendem aos pré-requisitos. Entre as petroleiras, a russa Rosneft é a principal candidata. A lista de petroleiras que atendem aos critérios da Petrobras inclui ainda empresas que já tiveram ativos na região, mas que desistiram de investir no Amazonas e Solimões, entre elas a PetroRio, Petrogal, Petra Energia e argentina Oil M&S. Já entre as companhias com ao menos 200 MW instalados estão tradicionais agentes do setor elétrico: AES, Cemig, Copel, CPFL, EDP, EDF, Enel, Eneva, Engie, Neoenergia e até mesmo a Eletrobras, cuja participação é improvável, dado o momento de reestruturação financeira da estatal. A lista inclui também outras empresas com presença no setor, como o grupo Ligna, a Global, Ebrasil, Termelétrica Pernambuco III e a Âmbar Energia. Além disso, atendem aos pré-requisitos candidatas pouco prováveis. São empresas de outros setores, que não tem a geração de energia como "core-business", mas que são autoprodutores de eletricidade. Casos de companhias de celulose (Klabin, Eldorado e Fibria, por exemplo); sucroalcooleiras (como a Guarani e Biosev); siderúrgicas (Ternium, ArcelorMittal e CSN) e até da mineradora Vale. Azulão é oficialmente o primeiro projeto a ser oferecido ao mercado, no âmbito da nova sistemática de venda de ativos, que incorpora os ajustes exigidos pelo Tribunal de Contas da União (TCU). (Valor Econômico - 18.05.2017)

### **Governo de SC estuda possível estatização da SCGás**

O governo de Santa Catarina considera a possibilidade de estatizar a SCGás. Apesar de estar no estudo do BNDES sobre nove distribuidoras que podem ser privatizadas, em comunicado, o governo estadual catarinense afirmou que não venderá nenhum ativo neste mandato e que, na verdade, estuda comprar as ações da distribuidora. A companhia é vista pelo estado como um pilar fundamental da estratégia do governo e um meio de diminuição das desigualdades econômicas e sociais, já que as regiões do extremo Sul, planalto Norte, Serra Catarinense, Meio-Oeste, Oeste e extremo Oeste ainda não são abastecidas com rede de gás natural, e mesmo nas regiões já contempladas pela malha atual, os segmentos comercial e residencial ainda são incipientes. "Este cenário faz pensar que o modelo de atuação do interesse privado, baseado na busca pelo maior retorno possível sobre os investimentos, não é considerado adequado para Santa Catarina", afirma o comunicado. O processo de transferência da exploração do gás natural para empresas privadas vem ocorrendo no Brasil desde 1990, mas a maioria dos estados preferiu manter o controle acionário das companhias. Apenas São Paulo e Rio de Janeiro passaram o controle do serviço para a iniciativa privada. (Brasil Energia - 19.05.2017)

### **Petrobras tem intenção de vender campos de gás no Amazonas**

A intenção da Petrobras de vender os campos de gás de Juruá e Azulão representa uma nova chance para que os dois projetos consigam, enfim, sair do papel. Há anos fora das prioridades da estatal, os ativos estão localizados no meio da Floresta Amazônica e demandarão investimentos vultosos em infraestrutura. Os campos, no entanto, possuem perfis diferentes de negócios. Enquanto Azulão está localizado próximo à linha de transmissão Tucuruí-Manaus e já tem estudos

avançados para instalação de uma termelétrica gas-to-wire (geração de energia na cabeça do poço), o projeto de desenvolvimento de Juruá contempla a construção de um gasoduto para escoar a produção até o mercado consumidor, em Manaus. Segundo o projeto de desenvolvimento apresentado pela Petrobras à ANP, Juruá possui reservas 'in place' (total contido no reservatório, embora não necessariamente recuperável economicamente) de 25,9 bilhões de m<sup>3</sup>. Já Azulão possui 6,6 bilhões de m<sup>3</sup>. No processo de desinvestimento dos dois ativos, a Petrobras tenta atrair petroleiras com experiência na Amazônia ou empresas do setor elétrico interessadas em investir na construção de uma termelétrica no modelo "gas-to-wire". O perfil dos potenciais compradores do campo de Juruá, colocado à venda pela Petrobras, conforme fato relevante divulgado ontem à noite, é o mesmo daqueles do campo de Azulão: de acordo com o "teaser" dos dois campos, o potencial comprador, para participar do processos, precisa ou ter sido concessionário de exploração e produção nas Bacias do Amazonas e/ou Solimões; ou possuir capacidade instalada em operação de, no mínimo, 200 MW de geração termelétrica no Brasil. (Valor Econômico - 24.05.2017)

### **Golar LNG e Engie apoiam implantação de um terminal de GNL em SC**

Celso Silva, presidente da Golar LNG no Brasil, ressaltou que pretende ampliar sua participação no setor atuando em uma cadeia integrada. Silva reforçou que a Golar "não tem medido esforços para desenvolver uma solução de baixo custo e alta flexibilidade e confiabilidade", e revelou que a empresa já estuda a implantação de um terminal em duas regiões de Santa Catarina, também, na visão dela, o estado do Sul mais favorável para este investimento. A Engie também concorda com o ponto de vista de que Santa Catarina é o estado com condições geográficas mais favoráveis e que oferece a melhor solução técnica para implantação de um terminal de GNL. Neste sentido, Oddvar Skjaeveland, presidente da empresa norueguesa Sobrax, afirmou que terminais de pequeno e médio porte são uma nova tendência mundial e que oferecem uma série de vantagens. "Eles demandam um investimento considerado pequeno em comparação a outros projetos de energia, não causam grandes impactos ambientais e podem ser construídos anexos a portos e infraestruturas já existentes." (Brasil Energia - 23.05.2017)

### **UTE Mauá III: liberada para operação em teste**

A UTE Mauá III recebeu autorização para operação em teste das unidades geradoras UG1 de 189,55 MW de capacidade instalada, a partir de 1º de junho de 2017, segundo despacho publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica nesta quinta-feira, 25 de maio. A usina, que pertence a Eletrobras Amazonas GT, fica localizada Manaus (AM). (Agência CanalEnergia - 25.05.2017)

### **Empresas fecham acordo sobre preço do gás para UTE Willian Arjona**

Um acordo judicial firmado nesta semana entre MSGás, a Gaspetro, Petrobras e Engie Brasil Energia encerrou uma ação sobre o fornecimento de combustível à UTE Willian Arjona, que já somava 11 anos. A disputa girava entorno do preço

do gás natural consumido pela hidrelétrica, contratado inicialmente através do Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT), que garante um preço abaixo do mercado para abastecer usinas termelétricas. Entendendo que o contrato era prorrogável automaticamente a Engie, operadora da usina, entrou diversas vezes com liminares que garantiram o fornecimento de gás natural para abastecer a UTE, que também paralisou por diversas vezes suas atividades. “Trata-se de um trabalho de mais de dois anos, realizado pelo Governo do Estado para que se procurasse uma solução para essa disputa judicial que envolve a questão do preço do gás natural fornecido para a termoeletrica Willian Arjona. A disputa se arrastava há mais de 10 anos e como a MSGás realiza a venda/distribuição do gás para a Usina, ela acabou também sendo arrolada nesse processo. Mas hoje resolvemos em definitivo a questão”, explicou o presidente do Conselho Administrativo da MSGás Marcelo Miglioli. (Brasil Energia – 26.05.2017)

### **Statoil elogia medidas do programa “Gás para Crescer”**

A Statoil acredita que uma das medidas mais importantes do programa “Gás para Crescer” é a facilitação do acesso aos gasodutos, UPGNs e terminais de regaseificação. Durante apresentação no IGRC, na última sexta-feira, Jan Karlsen, vice-presidente de Marketing da companhia norueguesa, afirmou que a mudança facilitará o acesso dos consumidores aos novos produtores no país. Karlsen também destacou a sinalização do MME de aumentar a geração elétrica a gás no país, medida que considera importante para os campos associados, e defendeu a necessidade de tornar a tributação mais previsível e harmônica, facilitando os contratos. “É necessário discutir as taxas gerais, para evitar surpresas que possam fazer o gás deixar de ser competitivo”, afirmou Karlsen. Atualmente, a companhia opera no país dois ativos com uma parcela importante de gás no desenvolvimento, as áreas de Pão de Açúcar, no bloco BM-C-33 da Bacia de Campos, e Carcará, no bloco BM-S-8 da Bacia de Santos. No momento, o governo brasileiro está redesenhando o mercado de gás natural por meio do programa Gás para Crescer. Um comitê técnico já apresentou 10 propostas de aperfeiçoamento do marco legal do energético, que serão encaminhadas ao governo federal. Posteriormente, as propostas seguirão para apreciação no Congresso Nacional e passarão por consulta pública. (Brasil Energia – 29.05.2017)

### **Justiça Federal nega a nova solicitação de liminar para suspender venda da Liquegás**

A Justiça Federal voltou a negar nesta terça-feira um pedido de liminar com o objetivo de suspender a venda da Liquegás pela Petrobras. A venda da subsidiária foi fechada e assinada com a Ultrapar em novembro do ano passado, por R\$ 2,7 bilhões, mas ainda não foi concluída. A ação na Justiça Federal é conduzida pela advogada Raquel de Oliveira Sousa, ligada à Federação Nacional dos Petroleiros (FNP), que vai recorrer ao STJ. A decisão de hoje foi tomada pela 2ª Turma do TRF-5, em Sergipe, mas ainda não foi publicada. De acordo com Raquel de Oliveira, os desembargadores entenderam que o ideal seria aguardar a decisão de primeira instância, onde o pedido de liminar já havia sido negado. O caso está na 2ª Vara Federal de Sergipe. “[Os desembargadores] consignaram

que os fatos apresentados por nós e pela Petrobras eram muito dispares (...) e, portanto, era mais prudente aguardar a instrução do processo em 1ª instância do que conceder uma liminar sem ter a certeza, de fato, se existia um procedimento irregular e lesivo”, afirmou a advogada. "A companhia prosseguirá com o cumprimento das condições precedentes negociadas, com vistas à conclusão da operação", disse a Petrobras em nota. (Brasil Energia – 30.05.2017)

### **Após obras de expansão, Gás Brasileiro atinge 1.000 km de rede de distribuição de gás**

A Gas Brasileiro atingiu em maio 1 mil km de rede de distribuição de gás natural canalizado em sua área de concessão, após a execução das obras de expansão entre Ribeirão Preto e Cravinhos. No trecho, foi construído um total de aproximadamente 13,5 km de rede, sendo 11,5 km em aço e 2 km em polietileno. O investimento total na obra foi de aproximadamente R\$ 6 milhões. Desde o início das operações, em 2003, a companhia investiu mais de R\$ 467 milhões na construção dos 1 mil km de rede e na elaboração de projetos para desenvolvimento do gás natural. Até o final de 2017, serão atendidos 40 municípios, sendo 36 com rede de distribuição e quatro com gás natural comprimido (GNC). (Brasil Energia – 30.05.2017)

### **MME quer explicações no Senado sobre decisão da Petrobras de vender campo de gás do Azulão**

O Ministério das Minas e Energia será acionado pela Comissão de Infraestrutura do Senado para prestar esclarecimentos sobre a venda, anunciada pela Petrobras, da concessão do campo de gás natural de Azulão, na Bacia Amazônica, com reserva estimada em 4,7 bilhões de metros cúbicos. O requerimento com o pedido de informações foi aprovado pela comissão nesta terça-feira. Para o autor, senador Eduardo Braga (PMDB-AM), que preside a comissão, são necessárias explicações sobre a necessidade de se vender uma concessão com viabilidade econômica comprovada e condição assegurada especialmente após a construção do linhão de transmissão de energia Tucuruí-Macapá-Manaus. De acordo com Braga, o campo de gás fica exatamente embaixo do linhão de Tucuruí para Manaus. Para ele, uma usina termelétrica a gás embaixo desse linhão é praticamente uma mina de ouro, o que o faz questionar a venda do ativo. O senador observou que partiu da própria estatal a iniciativa de informar ao mercado que a transação representa uma oportunidade para desenvolver o negócio perto de infraestrutura existente e de uma linha de transmissão. Anteriormente, observou Braga, a estatal sustentava que, tendo em vista a construção do linhão, a melhor solução para o aproveitamento do gás era a construção de uma usina térmica para venda de energia nos leilões de energia nova. Entre os pontos para esclarecimento, ele questiona se a venda estaria de alguma forma relacionada ao fato de a concessão ter sido alvo da operação Lava Jato por suspeita de superfaturamento no projeto da usina térmica. (Agência CanalEnergia – 30.05.2017)

### **MME autoriza enquadramento ao Reidi da UTE Codora**

O Ministério de Minas e Energia autorizou na última terça-feira, o enquadramento ao Regime Especial de Incentivos ao Desenvolvimento da Infraestrutura do projeto de ampliação da Central Geradora Termelétrica denominada UTE Codora, compreendendo uma unidade geradora, que totaliza 20 MW de capacidade instalada. A usina está localizada no município de Goianésia, Estado de Goiás. O período de execução é de julho de 2017 até o último dia de janeiro de 2018, demandando investimentos na ordem de R\$ 19,1 milhões sem a incidência de impostos. (Agência CanalEnergia – 30.05.2017)

### **Sulgás irá lançar projeto para aquisição de biometano**

A Sulgás vai lançar um projeto de chamada pública no dia 14 junho para aquisição de biometano. A decisão foi tomada após uma avaliação da capacidade produtiva de biogás e biometano no estado do Rio Grande do Sul. O objetivo da chamada pública é selecionar projetos para produção de biometano em diferentes regiões do estado, para garantir a viabilidade de distribuição de gás natural pela Sulgás a quem está distante da rede de distribuição da companhia. O edital a ser lançado será para aquisição de até 100 mil metros cúbicos por dia de biometano, gás natural produzido a partir de resíduos agrícolas e pastoris. O GNVerde, marca registrada pela Sulgás para o biometano que será ofertado para o mercado, possui as mesmas aplicações do Gás Natural e se constitui em uma nova alternativa de combustível para as indústrias, comércios, residências e postos de GNV. (Brasil Energia – 01.06.2017)

### **Presidente da Potigás quer parcerias, mas não é a favor da privatização**

O presidente da Potigás, Carlos Alberto Santos, é contra a privatização da Potigás. Santos argumenta que a distribuidora tem forte papel social no Rio Grande do Norte, mas é a favor de parcerias que viabilizem investimentos para ampliação da malha de distribuição, principalmente para interiorização do gás no estado. "Deve ficar clara a minha posição contra a privatização ou venda de ativos da Potigás. Existe um apelo econômico muito forte, que não deixa de ser um apelo social, com o subsídio do gás à indústria. O setor têxtil é responsável por mais de 20 mil empregos gerados a partir do subsídio do governo do estado", destacou Santos. A Potigás está incluída no estudo do BNDES sobre nove distribuidoras que podem ser privatizadas, iniciativa que faz parte da renegociação das dívidas dos estados com a União. Na semana passada, o governo federal publicou no Diário Oficial o Regime de Recuperação Fiscal dos Estados. A lei complementar abriu espaço para a privatização de empresas estatais de energia e gás natural. O processo de transferência da exploração do gás natural para empresas privadas vem ocorrendo no Brasil desde 1990, mas a maioria dos estados preferiu manter o controle acionário das companhias. Apenas São Paulo e Rio de Janeiro passaram o controle do serviço para a iniciativa privada. (Brasil Energia – 01.06.2017)

### **Eletrobrás pede “ajuda” da ANP para assegurar fornecimento de gás natural à térmica Mauá 3**

A Eletrobras quer uma mediação da ANP para garantir junto à Petrobras um suprimento de gás que viabilize a operação comercial da termelétrica Mauá 3, em Manaus, que iniciou geração em fase de testes nesta quinta-feira. A unidade da Eletrobras no Amazonas, responsável pela usina, não conseguiu até o momento assegurar disponibilidade de gás devido a dívidas bilionárias do grupo estatal junto à Petrobras. O combustível para os testes da térmica só foi assegurado após a companhia obter uma liminar que obriga a Petrobras a fornecer o insumo. Segundo a autarquia, a Eletrobras solicitou "intervenção da agência para viabilizar o fornecimento de gás natural para a UTE Mauá 3 pela Petrobras." Orçada em 1,7 bilhão de reais, a termelétrica Mauá 3 é importante para substituir a geração de usinas mais caras e poluentes da região, como térmicas a óleo e diesel. O presidente da Petrobras, Pedro Parente, disse na quarta-feira que uma solução para as dívidas da Eletrobras com a petroleira é "fundamental". Ele afirmou ainda que esse é um problema que "compete ao governo resolver". A Petrobras registrou em seu balanço do primeiro trimestre um total de 9,8 bilhões de reais em contas a receber junto a empresas do Grupo Eletrobras, dos quais 8,2 bilhões referentes à Eletrobras Amazonas. Procurada, a Eletrobras Amazonas não respondeu imediatamente a um pedido de comentário. A Petrobras também não comentou de imediato. (Reuters - 01.06.2017)

### **no Brasil crescem em abril**

#### **Bolognesi está negociando venda de termelétrica à Prumo**

O grupo gaúcho Bolognesi está em negociações avançadas com a Prumo para a venda do projeto da termelétrica Novo Tempo (PE), de 1,2 GW de potência, e do terminal de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) que faz parte do projeto. O Valor apurou que o negócio pode envolver a termelétrica Rio Grande (RS), que também tem 1,2 GW, e prevê a construção de outro terminal de GNL. Procurada pelo Valor, a Bolognesi confirmou as negociações com a Prumo. Esta, por sua vez, não respondeu os pedidos de entrevista da reportagem. Os projetos das duas termelétricas foram vendidos em um leilão no fim de 2014, para entrega em janeiro de 2019 e dezembro de 2020, ao preço de R\$ 206,50 por MWh. Na época, se estimava investimentos da ordem de R\$ 3 bilhões para viabilizar cada um dos projetos. Depois disso, porém, a disparada do câmbio e a piora das condições de financiamento no país inviabilizaram o negócio, e as usinas não chegaram a sair do papel. Com isso, a Aneel deu a empresa o prazo final de até 31 de agosto para apresentar a comprovação da estruturação financeira do negócio, e a Bolognesi acelerou as negociações para encontrar compradores e sair definitivamente das duas usinas. Segundo duas fontes próximas da situação, a Bolognesi já chegou a levar representantes da Prumo para uma reunião com a diretoria da Aneel, a fim de mostrar que as negociações estão realmente avançadas. (Valor Econômico - 06.06.2017)

#### **Novo presidente da Cegás faz promessas de infraestrutura e planejamento**

O novo presidente da Cegás, Hugo Figueirêdo, assumiu o cargo nesta segunda-feira. Além de defender a participação da distribuidora em projetos

estruturantes, como o Porto do Pecém, o executivo prometeu ampliar a rede no Ceará para os segmentos industrial, comercial e residencial. Figueirêdo defendeu o redimensionamento da planta de gaseificação no entorno do porto e a busca de uma solução para a transferência do parque de tancagem de combustíveis do porto do Mucuripe para o de Pecém. “Além disso, queremos contribuir ativamente com as discussões do programa Gás para Crescer”, afirmou. Ex-secretário de planejamento do Ceará, Figueirêdo é professor da Universidade Federal do Ceará, doutor em Economia de Negócios pela Wageningen University (Holanda), mestre em Administração de Empresas pelo Rensselaer Polytechnic Institute (EUA) e graduado em Engenharia de Aeronáutica pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica (ITA). Até então, a presidência da Cegás era ocupada pelo diretor administrativo e financeiro da companhia, Fabio Norcio. (Brasil Energia – 05.06.2017)

### **Prumo confirma negociação com Bolognesi para assumir projeto de termelétrica**

A Prumo confirmou ontem que está em negociações "preliminares e ainda não vinculantes" para a transferência dos direitos da Bolognesi no contrato de venda de energia oriundo do leilão A-5, realizado em 2014. A informação foi antecipada pelo Valor na edição de ontem. No esclarecimento, enviado à Comissão de Valores Mobiliários (CVM) por conta da reportagem, a Prumo diz que ainda "não tem visibilidade sobre a concretização do negócio" e que, por isso, "não existe nenhum contrato definitivo ou qualquer documento vinculante assinado". O Valor apurou que a Bolognesi está em negociações avançadas com a Prumo para a venda da termelétrica Novo Tempo (PE), de 1,2 GW de potência, e do terminal de regaseificação de GNL que faz parte do projeto. O negócio também pode envolver a termelétrica Rio Grande (RS), que também tem 1,2 GW, e outro terminal de GNL. (Valor Econômico – 07.06.2017)

### **Termelétrica São José recebe autorização para operação comercial**

A usina termelétrica São José recebeu autorização para operação comercial das unidades UG1 a UG160, totalizando 50 MW de capacidade instalada, a partir desta quarta-feira, 7 de junho, segundo despacho publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica de hoje (7). A usina, da Amazonas GT, fica localizada em Manaus, Amazonas. Outra que recebeu autorização é a Eólica Ventos de Santo Estevão II, tendo as unidades UG3 e UG5, de 2,3 MW cada, totalizando 4,6 MW de capacidade instalada liberadas para operar comercialmente. O empreendimento fica em Araripina, Estado de Pernambuco. (Agência CanalEnergia – 07.06.2017)

### **Petrobras rompe fornecimento de gás para empresa do grupo J&F**

A Petrobras notificou a Âmbar, empresa de energia da holding J&F, controladora da empresa de alimentos JBS, da extinção antecipada de contrato de fornecimento de gás para uma termelétrica em Cuiabá devido à violação de cláusula contratual que trata de legislação anticorrupção, segundo comunicado

da estatal nesta quinta-feira. "A Petrobras também exercerá a prerrogativa de cobrança de indenização pelo descumprimento das cláusulas contratuais da ordem de 70 milhões de reais", disse a companhia, citando "gravações de delações premiadas de executivos do grupo J&F, de que cometeram atos que violam a legislação anticorrupção vigente". (Reuters – 08.06.2017)

## **2 Usina termelétrica Caaporó recebe autorização para operação comercial**

A usina termelétrica Caaporó, da Bioenergia, recebeu autorização para operação comercial da unidade geradora UG3, de 38 MW de capacidade instalada, a partir de 9 de junho de 2017, segundo despacho publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica. A usina fica localizada em Caaporó, estado do Mato Grosso do Sul. Já a termelétrica Asja Sabará obteve autorização para operação em teste das unidades UG1 e UG2, de 1.426 kW cada, totalizando 2.852 kW de capacidade instalada. O empreendimento fica no município de Sabará (MG). (Agência CanalEnergia – 12.06.2017)

## **Cade solicita à Petrobras mais informações para analisar venda da Liquigás**

O Cade pediu à Petrobras que envie informações adicionais para analisar a venda da subsidiária Liquigás ao grupo Ultrapar. Entre os dados solicitados estão preços e volumes de GLP, vendas por filial e custos desde janeiro de 2012. O Cade também solicitou informações semelhantes à outras companhias, como a Servgas, Fogas, SOS Gás, Vida Gas, Usegas e Amazongás. O novo pedido do Cade ocorreu após uma primeira consulta do órgão a 13 companhias do mercado para analisar a possibilidade de sobreposição nos mercados de distribuição de GLP envasado e a granel. Várias das empresas consultadas confirmaram que a transação geraria impactos negativos à concorrência, como a Nacional Gás, a Copagaz, a Nacional Gás Butano e a Supergasbras. Paralelamente, a Associação de Engenheiros da Petrobras (AEPET) tenta participar do processo de venda no Cade como parte interessada, mas teve seu pedido negado pelo órgão e aguarda reconsideração – Petrobras e Ultrapar também foram contra a entrada da AEPET. A AEPET, em diferentes ocasiões, se posicionou contrária ao programa de desinvestimento da petroleira. Uma ação contra a transação também corre na Justiça Federal, conduzida pela advogada Raquel de Oliveira Sousa, ligada à Federação Nacional dos Petroleiros (FNP). No final de maio, a Justiça Federal negou novamente um pedido de liminar que tinha como objetivo suspender a venda. (Brasil Energia – 12.06.2017)

## **ANP e Cegás se reuniram para discutir sobre biogás**

A ANP se reuniu na semana passada com a Cegás para discutir o andamento das obras da planta para captação, tratamento e distribuição do biogás produzido pela Gás Natural Renovável Fortaleza, no Ceará. O encontro também discutiu a regulamentação para a comercialização do energético. A reunião contou com a participação do diretor da ANP, Aurélio Amaral, o presidente da Cegás, Hugo Figueirêdo, e o secretário de Ciência, Tecnologia e Educação Superior do Ceará, Inácio Arruda. Também estiveram presentes o diretor Administrativo e

Financeiro da Cegás, Fábio Norcio, o presidente da Fundação Núcleo de Tecnologia Industrial do Ceará, Francisco Magalhães, além de técnicos da Cegás, Nutec e ANP. A planta deve ser inaugurada no segundo semestre de 2017. De acordo com a Cegás, já foram concluídas as obras de 16,5 km do total de 23 km do gasoduto previsto no empreendimento. A unidade será a segunda maior do país, com capacidade para a produção inicial de 100 mil m<sup>3</sup> por dia de biometano, de acordo com a Ecometano. (Brasil Energia - 12.06.2017)

### **Âmbar Energia pretende fazer contrato de gás natural com a Bolívia**

A Âmbar Energia, do grupo J&F, ainda aposta em um contrato de gás de longo prazo com a Bolívia para negociar a geração da termelétrica de Cuiabá no mercado regulado de energia. Na semana passada, a Petrobras rescindiu o contrato de suprimento de curto prazo que mantinha com a usina, que, desde sua inauguração já passou por diferentes controladores, esteve no centro de fraudes contábeis e, mais recentemente, em denúncias de corrupção que envolvem o presidente Michel Temer. Comprada em 2015 pela Âmbar, a térmica de 480 megawatts é uma das poucas do país a ainda operar no sistema de "merchant". Na prática, a usina só entra em operação quando os preços da energia no mercado de curto prazo justificam. Neste mês, como o preço de liquidação das diferenças caiu para a faixa de R\$ 100 por MWh no Sudeste e R\$ 33/MWh no Sul, a usina ainda não operou. A térmica tem seu próprio gasoduto ligado diretamente à Bolívia. Por isso, o plano é negociar um contrato separado de fornecimento de gás com o país vizinho a partir de 2019, quando vence o contrato atual da estatal boliviana YPFB com a Petrobras. Ao contrário de anos passados, a Bolívia está mais aberta a negociar novos contratos de exportação com outras companhias brasileiras que não a Petrobras. Porém, a Âmbar dependeria de algumas mudanças regulatórias para fechar um contrato de energia de longo prazo. Hoje, as usinas existentes não estão autorizadas a participar de leilões de energia nova, que garantem contratos de prazo maior. (Valor Econômico - 13.06.2017)

### **Prumo assina contrato com Bolognesi para construção de termelétrica**

A Prumo Logística informou ter assinado, na sexta-feira, contrato para assumir a construção e a operação da termelétrica Novo Tempo, em Pernambuco, com 1.238 MW de potência. A usina tinha sido vendida pelo grupo Bolognesi em um leilão A-5 de 2014, mas não chegou a sair do papel. A Bolognesi ainda precisa viabilizar outra usina também contratada nesse mesmo leilão: a termelétrica que fica na cidade de Rio Grande (RS), que tem outros 1.280 MW de potência. A Bolognesi vendeu as duas usinas no leilão em 2014, para entrega em janeiro de 2019 e dezembro de 2020, ao preço de R\$ 206,50 por MWh. Na época, estimava-se que seriam necessários investimentos de R\$ 3 bilhões para viabilizar cada um dos projetos. Além das termelétricas, o grupo pretendia construir dois terminais de regaseificação de GNL, que iriam abastecer as duas usinas. Depois disso, porém, a disparada do câmbio e a deterioração das condições de financiamento no país inviabilizaram o negócio para a Bolognesi, e as duas usinas não chegaram a ser executadas. Enquanto buscava um comprador, a Bolognesi conseguiu

postergar o início da validade dos contratos das termelétricas para janeiro de 2021. A Aneel deu até o fim de agosto para que a Bolognesi viabilize compradores para os projetos. Após a transferência da concessão da termelétrica Novo Tempo para a Gás Natural Açú (GNA), a companhia diz que será instalada a primeira usina do tipo no Porto do Açú. O objetivo é "oferecer uma solução logística eficiente para a comercialização e consumo de gás natural e seus produtos", disse o comunicado. (Valor Econômico - 19.06.2017)

### **Termelétrica Presidente Médici tem geradores desligados por questões ambientais**

A fase B da UTE Presidente Médici foi autorizada a ter suas duas unidades geradoras desligadas pela Aneel. O despacho no. 1715 foi publicado no dia 16 de junho, no DOU. No despacho está descrito que a paralisação é temporária e será mantida assim até que as condições operativas das unidades sejam restabelecidas. Conforme o processo que corre desde 2011, a UG 3 já estava paralisada e a UG 4 apresenta limitação de potência a 120 MW resultado do termo de ajustamento de conduta (TAC) da empresa assinado junto ao Ibama e outros órgãos como o MME, MMA e AGU por conta de restrições ambientais relacionadas a emissão de poluentes pela unidade. Atualmente apenas esta segunda UG poderá retomar a operação caso ocorra a necessidades eletro/energética para atendimento ao SIN segundo pedido do ONS. Mas essa liberação deverá ocorrer com o aval do órgão ambiental. As duas unidades, que compõem a fase B da UTE Presidente Médici foram autorizadas a ficarem ligadas pelo Ibama até o final de fevereiro, quando terminaria a manutenção programada da UTE Candiota III. Justamente pelo fato de haver indisponibilidade da térmica parada no período seco do Sul do país, foi estendida a operação da fase B da usina agora paralisada. (Agência CanalEnergia - 16.06.2017)

### **SCGás irá se reunir novamente com empresários de SC para debater sobre gás**

A SCGás vai voltar a se reunir com empresários do estado ao longo deste mês, na próxima terça-feira (20/6), e no dia 28/6, dentro do programa Troca de Ideias, que busca estreitar os laços entre a concessionária de gás e os clientes industriais. No último encontro, no dia 13/6, foram debatidos temas como novas alternativas de suprimento ao estado, após o término do contrato da SCGás com a Petrobras em 2020, e o sistema desenvolvido pela Agência de Regulação de Serviços Públicos de Santa Catarina (Aresc) para definir a tarifa do gás natural comercializado em território catarinense. Além disso, foram discutidos os aspectos comerciais do modelo de geração distribuída a gás e novas modalidades de atendimento como as redes locais, que poderão antecipar a oferta do insumo em regiões consideradas carentes de abastecimento. Atualmente, a SCGás possui 60 clientes industriais na região Sul, que juntos representam 40% do consumo de gás natural por este segmento no estado. (Brasil Energia - 16.06.2017)

### **Abep passa a contar com área específica para o setor de Gás Natural**

A estrutura da Associação Brasileira das Empresas de Exploração e Produção (Abep), representante legal do IBP em consultas tributárias, ações de inconstitucionalidade e outras questões jurídicas, está reforçada, dispondo agora de uma área específica para o Gás Natural. O board do instituto aprovou a criação de um Comitê Executivo de GN, formado por sete representantes do setor, com a estratégia de fazer frente à discussão do Programa Gás para Crescer e ao processo de abertura do mercado. O Comitê Executivo de Gás Natural começou funcionar em maio. A nova estrutura é comandada por Alexandre Cerqueira, da Shell, nomeado como chair, e conta ainda com a participação de representantes da Parnaíba Gás Natural, Repsol Sinopec, Statoil, Petrobras, QGEP e Engie. A nova estrutura traz robustez à área de Gás Natural do IBP. A meta é de que o comitê direcione sua atividade no debate da regulação do mercado e na monetização do gás natural. Junto com a criação do Comitê Executivo de GN, o board do IBP elegeu a nova composição do Comitê-Executivo de E&P, que segue presidido por Mauro Andrade, executivo da Statoil. Patrícia Pradal foi eleita vice chair, foi nomeado ainda como membro Flavio Rodrigues (Shell) e reeleitos Ivan Simões (BP), Fernando Borges (Petrobras), Alberto Sampaio (Petrogal) e João Clark (Ecopetrol). As mudanças e a composição dos comitês executivos de E&P e Gás Natural foram aprovadas pelo Conselho de Administração do IBP e formalizadas em assembleia geral. (Brasil Energia – 16.06.2017)

### **Petrobras inicia nova etapa no processo de venda do campo de Azulão**

A Petrobras iniciou nova fase no processo de venda de sua participação no campo de Azulão, na Bacia do Amazonas, em que enviará cartas-convite para potenciais compradores habilitados, que poderão então mandar propostas vinculantes pelo ativo, segundo comunicado da petroleira na noite de segunda-feira. De acordo com a Petrobras, essa fase do processo envolve ainda o envio de orientações para a realização de "due dilligence" pelos eventuais interessados. A companhia anunciou em maio a abertura de um processo para vender 100% de sua participação no campo de Azulão, divulgado pela Petrobras como uma oportunidade para monetizar uma descoberta de gás, inclusive com a possibilidade de construção no local de uma termelétrica a gás natural. (Reuters – 20.06.2017)

### **SCGás: consumo de gás deverá apresentar altos índices até outubro**

A SCGás aponta que os meses de junho e julho deverão apresentar alto consumo do combustível na área de concessão da companhia. De acordo com o presidente da distribuidora, Cosme Polêse, em junho o volume poderá chegar a algo em torno de 1,850 milhão de m<sup>3</sup>/dia. Já em julho, poderá chegar a 1,9 milhão de m<sup>3</sup>/dia. Até outubro, a empresa espera registrar altos índices de consumo de gás. Em maio, a SCGás registrou o maior nível de consumo diários de gás natural na região em 30 meses. O pico de consumo do mês, de 1,98 milhão de m<sup>3</sup> no dia 23/5, foi considerado expressivo para os padrões da companhia. No total, a empresa fechou maio com o volume de distribuição de 56 milhões de metros cúbicos. Desde o começo do ano, a SCGás vem registrando elevações sucessivas

de consumo de gás, comparado com os mesmos meses do ano passado. Em maio deste ano, quando comparado a maio de 2016, a média de consumo subiu 7,8%, além de um crescimento de 4,7% em relação ao consumo de abril. Segundo o executivo, esse indicativo de consumo sugere que a atividade econômica da região possa estar se aquecendo, ainda que não seja observada recuperação econômica propriamente dita. De acordo com ele, o fator clima, com frio na região, também pode ter contribuído com o aumento da demanda por gás. (Brasil Energia – 21.06.2017)

### **Transferência de térmica Sergipe I é autorizada pela Aneel**

A Agência Nacional de Energia Elétrica autorizou a transferência da usina termelétrica Porto de Sergipe I, pertencente a Genpower Participações e a GPE Sergipe Empreendimentos, para a Centrais Elétricas de Sergipe – Celse. O empreendimento a gás natural tem potência instalada de 1.515 MW e está localizado no município de Barra dos Coqueiros, no estado de Sergipe. A térmica foi outorgada à Genpower e à GPE Sergipe em novembro de 2015, e a aprovação da mudança de controle foi solicitada em 5 de maio de 2016. O empreendimento tem contratos de comercialização de energia negociados no leilão A-5 de 2015. (Agência CanalEnergia – 21.06.2017)

### **J&F e a compra da UTE Cuiabá**

Uma usina termelétrica de Cuiabá está no centro do escândalo que levou o presidente Michel Temer a ser investigado pelo crime de corrupção passiva. Foi por causa desse negócio que o grupo de Joesley Batista entregou uma mala com R\$ 500 mil ao ex-deputado Rodrigo Rocha Loures, que está preso. A UTE Cuiabá foi comprada pelo grupo J&F, dono do frigorífico JBS, em 2015, na época em que o Brasil vivia uma das mais severas crises hídricas e os donos de usinas termelétricas ganharam muito dinheiro. O grupo de Joesley entendia que era mais vantajoso operar diretamente a usina do que arrendar para a Petrobras. O grupo de Joesley seguiu com o plano de assumir a usina e rescindiu o contrato de locação com a Petrobras em setembro de 2015. O risco de tirar a Petrobras do negócio era a falta de garantia de fornecimento de gás. A Âmbar, empresa de energia da J&F, assumiu as operações em março de 2016. A J&F foi ao Cade contra a Petrobras em setembro de 2015. Sob o argumento de que a Petrobras é monopolista no fornecimento de gás, o grupo pedia ao Cade para intervir na questão e viabilizar o fechamento de contrato de fornecimento em condições favoráveis. Enquanto o caso corria no Cade, Joesley levou a questão ao presidente Michel Temer em encontro no dia 7 de março, segundo sua delação. O empresário disse que seguiu as negociações sobre o caso com Rocha Loures após a indicação de Temer. A intenção de Joesley era conseguir que os políticos viabilizassem um contrato de longo prazo com a Petrobras para fornecimento de gás. (G1 – 25.06.2017)

### **Aneel autoriza mudança de indexador do combustível da UTE Porto Sergipe I**

A Aneel autorizou a mudança do índice de indexação do preço do combustível da usina termelétrica Porto Sergipe I de Henry Hub para Brent. A alteração foi solicitada pela Genpower Participações, que alegou a existência de erro no processo de cadastramento da usina para o leilão A-5 de 2015. A decisão não altera os contratos de energia negociados pela empresa no certame. Em janeiro de 2015, a Genpower apresentou no cadastramento um acordo de fornecimento de gás com a Sandcastle Petroleum Gas and Energy LLC, com índice de correção Henry Hub. Como não havia autorização formal do governo dos Estados Unidos para que a Sandcastle exportasse Gás Natural Liquefeito para o Brasil, a ANP solicitou a apresentação de um novo termo de compromisso. A mudança foi feita, com a apresentação de um contrato assinado com a Shell International Trading Middle East Limited, indexado como Brent. A alteração aprovada pela agência de petróleo não foi, porém, incluída nos contratos de comercialização de energia firmados pela Genpower no A-5. Ao receber a documentação dos contratos, a empresa pediu a correção, que foi reconhecida pela EPE e pela Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do MME, mas rejeitada pela área técnica da Aneel. A aprovação do pedido foi feita pela diretoria da Aneel nesta terça-feira, 27 de junho. (Agência CanalEnergia - 27.06.2017)

### **Prumo Logística negocia venda de participação na Gás Natural Açú**

A Prumo assinou com a BP e com a Siemens acordos de exclusividade para negociação de participações na controlada Gás Natural Açú (GNA) e suas subsidiárias. A GNA, por meio da subsidiária GNA Infraestrutura, será responsável pelo desenvolvimento dos projetos de infraestrutura do Açú Gás Hub, como um terminal de importação de gás natural liquefeito (GNL), termelétricas a gás e a instalação de uma unidade de processamento de gás natural. A negociação com a BP envolve a compra de 30% de participação na GNA, além da aquisição pela BP de 50% em outra sociedade, que ainda será constituída, responsável pelos contratos de compra e venda de energia. No caso da Siemens, o termo de negociação exclusiva envolve a aquisição de participações de 33% do capital da GNA Infraestrutura, no terminal de importação de GNL e na UTE GNA I. (Valor Econômico - 27.06.2017)

### **Gastrading investirá em projeto de fornecimento de gás para a Baixada Santista**

Gastrading Comercializadora de Energia, investirá cerca de R\$ 5 bilhões no Projeto Verde Atlântico Energia em Peruíbe, que consiste em fornecimento de gás para municípios de Baixada Santista. O projeto é integrado por gasodutos marítimo e terrestre e um terminal GNL, além de uma termelétrica de 1,7 mil MW de capacidade instalada. A usina, projetada para ser instalada em uma área de 30 hectares nas proximidades do Jardim São Francisco e de Caraminguava, poderá fornecer energia elétrica para o equivalente a 1,7 milhão de moradores. Mas a usina está atrelada a um futuro leilão previsto pelo governo para 2018, de acordo com a empresa. Se o licenciamento ambiental for concedido, a usina e o terminal de abastecimento marítimo, além de dutos e sistemas de transmissão, começarão a ser construídos em 2019, com início de operação previsto para 2023.

O projeto utilizará o gás de xisto e derivados, adquiridos no exterior, e aportando em Peruíbe em navios tanques. A empresa abriu mão do gás natural da Petrobras e da Bolívia. O presidente da Lerós Gastrading, Alexandre Chiofetti, explicou que o gás vindo da Bolívia e o fornecido pela Petrobras estaria voltado, majoritariamente, para o abastecimento do mercado das distribuidoras de gás natural. Durante a obra, serão gerados 4.500 empregos diretos e a partir da operação do sistema, haverá a contratação de 412 trabalhadores, com a geração de 2 mil postos de forma indireta. Peruíbe se beneficiará também com o aumento da arrecadação tributária. (Brasil Energia - 26.06.2017)

### **Petrobras: Procuradoria mantém multa de R\$ 1 mi**

A Procuradoria Geral Federal reiterou a decisão do Cade de multar a Petrobras, a White Martins e a GásLocal em R\$ 1 milhão cada pelo descumprimento de uma decisão do órgão de defesa da concorrência de 2015. A decisão não cumprida pelas companhias é fruto de um processo aberto pela Comgás contra as empresas em 2007. A distribuidora acusava as companhias de conduta lesiva à concorrência após a Petrobras conceder subsídios cruzados ao Consórcio Gemini, formado pela própria Petrobras e pela White Martins, para comercializar GNL em 2004. A GásLocal era responsável pela operação da planta de liquefação. Em 2015, o Cade determinou a suspensão dos subsídios e a celebração de um novo contrato, no qual o preço do gás seria determinado de acordo com a mesma política de preços aplicada à Comgás. No entanto, as empresas não cumpriram a decisão e receberam uma multa diária de R\$ 75 mil. Um ano depois, em dezembro de 2016, o Cade recalculou a multa, que já alcançava o valor de R\$ 27 milhões, e reduziu a pena para R\$ 1 milhão. Na época, a Petrobras alegava que não conseguia chegar a um acordo com a White Martins e alertou o Cade de que a companhia estaria adotando postura que inviabilizaria o cumprimento da decisão. As empresas chegaram a um consenso sobre a readequação do preço do gás apenas em abril deste ano. A decisão de manutenção da multa ainda será analisada pela Superintendência do Cade. Procuradas, a White Martins afirmou que não comenta assuntos que estão em juízo. Já a Petrobras não respondeu até o fechamento desta reportagem. (Brasil Energia - 30.06.2017)

### **Petrobras: termelétricas com mais de 200 MW podem participar da venda do campo de gás de Juruá**

Térmicas com capacidade instalada de geração de 200 MW ou empresas que já tenham sido ou que ainda são concessionárias de hidrocarbonetos nas bacias do Solimões ou Amazonas são as liberadas pelas regras do processo de venda do campo de gás natural de Juruá, no Amazonas, informou a Petrobras nesta sexta-feira (30/6). A estatal iniciou a fase vinculante do processo de venda do campo, que faz parte do pacote de desinvestimento em curso. O campo de Juruá localiza-se a 120 quilômetros a oeste do Campo de Urucu e a 725 quilômetros de Manaus, entre os rios Juruá e Tefé. A concessão teve início em janeiro de 2009 e foi outorgada na rodada zero, da ANP, realizada em 1998, com o contrato expirando em 2025. (Brasil Energia - 30.06.2017)

## **Delfin busca oportunidades no Brasil para investir em setor de gás natural**

A Delfin LNG, joint venture recém-formada pela americana Delfin e pela norueguesa Golar, pretende investir entre US\$ 6 bilhões e US\$ 7 bilhões no primeiro projeto de liquefação de gás natural offshore dos Estados Unidos e mira o Brasil como um de seus mercados prioritários. Concebido para exportar o "shale gas" dos EUA, o projeto será instalado no Golfo do México a partir de 2018 e busca oportunidades de negócios no mercado brasileiro, de olho no momento de reabertura do setor, em meio à redução da participação da Petrobras nos principais elos da cadeia da indústria de gás. Diretor-presidente da Luxburg Energy Group, um dos acionistas da Delfin, Fabrício Mitre conta que vem mantendo conversas com distribuidoras de gás canalizado e geradoras interessadas em instalar termelétricas no Brasil. Na avaliação dele, existe, hoje, um "vácuo" no mercado, devido à redução gradual da participação no setor. Mitre acredita que a demanda por gás, para geração de energia, deve crescer no Brasil durante os próximos anos, a medida que a economia for se recuperando. Ele também afirmou que o movimento de abertura da capacidade dos atuais terminais de regaseificação da Petrobras para terceiros é "fundamental" para se conseguir viabilizar novas usinas termelétricas. (Valor Econômico - 03.07.2017)

## **Eneva: antigas usinas MPX Energia da entram na mira do TCU**

O TCU está pedindo informações para a Aneel sobre usinas térmicas da Eneva, antiga MPX. Na semana passada, a agência abriu processo interno para atender ao pedido do tribunal e tem até 7/7 para enviar as informações. O pedido do TCU faz parte de uma auditoria de conformidade no BNDES, que se debruça sobre as participações do BNDESpAr em empresas do antigo grupo EBX, que pertencia ao empresário Eike Batista. Em correspondência enviada à Aneel, o TCU solicita documentos (como autorizações e análises técnicas) envolvendo a compra pela MPX Energia de usinas térmicas que pertenciam ao grupo Bertin, incluindo as novas datas do cronograma das usinas. O tribunal também pede informações sobre a conversão dos projetos de geração de energia elétrica para operação bicomustível. A Bertin entrou no mercado de energia elétrica após vender suas operações no mercado frigorífico para o grupo JBS, de Joesley Batista - outro empresário investigado na Lava-Jato. No pedido, o TCU pede, ainda, as comprovações e documentos apresentados pela antiga MPX para assegurar o combustível para geração de energia, como o contrato de fornecimento. O documento questiona "quais seriam as soluções de suprimento caso o potencial de gás estimado dos poços da Bacia do Parnaíba (sob controle do grupo EBX) não fosse suficiente para suprir a necessidade de combustível em função dos compromissos de geração assumidos". De uma forma geral, pede os cronogramas atualizados e relatórios de fiscalização de todas as usinas em implantação do grupo, entre 2010 e 2016. (Brasil Energia - 03.07.2017)

## **BahiaGás pretende impulsionar política de atração de investimentos e ampliar o uso do gás natural**

A BahiaGás pretende adquirir um volume de até 1 milhão de m<sup>3</sup>/dia, com independência da origem e da quantidade de supridores, conforme chamada pública anunciada no Diário Oficial do estado. O objetivo é diversificar as fontes supridoras, aumentar a confiabilidade no provimento, além da competitividade do gás natural no estado. O presidente da BahiaGás, Luiz Gavazza, disse que o preço da molécula vendida pela Petrobras é considerado mais caro do que o vendido pela Bolívia, levando a companhia baiana a buscar novos fornecedores. O executivo avalia que o estado tem ainda vantagens competitivas com relação ao restante do país. Sobre o volume a ser contratado, Gavazza disse que aceitará negociar com fornecedores com volume menores, desde que seja somado a outros produtores até somar 1 milhão de m<sup>3</sup>/dia ou volumes maiores, desde que o preço seja considerado competitivo. A data inicial para o fornecimento, assim como o ponto onde o ofertante deverá entregar o produto serão negociados com o possível novo supridor. A definição desses tópicos será resultado de estudos que levarão em conta as questões técnicas e operacionais, a viabilidade econômica, além da capacidade das estações de distribuição da companhia. O documento definirá também os requisitos de qualidade do gás fornecido, conforme Resolução nº 16/2008, da ANP. (Brasil Energia – 03.07.2017)

### **BHGE: nova empresa de operações em petróleo e gás**

A GE Oil & Gas, unidade de negócios da norte-americana GE na área de petróleo e gás natural, e a também americana Baker Hughes concluíram nesta segunda-feira a fusão de suas operações, formando a empresa BHGE, informou a GE. O negócio, conforme anunciado em outubro de 2016, criou uma empresa com receitas combinadas de US\$ 32 bilhões e atividades em mais de 120 países. “A nova empresa é a primeira e única a reunir equipamentos, serviços e soluções digitais líderes do setor em todo o espectro de petróleo e gás”, informou a GE, em nota divulgada ao mercado hoje. O presidente mundial da GE, Jeff Immelt, afirmou, em nota, que “a BHGE pode ajudar os clientes a serem mais produtivos em qualquer ciclo, especialmente nos dias de hoje. É um acordo inteligente para todos os nossos clientes, acionistas e funcionários”. Com a transação, a GE passou a deter 62,5% da BHGE, enquanto os acionistas da Baker Hughes ficaram com uma participação de 37,5%. Os antigos acionistas da Baker Hughes também têm direito a um dividendo extraordinário especial de US\$ 17,50 por ação, que será pago em 6 de julho. (Valor Econômico – 03.07.2017)

### **UTE Mauá é autorizada pela Aneel para operação em teste**

A Agência Nacional de Energia Elétrica liberou a UTE Mauá 3 para operação em teste da unidade geradora UG2 de 189,55 MW, a partir de 1º de julho de 2017, segundo despacho publicado pela Aneel na última segunda-feira, 3. A usina está localizada em Manaus (AM). (Agência CanalEnergia – 04.07.2017)

### **Petrobras: parceria com a chinesa CNPC poderá trazer benefícios para os segmentos de óleo e gás**

A Petrobras informou nesta terça-feira (4), em comunicado, que assinou um memorando de entendimentos com a estatal petrolífera chinesa China National Petroleum Corporation (CNPC) para iniciar tratativas referentes a uma parceria estratégica. A partir do memorando, as companhias pretendem avaliar, conjuntamente, “oportunidades no Brasil e no exterior em áreas-chaves de interesse mútuo”. Entre os benefícios, a Petrobras destaca as capacidades e experiências em todos os segmentos da cadeia de óleo e gás, incluindo potencial estruturação de financiamento. “Para a Petrobras, a realização de parcerias é uma estratégia importante do Plano de Negócios e Gestão 2017-2021. As parcerias estratégicas têm como benefícios potenciais o compartilhamento de riscos, o aumento da capacidade de investimentos na cadeia de óleo e gás, o intercâmbio tecnológico e o fortalecimento da governança corporativa”, afirma a empresa na nota. O acordo foi assinado hoje, em Pequim, entre o presidente da Petrobras, Pedro Parente, o vice-presidente da CNPC e presidente da PetroChina, Wang Dongjin. A CNPC é a maior companhia integrada de óleo e gás da China e está presente em 70 países. (Valor Econômico - 04.07.2017)

### **SCGás: repotenciação do gasoduto é uma alternativa para interiorizar a distribuição de gás no Sul**

A SCGás vê como alternativa para interiorizar o fornecimento de gás natural a construção de um gasoduto a partir de Araucária. A medida ajudaria a solucionar uma espécie de estrangulamento do gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol). A proposta corresponderia à repotenciação do gasoduto, segundo o presidente da SCGás, Cosme Polêse. O Gasbol tem capacidade para transportar até 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural, porém, quando chega no hub de conexão, no interior de São Paulo, começam os problemas de abastecimento do gás boliviano para o atendimento da região Sul. O trecho Norte, opera em sua totalidade, com 32 polegadas, mas quando chega ao trecho Sul, o diâmetro do duto fica entre 24 e 16 polegadas, cortando pela metade a capacidade do gasoduto para atender a Santa Catarina, Paraná e Rio Grande do Sul. O esforço da SCGás tem sido o levar adiante a proposta de construção de um terminal de GNL na região, que seria mais viável para disponibilizar o insumo ao interior. Polêse explicou que o estado catarinense fica a uma distância estratégica dos vizinhos Paraná e Rio Grande do Sul. Mas a repotencialização pode esbarrar nas dificuldades de suprimento do gás boliviano. A EPE divulgou recentemente um estudo no qual aponta uma possível impossibilidade do insumo vindo da Bolívia conseguir atender a exportação para o Brasil e para a Argentina e ainda dar conta de sua própria demanda interna. (Brasil Energia - 04.07.2017)

### **Algás registra comercialização de 776 mil m<sup>3</sup> de gás natural em junho**

A Algás registrou em junho seu maior volume de vendas da história da empresa com a comercialização de 776 mil m<sup>3</sup> do insumo até o último dia 29/6. O principal fator que levou a esse resultado da Algás foi a venda para a indústria - a maior parte do gás natural no estado é destinado ao segmento. O diretor presidente da Algás, Arnóbio Cavalcanti, disse que esse aumento aponta para um cenário de

retomada do crescimento da produtividade industrial em Alagoas mesmo diante dos desafios econômicos. (Brasil Energia – 06.07.2017)

### **Petrobras tem intenção de vender sua participação no Campo de Maromba**

A Petrobras divulgou na noite desta quinta-feira a intenção de venda da totalidade de sua participação no Campo de Maromba, na Bacia de Campos. Chamado de “teaser” pela companhia, essa etapa contém as principais informações sobre a oportunidade, os critérios e os objetivos para escolha de compradores. No Campo de Maromba, a estatal, operadora com 70% de participação, e Chevron Brasil Petróleo, detentora de 30%, oferecem conjuntamente 100% dos direitos do ativo, localizado no sudeste da Bacia de Campos. A transação em potencial representa uma oportunidade para desenvolver e monetizar uma descoberta de óleo pesado em águas rasas, próxima aos campos em produção de Peregrino e Papa-Terra. A divulgação está em consonância com o programa de venda de ativos da Petrobras, que foi revisado e aprovado pela diretoria da companhia e está alinhado às orientações do Tribunal de Contas da União (TCU), destacou a estatal. (Valor Econômico – 06.07.2017)

### **MSGás irá ampliar o volume de gás natural fornecido para Fibria em 147%**

A MSGás ampliará o fornecimento do gás natural para a segunda linha de produção da unidade de produção da Fibria, em Três Lagoas, que deverá começar a operar em setembro. Pelos termos do acordo, o volume vendido para a empresa de celulose passará dos atuais 159 mil m<sup>3</sup>/dia para 394 mil m<sup>3</sup>/dia, o que representa um crescimento de 147%. O gás natural virá da Bolívia por meio do gasoduto Bolívia-Brasil e será utilizado nos processos do Forno de Cal e Caldeira de Recuperação da segunda linha de produção de celulose da companhia. A primeira linha de produção de celulose da empresa já utiliza gás natural fornecido pela companhia de gás do estado desde 2008. (Brasil Energia – 12.07.2017)

### **Térmica Asja Sabará é liberada pela Aneel para operação comercial**

A Agência Nacional de Energia Elétrica liberou a usina termelétrica Asja Sabará para operação comercial das unidades geradoras UG3 e UG4, totalizando 2.852 kW, segundo despacho publicado pela Aneel nesta quarta-feira, 12 de julho. A usina está localizada no município de Sabará (MG). Já as eólicas Delta 3 IV e Ventos da Bahia VIII foram autorizadas pela Aneel a operar em regime de testes as respectivas unidades geradoras UG3 a UG6, totalizando 9,2 MW, e UG1 a UG9, totalizando 2,7 MW. A EOL Delta 3 IV fica no município de Barreirinhas (MA) e a EOL Ventos da Bahia VIII em Mulungu do Morro (BA). (Agência CanalEnergia – 12.07.2017)

### **Gás Energy: Mercado de gás não é considerado tema prioritário na agenda governamental**

A análise do diretor Técnico da Gás Energy, Rivaldo Moreira Neto, é que o setor do gás natural poderia ter do governo tratamento semelhante ao setor elétrico, com a elaboração da proposta de aprimoramento do marco legal. Exemplo disso está no compasso de espera do mercado pelo que o governo fará com as contribuições e discussões envolvidas no programa Gás para Crescer. O diretor espera que a discussão evolua para um Projeto de Lei (PL), embora acredite que o formato de uma Medida Provisória (MP) será mais benéfica para o setor. Mas o modelo da nota técnica para mudança no marco regulatório do setor elétrico poderia servir de base para discussões sobre o mercado de gás. Segundo Moreira, o mercado do gás ainda está dependente de uma boa atuação do setor elétrico, uma vez que parte da oferta do insumo é destinada para a geração de energia elétrica. O analista explicou ainda que as discussões recaíram sobre alguns pontos considerados importantes para o setor como o acesso à infraestrutura de transporte do gás e a distribuição e o papel das distribuidoras de gás. Para ele, o governo já passou por uma exaustiva contribuição por parte da sociedade sobre os pontos necessários ao aprimoramento do setor. As discussões sobre o Gás para Crescer trouxeram à tona diversas questões como o compartilhamento da infraestrutura, para permitir que agentes independentes possam levar sua produção até o consumidor. (Brasil Energia – 13.07.2017)

### **Copergás irá expandir sua rede de distribuição e investe R\$ 28,5 mi**

A Companhia Pernambucana de Gás Natural (Copergás) pretende expandir sua rede de distribuição na Zona Norte do Recife, com a conclusão dos gasodutos da região. Isso permitirá que novos clientes residenciais e comerciais sejam conectados ao sistema, elevando em quase 50% sua carteira atual. Com investimentos de R\$ 28,5 milhões, o projeto de expansão permitirá a inclusão de 13 mil novos clientes, tanto no residencial quanto no comercial. Nos dois segmentos, atualmente, a empresa conta com 28 mil consumidores. Hoje em dia, o volume de gás natural distribuído entre os clientes da Copergás chega a uma média de 17,5 mil m<sup>3</sup>/dia e com a conclusão da obra, haverá um acréscimo de 8,7 mil m<sup>3</sup>/dia, chegando a 26,2 mil m<sup>3</sup>/dia. A previsão da Copergás é que a construção dos dutos seja concluída até o fim do ano que vem. O projeto está sendo realizado em três etapas: a construção do Bolsão Zona Norte 1, que abrange os bairros da Madalena e Torre, e do Bolsão Zona Norte 2, que inclui Espinheiro, Graças, Jaqueira, Aflitos, Rosarinho e Encruzilhada. Esse processo está em fase de conclusão e o abastecimento de gás natural terá início em setembro deste ano, a partir da instalação de Estações Redutoras de Pressão (ERPs). Já o Bolsão Zona Norte 3, última fase do projeto, que contemplará os bairros de Casa Forte, Apipucos, Monteiro, Casa Amarela, Parnamirim, Tamarineira, Prado e Torreão terá obras iniciadas em outubro, com término previsto para o segundo semestre de 2018. (Brasil Energia – 13.07.2017)

### **Shell coloca à venda sua participação na Comgás**

A multinacional Shell pôs à venda sua participação de 17,12% na Comgás, apurou o Estado com duas fontes a par do assunto. O valor da participação minoritária da petroleira no negócio de gás canalizado é estimado em cerca de

R\$ 1 bilhão. Fontes afirmaram que a companhia tem até o terceiro trimestre deste ano para exercer o direito de venda de sua fatia no negócio. A Cosan, do empresário Rubens Ometto Silveira Mello, é controladora da companhia, com 62,66% de participação. O restante das ações da empresa é negociado no mercado. Ontem, o valor de mercado da empresa de gás canalizado fechou a R\$ 5,7 bilhões, segundo a Economática. Segundo uma pessoa familiarizada com o assunto, a fatia da Shell chegou a ser oferecida para o fundo de investimento Temasek, do governo de Cingapura, que avaliou o negócio, mas não teve interesse em adquirir a participação da companhia. Procurada pela reportagem, a Shell informou, por meio de sua assessoria, que não comenta sobre o status de ações e acordos comerciais potenciais ou em andamento. Comgás, Cosan e Temasek também não se manifestaram sobre o tema. (O Estado de São Paulo – 14.07.2017)

### **Shell e Cosan iniciam negócios para fechar permuta de ações da Comgás**

A Shell e o grupo Cosan já iniciaram conversações para fechar, em breve, um acordo de permuta das ações que a petroleira anglo-holandesa detém na distribuidora de gás natural Comgás por uma fatia do capital da companhia controlada por Rubens Ometto. O direito da Shell de converter essas ações foi acertado com a Cosan já em 2012, no momento da venda do controle da Comgás ao grupo brasileiro. E deveria ocorrer até o fim do quinto ano, a contar da data do negócio. O acordo prevê essa permuta caso os 17,12% de capital social remanescente não fosse adquirido por outro investidor ou se a Shell decidisse sair do ativo. Haverá um mecanismo de ajuste no preço, o que tornará o valor da transação inferior ao R\$ 1 bilhão estimado hoje para os papéis em poder da petroleira. Segundo apurou o Valor, a Cosan vai receber da Shell, conforme acerto entre as partes, montante que pode superar R\$ 200 milhões. Essa conta de ajuste inclui dividendos pagos pela distribuidora de gás, que serão reembolsados à vista pela petroleira. Na sexta-feira, o valor de mercado da Comgás na B3 era de R\$ 5,698 bilhões, com a ação cotada a R\$ 47,13. Já o valor de Cosan, no fechamento, chegou R\$ 14,48 bilhões, com a ação a R\$ 35,50. Em nota a clientes, a equipe de análise do BTG Pactual afirmou que a Shell tem até setembro para se desfazer de sua fatia na distribuidora de gás, recebendo em troca 30.917.231 ações da Cosan. (Valor Econômico – 17.07.2017)

### **Norte Energia: companhia tenta usar contrato de térmica da Bolognesi**

A Norte Energia, concessionária da hidrelétrica de Belo Monte, no rio Xingu (PA), está tentando uma saída "criativa" para o impasse referente à sua fatia de 20% descontratada, originalmente destinada ao mercado livre. A ideia é migrar o contrato de compra de energia (PPA, na sigla em inglês) da termelétrica Rio Grande (RS), da gaúcha Bolognesi, para contratar essa energia. A Norte Energia apresentou na semana passada uma consulta à Aneel, para verificar se será possível fazer a migração. Na prática, se permitida pela Aneel, a operação concretizará uma junção de interesses. A concessionária de Belo Monte tem a energia, mas não tem o contrato. Já a Bolognesi tem a obrigação de cumprir o contrato, mas não conseguiu construir a usina. Se a agência reguladora der o aval,

as negociações devem progredir, apurou o Valor com fontes próximas da negociação. A Bolognesi tem até 31 de agosto para resolver o problema dessa termelétrica, cujas obras não saíram do papel. Se não o fizer, está sujeita a punição pela Aneel, na forma de uma pesada multa, por exemplo. As duas companhias têm pressa. O problema da Norte Energia é que a contratação dessa fatia de 20%, que seria destinada ao mercado livre e ainda não foi negociada, é condição primordial para que o BNDES libere a parcela de R\$ 2 bilhões do financiamento firmado para a construção da hidrelétrica. Enquanto não ocorre a liberação desse empréstimo, que é a última parcela do financiamento, os sócios da hidrelétrica têm feito aportes mensais para tocar as obras, já atrasadas. (Valor Econômico – 18.07.2017)

### **Norte Energia: Migração de Bolognesi pode fazer com que usina deixe de ser construída**

Se a migração do contrato da usina Rio Grande (RS), da Bolognesei, para a Norte Energia der certo, isso significa que a termelétrica, que seria a gás natural liquefeito (GNL), não vai ser construída, e nem o terminal de regaseificação do GNL que a Bolognesi havia se comprometido a fazer. A consulta que a Norte Energia fez à Aneel também trata das possíveis penalidades a que a Bolognesi estaria sujeita por não entregar as obras. Isso é determinante para que o grupo gaúcho aceite ou não uma operação com a controladora de Belo Monte. O Valor apurou ainda que essa não é a única saída vislumbrada pela Bolognesi. A companhia segue negociando o projeto com outros dois compradores. Recentemente, a companhia gaúcha conseguiu transferir o contrato de outra termelétrica, a Novo Tempo (PE), de 1,2 GW, para a Prumo. Procuradas, a Norte Energia não se manifestou até o fechamento desta edição, e a Bolognesi não quis comentar o assunto. (Valor Econômico – 18.07.2017)

### **SCGás prepara projeto de distribuição de gás para a UFSC**

A Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) terá um projeto de geração distribuída a gás natural em parceria com a SCGás que prevê a instalação de sistemas de cogeração para atender ao hospital universitário, à biblioteca e às salas de aula. Um acordo de intenções já foi assinado e a expectativa é que o projeto seja colocado em prática quando o governo federal liberar recursos para a execução, no valor aproximado de R\$ 15 milhões. O engenheiro Ivan Rocha, que lidera os projetos de Geração Distribuída na SCGás, disse que a empresa agora se dedica a fazer um levantamento detalhado com a universidade para obter informações sobre as necessidades do campus. O professor Edson Bazzo, chefe do Departamento de Engenharia Mecânica da universidade, disse que esse projeto está inserido no contexto de um outro maior, de eficiência energética que também inclui a instalação de painéis fotovoltaicos no campus para aproveitamento de energia solar. A ideia é suprir a necessidade energética do campus, atendendo às necessidades de geração elétrica para aquecimento de água e climatização das salas de aulas, entre outras. A parceria com a universidade catarinense é um dos projetos de geração distribuída a gás que a SCGás tem em carteira. De acordo com Rocha, existem estudos junto a 41 clientes,

desde empresas de grande porte até consumidores considerados de pequeno porte. Ele estima que até o fim deste ano, pelo menos dez projetos devam sair do papel. (Brasil Energia – 18.07.2017)

### **SCGás registra 2,01 milhões de m<sup>3</sup>/dia de consumo de gás em junho**

A SCGás registrou em junho um dos maiores picos diários de consumo, com 2,01 milhões de metros cúbicos (m<sup>3</sup>/dia), no último dia 19/6, próximo ao recorde de 2,11 milhões de m<sup>3</sup>/dia, registrado em 2013. Apesar disso, a companhia registrou prejuízo financeiro de R\$ 4,5 milhões no mês. No acumulado do ano, a distribuidora tem um prejuízo total de R\$ 23,5 milhões. A receita bruta arrecadada pela concessionária, relativa ao volume de gás natural consumido no estado em maio foi de R\$ 50,6 milhões. A média de consumo se manteve praticamente estável entre maio e junho, com 1,852 milhão de m<sup>3</sup>/dia e 1,848 milhão de m<sup>3</sup>/dia respectivamente. O destaque é o consumo diário do segmento industrial, que com média de 1,564 milhão de m<sup>3</sup>, considerado como o melhor desempenho para o mês de junho desde o início do fornecimento de gás natural em Santa Catarina. Em junho, a companhia foi responsável pela distribuição de 55,5 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural e foram feitas ligações de seis novos empreendimentos à rede catarinense. (Brasil Energia – 18.07.2017)

### **PBGás procura novas aplicações para ampliar consumo de gás natural**

A PBGás está estudando novas aplicações para o gás natural, para incentivar a ampliação do consumo. Entre as ações, a empresa busca sinergia com os agentes de mercado para tentar viabilizar o plano. De acordo com o diretor administrativo financeiro da companhia, Giovane Rosa, a cogeração e a geração distribuída são nichos de mercado que tem demanda reprimida e grande potencial de desenvolvimento de novos projetos. Em julho, representantes da companhia participaram do fórum nacional promovido pela Abegás sobre climatização e cogeração, no Rio de Janeiro, visitaram a empresa de soluções integradas de energia Ecogen Brasil e projeto de cogeração na fábrica de pneus Levorin, em São Paulo. Na pauta, a busca por alternativas para geração elétrica a partir do gás. Para o gerente de Mercado Industrial e Automotivo, Alairson Gonçalves Filho, para toda aplicação que envolve aquecimento, resfriamento ou movimento e para geração da energia elétrica, o gás pode ser considerado uma alternativa viável para indústrias, comércios e condomínios, seja por sua versatilidade ou pela sua competitividade. “Sua utilização na geração de energia elétrica pode reduzir custos operacionais, conferir uma ótima qualidade, pois a energia gerada com gás natural é mais estável, sem oscilações ou interrupções”, comenta. (Brasil Energia – 19.07.2017)

### **Compagás registra fornecimento residencial de 31,6 mil m<sup>3</sup>/dia de gás em junho**

A Compagás registrou no mês de junho o maior volume de gás fornecido ao mercado residencial no ano, reflexo do aumento do uso do gás para aquecimento das casas, com a chegada do inverno, considerado rigoroso no Paraná, com

relação ao restante do país. No segmento, a companhia registrou a marca de fornecimento de 31,6 m<sup>3</sup>/dia. No acumulado do primeiro semestre do ano, o volume de gás fornecido às residências cresceu 14% em relação aos seis primeiros meses do ano passado. A média do semestre foi de 22,7 mil m<sup>3</sup>/dia. Desde o começo do ano, a distribuidora paranaense registrou a ligação de 43 prédios residenciais, o que representa a entrada de mais 1.564 domicílios na rede de clientes atendidos pela companhia. Ao todo, 777 edifícios são atendidos pela rede, o que totaliza mais de 37 mil unidades residenciais. O número continua a se expandir. Nesta quarta-feira (19/7), a empresa paranaense informou ter assinado contrato com cinco empreendimentos residenciais de Curitiba. No total, serão 71 apartamentos e 11 casas de um condomínio com o combustível canalizado e medição individual. Atualmente, mais de 20 bairros da capital paranaense são atendidos pela rede de distribuição e a companhia está com obras de expansão da rede residencial nos municípios de Araucária e Ponta Grossa. (Brasil Energia - 19.07.2017)

### **Compagás fecha contrato com novos consumidores**

Além do consumo residencial, a Compagás também fechou contrato com novos consumidores dos segmentos comercial e industrial. Na parte comercial, a distribuidora passa a contar com mais três clientes e na industrial, outras três indústrias passaram a integrar a rede da companhia. Os novos consumidores comerciais têm um volume contratado de mais de 2 mil m<sup>3</sup>/mês de gás natural. Atualmente, é fornecido gás aos cerca de 460 clientes do segmento comercial um total mensal de 500 mil m<sup>3</sup> do combustível. Já as indústrias que passaram a integrar a rede são Coplac, a Allnex e a Pães Carelli. De acordo com a Compagás, o fornecimento de gás natural à Allnex foi viabilizado pelo projeto de expansão da empresa que construiu mais 75 km de rede interligando os municípios de Ponta Grossa, Carambeí e Castro. Em Ponta Grossa, o novo duto interligou a rede existente no município até Castro, viabilizando o atendimento a mais empresas da região. Com estes novos consumidores, a distribuidora passa a contar com mais de 170 indústrias que consomem o gás natural para diversos fins industriais, como matéria-prima, para cogeração e geração de energia elétrica. Juntas, estas empresas consomem cerca de 1,3 milhões de m<sup>3</sup> diários do insumo. (Brasil Energia - 19.07.2017)

### **Petrobras tenta arquivar processo movido pela Âmba Energia**

A Petrobras e a Âmba Energia, empresa controlada pelo grupo J&F iniciaram nesta semana um novo capítulo da disputa referente ao abastecimento de gás para a geração de energia em uma termelétrica em Mato Grosso (MT). O Valor teve acesso a uma petição apresentada pela petroleira ao Cade pedindo que o órgão antitruste archive o processo movido pela Âmba contra a Petrobras por monopólio na venda do gás natural para geração de energia elétrica. Depois que veio à tona o envolvimento da J&F na tentativa de influenciar o Cade, a Petrobras rescindiu o contrato de fornecimento de gás com a Âmba Energia e passou a se concentrar em tentar derrubar o processo. A estatal argumenta que a Âmba tentou "instrumentalizar o poder público aos seus interesses" ao apresentar

representações à autarquia "na tentativa de viabilizar empreendimento termelétrico de duvidosa sustentabilidade econômica." A disputa em questão se refere ao fornecimento de gás para a termelétrica de Cuiabá, de 480 MW de potência, que é representada como EPE. O principal problema entre as duas partes, é que a Petrobras tem a prioridade no fornecimento de gás com a Bolívia, e a termelétrica acaba dependendo da compra de gás da estatal. Procurada, a Petrobras preferiu não se manifestar. A direção da Âmbar também não comentou. (Valor Econômico – 21.07.2017)

### **BNDES irá contratar consultorias para avaliar privatização da Copergás e MSGás**

O BNDES vai contratar consultorias especializadas para estudar a viabilidade de privatização da Copergás e da MSGás, informou o banco nesta sexta-feira (21/7). A abertura das propostas está prevista para 10 e 11/8, respectivamente. Caso sejam concretizadas, serão as duas primeiras distribuidoras de gás a serem privatizadas desde que o banco abriu frente específica para a desestatização. As consultorias devem apresentar propostas para execução de dois serviços: avaliação técnico-financeira sobre a desestatização das empresas; e a avaliação econômico-financeira, e serviços jurídico, contábeis, técnico-operacionais e outros serviços profissionais especializados. Para a execução da avaliação técnico-financeira, será exigido que a empresa tenha patrimônio líquido ou capital social de pelo menos R\$ 207 mil. Já para concorrer à avaliação econômico-financeira, deverão apresentar patrimônio líquido ou capital social de R\$ 1,4 milhão, no caso da distribuidora pernambucana, e de R\$ 1,322 milhão, no caso da empresa do Mato Grosso do Sul. A contratação das consultorias será por pregão eletrônico e poderão participar empresas cadastradas e habilitadas parcialmente no Sistema de Cadastramento Unificado de Fornecedores (Sicaf), do Ministério do Planejamento. (Brasil Energia – 21.07.2017)

### **Tecnogera: Empresa faz parceria com a Comgás para aluguel de geradores**

A Tecnogera fechou uma parceria com a Comgás para a locação de geradores a gás destinados a todos os condomínios que fazem parte da rede de distribuição Comgás. A área de cobertura envolve toda a Região Metropolitana de São Paulo, a Região Administrativa de Campinas, Baixada Santista e Vale do Paraíba. Pela parceria, a Comgás passa a disponibilizar geradores de energia a gás em seu portfólio de aplicações, que já oferece aquecedores de ambientes, piscinas, churrasqueiras, sauna, Spa, ar condicionado, secadoras, lareira, entre outros. Durante o atendimento aos seus clientes, assim que a Comgás identificar a necessidade de uso de geradores nos condomínios, a demanda será enviada à Tecnogera, que fará a proposta de locação. O modelo de aluguel proposto pode durar até 5 anos e no final do período, o gerador passa a ser do condomínio. De acordo com Abraham Curi, CEO da Tecnogera, a parceria com a Comgás é muito estratégica. Segundo ele, mesmo tendo a frota de geradores a diesel mais nova do país e que consome menos combustível gerando a mesma quantidade de energia, oferecer geradores que funcionem a gás já era uma meta da empresa. (Agência CanalEnergia – 24.07.2017)

## **Parceria com a Comgás irá trazer vantagens para condomínios atendidos**

Para os condomínios atendidos pela Comgás, a vantagem da locação dos geradores movidos a gás vai além da menor emissão de ruídos e poluentes, mas envolve também um menor custo de manutenção e a garantia de funcionamento de elevadores, portões automáticos e iluminação das áreas comuns do prédio em caso de interrupção da energia fornecida pela concessionária. Podendo se estender para áreas privativas, fornecendo energia para todas as unidades do condomínio, se necessário. Por funcionarem a gás, os geradores não requerem a manutenção de reservatórios de combustível por funcionários do condomínio, o que elimina a insalubridade neste processo. Segundo Abraham Curi, CEO da Tecnogera, atualmente cerca de 9% do mercado de geradores é movida com esse tipo de combustível, contra 87% a diesel. Mas ele lembra que os percentuais devem se equilibrar com o passar dos anos, já que as restrições legais e ambientais aos combustíveis fósseis são cada vez maiores. Outro dado que fortalece o uso de geradores de energia a gás está na expectativa de crescimento da capacidade instalada nesta modalidade de motor. A capacidade instalada, que fechou 2015 com 12,9 GW, deverá chegar a 26,3 GW até 2024. (Agência CanalEnergia – 24.07.2017)

## **Comgás oferecerá aluguel de geradores a gás natural**

A Comgás passará a oferecer para seus clientes residenciais e comerciais o aluguel de geradores a gás natural, com um consumo de 280 m<sup>3</sup> por MWh, em parceria com a Tecnogera. O diretor de América Latina da Tecnogera, Jorge Moreno, afirma que o gerador será praticamente customizado, instalado de forma a atender as especificidades de cada situação. “Cada caso irá demandar uma solução”, disse. Moreno explicou que o consumidor que tiver necessidade, entrará em contato com a distribuidora. A partir disso, uma equipe composta por funcionários da Comgás e da Tecnogera vai ao local da demanda fazer uma avaliação e verificar qual tipo de gerador será instalado. O modelo de aluguel proposto pode durar até cinco anos e, no final do período, o gerador passa a ser do condomínio. O diretor disse que, caso o consumidor já possua um equipamento mais antigo, este terá seu valor avaliado e poderá ser utilizado para abater do preço final na aquisição de um novo, movido a gás. Por funcionarem a gás, os geradores não requerem a manutenção de reservatórios de combustível por funcionários do condomínio, o que elimina a insalubridade neste processo. Sobre o potencial do uso de geradores de energia a gás, a capacidade instalada fechou o ano de 2015 com 12,9 GW, deverá chegar a 26,3 GW até 2024. (Brasil Energia – 25.07.2017)

## **CGTEE: Aneel mantém multa de R\$ 2,4 mi**

A Aneel decidiu nesta terça-feira (25/7) manter a multa aplicada à Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE), no valor de R\$ 2,4 milhões, por irregularidades no Sistema de Coletas de Dados Operacionais para a Conta de Desenvolvimento Energético (SCDCDE) referentes às usinas termelétricas Presidente Médici e Candiota III, no Rio Grande do Sul. A estatal havia entrado

com recurso contra o auto de infração lavrado pela Superintendência de Fiscalização de Serviços de Geração (SFG), aplicada em 1º/6 deste ano. Em seu relatório, ao diretor Reive Barros explica que a penalidade havia sido aplicada por inconsistências na constatação de valores de combustíveis primário e secundário diferentes do que consta no SCDCDE. Após a aplicação da multa, a CGTEE, subsidiária térmica da Eletrobras, entrou com recurso administrativo, em 20 de junho, com pedido de efeito suspensivo contra a penalidade. No documento, a empresa informou que as irregularidades ocorriam devido à divergências na metodologia de cálculo do estoque realizado pela agência reguladora em comparação com a metodologia da própria CGTEE, devido à supostas distorções nos cálculos da Aneel. Mas o diretor da Aneel, ao analisar o recurso da empresa, informou não ter razões para mudar a decisão da SFG e a alegação apresentada pela CGTEE foi considerada insuficiente pelo diretor, que assim decidiu manter a multa aplicada pela SFG. (Brasil Energia – 25.07.2017)

### **Prumo Logística: Construção de térmica no Porto do Açú será iniciada em 2018**

A Prumo Logística prevê começar a construção de uma enorme termelétrica no Porto do Açú no início do próximo ano, enquanto busca concluir negócios importantes antes de seus concorrentes e estar pronta para uma retomada da economia brasileira. Em entrevista à Reuters, o presidente da Prumo, José Magela, afirmou que o começo das obras da primeira usina do porto, de 1,2 gigawatt de capacidade instalada, depende ainda da resolução de alguns desafios regulatórios. O empreendimento foi adquirido em junho junto à Bolognesi Energia, que não teve recursos para a construção. O início de operação da unidade está previsto para 2020. "Há um processo regulatório para fazer isso e, obviamente, você sabe que dependemos muito das agências reguladoras." Afirmou Magela. A Bolognesi havia estimado que os investimentos necessários para a implementação da termelétrica Novo Tempo seriam de cerca de 3 bilhões de reais. A Prumo ainda não anunciou novas estimativas. Magela disse ainda que a Prumo não tem interesse na eventual aquisição de um segundo projeto da Bolognesi, que tem buscado compradores para uma termelétrica semelhante à usina Novo Tempo. A Novo Tempo fará parte do desenvolvimento do Açú Gas Hub, que tem como objetivo oferecer uma solução logística para a comercialização e consumo de gás natural e seus produtos. (Reuters – 25.07.2017)

### **MME autoriza AES a importar gás da Argentina para atender termelétrica no RS**

A unidade brasileira da elétrica norte-americana AES vai exportar energia para a Argentina por meio de sua termelétrica de Uruguaiana, no Rio Grande do Sul, disse a empresa à Reuters nesta quarta-feira, após receber autorização do governo brasileiro para importar do país vizinho o gás natural para abastecer a usina. O Ministério de Minas e Energia autorizou a AES Uruguaiana, que controla a usina, a importar até 2,8 milhões de m³ de gás natural argentino por dia, com validade por dois anos, segundo portaria no Diário Oficial da União desta quarta-feira. A AES também tem negociado com a estatal argentina Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) para viabilizar o acionamento de

Uruguaiana, uma usina que parou de operar de forma contínua em 2009, mas chegou a ser acionada de maneira emergencial em 2013, 2014 e 2015. Com cerca de 640 megawatts, Uruguaiana foi inaugurada pela AES em 2000, mas precisou deixar de gerar a partir de 2009, devido a uma escassez de gás na Argentina que deixou a usina sem um contrato firme de suprimento do combustível para operar. Segundo a portaria do Ministério de Minas e Energia, a AES deverá apresentar à ANP relatórios mensais sobre as operações realizadas. (Reuters – 26.07.2017)

### **Privatização da MSGás e da Copergás pelo BNDES deve sair em 2018**

O processo de privatização das primeiras distribuidoras de gás, a MSGás e da Copergás, pelo BNDES, deve sair até o terceiro trimestre do ano que vem, após a realização dos estudos de viabilidade dos processos pelas consultorias que serão contratadas pelo banco e das discussões do modelo de concessão. A informação é do chefe do Departamento de Desestatização do banco de fomento, Fernando Camacho. Nos dias 10 e 11 de agosto, deverão ser definidas as empresas responsáveis pelos estudos de viabilidade das privatizações de ambas as distribuidoras. Camacho explica que a tendência é que a formação dos consórcios seja no formato padrão, com a participação de três empresas: uma que será responsável pela modelagem financeira do negócio, uma do setor de gás e um escritório de advocacia, que ficará responsável pela parte legal. Após essa definição, a viabilidade será discutida ao longo de seis meses e o processo de licitação em si deve ser discutido em mais seis meses, com realização dos processos de consultas públicas e de análise pelos tribunais de contas dos respectivos estados. Então, esse processo será concluído entre o segundo e o terceiro trimestre de 2018. (Brasil Energia – 26.07.2017)

### **GasBrasiliiano prevê construção de gasoduto até segunda metade de 2018**

A GasBrasiliiano investirá R\$ 60 milhões na construção de 82 km de rede de gás natural para atender aos consumidores industriais de Catanduva, interior de São Paulo. Na primeira etapa do projeto, a empresa alocará cerca de R\$ 5,4 milhões. A previsão da concessionária é concluir a implantação da rede até o segundo semestre de 2018. A primeira etapa das obras deve ser concluída em até 90 dias. A engenharia envolvida no projeto compreende também uma futura expansão da rede para São José do Rio Preto. O diretor-presidente da GasBrasiliiano, Walter Fernando Piazza Júnior, disse à Brasil Energia que desde o último dia 17/7 já foi construído 1,4 km da rede de distribuição, que irá atender inicialmente sete clientes industriais e um posto de abastecimento de GNV. (Brasil Energia – 27.07.2017)

### **Estatal boliviana irá se reunir com Petrobras para normalizar envio de gás ao Brasil**

O volume de gás boliviano comprado pela Petrobras, da ordem de 15 milhões de m<sup>3</sup>/dia, tem preocupado as autoridades do país vizinho. O presidente da estatal boliviana YPFB, Oscar Barriga, informou que deverá se reunir com executivos da

petrolífera brasileira para definir a normalização do envio de gás ao Brasil. Barriga diz que a oscilação no envio do insumo preocupa os bolivianos, de acordo com matéria do jornal boliviano La Razón. “Não podemos, em um dia, enviar 15 milhões de m<sup>3</sup> e, no dia seguinte, chegar a mandar 25 milhões de m<sup>3</sup> ou 28 milhões de m<sup>3</sup>, reclamou o presidente da YPFB. Como a demanda por termelétricas no Brasil tem diminuído do ano passado para cá, o envio de gás natural tem sido de aproximadamente 15 milhões de m<sup>3</sup>/dia, quando o contrato do gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol) permite a compra, por parte do Brasil, de até 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Daqui a dois anos, vence o contrato da Petrobras com a Bolívia e muito tem sido dito sobre uma possível redução dos volumes. Estudo da EPE, divulgado no mês passado, indicou uma possível redução do volume comprado, justamente para 15 milhões de m<sup>3</sup>/dia, porque as reservas bolivianas não seriam suficientes para atender ao mercado brasileiro, ao argentino e também à demanda interna. Barriga disse também que a YPFB está desenvolvendo satisfatoriamente seu plano de exploração para garantir a incorporação de 85 bilhões a 113 bilhões de m<sup>3</sup> de gás e garantir a venda dos volumes nos atuais patamares. (Brasil Energia – 27.07.2017)

### **GasBrasiliiano: construção de gasoduto será executada em três etapas**

A construção do gasoduto que ligará Itápolis a Catanduva será executada em 3 etapas. A primeira etapa abrange um sistema local que atenderá o distrito industrial do município e encontra-se em andamento, prevendo a construção de aproximadamente 10,5 km de rede de distribuição de gás, abastecida por gás natural comprimido (GNC). A segunda etapa do projeto, refere-se ao trecho de extensão de aproximadamente 56 km de rede que interligará Itápolis e Catanduva, integrando a rede construída na primeira etapa ao gasoduto principal da distribuidora. Por fim, a terceira etapa inclui a expansão da rede dentro do município, permitindo a ampliação dos serviços de distribuição do gás natural canalizado em todos os distritos industriais. A rede que interligará Itápolis a Catanduva foi dimensionada de forma a possibilitar ainda a expansão futura para São José do Rio Preto, município que está nos planos de expansão da GasBrasiliiano para os próximos anos. A concessionária de distribuição de gás natural atua em 30 municípios, atendendo outros cinco com GNC, somando mais de 15 mil clientes que consomem em média 870 mil m<sup>3</sup>/dia. Em maio, a companhia atingiu a marca de 1 mil km de rede, com a obra de expansão entre Ribeirão Preto e Cravinhos. No trecho, foram construídos um total de aproximadamente 13,5 Km de rede, sendo 11,5 Km em aço e 2 km em polietileno. O investimento total na obra foi de aproximadamente R\$ 6 milhões. (Brasil Energia – 27.07.2017)

### **Petrobras: Estatal divulga oportunidades de desinvestimentos em 7 conjuntos de campos**

A estatal Petrobras informou ter iniciado a etapa de divulgação de oportunidades de desinvestimentos para cessão da totalidade de seus direitos de exploração, desenvolvimento e produção em sete conjuntos de campos em águas rasas, segundo comunicado divulgado pela empresa nesta sexta-feira. As

oportunidades, que totalizam 30 concessões, estão localizadas nos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Sergipe, Rio de Janeiro e São Paulo, segundo a companhia. Segundo a empresa, a parcela da estatal na produção média de petróleo e gás no primeiro semestre de 2017 nesses campos a serem desinvestidos foi de 73 mil barris de óleo equivalente por dia. A Petrobras é operadora de todas as concessões, com 100 por cento de participação, com exceção das concessões de Pescada e Arabaiana, no Rio Grande do Norte, onde a estatal detém 65 por cento da operação em parceria com a Ouro Preto Óleo e Gás. Por isso, segundo a estatal, a inclusão dessas concessões na oportunidade de desinvestimento do Polo Rio Grande do Norte Mar dependerá do exercício do direito de preferência do parceiro. (Reuters – 28.07.2017)

### **Governo de Santa Catarina afirma que não quer vender ações da SCGás**

O governo do estado de Santa Catarina voltou a descartar nesta sexta-feira (28/7) que a SCGás possa ser incluída na lista de distribuidoras de gás natural candidatas a privatização. Em férias, o presidente da distribuidora, Cosme Polêse, disse que atualmente não há qualquer movimento de venda das ações da companhia, segundo comunicado à imprensa. Polêse alegou que a empresa é lucrativa e que não opera com orçamento governamental, embora o estado de Santa Catarina seja principal acionista da companhia, por meio da Celesc. Também têm participações na companhia a Mitsui, a Gaspetro e a Infragás. A SCGás já vive um momento complexo no que diz respeito a sua composição acionária. O TCE e a Vara da fazenda Pública de Santa Catarina questionam a distribuição das ações da companhia e ainda discute alguns pontos do contrato de concessão, válido até 2044. Duas distribuidoras de gás serão privatizadas no ano que vem: a MSGás e a Copergás, que já teve o edital para a contratação de consultorias lançado no dia 20 deste mês. O BNDES informou que além destes, outros cinco estados são considerados dentro do plano de privatizações das companhias estaduais. (Brasil Energia – 28.07.2017)

### **Térmica Sepé Tiaraju aguarda por maior fornecimento de gás natural**

A usina termelétrica Sepé Tiaraju, atualmente usa mais óleo do que gás natural, o combustível de origem da unidade. O índice de uso do combustível OCTE é de 90% do tempo, enquanto a utilização de gás é de somente 10%. No cerne dessa questão está a dificuldade em levar gás natural para a unidade, localizada no Rio Grande do Sul. O gerente da usina, Adib Abdalla Kurban, disse que alternativas poderiam ser consideradas para levar mais gás para a região, inclusive por meio do GNL, mas lembrou que, qualquer que seja a saída para abastecer o Sul com mais gás, demanda tempo. O Gasbol, um dos principais dutos de abastecimento da região sofre com redução de sua capacidade até chegar a Porto Alegre. No trecho Norte, de Corumbá (MS) até Paulínia (SP), o duto chega em sua total capacidade, de até 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Mas depois de Paulínia, sofre com redução do diâmetro, reduzindo o volume máximo para 12,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Essa carência de gás é que o faz com que empresas da região Sul estejam se mobilizando para ampliar a capacidade de abastecimento, considerando até a construção de uma planta de regaseificação de GNL. Apesar disso, a usina

consegue manter elevado seu índice de eficiência, em aproximadamente 56%, graças à adaptação para operar em ciclo combinado, com a possibilidade de usar os gases de exaustão para gerar energia. Apesar da alta taxa de eficiência, a usina aguarda entrada maior de gás. (Brasil Energia – 28.07.2017)

### **GasBrasiliiano irá ampliar rede local de GNC para incluir Bebedouro**

A GasBrasiliiano ampliará sua rede de atendimento para incluir o município de Bebedouro, no oeste paulista. Os investimentos de R\$ 4,5 milhões foram aprovados pela Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (Arseps) e são previstos, inicialmente, para a ligação de uma empresa do segmento de bebidas. A companhia já possui contrato com a distribuidora e representa 90% do volume de Bebedouro. A ligação será realizada até o final deste ano e o fornecimento será feito por meio de gás natural comprimido (GNC). Em seguida será iniciada a construção da rede de distribuição com mais de 12 km, que também será abastecida com GNC e possibilitará o atendimento a outras indústrias, além de um posto de GNV. Embora o planejamento inicial seja o desenvolvimento de uma rede local de gás, a empresa já planeja interligar Bebedouro à rede principal, partindo de Matão, possibilitando que outros municípios como Guariba e Jaboticabal também sejam abastecidos com o gás natural canalizado, segundo o presidente da empresa, Walter Piazza Junior. (Brasil Energia – 31.07.2017)

### **PBGás: Empresa conclui obra de modernização do gasoduto João Pessoa – Campina Grande**

A PBGás quer ganhar mais liberdade para que sua equipe técnica opere o gasoduto entre João Pessoa a Campina Grande, evitando a dependência operacional da Transpetro, que era a responsável pelo serviço. Para isso, a empresa concluiu na última sexta-feira (28/7) as obras de instalação da estação de redução de pressão e medição (ERPM) de São Miguel de Taipu, que faz parte de um projeto mais amplo de modernização de estações, com investimentos de cerca de R\$ 2,6 milhões. O serviço incluiu também a substituição da ERPM de Bayeux e do conjunto de regulagem de medição (CRM) da Coteminas e Metalgráfica, além de melhorias no CRM de postos e indústrias. De acordo com o gerente de engenharia da PBGás, Ítalo Reinaldo, 30 técnicos entre funcionários da distribuidora e terceirizados trabalharam intensivamente por dois dias, que necessitou uma parada de mais de 24 horas em parte do gasoduto tronco para Campina Grande, sem a interrupção do fornecimento de gás natural para nenhum cliente. A operação incluiu nas obras a substituição da ERPM de Bayeux que irá modernizar a estação que atende a grande João Pessoa. “Essa é uma das mais importantes estações da companhia por ser responsável pelo abastecimento da grande João Pessoa”, afirmou. (Brasil Energia – 01.08.2017)

### **MME: Decisão sobre privatização da Sulgás ocorrerá somente em 2018**

Qualquer decisão sobre privatização da Sulgás deve ocorrer somente no ano que vem porque o andamento do processo depende de realização de plebiscito

popular. O secretário de Minas e Energia, Artur Lemos Junior, explicou que a Constituição estadual prevê que em casos de concessão de estatais, é necessário que se faça esse tipo de consulta, a qual deve ocorrer sempre no dia 15 de junho de cada ano. Como a proposta de plebiscito chegou na Casa legislativa depois do prazo que permitiria a tramitação a tempo de ocorrer na data estabelecida na Constituição, a consulta só deve ocorrer no ano que vem em junho de 2018, após aprovação pela Assembleia Legislativa do Rio Grande do Sul. Lemos disse que, diante das dificuldades financeiras, o estado precisa priorizar as áreas de saúde, segurança e educação e por isso deve vender sua distribuidora de gás para enxugar despesas. No início do ano, o governo anunciou uma série de medidas para reduzir o impacto fiscal, o que inclui a venda da Sulgás, da CEEE e da CRM, responsável pela exploração de carvão mineral. Os dois acionistas da Sulgás são o próprio estado do Rio Grande do Sul, que detém participação de 51%, e a Petrobras, por meio da Gaspetro, com 49% de participação. A distribuidora atende a 39.081 clientes e tem uma rede de 1,061 mil quilômetros. Cerca de 70% do volume vendido, vai para indústrias. (Brasil Energia - 01.08.2017)

### **Sulgás: Empresa se associou ao CIBiogás para desenvolver uso de biometano no Rio Grande do Sul**

A Sulgás está apostando no desenvolvimento do biometano no Rio Grande do Sul. Prova disso é a adesão da companhia ao Centro Internacional de Energias Renováveis-Biogás (CIBiogás), formalizada na semana passada, durante a assembleia extraordinária realizada na última quarta-feira (27/8), no Parque Tecnológico Itaipu (PTI). A estatal gaúcha participará das decisões e dos projetos realizados pelo CIBiogás, segundo informou nesta quarta-feira (2/8). Para o diretor-presidente da distribuidora, Claudemir Bragagnolo, a parceria com a CIBiogás será importante para o desenvolvimento do setor no estado e uma oportunidade para trocar experiências, atrair investimentos, auxiliar na regulação do mercado e propor políticas públicas para o desenvolvimento do setor de gás. Além da Sulgás, as associações do Grupo Cataratas e da Faculdade de Tecnologia e Ciência (FTC) também aderiram ao CIBiogás. Com a entrada dos novos associados, o centro passa a ser composto por 20 instituições que desenvolvem e/ou apoiam projetos relacionados às energias renováveis. "Isso mostra que estamos no caminho certo, que o uso do biogás no Brasil avançou e, hoje, está em outro patamar", afirmou o diretor presidente do CIBiogás, Rodrigo Régis. (Brasil Energia - 03.08.2017)

### **UTE Araucária teve operação comercial suspensa pela Aneel**

A usina termelétrica de Araucária, no Paraná, teve a operação comercial de suas três unidades geradoras suspensa a partir desta quinta-feira, segundo decisão da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) publicada no Diário Oficial da União. Com cerca de 484 megawatts em capacidade instalada, a térmica Araucária fica no município de mesmo nome e pertence à estatal paranaense Copel, com 80 %, e à Petrobras, com 20 %, segundo informações do site da empresa. Segundo o despacho da Aneel, assinado pela superintendência de Fiscalização, "a suspensão da operação comercial é em caráter temporário e

vigorará até que a condição operativa das referidas unidades geradoras seja restabelecida." Procurada, a Copel não respondeu imediatamente a um pedido de comentário. (Reuters - 03.08.2017)

### **Ecom Gás: Venda de distribuidoras é um processo desejável pelo mercado**

A privatização das distribuidoras de gás natural é um processo que precisa ser conduzido com cautela, principalmente no que diz respeito à estruturação das agências reguladoras estaduais. Isso porque o tratamento dos estados terá que ser diferente com as novas privatizadas, exigindo dos órgãos de fiscalização maior preparo para lidar com o novo cenário. A avaliação é do diretor da Ecom Gás, Percival Franco. Para o executivo, contudo, a venda das distribuidoras é um processo desejável pelo mercado e deve ocorrer nos estados onde há uma orientação política com viés menos estatizante. Atualmente, as distribuidoras tem composição acionária tendo o estado com participação de 51% de suas ações ordinárias, enquanto a Petrobras e Mitsui detém as demais fatias, cada uma delas com 24,5% das ações ordinárias da maioria das empresas de gás. O processo tem avançado com a MSGás e a Copergás, com a divulgação de edital de licitação para escolha de uma consultoria para avaliar a melhor forma de privatização de cada uma delas. No Rio Grande do Sul, o governo estadual encaminhou à assembleia legislativa pedido de plebiscito para consultar a população gaúcha sobre se aprova ou não a venda da Sulgás. Os estados que já tem distribuidoras privatizadas são Rio de Janeiro e São Paulo, que são dois dos principais mercados consumidores do combustível no país. (Brasil Energia - 03.08.2017)

### **Térmica de Sergipe deve gerar mil empregos no estado até o fim do ano**

A usina termoeétrica que está sendo construída no município da Barra dos Coqueiros (SE) deve gerar mil empregos até o final deste ano. Segundo o presidente da empresa, Eduardo Maranhão, até dezembro a obra vai gerar mil empregos diretos. O anúncio foi feito durante uma reunião nesta quinta-feira (3), entre representantes da empresa e do Governo do Estado. A usina termoeétrica da Barra dos Coqueiros deve ficar pronta em janeiro de 2020. (G1 - 04.08.2017)

### **MPF investiga licenciamento ambiental de projeto térmico em Peruíbe**

O Ministério Público Federal em São Paulo está investigando o licenciamento ambiental do Projeto Verde Atlântico Energias, da Gastrading, de um complexo termelétrico a gás em Peruíbe, na Baixada Santista. Com investimentos de R\$ 5 bilhões, a usina terá capacidade instalada de 1,7 mil MW e a empresa planeja ainda construir um terminal de GNL e gasodutos marítimos. O MPF apurou que parte da estrutura do complexo termelétrico pode, a princípio, afetar unidades de conservação. Podem ser atingidas a Área de Proteção Ambiental Cananéia-Iguape-Peruíbe (APA-CIP) e a Estação Ecológica Juréia-Itatins (EEJI), em prejuízo do meio ambiente local e das atividades de pescadores e de coletores que vivem e trabalham na região. Além disso, o empreendimento pode afetar diversas terras indígenas localizadas nos municípios de Peruíbe. Sendo assim, o MPF decidiu

criar um grupo de três Procuradores da República para fiscalizar se o empreendimento proposto é ou não viável do ponto de vista socioambiental. O licenciamento do complexo está em estágio inicial, mas o MPF deseja acompanhar todas as etapas do empreendimento. Segundo o procurador da república Yuri Corrêa da Luz, ainda que os prazos estejam sendo observados pelos órgãos licenciadores, a complexidade deste empreendimento, com potenciais impactos sobre vários aspectos da vida na região atingida, exigiria uma condução menos célere, que desse mais tempo para que os órgãos de controle e a população se inteirassem e pudessem opinar sobre eventuais pontos questionáveis do projeto apresentado. Em nota, a Gastrading informou que a participação do MPF no acompanhamento de licenciamento ambiental é considerada bem-vinda. (Brasil Energia – 07.08.2017)

### **Térmica Coprodia é liberada para operação comercial**

A Agência Nacional de Energia Elétrica liberou a usina termelétrica Coprodia, de titularidade da Cooperativa Agrícola de Produtores de Cana de Campo Novo Ltda, para operação comercial da unidade geradora UG1 de 2 MW de capacidade instalada, segundo despacho publicado pela Aneel na última sexta-feira, 4 de agosto. A usina fica no município de Campo Novo do Parecis (MT). (Agência CanalEnergia – 07.08.2017)

### **Gás Energy: Consultor explica o exemplo da Comgás em SP**

Sobre a Comgás, o consultor da Gás Energy explicou que hoje em dia o estado de São Paulo conta com uma agência reguladora que faz revisões periódicas da taxa de retorno da companhia e se mantiver a alta taxa de retorno, a privatização das empresas perderá atratividade, pois os eventuais investidores poderão interpretar que essa taxa não é sustentável para um contrato de 20 ou 30 anos. Outro ponto ressaltado pelo consultor é a questão da remuneração custo operacional, característica que não existe em qualquer outro mercado e para ele, é difícil para que seja bem aceito, principalmente se houver a participação de um eventual investidor internacional na compra da empresa. Por isso, esse custo operacional precisa ser buscado para remunerar as margens de ganhos da empresa e não pode ser previsto em contrato de concessão. Isso pode ser alcançado por meio da eficiência da operação, que é a razão de existir de todo processo de repasse de controle das companhias estatais para controladores privados. E cita também a importância que os órgãos reguladores terão nessa nova fase das distribuidoras, já que eles farão a fiscalização da atuação. Para Moreira, os órgãos reguladores precisam ter uma atuação próxima do que hoje a Aneel faz, de maneira a garantir a competição do mercado e a viabilidade das tarifas praticadas aos consumidores. Diante disso, o papel do BNDES no processo será fundamental, pois a atuação do banco de fomento ajudará a garantir que as privatizações ocorram de forma a criar regras que atraiam os interessados. Portanto, a palavra de ordem na privatização das distribuidoras de gás será a sustentabilidade do negócio. (Brasil Energia – 04.08.2017)

## **BNDES atualiza informações sobre processo de privatização da Copergás e da MSGás**

O BNDES atualizou nesta sexta-feira (4/8) as informações do processo de contratação de consultorias para a estruturação da privatização da Copergás e da MSGás. Além disso, o banco também colocou à disposição questionamentos sobre o processo de venda das companhias. Apesar das mudanças, o banco informou que elas não são profundas e as datas de abertura das propostas para os serviços oferecidos estão mantidas para a próxima quinta-feira (10/8) e sexta-feira (11/8). Para a Copergás, o valor global do serviço A manteve-se em R\$ 2,070 milhões, enquanto o valor global do serviço B permanece calculado em R\$ 14,5 milhões. Para a MSGás também estão mantidos os valores de R\$ 207 mil para o serviço A e de R\$ 1,3 milhão para o serviço B. O primeiro serviço diz respeito à, enquanto o segundo engloba a avaliação econômico-financeira e serviços jurídicos, contábeis, técnico-operacionais e outros especializados. No sétimo questionamento relativo à Copergás, o banco informa que não é necessário que o participante seja obrigado a participar da licitação para os dois serviços, podendo participar de apenas um, conforme seu interesse. Já na parte relativa aos questionamentos da MSGás, em uma das perguntas, o banco esclarece que o participante precisa comprovar que prestou assessoria jurídica de processo de privatização cujo somatório da receita operacional líquida seja de, no mínimo, R\$ 440 milhões. (Brasil Energia – 04.08.2017)

## **Petrobras: curto-circuito em termelétrica causou queda de energia em refinaria**

A Petrobras informou hoje (8) que a Refinaria Presidente Bernardes (RPBC), em Cubatão (SP), sofreu uma parada momentânea de suas atividades, na noite de ontem (7), em consequência da interrupção no fornecimento de energia pela Usina Termelétrica Euzébio Rocha, mas isso não gerou impacto sobre a segurança das pessoas ou do meio ambiente. De acordo com a Companhia Ambiental do Estado de São Paulo, o desligamento da energia ocorreu por causa de um curto-circuito, às 18h43, em uma chave seccionadora. Segundo a Cetesb, houve um princípio de incêndio que foi contido com extintores pelos brigadistas da refinaria e uma parada geral da UTE em função da interrupção do fornecimento de água pela Refinaria Presidente Bernardes. A energia voltou a ser acionada às 19h08 pela CTEEP, com a gradativa retomada dos sistemas interligados. “Em decorrência do evento, em um primeiro momento e por falta de energia, algumas unidades da RPBC foram paralisadas. Em um segundo momento, por conta da paralisação da ETA e da interrupção do fornecimento de vapor (UTE), todas as demais unidades da RPBC foram paralisadas”, diz o comunicado da Cetesb. A refinaria deverá apresentar um relatório sobre o fato até amanhã (9) à Cetesb. Segundo o Sindicato dos Petroleiros do Litoral Paulista, há relatos de funcionários de que houve vazamento de amônia e incêndio provocado por escape de material inflamável, seguido de explosão. Ainda de acordo com o sindicato, o problema atingiu também as indústrias de fertilizantes de Cubatão. (Agência Brasil – 08.08.2017)

## **UTE Porto de Sergipe I consegue licença de instalação**

A Celse acaba de receber a Licença de Instalação da Administração Estadual do Meio Ambiente, órgão estadual responsável pelas licenças ambientais do Estado de Sergipe, para a implantação do Complexo Termelétrico Porto de Sergipe I, em Barra dos Coqueiros (SE). A Celse foi criada pela EBrasil e a Golar Power para a geração e comercialização da energia da usina, viabilizada no leilão A-5 de 2015. A usina, cuja operação está prevista para iniciar em 2020, terá investimentos de cerca de R\$ 5 bilhões e contará com tecnologia de ponta na produção de energia a partir de Gás Natural Liquefeito. De acordo com Eduardo Maranhão, presidente da Celse, a obtenção dessa licença é um marco importante para garantir o andamento da obra e o compromisso assumido de gerar energia a partir de janeiro de 2020. O Complexo terá 1.551 MW de potência instalada, capacidade suficiente para abastecer a 15% da demanda de energia do Nordeste, e é composto pela UTE Porto de Sergipe I, que processará gás natural em energia elétrica; uma Linha de Transmissão com 33 km de extensão, que levará energia até o sistema integrado nacional; e um conjunto de Instalações Offshore, que contemplam uma FSRU - Unidade Flutuante de Armazenamento e Regaseificação do Gás Natural Liquefeito e gasoduto dedicado para suprimento da usina. Toda a obra será finalizada até 2019, quando tem início a fase de testes e comissionamento, e, em janeiro de 2020, a usina deverá estar pronta para começar a fornecer energia comercialmente conforme estabelecido nos contratos de venda de energia firmados no Leilão. (Agência CanalEnergia - 08.08.2017)

### **MME: Térmica Termoirapé I é enquadrada junto ao Reidi**

O MME autorizou na última terça-feira, 8 de agosto, o enquadramento ao Regime Especial de Incentivos ao Desenvolvimento da Infraestrutura da central geradora termelétrica denominada Termoirapé I, que compreende uma unidade de 50 MW de capacidade instalada. A usina está localizada no município de Grão Mogol (MG) e o período de execução do projeto vai de dezembro de 2017 até o mesmo mês de 2019, demandando investimentos de R\$ 325,9 milhões sem a incidência de impostos. Outro projeto enquadrado pelo ministério é de reforços em instalação de transmissão de energia elétrica relativos às Subestações Gurupi e Miracema, de titularidade da Taesa e que compreende a implantação de diversos módulos de infraestrutura. Os empreendimentos estão localizados em Gurupi (TO) e no município de Miracema do Tocantins (TO). O período de cumprimento das obras vai de abril de 2017 até dezembro de 2019, e irá exigir investimentos de R\$ 177,7 milhões sem a incidência de impostos. Outro projeto autorizado junto ao regimento é relativo ao Lote 20 do Leilão nº 13 de 2015, que prevê o reforço e instalação de linhas de transmissão. O período de execução do projeto é de fevereiro de 2017 ao mesmo período de 2021 e o lote irá perpassar municípios da Bahia, Goiás e Minas Gerais, com investimentos na ordem de R\$ 481 milhões sem a incidência de impostos. (Agência CanalEnergia - 09.08.2017)

### **Térmica Porto do Sergipe recebe licença de instalação**

A termelétrica Porto do Sergipe recebeu a licença de instalação pela Administração Estadual do Meio Ambiente (Adema), órgão estadual ambiental, informou a Celse nesta terça-feira (8/8). A usina de 1.551 MW venceu o leilão de

energia nova A-5 de 2015 e tem previsão de investimentos da ordem de R\$ 5 bilhões. A usina será atendida por GNL. Além da usina, será construído um terminal de regaseificação e uma linha de transmissão de 33 quilômetros de extensão. (Brasil Energia – 08.08.2017)

### **Shell Brasil e Bolívia mantém encontro para avaliar oportunidades de gás**

Diante do término do contrato entre a Bolívia e a Petrobras a partir de 2019, os bolivianos vem empreendendo esforços para oferecer seu insumo e garantir contratos com diferentes agentes. Uma delas é a Shell, que esteve no começo do mês com autoridades do país vizinho em tratativas sobre o combustível. A petroleira, por meio de sua assessoria de imprensa, confirmou nesta quarta-feira (9/8) que a reunião foi realizada, mas negou que se tratou de uma negociação direta, mas apenas um encontro para avaliar oportunidades com o governo da Bolívia. Em matéria publicada pelo jornal boliviano La Razón, o ministro dos Hidrocarbonetos, Luiz Alberto Sanchez, informa que a empresa teria interesse em comprar volumes de insumo daqui a dois anos, quando vence o contrato com a Petrobras. Sanchez afirmou ainda que o campo de Huacareta, do qual a subsidiária da Shell na Bolívia é a operadora, poderia ser a base para um eventual acordo entre duas partes. Um dos estados brasileiros que tem negociado com a Bolívia é o Mato Grosso, que tem mantido negociações no sentido de comprar um volume estimado de 4 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Em reunião realizada no mês passado, o governador Pedro Taques havia dito que tudo dependerá do movimento que a Petrobras fará, já que é o principal agente no tabuleiro de negociações. (Brasil Energia – 09.08.2017)

### **MME: Petrobras poderá vender até 6,6 milhões de m<sup>3</sup> de GNL**

O MME publicou nesta quarta-feira (9/8) portaria que autoriza a Petrobras a exportar volumes ociosos de gás natural liquefeito (GNL) no mercado spot, desde que o atendimento ao mercado consumidor interno não seja comprometido. De acordo com a portaria, a petrolífera poderá vender até 6,6 milhões de m<sup>3</sup> de GNL e terá de remeter ao ministério relatórios detalhados sobre as operações de venda. A petrolífera terá de enviar também, com antecedência de aproximadamente sete dias do início da operação, relatório de atendimento ao mercado. A operação só poderá começar após o período entre o oitavo e o décimo quarto dia após a apresentação do relatório ao MME. Porém, a empresa fica dispensada de apresentar o relatório em caso de exportação de volumes residuais para manutenção das condições operacionais do navio metaneiro que fará a entrega do gás, desde que o volume de carga não supere o total de 9 mil m<sup>3</sup>. Após a operação, ainda deverá enviar ao MME, em até três dias, informativo de exportação do volume residual. Até o dia 30 de cada mês, também deverá apresentar à ANP relatório detalhado sobre as operações de venda relativas ao mês anterior. Deverão constar no documento: volume efetivamente exportado; poder calorífico do GNL; quantidade em energia equivalente ao volume exportado; país de destino; data de exportação; meio de transporte utilizado e sua identificação. (Brasil Energia – 09.08.2017)

### **Comgás: Empresa pretende manter nível de investimentos este ano**

A Comgás deverá manter para este ano o montante de investimento planejado, que deverá ficar em algo entre R\$ 450 milhões e R\$ 500 milhões para 2017. Em teleconferência com acionistas, o diretor financeiro e de Relações com Investidores, Rafael Bergman, informou que o orçamento deverá ser cumprido para concluir projetos que já estavam em andamento. Em paralelo, a Comgás registrou no segundo trimestre deste ano aumento de 6,5% nas vendas de gás para seus clientes, com um volume de 1,080 milhão de m<sup>3</sup>, ante 1,032 milhão de m<sup>3</sup> no mesmo período do ano passado, sem considerar o volume para termogeração. No acumulado deste ano, o percentual de crescimento é de 4,1 %, passando de 2,006 milhões de m<sup>3</sup> para 2,088 milhões de m<sup>3</sup>. Só o setor industrial mostrou crescimento de 4,2% no trimestre e de 3,5% no acumulado do ano. Para o presidente da Comgás, Nelson Gomes, esse aumento reflete uma possível retomada da atividade econômica, sendo um dos fatores para a elevação. O segmento residencial mostrou elevação de 16,7% no segundo trimestre deste ano, ao registrar vendas de 70,9 mil m<sup>3</sup> contra 60,7 mil m<sup>3</sup> no mesmo período do ano passado. No acumulado do ano, o volume para este segmento foi de 118 mil m<sup>3</sup> ante 107 mil m<sup>3</sup> registrados em igual período de 2016, o que representa um aumento de 9,7%. O aumento deste segmento é reflexo do acréscimo de novos clientes na rede e também da ocorrência de uma temperatura mais fria. Já o comercial registrou aumento de 9,%, atingindo volume de 36,3 mil m<sup>3</sup> no segundo trimestre de 2017 contra 33,3 mil m<sup>3</sup> do mesmo período do ano passado. No acumulado do ano, o aumento foi de 7,2%, passando de 64,2 mil m<sup>3</sup> para 68,8 mil m<sup>3</sup>. (Brasil Energia – 09.08.2017)

### **Valor do carvão de Candiota III reembolsado pela CDE será de R\$ 73,28/t**

A Agência Nacional de Energia Elétrica reconheceu o valor de R\$ 73,28 por tonelada para reembolso pela Conta de Desenvolvimento Energético das despesas da Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica com carvão mineral. O preço inclui o transporte do produto adquirido da Companhia Riograndense de Mineração, e é válido para o período de abril de 2017 a março de 2018. Ele corresponde à compra mínima contratual de 1.200.000 t/ano. O insumo é destinado à geração de energia elétrica na Fase C da usina termelétrica Presidente Médici, conhecida como Candiota III. O valor é destinado à cobertura dos custos fixos da mineração, com base nos preços históricos, e dos custos variáveis, considerando a redução da quantidade contratada de 2 milhões t/ano para 1.200.000 t/ano. (Agência CanalEnergia – 09.08.2017)

### **Celse: diferencial da UTE Porto do Sergipe I será a integração dos parceiros no empreendimento**

Viabilizada no leilão A-5 de 2015, a UTE Porto de Sergipe I (SE 1.551 MW) traz o pioneirismo na sua concepção. Além da usina, seu projeto compreende a operação de um terminal flutuante de regaseificação, que vai suprir o GNL que abastecerá a térmica. Com investimentos de R\$ 5 bilhões e com começo de operação previsto para 2020, ela vai ser a maior da América Latina. De acordo

com Eduardo Maranhão, presidente da Celse, o diferencial do negócio será a integração existente entre os parceiros no empreendimento. “A relação onde você está integrado na cadeia de operação do terminal GNL e a operação termelétrica é vital para garantir a sustentabilidade e a financiabilidade do projeto.”, explica. O êxito ao que o executivo se refere é a expertise dos sócios EBrasil e Golar Power nas suas respectivas áreas de atuação. A EBrasil é a maior operadora termelétrica da região Nordeste. Ela participou de todo o arcabouço regulatório junto aos órgãos do setor. Já a Golar Power é uma reconhecida operadora global de terminais GNL. Maranhão espera concluir até o fim do ano a estrutura de financiamento da usina. Apesar de considerar o BNDES um banco de fomento com uma fonte interessante, ele tem buscado o mercado internacional de crédito para a estruturação. A forte inserção de renováveis intermitentes que vem acontecendo na matriz brasileira é outro fator que deve levar a necessidade de mais projetos térmicos supridos por GNL. A usina deve operar em 2020, no prazo estipulado no contrato com a Aneel, sem adiantamento da operação comercial. (Agência CanalEnergia - 10.08.2017)

### **Após 2019, TBG irá realizar chamada pública para ofertar capacidade no Gasbol**

A Transportadora Brasileira do Gasoduto Brasil-Bolívia (TBG) deverá realizar no primeiro semestre do ano que vem uma chamada pública para ofertar capacidade de transporte que ficará disponível no gasoduto a partir de dezembro de 2019, quando se encerra o atual contrato de transporte da empresa com a Petrobras. A informação é do superintendente da TBG, Renato de Andrade Costa. Costa explicou que o edital e os contratos de transporte, documentos inerentes ao processo, estão sendo elaborados pela equipe da companhia transportadora em conjunto com a ANP. “Os documentos serão disponibilizados ao mercado, previamente ao processo, por meio de consulta pública a ser realizada pela ANP”, ressaltou o executivo à reportagem da Brasil Energia. Após a realização da etapa de consulta pública e aprovação do edital, será iniciada a fase de inscrição na chamada pública, quando os carregadores interessados em contratar a capacidade de transporte poderão realizar suas inscrições no processo. Tudo isto está previsto para ocorrer no primeiro semestre de 2018. Costa explicou ainda que, de acordo com a regulação vigente, a chamada pública da TBG deve ser iniciada com pelo menos 120 dias de antecedência em relação à data prevista para a capacidade se tornar disponível para contratação, de modo a garantir a conclusão do processo e a continuidade da prestação do serviço. (Brasil Energia - 10.08.2017)

### **Térmica F&S AgriSolutions é liberada para operação em teste**

A Aneel liberou a usina termelétrica F&S Agri Solutions para operação em teste da unidade geradora UG1, de 18 MW de capacidade instalada, segundo despacho publicado pela Aneel na última quinta-feira, 10 de agosto. A usina fica no município de Lucas do Rio Verde (MT). (Agência CanalEnergia - 11.08.2017)

### **Chamada pública da Bahiagás é prorrogada por mais dois meses**

A Bahiagás prorrogou para até 31/10, o prazo para a entrega das propostas da chamada pública para aquisição de gás natural, que seria encerrado em 31/8. Publicada em junho deste ano, a chamada prevê a compra de um volume de até 1 milhão de m<sup>3</sup>/dia, independente da origem e da quantidade de fornecedores. Com este movimento, a companhia busca diversificar suas fontes de abastecimento, além de estimular a competitividade do gás natural no estado. A data inicial para o fornecimento e o ponto onde o ofertante deverá entregar o produto serão negociados com o possível novo supridor. Esses pontos serão definidos a partir de estudos que levarão em conta as questões técnicas e operacionais, a viabilidade econômica, além da capacidade das Estações de Distribuição da Bahiagás. Esses estudos definirão também os requisitos de qualidade do gás fornecido, conforme Resolução nº 16/2008, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Além disso, a análise da Bahiagás levará em conta a atratividade das propostas de preço frente aos patamares praticados no mercado. (Brasil Energia – 14.08.2017)

### **Petrobras pode ficar com térmicas da Eletrobras para mitigar dívida**

A Eletrobras e a Petrobras estão negociando uma "troca de ativos" para resolver, pelo menos em parte, a dívida bilionária que a elétrica tem com a petroleira. Essa pendência atrapalha a privatização da Amazonas Energia e o processo de abertura de capital (IPO) da BR Distribuidora. Uma das propostas envolve a transferência de termelétricas da Eletrobras para a Petrobras, em troca de abatimentos na dívida. Um dos ativos deve ser a termelétrica Mauá 3, inaugurada ano passado, com 570 MW de potência e operada a gás natural proveniente da bacia petrolífera de Urucu, no Amazonas. A Petrobras chegou, inclusive, a cortar o fornecimento de gás para esta usina, por falta de pagamentos. A dívida total da Eletrobras com a Petrobras - incluindo os montantes devidos à BR - já ultrapassa R\$ 16 bilhões. Se as estatais não chegarem a um acordo a tempo de viabilizar a privatização da Amazonas até o fim deste ano, a concessão da distribuidora pode ser liquidada. As seis distribuidoras foram federalizadas no fim dos anos de 1990, com a justificativa de que seriam privatizadas em seguida, mas o processo se arrasta até hoje. (Valor Econômico – 15.08.2017)

### **Prumo, BP e Siemens serão sócios em térmica**

O presidente da Prumo Logística, José Magela Bernardes, prevê que serão necessários cerca de R\$ 3 bilhões para colocar de pé o projeto de uma térmica de 1.300 MW e um terminal de importação de Gás Natural Liquefeito (GNL) no porto do Açu, no município de São João da Barra (RJ). O projeto terá a Prumo, a Siemens e a petroleira BP como sócias na empresa Gás Natural Açu (GNA). A expectativa é que as três dividirão os investimentos igualmente. Magela explicou que a Siemens pagará US\$ 21 milhões para ter uma participação de 33% na GNA e que a entrada da BP ainda está em fase de negociação. A petroleira britânica, além de sócia, será a fornecedora do GNL importado. A construção de uma térmica no Açu é parte da estratégia de tornar o porto uma solução para o escoamento do gás produzido em campos marítimos, incluindo o pré-sal. Até que esses campos sejam explorados e uma infraestrutura de gasodutos seja

construída, o combustível para a térmica será importado pelo terminal que terá capacidade de regaseificar 14 milhões de metros cúbicos diários de gás. A usina GNA 1 atenderá as obrigações contratuais da termelétrica Novo Tempo, um projeto do grupo Bolognesi que seria construído originalmente em Pernambuco, mas que não chegou a sair do papel. Agora os sócios aguardam autorização da Aneel prevista até o fim do ano, para começa a primeira termelétrica do Açú - que consumirá, sozinha, 6 milhões de metros cúbicos de gás por dia quando estiver operando em plena capacidade. (Valor Econômico - 15.08.2017)

### **Petrobras: estatal esclarece que há anos tenta negociar contratos de gás com Uruguai**

A estatal esclareceu que, ao longo de anos, as empresas da Petrobras no Uruguai fizeram vários pedidos administrativos e reuniões com autoridades uruguaias, buscando uma colaboração para resolver os “problemas estruturais que afetaram os contratos de concessão, sem atingir resultados”. A Petrobras lembra que a construção de uma planta regaseificadora na zona portuária de Montevideu, inicialmente prevista pelo governo para entrar em operação em 2015, poderia resolver o problema do abastecimento, mas não vingou. A estatal brasileira também esclareceu que, em maio, o governo uruguaio resolveu executar garantia bancária da concessão da Montevideo Gas, alegando descumprimento do pagamento de parte do arrendamento pelo uso dos bens concedidos. A concessionária “questionou oportunamente a legitimidade e licitude da parcela, por entender que a mesma se origina de inclusão abusiva de impostos e royalties argentinos no cálculo de cobrança pelo governo uruguaio”. A companhia vinha pagando a parte não controvertida e discutindo, em âmbito administrativo, a parcela com a qual não concorda. Por fim, a Petrobras esclareceu que as distribuidoras “seguem cumprindo com todas as suas obrigações e mantendo o serviço de distribuição de gás com os mais altos padrões de qualidade e segurança da indústria”. (Valor Econômico - 16.08.2017)

### **Petrobras: estatal entrou com processos arbitrais internacionais contra o Uruguai**

A estatal brasileira, por meio das duas concessionárias, entrou com processos arbitrais internacionais contra o Estado uruguaio, devido a “diversos problemas” envolvendo suas operações no país vizinho. Segundo a estatal, as condições em que as concessões foram feitas originalmente, ainda na década de 1990, não perduraram. A companhia destacou ainda que, desde maio, as condições de fornecimento de gás para as distribuidoras no Uruguai pioraram. “Ficaram mais caras e os novos custos ainda não foram devidamente repassados às tarifas pelo Estado uruguaio. Um novo contrato, negociado entre a estatal uruguaia Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (Ancap) e a estatal argentina Energia Argentina S.A. (Enarsa), sem participação das distribuidoras, é agora a única opção de aquisição do gás no Uruguai”, esclareceu a petroleira brasileira, em nota à imprensa. O preço de importação do gás argentino para o Uruguai, destaca a estatal brasileira, foi multiplicado por oito vezes entre 2005 e 2015. “Mudanças nas condições de exportações do gás

argentino para o Uruguai, única fonte de abastecimento de gás do país, causaram restrição de abastecimento e desequilíbrio econômico-financeiro nos contratos das distribuidoras no Uruguai, principalmente a partir de 2008”, informou a Petrobras. (Valor Econômico - 16.08.2017)

### **Grupos fazem protesto contra usina termoeétrica em Peruíbe**

Uma audiência pública marcada para discutir a instalação de uma usina termoeétrica em Peruíbe, no litoral de São Paulo, foi cancelada nesta quinta-feira (17), depois que grupos protestaram contra o empreendimento. O representante do Conselho Estadual do Meio Ambiente (Condema) não definiu nova data para o encontro. A audiência estava prevista para ocorrer em um auditório na Avenida Padre Anchieta, com a presença de representantes do Projeto Verde Atlântico Energias, responsável pela usina, parlamentares estaduais, o diretor-executivo do Condema, Germano Ceara Filho, além de moradores da cidade. "Apareceu mais gente do que o ambiente comportava. Havia um telão na porta, mas todos queriam entrar. Ficou tumultuado, então decidimos por adiar a audiência até encontrar um lugar adequado para caber todo mundo", explicou Germano. Ainda não há definição de quando e onde ocorrerá o novo encontro. Grupos que foram ao auditório levaram faixas e cartazes com dizeres contrários à instalação da usina. "Meu papel é mediar os trabalhos. Não posso e nem devo opinar. Estamos aqui para discutir justamente a usina", explicou o representante do Condema. A Polícia Militar monitorou o protesto, que foi pacífico. Procurada, a GasTrend, responsável pelo empreendimento e pela realização das audiências públicas, não quis comentar o ocorrido. A Prefeitura de Peruíbe, por meio da assessoria de comunicação, também disse que não falaria a respeito do empreendimento, que é de iniciativa privada. (G1 - 17.08.2017)

### **Térmica NG Bioenergia I é liberada para operação em teste**

A Agência Nacional de Energia Elétrica liberou a usina termoeétrica NG Bioenergia I para operação em teste da unidade geradora UG2 de 14 MW de capacidade instalada, segundo despacho publicado pela Aneel na última quarta-feira, 16 de agosto. A usina fica no município de Paraúna (GO). A agência também autorizou para testes duas usinas eólicas: Delta 3 I, com as unidades UG4, UG5 e UG12, de 2,3 MW cada, totalizando 6,9 MW de capacidade e a Delta 3 VIII, que compreende as unidades UG5 a UG12, de 2,3 MW cada, num total de 18,4 MW de capacidade instalada. Ambas usinas estão localizadas em Barreirinhas (MA). Outra liberada pela Aneel foi a pequena central de geração hidrelétrica denominada Cachoeira Cachimbo Alto, que poderá testar a unidade UG1 de 3.267 kW, situada no município de Alta Floresta d'Oeste (RO). (Agência CanalEnergia - 17.08.2017)

### **Projeto da GasTrend para construir usina termoeétrica é alvo do MPF**

O projeto para a construção de uma usina termoeétrica e um terminal offshore de recebimento de gás natural, com um navio fundeado a 10 km da costa do município, tornou-se alvo de um inquérito do Ministério Público Federal (MPF).

A Promotoria suspeita de eventuais danos à natureza com o empreendimento. A expectativa dos empresários da GasTrend Comercializadora de Energia S.A, empresa interessada na construção, é que a usina seja instalada no entorno do Jardim São Francisco e Caraminguava, e tenha capacidade de 1,7 GW, para fornecer energia para as nove cidades da Baixada Santista. Apesar de o projeto ainda estar em fase de licenciamento ambiental, ONGs e grupos ligados ao meio ambiente já demonstraram insegurança com a iniciativa. Especialistas alertam para a quantidade de gases que serão lançados na atmosfera e temem a piora na qualidade do ar. (G1 - 17.08.2017)

### **Térmica Caramuru Itumbiara é liberada para operação comercial**

Agência Nacional de Energia Elétrica liberou a usina termelétrica denominada Caramuru Itumbiara para operação comercial da unidade geradora UG1, de 8,5 MW de capacidade instalada, segundo despacho publicado pela Aneel na última quinta-feira, 17. A usina fica no município de Itumbiara (GO). (Agência CanalEnergia - 18.08.2017)

### **Liminar suspende venda de 50% da TermoBahia, da Petrobras, para Total**

A Justiça Federal de Sergipe concedeu liminar suspendendo, em caráter temporário, a venda de 50% da TermoBahia da Petrobras para a francesa Total. A decisão do juiz federal Edmilson da Silva Pimenta, da 3ª Vara Federal de Sergipe é uma resposta à ação popular do Sindicato dos Petroleiros de Alagoas e Sergipe (Sindipetro-ALSE). A Petrobras e a Total anunciaram, no ano passado, uma aliança estratégica, no valor de US\$ 2,2 bilhões, que previa a venda de 25% da área de Iara e 35% da operação do campo de Lapa, ambos no pré-sal da Bacia de Santos, e de 50% da TermoBahia - que controla as termelétricas Rômulo de Almeida e Celso Furtado. O Ministério Público Federal entendeu, no caso da TermoBahia, que há fortes indícios de que a negociação “não obstante ter recebido o nome de Aliança Estratégica, na verdade se amolda ao Programa de Desinvestimento da Petrobras, já impugnado por diversas ações judiciais Brasil afora”. O juiz entende que a empresa deve obediência aos princípios da legalidade e publicidade. “Entretanto, da forma como vem sendo conduzido pela citada companhia estatal, os regramentos em pertinência não estão sendo observados sequer minimamente”, cita a nota da Justiça Federal de Sergipe. (Valor Econômico - 21.08.2017)

### **Aneel suspende operação comercial de unidades de nove termelétricas da Enguia**

A Agência Nacional de Energia Elétrica suspendeu diversas unidades geradoras de nove usinas termelétricas da Enguia no Ceará e Piauí, a partir de 19 de agosto, segundo despacho publicado pela Aneel nesta segunda-feira, 19 de agosto. As unidades suspensas no Ceará são: UG2, UG7 e UG8, da UTE Iguatu; UG7 e UG9, da UTE Caucaia; UG3 da UTE Baturité; UG1 da UTE Aracati; UG4 da UTE Crato e UG8 da UTE Juazeiro do Norte. As usinas estão localizadas respectivamente nos municípios de Iguatu, Caucaia, Baturité, Aracati, Crato e Juazeiro do Norte.

Já no Piauí foram interrompidas as operações das unidades UG3 e UG5, da UTE Campo Maior, UG2 e UG8 da UTE Marambaia PI e UG7 da UTE Nazaria PI, localizadas respectivamente nos municípios de Campo Maior, Marambaia e Teresina. Todas as unidades somam um total de 22,96 MW de capacidade instalada e terão suas respectivas operações suspensas em caráter temporário, até que a condição operativa das unidades seja restabelecida. (Agência CanalEnergia - 21.08.2017)

### **Aneel libera termelétrica da Fibria para operação em teste**

A Agência Nacional de Energia Elétrica liberou, para início de operação em teste a partir do último dia 19 de agosto, duas unidades geradoras da usina termelétrica Fibria MS-II, totalizando potência instalada de 269,5 MW. Pertencente à Fibria MS Celulose Sul Mato-Grossense Ltda., o empreendimento está situado no município de Três Lagoas (MS), e utiliza a biomassa de licor negro como combustível. O despacho autorizando os testes foi publicado na edição de hoje do Diário Oficial da União. Também para início em operação em testes, a Aneel liberou 31 unidades geradoras da usina solar fotovoltaica Pirapora 5, situada no município mineiro de Pirapora. A capacidade instalada total do projeto, da Pirapora V Energias Renováveis S.A., é de 30 MW. Em outro despacho, a agência reguladora liberou para testes nove unidades da usina eólica Aura Mangureira VI, somando todas elas uma potência de 27 MW. O empreendimento está localizado na cidade de Santa Vitória do Palmar (RS). (Agência CanalEnergia - 21.08.2017)

### **Total adquire negócio de petróleo e gás da Maersk por US\$7,5 bi**

A Total está comprando o negócio de petróleo e gás da Maersk por 7,45 bilhões de dólares, em um acordo que a maior empresa francesa do setor disse que vai fortalecer suas operações no Mar do Norte e aumentar ganhos e fluxo de caixa. Para a empresa dinamarquesa A.P. Moller Maersk, a venda da Maersk Oil, com reservas equivalentes a cerca de 1 bilhão de barris de petróleo, se encaixa na estratégia anunciada no ano passado de foco nos negócios de transporte e outras atividades. A Total espera que sua maior aquisição no setor de petróleo desde a compra da Elf em 2000 gere sinergias financeiras de mais de 400 milhões de dólares por ano, particularmente com a combinação de ativos no Mar do Norte. A petroleira francesa tem apostado em campos novos e não maduros no Mar do Norte e a aquisição lhe dá mais economia de escala, tornando-se o segundo maior ator na região. O acordo ilustra a estratégia da Total de usar um balanço patrimonial sólido para adquirir ativos atraentes, após sair mais forte do que alguns de seus rivais do período de queda dos preços do petróleo. A compra também sinaliza que algumas empresas de petróleo estão preparadas para investir na renovação das reservas e aumentar a produção, em antecipação da recuperação do preço do petróleo. Com os preços atuais de 50 dólares por barril, a maioria das empresas simplesmente está lutando para equilibrar seus balanços. (Reuters - 21.08.2017)

### **Licitação de unidade de gás da Petrobras terá poucas estrangeiras, dizem fontes**

Diante de casos bilionários de corrupção envolvendo empresas brasileiras, a Petrobras está em busca de concorrência entre companhias globais para construir uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) de 1 bilhão de dólares, mas o número de propostas externas será menor do que o previsto devido a requisitos mais rigorosos, disseram fontes com conhecimento do assunto. A petroleira estatal excluiu da licitação grandes empresas locais de engenharia implicadas em um escândalo gigantesco de corrupção, em busca de um modelo de contratação blindado de interferências políticas. No entanto, das 30 empresas estrangeiras que a Petrobras convidou para a licitação da nova unidade, apenas cerca de 5 participaram, apresentando propostas até 28 de agosto, disseram três fontes com conhecimento do assunto. De acordo com as fontes, unidades da espanhola Acciona e da Sener Ingenieria y Sistemas, a italiana Maire Tecnimont, a japonesa Toyo e a chinesa Aluminium International Engineering Corp, conhecida como Chalieco, estão preparando propostas. Em resposta a perguntas sobre a licitação, a Petrobras disse que a construção da unidade de gás deve começar no início do ano que vem, mas não quis dar detalhes sobre o processo. A petroleira precisa finalizar a unidade até 2020, ou será forçada a reduzir a produção dos campos altamente produtivos do pré-sal. Um processo de licitação limpo e competitivo será uma vitória para o presidente Pedro Parente, que fez da contenção do estouro de gastos em grandes investimentos uma prioridade. (Reuters - 18.08.2017)

#### **SCGás: distribuidora fecha mês de julho com 57 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás**

A SCGás fechou o mês de julho com média diária de consumo de 1,838 milhão de m<sup>3</sup>/dia, cerca de 4,6% acima do previsto no orçamento da empresa. Neste mês, o volume de gás distribuído para os consumidores foi de 57 milhões de m<sup>3</sup>. Os dados foram divulgados nesta terça-feira (22/8). A receita bruta arrecadada pela empresa, relativa ao volume efetivamente consumido no estado em julho, atingiu R\$ 55,5 milhões, e o resultado mensal foi de prejuízo operacional de R\$ 200 mil. Com o resultado, a concessionária encerrou o sétimo mês do ano com um prejuízo acumulado de R\$ 23,7 milhões em 2017, sendo 40% menor do que o orçado para o mesmo período do ano. A companhia informou ainda que o investimento mensal foi de R\$ 2,59 milhões, valor próximo à previsão de R\$ 2,64 milhões. De acordo com a empresa, esse cenário de números negativos deve ser revertido quando for quitado o saldo atualmente existente na ferramenta de conta gráfica da Aresc, agência reguladora de Santa Catarina. No mês, foram feitas ligações de cinco novos empreendimentos no Vale do Itajaí e no Sul de Santa Catarina, a Hercules Motores Elétricos, em Timbó, a Benex Beneficiamento Têxtil, em Indaial, a Momil Alimentos Ltda, em Gaspar, a Sidermagma Fundidos e Usinados Ltda, em Forquilha, e a Usipe Fundidos e Usinados, em Içara. (Brasil Energia - 22.08.2017)

#### **Cegás: companhia irá promover leilão para venda de gás no curto prazo**

A Cegás promove na próxima quarta-feira (30/8) leilão para comercialização de volumes de gás para atender ao segmento industrial no estado. Como será uma operação para venda no curto prazo, para atender aos meses de setembro e

outubro, as primeiras entregas serão feitas já no dia 1º/9. O presidente da distribuidora, Hugo Figueirêdo, explicou que a companhia considera realizar mais um leilão, para atendimento nos meses de novembro e dezembro, dependendo do resultado. “O próprio resultado do leilão vai demonstrar o nível da demanda”, avaliou. O objetivo é contribuir para a recuperação econômica do setor industrial do Ceará, proporcionando aos seus clientes uma melhor competitividade no mercado e oferecendo às indústrias uma forma de geração de energia a partir do gás natural a atender suas necessidades de consumo. Além disso, o presidente destacou que a oferta a partir do leilão ajudará a empresa a alcançar sua meta de crescimento do faturamento para este ano, estimada em 20%. Mas o segmento automotivo poderá ter um aumento de 10% para este ano. O leilão será realizado às 14:00 horas, quando serão colocados à venda volumes diários de gás natural, com aplicação de tarifas diferenciadas. Para participar do leilão, basta o cliente enviar até o dia 29/8, o termo de adesão devidamente preenchido e assinado, conforme disponibilizado na página da empresa na internet. (Brasil Energia – 23.08.2017)

### **Cegás: Companhia quer incentivar desenvolvimento industrial através do gás**

A Cegás pretende usar o gás como vetor para o desenvolvimento industrial. Conforme explicou o presidente da distribuidora, Hugo Figueiredo, o volume do combustível que a empresa pretende ofertar em leilão na próxima quarta-feira (30/8), será usado para alavancar o desenvolvimento da indústria cearense, por meio da utilização do gás na cogeração das fábricas, auxiliando na economia do uso de energia elétrica. “Um dos objetivos é permitir que o estado tenha uma retomada mais rápida, já que vem apresentando sinais de melhorias”, disse ele à Brasil Energia. Dados mais recentes da Abegás, relativos a junho, mostram que o consumo da cogeração cresceu 6,4% quando comparado com o mesmo mês do ano passado. Com relação a maio, houve uma retração de 8,17%, mas no comparativo do primeiro semestre, com relação aos seis primeiros meses de 2016, houve um aumento de 5,40%. O consumo de cogeração em junho foi de 2,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia, contra 2,370 milhões de m<sup>3</sup>/dia em junho do ano passado e 2,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia em maio deste ano. No acumulado do semestre, a média de consumo foi de 2,511 milhões de m<sup>3</sup>/dia ante 2,382 milhões de m<sup>3</sup>/dia nos seis primeiros meses de 2016. Para a Abegás, o aumento do consumo semestral da cogeração, reflete uma ligeira recuperação do segmento industrial. (Brasil Energia – 24.08.2017)

### **Copergás: Empresa adota novo sistema de gestão de clientes**

A Copergás começou a implantar na empresa o novo sistema de gestão comercial de gás, o GGás, que tem como objetivo auxiliar a gestão de clientes da empresa. Obtido sem custo, o software será totalmente implementado até dezembro do ano que vem. Até lá, a empresa fará a transição do atual modelo para o novo de forma gradual. O gerente de Tecnologia da Informação da empresa, Henrique Vilanova, disse que já foram inseridos no sistema dados referentes a cadastro, contratos, atendimento e agência virtual. A partir de novembro, começam a ser implementados os módulos de faturamento, cobrança, medição e arrecadação,

nessa ordem. “Vamos utilizar o princípio de gerenciamento ou seja, vamos adotar a implantação por módulos mais urgentes e qual irá impactar menos na mudança do processo”, explicou Vilanova. O executivo contou que a partir de janeiro começa a transição dos módulos referentes a medição e faturamento e estes rodarão em paralelo com o sistema atual para evitar discrepâncias na medição do consumo e na geração de valores, principalmente para os consumidores residenciais, mais numerosos. A expectativa da empresa é que esse processo de transição dure cerca de quatro meses. O GGás é um sistema que atende necessidades da área comercial de empresas distribuidoras de gás natural e é considerado um projeto estratégico pela Petrobras e Mitsui Gás (acionistas da empresa, ao lado do governo de Pernambuco). (Brasil Energia – 25.08.2017)

### **Superintendência do Cade recomenda reprovação de venda da Liquigás para Ultragaz**

A Superintendência-Geral do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) emitiu parecer pela reprovação da aquisição da Liquigás Distribuidora, uma subsidiária da Petrobras, pela concorrente Ultragaz, da Ultrapar, de acordo com comunicado divulgado pelo órgão antitruste nesta segunda-feira. Segundo o órgão do Cade, a operação geraria sobreposições elevadas de mercado na maioria dos Estados analisados. No negócio, anunciado no ano passado, a Petrobras vendeu a Liquigás por 2,8 bilhões de reais, como parte de seu programa de desinvestimentos para reduzir o alto endividamento. O caso segue agora para análise do Tribunal do órgão, que decidirá sobre o caso ou determinará eventuais remédios que afastem os problemas identificados. Entretanto, a superintendência do Cade avalia que alienação de participações para minimizar os problemas identificados não seria o caminho adequado. De acordo com o parecer, um pacote de desinvestimentos que pudesse atender de forma adequada todas as preocupações concorrenciais identificadas seria de difícil implementação e monitoramento, com resultados incertos em termos de efetividade. A operação foi notificada ao Cade em 7 de abril de 2017, e o prazo legal para a decisão final do órgão é de 240 dias, prorrogáveis por mais 90. Segundo o parecer, a operação afeta os mercados de distribuição de Gás Liquefeito de Petróleo -GLP envasado, que inclui o vasilhame P13 (conhecido como botijão de gás); de distribuição de GLP a granel, que atende principalmente a clientes comerciais e industriais; e o mercado de distribuição de GLP propelente, insumo utilizado pela indústria de aerossóis. As determinações do tribunal podem ser aplicadas de forma unilateral ou mediante acordo com as partes. (Reuters – 28.08.2017)

### **ABNT confirma certificação da Copergás no SGI**

A Associação Brasileira de Normas Técnicas confirmou a certificação da Copergás no Sistema de Gestão Integrado (SGI). O auditor líder da ABNT, Eduardo Nunes, anunciou a confirmação na sexta-feira (25/8), durante encerramento das atividades de auditoria. O relatório final deve ser concluído nos próximos 15 dias. A auditoria teve início na segunda-feira (21/8) e incluiu ações na sede e na unidade operacional de Paratibe e em campo, como em gasodutos, estações e caixas de válvulas. A auditoria foi realizada pelo método

de amostragem, checando se as práticas e padrões da Copergás continuam adequados ao proposto para a certificação. A próxima etapa, será a renovação da auditoria de conformidade, quando ocorrer mudança de sede. Neste caso, serão verificados fatores como segurança, por exemplo. A Copergás tem a tríplice certificação no SGI no início de 2012. O selo abrange as certificações ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS 18001, qualidade, meio ambiente, saúde e segurança do trabalho. (Brasil Energia - 28.08.2017)

### **Petrobras: Empresa diz que ainda acredita em aval do Cade à venda da Liquigás para Ultragaz**

A Petrobras ainda acredita na possibilidade de ter aval do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) à venda de sua subsidiária Liquigás Distribuidora para a Ultragás, da Ultrapar Participações, mesmo após a Superintendência do órgão de proteção da concorrência sugerir a reprovação da operação na segunda-feira “A Petrobras e a Ultragaz acreditam que há iniciativas capazes de solucionar as preocupações concorrenciais levantadas pela Superintendência-Geral e continuarão colaborando com o Cade, com vistas a obter a aprovação desta operação”, disse a Petrobras em nota. A operação entre Petrobras e Ultragaz, que foi anunciada no ano passado e envolve 2,8 bilhões de reais, deverá agora ir para análise do tribunal do Cade, que decidirá sobre o caso ou determinará eventuais remédios que possam mitigar problemas identificados. Mas a superintendência do órgão avaliou que eventuais vendas de participações para mitigar as preocupações concorrenciais poderiam ser de difícil implementação e monitoramento, além de terem efetividade incerta. A Petrobras, no entanto, destacou que ainda é possível reverter esse parecer contrário. “O parecer publicado pela Superintendência-Geral não é vinculativo”, ressaltou a petroleira, que disse ainda acreditar em uma solução positiva no tribunal do órgão. A venda da Liquigás faz parte de um plano de desinvestimentos e parcerias que a Petrobras tem conduzido com o objetivo principalmente de reduzir seu elevado endividamento. (Reuters - 29.08.2017)

### **SCGás atinge 250 clientes industriais na rede de gás natural**

A SCGás encerrou o mês de agosto atingindo a marca de 250 clientes industriais conectados à sua rede de gás natural. Esse volume foi atingido com a conexão de mais três consumidores do segmento, que devem consumir juntos 11 mil m<sup>3</sup>/dia de gás, em média. Com isso, a SCGás possui agora 20 clientes industriais na região da capital catarinense, que em julho consumiram pouco mais de 6,8 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural. (Brasil Energia - 30.08.2017)

### **Deputados abrem frente contra complexo termoeletrico da Gastrading**

Uma Frente Parlamentar com apoio de 23 deputados estaduais de 12 partidos de São Paulo foi lançada contra a instalação da Termoeletrica de Peruíbe, no litoral paulista, alvo de investigação do Ministério Público Federal. De acordo com a Procuradoria, os órgãos responsáveis pela concessão do licenciamento ambiental do empreendimento estão conduzindo o processo de forma ‘muito rápida’ e a

sociedade não foi ouvida o suficiente a respeito do tema. O processo de licenciamento do complexo termelétrico proposto pela empresa Gastrading está no início, mas a velocidade com a qual está tramitando, junto ao Ibama e à Cetesb, é questionada pelos procuradores da República responsáveis por uma investigação. A usina irá 'afetar unidades de conservação localizadas em áreas dos municípios de Guarujá, Cubatão, Bertioga e Iguape, além de Peruíbe, ou seja, impactando do Vale do Ribeira, ao litoral sul e à Baixada Santista', segundo o Ministério Público Federal. Os procuradores responsáveis pelo caso identificaram que, a princípio, o empreendimento pode causar prejuízos aos pescadores e coletores da região, além de impactar sobre terras indígenas localizadas em Peruíbe, Itanhaém e Mongaguá. A Frente Parlamentar contra a Usina é coordenada pelo deputado Luiz Fernando Teixeira Ferreira (PT), que é autor do Projeto de Lei 673/2017 que proíbe o licenciamento e a instalação de empreendimentos que produzam chuva ácida em áreas localizadas até 20 kms de unidades de conservação no Bioma Mata Atlântica. (O Estado de São Paulo – 31.08.2017)

### **Gastrading esclarece objetivo do projeto Verde Atlântico Energias**

A Gastrading esclarece que o projeto Verde Atlântico Energias contempla uma Usina Termelétrica (UTE) e um Terminal GNL (Gás Natural Liquefeito), a serem construídos em Peruíbe (Litoral Sul de São Paulo), sob responsabilidade da Gastrading Comercializadora de Energias SA. A iniciativa tem por objetivo gerar eletricidade a preços competitivos e oferecer alternativa confiável, mais limpa e com baixo impacto ambiental, além de disponibilizar gás natural para toda a região da Baixada Santista e para o estado de S. Paulo. A Gastrading teve a sua atuação autorizada em 2012 pela Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP) e, em 2013, pela ANP – Agência Nacional de Petróleo. O projeto foi encaminhado para análise do Ibama em junho de 2015, o qual delegou para a CETESB o licenciamento via acordo de cooperação, devidamente publicado no DOU. Desde o início deste ano, a Gastrading vem realizando reuniões com entidades e lideranças da sociedade civil na Baixada Santista – já foram mais de 70 encontros nos quais a empresa apresentou o projeto e tirou dúvidas, além das 4 audiências públicas já realizadas. O projeto encontra-se em fase de licenciamento ambiental, o estudo de impacto ambiental (EIA/RIMA) foi protocolado junto a CETESB em 5 de abril de 2017 e atende a todas as normas e exigências legais em vigor. O projeto Verde Atlântico terá capacidade de geração de até 1,7GW de energia. A reportagem entrou em contato com o Ibama, que ainda não se pronunciou. O espaço está aberto para manifestação. O processo de licenciamento no âmbito da CETESB está em fase inicial de análise, portanto, ainda não há o que comentar. (O Estado de São Paulo – 31.08.2017)

### **AES Tietê: empresa esta desenvolvendo projeto de térmica a gás**

A AES Tietê está desenvolvendo o projeto de uma termelétrica de 500 MW em parceria com a Emae e a Gasen, na área da usina Fernando Gasparian (Piratininga), da Petrobras. De acordo com o executivo, a usina deve ser atendida

por GNL, mas a localização do terminal ainda depende de definições, podendo contar com um novo terminal em Santos ou utilizando o terminal existente da Ilha d'Água, na Baía da Guanabara (RJ), da Petrobras. "Está lá na prateleira. Se a gente ver que o ambiente está favorável, é uma opção", disse Freitas, destacando que o projeto está apresentando bom andamento. (Brasil Energia – 31.08.2017)

### **Copagaz: empresa investe R\$ 41 milhões em pacote de soluções de TI**

A Copagaz está investindo cerca de R\$ 41 milhões em um pacote de soluções tecnológicas com o objetivo de aprimorar os serviços, aumentar a produtividade e adotar ferramentas que agilizem o controle sobre estoque, vendas e contabilidade. Isso inclui a aplicação de uma nova solução tecnológica e o desenvolvimento de aplicativos que irão conectar os distribuidores de GLP e os consumidores. O gerente de TI, Reinaldo Melero, explicou que no fim de 2015, a empresa decidiu apostar em uma nova plataforma de serviços, como o sistema de gestão SAP, que de acordo com cálculos da empresa, consumiu até 20% do montante de recursos investidos. Além da adoção do SAP, a empresa integrou esta solução à plataforma Implico, voltada para gestão logística. Por meio dele, a Copagaz tem o controle online e em tempo real da sua frota de distribuição, entrega e posicionamento da disponibilidade de produto. Melero disse que outra solução incluída no pacote de investimento em inovação da Copagaz está o Copa Mobile, aplicativo que busca garantir interatividade nas vendas via tablet com os entregadores. A equipe de entrega vai poder realizar todas as operações de venda via tablet, de forma integrada às demais ferramentas como SAP e Implico, gerando mais eficiência de controles e operação. Outra ferramenta, que está em fase de desenvolvimento, é o App Vendas, destinado ao consumidor residencial de P13 (botijões de 13 kg), este aplicativo difere dos demais do mercado porque propicia uma interatividade de controle operacional pela revenda, buscando otimizar custos e gerir sua frota própria. Previsto para entrar em operação no segundo semestre deste ano. (Brasil Energia – 31.08.2017)

### **Justiça revogou decisão que obrigava Petrobras a fornecer gás para térmica da Âmbar Energia**

O juiz Luiz Eduardo de Castro Neves, da 21ª Vara Cível do Rio de Janeiro, revogou, nesta sexta-feira (1º), a decisão liminar que obrigava a Petrobras a restabelecer o fornecimento de gás para a termelétrica administrada pela Âmbar Energia, do grupo J&F, em Cuiabá. Na nova decisão, o magistrado explica que “em vista dos esclarecimentos prestados e dos documentos apresentados pela ré, resta comprovado que ausente a urgência apontada pela autora”, a Âmbar Energia, já que “decorridos três meses desde a rescisão contratual não houve ‘apagão’ no Mato Grosso ou em algum Estado do país, fato que teria sido amplamente noticiado pela mídia. Note-se que, como observado pela ré, neste período do ano há menos chuva e, ainda assim, não ocorreu interrupção na prestação do serviço”. A Petrobras rompeu unilateralmente o contrato de fornecimento de gás para a termelétrica da Âmbar em Cuiabá há três meses, alegando violação de cláusula contratual que trata da legislação anticorrupção, após a usina ser citada na delação dos sócios da J&F. Na decisão de hoje, o juiz

também observou que não se verificou irregularidade na rescisão decorrente de descumprimento de previsão contratual que está “em sintonia com a ética que deve nortear as relações comerciais”. (Valor Econômico – 01.09.2017)

### **Projeto de geração da Térmica Camaçari Muricy II é enquadrado junto ao Reidi**

O Ministério de Minas e Energia autorizou na última quinta-feira (31/8) o enquadramento ao Regime Especial de Incentivos ao Desenvolvimento da Infraestrutura do projeto de geração de energia elétrica da termelétrica Camaçari Muricy II, que compreende 70 unidades geradoras de 2.044 kW, totalizando 143,08 MW de capacidade instalada. A usina fica em Dias D'Ávila (BA) e a obra terá o prazo de execução de agosto do ano que vem até setembro de 2019. Os investimentos aplicados serão de R\$ 256,3 milhões, sem a incidência de impostos. O MME também enquadrou o projeto de reforços em instalação de transmissão de energia elétrica relativos à Subestação Vilhena, da Eletronorte, localizada no município de Vilhena (RO). O período de execução das obras vai de fevereiro de 2017 até o mesmo mês de 2019, demandando investimentos de R\$ 48,3 milhões sem a incidência de impostos. Outro plano que recebeu autorização junto ao REIDI também é de reforços em instalações elétricas, no caso na subestação Gurupi, de titularidade de Furnas nos municípios de Gurupi (TO) e Minaçu (GO). O projeto tem período de cumprimento de maio de 2017 até novembro de 2010 e irá demandar investimentos na ordem de R\$ 124,9 milhões. (Agência CanalEnergia – 01.09.2017)

### **Ernest & Young e Deloitte vencem concorrência para consultoria da privatização da Copergás**

O BNDES publicou as propostas de maior valor para a realização dos estudos de viabilidade de privatização da Copergás, que foram apresentadas pela empresa de consultoria Ernst & Young e um consórcio de escritórios. A primeira empresa pode ser indicada para o serviço A, enquanto o consórcio de escritórios pode ter levado o direito de realizar o serviço B. Quanto ao processo da MSGás, ainda não há um nome definido para os dois serviços. A Ernst & Young propôs o valor de R\$ 243 mil para a realização do serviço A, enquanto o consórcio ofereceu R\$ 4,4 milhões para o serviço B. Com isso, o deságio foi de 88,3% e de 30,9%, respectivamente. Para a MSGás, embora os nomes dos prováveis vencedores não tenham sido revelados, o deságio divulgado para serviço A foi de 95,6%, enquanto que para o serviço B foi de 74,7%. Para os processos de privatização de ambas as distribuidoras, estão previstos dois itens de contratação: "serviço A", relativo à avaliação econômico-financeira; e "serviço B", que envolve o estudo de alternativas para evolução no modelo regulatório do setor, a modelagem do processo de desestatização, uma completa due diligence da companhia, assessoria jurídica e de comunicação, além do escopo previsto no serviço A e outros serviços profissionais especializados. Os valores globais estimados para as licitações são, no caso da Copergás, de até R\$ 2,07 milhões para o Serviço A e de até R\$ 14,53 milhões para o Serviço B. Para a MSGás, os valores globais estimados são de até R\$ 207 mil para o Serviço A e até R\$ 1,3 milhão para o Serviço B. A equipe técnica do BNDES entendeu que ambas as candidatas que

fizeram as melhores propostas para o processo da Copergás cumprem as regras do edital tendo demonstrado experiência prévia em processos similares. No caso da Ernst & Young, foi considerada a consultoria realizada para a venda de 51% do controle da Celg-D. Já a Deloitte participou dos processos de privatização da Escelsa e da Light, nos anos 90. (Brasil Energia – 04.09.2017)

### **Petrobras divulga 'teaser' de venda de fatia de 90% na Transportadora Associada de Gás**

A Petrobras informou nesta terça-feira que iniciou o processo de divulgação da oportunidade de venda (“teaser”) de 90 por cento da sua participação acionária na Transportadora Associada de Gás (TAG), subsidiária integral da estatal. A TAG atua no setor de transporte de gás natural, detendo atualmente autorizações de longo prazo para operar e administrar um sistema de gasodutos de cerca de 4,5 mil km de extensão, localizados principalmente nas regiões Norte e Nordeste do Brasil. A capacidade de transporte da companhia é de 74,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia, volume que está integralmente contratado por meio de contratos de longo prazo com cláusulas de “ship-or-pay”. Após a divulgação da oportunidade de negócio, começa o início da fase de ofertas não vinculantes, dentro da nova metodologia de venda de ativos da Petrobras, que buscou deixar mais transparente o processo de desinvestimento para reduzir a dívida. (Reuters – 05.09.2017)

### **Lubnor é enquadrada como autoprodutora e autoimportadora de gás natural**

A Refinaria Lubrificantes e Derivados do Nordeste (Lubnor), no Ceará, foi enquadrada como autoprodutora e autoimportadora de gás natural, tendo consumo diário máximo de 82 mil m<sup>3</sup>/dia do insumo. A classificação da planta de refino foi autorizada pela Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural, da ANP, através de despacho publicado nesta terça-feira (5/9), no Diário Oficial da União. A Petrobras requereu o enquadramento como autoprodutora para a refinaria com o gás proveniente das bacias de Potiguar, Alagoas, Sergipe, Recôncavo, Camamu-Almada, Espírito Santo e Campos, que chegará por meio do gasoduto Guamaré-Pecém (Gas-For), tendo como ponto de entrega Fortaleza ou Aquiraz. Já o enquadramento como autoimportadora, foi requerido com a origem de importação do gás proveniente da Bolívia, e do GNL regaseificado nos terminais de Pecém, Bahia e Baía de Guanabara, por meio do gasoduto Gas-For, também com ponto de entrega em Fortaleza ou Aquiraz. (Brasil Energia – 05.09.2017)

### **UTE Pecém II é enquadrada junto ao Reidi**

O MME autorizou nesta segunda-feira, 4 de setembro, o enquadramento ao Regime Especial de Incentivos ao Desenvolvimento da Infraestrutura do projeto da central geradora termelétrica denominada UTE Pecém II, que compreende 70 unidades geradoras de 2.044 kW cada, totalizando 143,08 MW de capacidade instalada, localizada no município de Dias D’Ávila (BA). O período de execução das obras vai de agosto de 2018 até setembro de 2019, demandando

investimentos de R\$ 256,3 milhões sem a incidência de impostos. (Agência CanalEnergia - 05.09.2017)

### **Venda da TAG coloca quase toda malha de gás nas mãos da iniciativa privada**

A venda de 90% de participação da Petrobras na Transportadora Associada de Gás (TAG) deve atrair empresas brasileiras e internacionais, interessadas em investir na diversificação do setor de gás natural do Brasil. O consultor Rivaldo Moreira Neto, diretor técnico da Gas Energy, aponta que a competitividade marcará a disputa pela malha da TAG e que as ofertas deverão ficar na casa dos bilhões de dólares. No ano passado, a venda da NTS ficou em torno de R\$ 5 bilhões. “Essa oferta complementa a venda da NTS, no ano passado”, afirmou à Brasil Energia. Para Moreira, essa venda, quase a totalidade do transporte de gás natural brasileiro passará para as mãos da iniciativa privada, com exceção da TBG, que tem 51% e participação da Petrobras, e do TBS, no Sul, que é de propriedade da petrolífera brasileira. Com isso, tende o acesso à malha de gasodutos tende a ficar mais estimulado, avaliou o consultor, abrindo caminho para mais investimentos no gasoduto Urucu-Manaus e facilitando o escoamento do gás para a capital amzonense que enfrenta problemas para a chegada do gás. Moreira acrescentou que esse estímulo ao acesso será feito a longo prazo, uma vez que existem contratos longo já firmados e que devem ser mantidos pelos futuros proprietários do gasoduto. (Brasil Energia - 08.09.2017)

### **Âmbar Energia: Elétrica da J&F busca gás para reativar térmica de Cuiabá**

A elétrica Âmbar Energia, controlada pela J&F, dona do grupo de alimentos JBS, abriu chamada pública para fechar a compra de até 2,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia por dia de gás natural para atendimento à termelétrica Cuiabá, no Mato Grosso, segundo comunicado da empresa nesta segunda-feira. A busca por um fornecedor vem após a Petrobras comunicar em junho a extinção antecipada de um contrato com a Âmbar, sob acusações de que a empresa teria violado cláusula do acordo que proibia as partes de envolvimento em corrupção junto a agentes públicos. O cancelamento do fornecimento pela Petrobras veio após notícias de que os controladores da J&F teriam se envolvido em irregularidades, como negociação de propina para influenciar uma disputa da Âmbar contra a Petrobras no Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade). O ex-deputado federal Rodrigo Rocha Loures, ex-assessor especial do presidente Michel Temer, foi gravado por autoridades ao receber uma mala com 500 mil reais de executivos da J&F, que seriam propina para ajuda no caso. Loures cumpre atualmente prisão domiciliar, após chegar a ficar preso no início de junho. Procurada, a Âmbar Energia disse que não iria comentar. A chamada pública aberta pela termelétrica de Cuiabá, que tem 480 megawatts de capacidade, é para suprimento de gás entre outubro e o final de dezembro deste ano. A Âmbar chegou a obter liminar que obrigava a Petrobras a atender sua usina, mas a decisão judicial foi derrubada pouco depois. (Valor Econômico - 11.09.2017)

### **Bolognesi: Fitch rebaixa rating de emissão da térmica**

A agência de classificação de risco Fitch Ratings rebaixou de 'C (bra)' para 'D (bra)' na última segunda-feira, 11 de setembro, os Ratings Nacionais de Longo Prazo de quatro séries da primeira emissão de debêntures da Termelétrica Pernambuco III S.A. (PE III), no montante total de R\$ 300 milhões. A usina, de propriedade da Bolognesi, é uma térmica a óleo de 200,7 MW localizada na cidade de Igarassu e viabilizada no leilão A-5 de 2008. De acordo com a Fitch, o rebaixamento dos ratings reflete o vencimento antecipado automático da operação, em função do não-pagamento integral de juros e principal em três das quatro séries em 1º de setembro de 2017, após encerrado o prazo de cura. A primeira série tem pagamento previsto para 15 de novembro de 2017, mas a Fitch entende que não há expectativa de pagamento desta obrigação, dada a indisponibilidade de recursos em caixa. (Agência CanalEnergia - 12.09.2017)

### **Cattalini Bio Energia: Planta de biogás do lodo de esgoto de 2,8MWh com investimento de R\$ 70 mi**

Uma usina de biogás, da Cattalini Bio Energia, em parceria com a Sanepar, irá produzir 2,8 MW de energia elétrica, usando o lodo do esgoto da região metropolitana de Curitiba, no Paraná. Com investimentos de R\$ 70 milhões, a planta deverá começar a operar em novembro e deverá atingir a plena capacidade em março do ano que vem. A energia gerada será conectada à rede de distribuição do estado. Segundo o diretor da Cattalini, Sergio Vidoto, esse projeto é um case para a empresa possa levar a outros estados, firmando parcerias com as respectivas concessionárias de saneamento de cada um deles. Tendo a usina operando e entregando bons resultados, em termos de geração de energia, dará a segurança necessária para atrair futuros novos parceiros, explicou Vidoto à Brasil Energia. "O objetivo é construir mais plantas no mesmo modelo que a Cattalini fez com a Sanepar. Podemos fazer outras parcerias, sempre utilizando resíduo orgânico ou lodo de esgoto para gerar energia a partir do biogás", adiantou. Na usina, serão tratados 1 mil m<sup>3</sup> por dia de lodo de esgoto e 300 toneladas de resíduos orgânicos de grandes empreendimentos da região metropolitana da capital paranaense, como shopping centers, supermercados, indústrias alimentícias e outros. (Brasil Energia - 13.09.2017)

### **Bolognesi: grupo busca obter prorrogação para documentação da Aneel até 30 de novembro**

O grupo Bolognesi busca obter da Aneel a prorrogação até 30 de novembro do prazo para o cumprimento de exigências feitas pela autarquia com relação ao projeto da térmica a GNL de Rio Grande (RS), ao mesmo tempo que negocia a venda do empreendimento. A térmica, que exige investimentos de R\$ 3 bi e tem capacidade prevista de 1.280 MW, deveria entrar em operação em 2019, mas teve seu cronograma adiado por dois anos. Mesmo assim, o projeto ainda não saiu do papel. A Bolognesi tinha até 31 de agosto para apresentar ao órgão regulador a comprovação da estruturação financeira, celebração dos contratos de fornecimento de gás e obtenção das licenças devidas, entre outros documentos, relativo à usina de Rio Grande. Caso contrário, a empresa estaria sujeita a processos punitivos e à recomendação da caducidade da concessão da

termelétrica pela autarquia; O Valor apurou que, um dia antes do fim do prazo, porém, representantes da Bolognesi se reuniram com o diretor Reive de Barros, relator do processo, para apresentar os planos de venda do projeto e solicitar uma extensão por 90 dias do prazo de entrega dos documentos exigidos. Procurada pelo Valor, a Bolognesi confirmou ter solicitado a prorrogação do prazo, mas não comentou detalhes sobre a negociação. "A Bolognesi Energia tem informado permanentemente a Aneel sobre o atendimento das obrigações e solicitou prorrogação de 90 dias no prazo do projeto da Termelétrica Rio Grande. A Aneel, por sua vez, informou apenas que a Bolognesi não apresentou os documentos exigidos no prazo estipulado. (Valor Econômico – 13.09.2017)

### **Bolognesi: empresa busca repetir processo da térmica Novo Tempo**

Na prática, a estratégia da Bolognesi é repetir o sucesso obtido no caso da térmica Novo Tempo, que estava prevista para ser construída em Suape (PE), no mesmo prazo. O projeto, que também exige investimentos de R\$ 3 bi e tem capacidade de 1.238 MW, passava pelo mesmo trâmite na agência, até que em junho a Bolognesi fechou a venda do empreendimento para a Prumo Logística. A compradora, em seguida, alterou o local do projeto e vai construí-lo no Porto do Açú, em São João da Barra, no Noroeste do Rio de Janeiro. Em entrevista ao Valor, o presidente da Prumo, José Magela Bernardes, contou que o projeto, que inclui um terminal de regaseificação de GNL, terá a Siemens e a BP como sócias. Além de acionista, a petroleira britânica também será a fornecedora do gás importado. No caso da termelétrica de Rio Grande, o Valor apurou que a negociação em andamento com um potencial comprador não prevê a alteração do local de construção do projeto. Na Aneel, porém, ainda não há definição sobre o pleito da Bolognesi, conforme o Valor apurou. Uma fonte a par do assunto comentou que a recomendação ao MME da caducidade do projeto é "Brasil vai passar por uma transformação nos próximos anos", diz Jorge Paulo Lemman. (Valor Econômico – 13.09.2017)

### **Algás: Gasoduto Penedo-Arapiraca deve ser concluído até março de 2018 por R\$ 41 mi**

A Algás iniciou a construção do último trecho do gasoduto Penedo-Arapiraca, em Alagoas, nesta terça-feira (12/9). A conclusão total das obras está prevista para o primeiro trimestre do ano que vem. Com investimento de R\$ 41 milhões, o duto possui 66 km de extensão e levará o hidrocarboneto da estação de Penedo até a cidade de Arapiraca, com o objetivo de atrair novos investimentos e facilitar a instalação de indústrias na região. Construída em quatro etapas, a obra beneficia também municípios como Igreja Nova e São Sebastião. Uma vez presente na região de Arapiraca, a chegada do gás natural permitirá também o abastecimento para outras regiões do agreste alagoano e Bacia Leiteira, por meio de GNC, que poderá ser transportado em carretas. (Brasil Energia – 12.09.2017)

### **Ampéria é a mais nova associada da Abiogás**

A Ampèria é a mais nova integrante da Associação Brasileira de Biogás e Biometano. A companhia atua há mais de dez anos na criação de projetos de fornecimento de energia, oferecendo soluções de gestão e eficiência energética. Na área de biogás, a empresa atua na geração a partir de aterros sanitários. Além disso, está desenvolvendo um projeto de reflorestamento com o objetivo de produzir biocombustível a partir da macaúba. A empresa enxerga na ABiogás um meio de unir forças para viabilizar políticas públicas consistentes para inserção do biogás e do biometano na matriz energética brasileira. De acordo com o diretor da Ampèria, Paulo Tabah, a importância da energia gerada através do biogás cada vez mais cresce de importância no Brasil e no mundo pelas suas vantagens comparativas em relação a outras formas de produção, mesmo as também renováveis, como, por exemplo, o baixo custo, além do gerenciamento e o aproveitamento de dejetos, uma preocupação mundial pelo desenvolvimento sustentável. Segundo ele, a associação à ABiogás traz orgulho por fazer parte de um projeto vitorioso e respeitado em defesa e organização de setor de produção de energia tão fundamental para o futuro do país. Segundo o presidente da ABiogás, Alessandro Gardemann, a iniciativa da companhia em se unir à Associação vai trazer ainda mais força e respaldo ao setor junto ao governo para criação de políticas públicas que viabilizem de vez a inserção da fonte na matriz energética, como a criação de leilões de energia, simplificação tributária e desonerações na cadeia produtiva de equipamentos para a cadeia de produção de biogás e biometano. (Agência CanalEnergira - 14.09.2017)

### **GasBrasiliano: expansão com usina híbrida**

A distribuidora GasBrasiliano, que atende municípios do noroeste paulista, realiza estudos para a implantação de usinas TEs híbridas, que podem operar tanto com biomassa da cana quanto com gás natural. Esse tipo de aplicação bicomcombustível poderia aumentar a eficiência dos empreendimentos e viabilizar a expansão da rede de distribuição da empresa, conectando não só as futuras usinas como também potenciais novos consumidores. O projeto foi desenvolvido pela distribuidora em parceria com o IPT e com a Wtert Brasil. “As usinas podem servir de âncora para projeto de expansão, ajudando a levar o gás a outras cidades”, ressaltou o presidente da GasBrasiliano, Walter Fernando Piazza Junior. Ele explicou que grupos empresariais, proprietários de quatro usinas, receberam os estudos de viabilidade feitos pela GasBrasiliano para quatro usinas. Piazza disse que há cerca de 140 térmicas a biomassa na região de atuação da distribuidora, que representam oportunidade para a empresa desenvolver a tecnologia. De acordo com o engenheiro de GN da companhia, Celso Ricardo Bertinotti, cada usina gera 61 KWh por tonelada de cana processada. Quando aplica-se o gás natural no ciclo do vapor da biomassa, essa geração salta para 113 KWh. Com o aumento da eficiência na geração, a tecnologia híbrida é capaz também de ampliar a taxa de retorno do empreendedor. (Brasil Energia - 14.09.2017)

### **Shell: Empresa quer reforçar presença no Brasil em óleo e gás e energia**

Embora esteja focada na execução de um programa global de venda de ativos de US\$ 30 bi, com o objetivo de saldar parte das dívidas que tomou para financiar a aquisição da BG, a Shell vê sua presença no Brasil num movimento inverso. Diretora financeira mundial da petroleira anglo-holandesa, Jessica Uhl, relata que a empresa pretende investir ao menos US\$ 10 bi (R\$ 31,5 bi) no país até 2021 e que mira novas oportunidades de expandir seus negócios no mercado brasileiro, tanto na exploração e produção de petróleo, quanto no setor de gás natural e geração de energia. Com a compra da BG, a Shell se tornou, no ano passado, a segunda maior produtora de petróleo do país, atrás apenas da Petrobras. De US\$ 30 bi previstos de desinvestimentos, Shell já concluiu US\$ 15 bi, tem US\$ 7 bi anunciados e negocia outros US\$ 4 bi. Além disso, a companhia também olha oportunidades a partir do programa de desinvestimentos da Petrobras, que prevê levantar US\$ 21 bilhões até o fim de 2018 com venda de ativos, mas não há nada concreto. A depender do sucesso da companhia nos leilões, os investimentos previstos para os próximos anos no Brasil, no valor de US\$ 10 bilhões, podem atingir cifras ainda maiores. Além das oportunidades do pré-sal, a Shell tem interesse, também, no mercado brasileiro de gás natural e geração de energia. No mês passado, a companhia obteve da Aneel autorização para atuar como comercializadora de energia no mercado brasileiro. "Estamos trazendo algumas experiências dos Estados Unidos para o Brasil, estamos estruturando novos negócios para aproveitar esse modelo de 'gas to power' [instalação de termelétricas na cabeça do poço]", afirmou Jessica. (Valor Econômico - 15.09.2017)

### **SP: TE em Peruíbe causa polêmica com a população e ambientalistas**

Em processo de licenciamento ambiental, o Projeto Verde Atlântico Energias, que inclui uma usina TE de 1.700 MW e um terminal de GNL em Peruíbe, Litoral Sul de São Paulo, será importante para garantir o fornecimento de eletricidade à região e também deve permitir a expansão da operação do porto de Santos, cuja capacidade de movimentação de cargas deveria ser de até 230 milhões de toneladas/ano, mas hoje está limitada a 120 milhões de toneladas/ano. A instalação do complexo, que compreende ainda 90 km de linhas de transmissão de energia e 80 km de gasodutos, sofre pressão da população e de entidades ambientalistas preocupadas com interferências nos ecossistemas locais e danos a comunidades indígenas, mas é defendida pelo governo paulista, que não vê no empreendimento nenhum risco maior. "É muito mais uma questão de esclarecimento. É dever dos empresários explicar, porque não há nenhum impacto", afirma o secretário de Energia e Mineração do Estado de São Paulo, João Carlos Meirelles. Segundo ele, além do benefício energético à Baixada, a instalação de um terminal de GNL junto com a usina - "âncora de consumo" - permitiria direcionar excedentes de gás natural até Cubatão, no sistema de distribuição da Comgás, de onde seria escoado à rede da empresa na capital, ajudando a alimentar outro projeto, no bairro da Pedreira. Ali o governo paulista está coordenando a viabilização, em breve, de outro projeto de geração térmica em área da Emae, que conta com o fornecimento de equipamentos pela Siemens. AES Tietê e Gasen são sócias no empreendimento. (Brasil Energia - 15.09.2017)

## **Eletrobras vence Petrobras na Justiça e libera operação de termelétrica no Amazonas**

A subsidiária de geração da estatal Eletrobras (ELET3.SA) no Amazonas foi autorizada na segunda-feira a iniciar a operação comercial de uma grande termelétrica em Manaus, mesmo após a Petrobras PETR.SA se recusar a fornecer combustível para a usina devido à inadimplência da empresa em outros compromissos. A Aneel publicou nesta terça-feira despacho no Diário Oficial da União em que autoriza a Amazonas Geração e Transmissão a acionar a primeira turbina da termelétrica Mauá 3 de forma temporária, no período de 19 de setembro deste ano a 31 de dezembro de 2018. Segundo uma nota técnica da agência, a operação em caráter comercial será possível devido a uma decisão judicial. Anteriormente, a Eletrobras já havia recorrido à Justiça, também com sucesso, para garantir o gás necessário ao menos à realização dos testes do empreendimento. “Não havendo uma solução definitiva para o fornecimento do combustível... a Amazonas Energia GT demandou ação judicial e novamente conseguiu decisão judicial, dessa vez garantindo o fornecimento do combustível suficiente para operação comercial da usina até o julgamento do mérito em definitivo”, afirma o documento da Aneel, visto pela Reuters. “Vale frisar que a decisão judicial estabelece multa diária de 500 mil reais pelo seu descumprimento”, acrescenta a nota técnica. A usina no Amazonas, que somará 591 MW em capacidade, tem como objetivo substituir a geração mais cara e poluente de termelétricas a óleo na região. A primeira máquina, acionada nesta segunda-feira, tem 189,55 MW. A Petrobras afirmou: “Em cumprimento a uma decisão judicial, a Petrobras segue disponibilizando gás natural para a Usina Termoelétrica Mauá 3, da Amazonas Geração e Transmissão. Contudo, a companhia está adotando medidas administrativas e judiciais em prol dos seus interesses e de seus investidores. (Reuters - 19.09.2017)

## **TBG: aumento da capacidade do Gasbol em chamada pública é considerado**

A chamada pública que a Transportadora Brasileira do Gasoduto Bolívia-Brasil deverá realizar no ano que vem para oferta de capacidade do Gasoduto Brasil-Bolívia, poderá indicar o interesse, por parte dos agentes, de contratação acima da capacidade máxima instalada do duto. Mas tudo dependerá do interesse dos participantes, conforme o diretor-superintendente da transportadora, Renato de Andrade Costa. A possibilidade está sendo considerada pela empresa durante os estudos de elaboração do processo de chamada pública. “Neste caso, a TBG deverá recalcular a tarifa de referência, com base no volume adicional solicitado pelos agentes, e no melhor projeto de expansão existente”, disse ele. A partir disto, explica o executivo, será realizada mais uma rodada de solicitações, até que a demanda por transporte e o preço a que os agentes estejam dispostos a pagar estejam aderentes. No fim do processo, os agentes que mantiveram suas propostas ao preço de equilíbrio, deverão assinar um termo de compromisso, conferindo a segurança comercial em caso de ampliação do gasoduto. Só depois seria firmado o contrato de transporte. Atualmente, a capacidade de transporte do Gasbol é de 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia, que é o volume contratado pela Petrobras com a Bolívia. Porém, com o encerramento dos contratos a partir de 2019, a TBG

está elaborando a chamada pública para oferta de capacidade. A previsão é que a chamada seja realizada até meados do ano que vem. Após a realização da etapa de consulta pública e aprovação do edital, será iniciada a fase de inscrição na chamada pública, quando os carregadores interessados em contratar a capacidade de transporte poderão realizar suas inscrições no processo. (Brasil Energia - 19.09.2017)

### **Bolognesi: Negociação de termelétrica Rio Grande com fundo dos EUA avança**

A empresa americana New Fortress Energy, da gestora de ativos americana Fortress Investment Group, deve anunciar hoje um acordo para aquisição do projeto da termelétrica Rio Grande, de 1.280 MW de potência, e que foi contratada em um leilão em 2014 pelo grupo gaúcho Bolognesi. Representantes da Bolognesi e da New Fortress Energy participaram de uma reunião na Aneel na sexta-feira a fim de apresentar as garantias de que vão levar adiante o projeto. Se sair do papel, a termelétrica, localizada no município de Rio Grande (RS), envolverá, segundo estimativas do governo gaúcho, cerca de R\$ 3,3 bi em investimentos. Na reunião, a área técnica da Aneel solicitou que a Bolognesi protocolasse formalmente a documentação referente ao pleito de transferir o controle do projeto para a companhia americana. O Valor apurou que o governo vê com reservas a proposta de acordo da Bolognesi, por não ser a primeira vez que isso acontece. Segundo fontes a par da situação, a Bolognesi apresentou na sexta-feira, na reunião com a Aneel, as garantias de que a New Fortress Energy vai avançar nas obras, e pediu à Aneel um prazo para concluir essas negociações. O Valor apurou que será a própria New Fortress Energy que vai fornecer o GNL para abastecer a termelétrica. O acordo com a companhia americana tem ainda o apoio do governo gaúcho. Executivos se reuniram com representantes do governo na terça-feira da semana passada para discutir o projeto. Para o governo federal, é fundamental resolver a questão o mais rapidamente possível. (Valor Econômico - 25.09.2017)

### **Sebigás do Brasil: A mais nova empresa associada da Abiogás**

A Sebigás do Brasil é a mais nova integrada ao time da Associação Brasileira de Biogás e Biometano. A companhia, que atua no país desde 2014, opera no desenvolvimento de usinas e também como fornecedor de tecnologia para a construção de usinas de biogás que utilizam resíduos provenientes de diversas fontes, para produzir eletricidade e biometano. A empresa possui experiência no mundo do biogás adquirida através da concepção e construção de mais de 70 usinas, em diferentes países e condições de aplicação, além de ter know-how e conhecimento na utilização de uma larga quantidade de biomassas distintas. Com matriz na Itália, a Sebigás tem sede na Tailândia - que abrange ao mercado asiático - e atende em toda a Europa. No Brasil, a empresa é especialista em usinas de biogás a partir de digestão anaeróbia de alto desempenho. Sediada em Porto Alegre (RS), ela atua com a Cótica Engenharia, desenvolvendo plantas completas e adaptadas à realidade brasileira para os mercados de etanol, açúcar, saneamento e agrosilvopastoril. De acordo com Alessandro Gardermann, presidente da Abiogás, a Sebigás vem unir forças para contribuir para tornar o

papel da Abiogás fundamental neste momento em que o biogás vem se tornando essencial para o desenvolvimento do setor energético. Segundo Lorenzo Pianigiani, diretor comercial da América Latina da Sebigás, a empresa busca o desenvolvimento sustentável no Brasil e na América Latina e confia que um dos meios é atuando com mais força no setor de biogás. Ele viu a necessidade de incluir a empresa nas ações da Abiogás, que segundo ele, são perspicazes para o progresso do setor. (Agência CanalEnergia - 22.09.2017)

### **Cegás: Negociações para terminal de GNL em Pecém são retomadas**

O presidente da Cegás, Hugo Figueirêdo, inicia nesta sexta-feira (22/9) uma viagem à Coréia do Sul para dar continuidade às negociações de implementação de um terminal de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), no Porto de Pecém (CE). As tratativas são feitas com a Korea Gas Corporation (Kogas). Hoje, o porto já tem um terminal de GNL, da Petrobras, que é flutuante e tem uma capacidade de regaseificação de até 7 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Esse novo terminal que a Cegás está negociando seria uma unidade onshore com capacidade de 12 milhões de m<sup>3</sup>/dia de regaseificação, com investimentos de US\$ 600 milhões. Em setembro do ano passado, o governo do Ceará e a Kogas assinaram um memorando de entendimento que deu início aos estudos para planejar, conceber e executar o projeto. Além de importar GNL, o memorando prevê ainda o desenvolvimento de projetos de armazenamento e distribuição. Para o presidente da Cegás, as reuniões na Coréia do Sul deverão avançar nos termos desta parceria, identificando os principais gargalos para a viabilização de um acordo para a construção do terminal. "O terminal será estratégico para o estado do Ceará. A sua construção ampliará as fontes do GNL que abastece a Cegás e poderá ter impacto direto no barateamento do preço que chega ao consumidor cearense", disse Figueirêdo. (Brasil Energia - 22.09.2017)

### **MME: UTE Ceni e CGH Serra Velha é enquadrada junto ao Reidi**

O Ministério de Minas e Energia autorizou na última sexta-feira, 22 de setembro, o enquadramento ao Regime Especial de Incentivos ao Desenvolvimento da Infraestrutura do projeto da usina de geração termelétrica denominada UTE Ceni, compreendendo uma unidade geradora de 30.000 kW de capacidade instalada. As obras acontecerão no município de Nova Independência (SP) e o período de cumprimento do projeto é de março deste ano até janeiro de 2018, demandando investimentos na ordem de R\$ 42,6 milhões, sem a incidência de impostos. Outro projeto enquadrado pelo ministério é relativo à CGH Serra, com sua unidade geradora de 990 kW de capacidade, localizada em Agrolândia (SC). O período de execução das obras vai de janeiro deste ano até dezembro de 2018, demandando recursos na ordem de R\$ 5,4 milhões. (Agência CanalEnergia - 25.09.2017)

### **Repsol: Empresa quer acelerar projeto de gás natural**

Ao mesmo tempo em que mira oportunidades de ampliar sua carteira de ativos no Brasil, a partir da 14ª Rodada de blocos exploratórios, de amanhã, a petroleira

espanhola Repsol trabalha para tirar do papel um dos seus principais projetos no mundo: o megacampo de gás natural de Pão de Açúcar (BM-C-33), na Bacia de Campos. A intenção da companhia é iniciar a produção na primeira metade da próxima década e, para isso, concentra-se na confirmação das reservas e na captação de clientes que permitam viabilizar um dos principais projetos de gás do país. Sócia da Petrobras em dois dos principais campos do pré-sal (Sapinhoá e Lapa), a Repsol Sinopec, joint venture formada pelas petroleiras espanhola e chinesa, é, atualmente, a quarta maior produtora de óleo e gás do país, com uma produção da ordem de 100 mil barris diários de óleo equivalente, segundo dados da ANP. Presidente da Repsol Sinopec Brasil, Leonardo Junqueira, destaca que o consórcio responsável pelo projeto, operado pela Statoil, ainda está quantificando a reserva, mas que a estimativa é que o BM-C-33 tenha um potencial de produção de cerca de 15 milhões de metros cúbicos diários (m<sup>3</sup> / dia) de gás. Junqueira pontua que Pão de Açúcar se trata de um projeto "complexo", já que o mercado de gás nacional ainda não é maduro. As mudanças regulatórias do mercado brasileiro, no entanto, prometem criar um ambiente favorável ao desenvolvimento do campo. "A alteração no marco regulatório do setor de petróleo, a alteração no marco regulatório de gás e a alteração no setor elétrico, somando tudo isso à transição para uma economia de baixo carbono, vão permitir a entrada de um projeto de gás não associado como Pão de Açúcar", disse. O executivo explicou, ainda, que fornecer o gás ao setor termelétrico é uma das alternativas avaliadas para viabilizar a produção local. (Valor Econômico – 26.09.2017)

### **Engie Brasil: Software da Elipse otimiza desempenho operacional de termelétrica**

Instalado no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (SC – 857 MW), o software Elipse E3 vem modernizando o sistema SCADA existente na usina Jorge Lacerda C – UTLC. A primeira etapa a ser vencida foi a de substituir o sistema originalmente instalado, responsável pelo controle das estações de trabalho (ETs). Um sistema que utilizava vários supervisórios, constituído por um ambiente gráfico baseado no software Full Graphics, com diversas rotinas desenvolvidas nas linguagens UNIX e C. Devido a estas variáveis, o sistema apresentava dificuldades de operação. Para contornar estas questões, em 2004, a Engie Brasil Energia, passou a utilizar o Elipse E3 junto à UTLC. Diferente do sistema antigo, a solução da Elipse Software permite agregar novas funcionalidades de forma confiável. Utilizando tecnologias provenientes de vários países europeus, o Complexo está conectado ao SIN. Além de gerar energia, é o maior consumidor de carvão mineral produzido na região carbonífera de Santa Catarina. O Complexo Jorge Lacerda utiliza, hoje, 10 cópias do E3 que são acessados via quatro salas de comando, sendo duas na UTLA, uma na UTLB e outra na UTLC. As unidades 1 e 2 da UTLA são controladas e monitoradas pelo E3, enquanto a 3 e 4 são apenas monitoradas. O software também permite monitorar o sistema de óleo lubrificante das turbinas, equipamentos responsáveis por acionar os geradores de energia das usinas, exibindo as temperaturas do óleo, pressões e status das bombas. (Agência CanalEnergia – 26.09.2017)

## **New Fortress Energy: Usina térmica de 1,3 GW é comprada da Bolognesi**

A empresa norte-americana New Fortress Energy, da gestora de ativos Fortress Investment Group, anunciou nesta terça-feira, 26 de setembro, a aquisição do projeto termelétrico Rio Grande (RS-1,3 GW), movido a GNL e viabilizado pelo grupo gaúcho Bolognesi em leilão federal em 2014. A negociação ocorre após a Bolognesi Energia ter encontrado dificuldades financeiras para viabilizar o empreendimento em função da crise na econômica brasileira que encareceu o crédito no país. A conclusão da operação está sujeita à aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica. O valor do negócio não foi revelado, porém estima-se que o empreendimento demandará mais de R\$ 3 bilhões em investimentos. Além da usina, o projeto prevê a construção de terminal de regaseificação de gás natural liquefeito. “Este projeto e a importação de GNL terão um impacto significativo no desenvolvimento local e no crescimento econômico, pois fornece outra fonte de combustível ambientalmente amigável para o portfólio de energia do Brasil”, escreveu em nota Brannen McElmurray, diretor-gerente da New Fortress Energy. “Estamos trabalhando duro ao lado de Bolognesi e nossos parceiros locais para obter as aprovações pendentes para que este projeto possa ter sucesso e beneficiar o Brasil”. O projeto será construído em Porto do Rio Grande, no Rio Grande do Sul e terá uma unidade de armazenamento e regaseificação flutuante conectada a usina de ciclo combinado. (Agência CanalEnergia – 26.09.2017)

## **TBG: Novo contrato será no regime de entrada e saída**

Os contratos de transporte de gás natural que serão negociados a partir da chamada pública da TBG serão firmados no regime de tarifa de entrada e saída, modelo que está sendo estudado no programa Gás para Crescer. A informação é do diretor superintendente da empresa, Renato de Andrade Costa, nesta terça-feira (26/9) durante o Seminário de Gás Natural, do IBP, no Rio de Janeiro. Costa explicou que dentre os quatro contratos de transporte em vigor, o que vence em 2019 é o de maior volume, com capacidade de 18 milhões de m<sup>3</sup>/dia, que será ofertada inicialmente na chamada. Um segundo contrato, que termina em 2021, e um terceiro, que vai até 2030, envolvem 6 milhões de m<sup>3</sup>/dia cada um, enquanto o quarto, que segue até 2030, tem 5 milhões de m<sup>3</sup>/dia de capacidade. O diretor disse também que a ampliação da capacidade do Gasbol, para o trecho Sul, poderá ocorrer caso haja demanda suficiente. Para ele, isso implicará a ampliação de duas estações de compressão no sul do país e a construção de mais duas, além de medidas preventivas da parte da operação que evite transtornos no duto. Há ainda a possibilidade de realizar uma chamada pública conjunta com a NTS para atender um possível aumento da demanda deste transportador, já que há uma conexão entre os dois em Paulínia, em São Paulo. Mas esta operação só deve ser realizada após o processo da TBG e dependerá de uma demanda futura dos carregadores conectados ao duto do Sudeste. Para o diretor, uma das soluções para aumentar a oferta para o sul é a instalação de um terminal de gás natural liquefeito (GNL). Conectado ao trecho Sul do Gasbol, a instalação acrescentaria 4,1 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural à região do sul e ainda permitiria uma

reversão do fluxo para abastecer o mercado do Paraná. (Brasil Energia - 26.09.2017)

### **New Fortress Energy tem interesse em antecipar termelétrica da Bolognesi**

A New Fortress Energy, que confirmou ontem a assinatura de um acordo para aquisição do projeto da termelétrica Rio Grande, do grupo Bolognesi, pretende acelerar as obras e antecipar o início da operação do empreendimento, previsto atualmente para 2021. Segundo uma fonte com conhecimento do assunto, contudo, a companhia ainda depende da emissão da licença de instalação pela Fundação Estadual de Proteção Ambiental (Fepam) para iniciar as obras. A expectativa, segundo a fonte, é que o documento seja concedido até 15 de dezembro. A aquisição do projeto foi antecipada pelo Valor em reportagem publicada na segunda-feira. Inicialmente, a termelétrica, que foi contratada em um leilão em 2014, deveria entrar em funcionamento em 2019. Com a escalada do dólar e o agravamento da crise econômica brasileira, a Bolognesi encontrou dificuldades para tirar do papel o projeto, cujos investimentos associados são estimados em R\$ 3 bilhões. No início do ano, a Bolognesi conseguiu que a Aneel concedesse um prazo até 2021 para entrega da usina, que terá 1,2 mil MW de potência. No entanto, falta encontrar um novo investidor disposto a assumir o projeto. A usina ficará localizada no município de Rio Grande (RS), e está prevista ainda a construção de um terminal de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), que vai abastecer a termelétrica. Segundo comunicado divulgado ontem pela companhia americana, o terminal de GNL será utilizado também pela indústria local do Rio Grande do Sul. (Valor Econômico - 27.09.2017)

### **GNS: Empresa investe na troca de equipamentos para reduzir gastos de clientes com energia**

A Gas Natural Serviços está ampliando seu portfólio de produtos como forma de ajudar clientes comerciais a reduzirem os gastos mensais com energia elétrica. A empresa vem trabalhando a substituição de equipamentos elétricos por similares em restaurantes, padarias, supermercados, hotéis, lavanderias, shoppings centers e pequenas indústrias de produção de alimentos. O novo portfólio, denominado Chama Direta, inclui fornos, fogões, fritadeiras, churrasqueiras, lavadoras e secadoras. Cada equipamento a gás pode gerar uma economia média de até 30% do gasto com energia elétrica. Além da redução do consumo, os estabelecimentos que aderirem ao Chama Direta podem parcelar a compra dos equipamentos em até 36 vezes ou alugá-los por 10 anos, dependendo do aparelho adquirido. A empresa desenvolve cada projeto de acordo com as características do comércio, cuida do gerenciamento da compra e instalação do equipamento e realiza a manutenção durante o período de vigência do contrato. (Agência CanalEnergia -

### **Termo Norte II: Justiça determina religação da usina**

A Justiça Federal determinou, nesta quinta-feira (28/9), que a Eletrobras e a União reativem, em até 15 dias, a usina a gás natural Termo Norte II (349 MW).

O prazo é improrrogável e, se houver atraso, haverá multa de R\$ 100 mil por dia. A justiça entendeu que a alegação de que a Termo Norte II representa custo superior em relação a outras fontes energéticas existentes no SIN não é argumento suficiente para impedir sua reativação e, portanto, a termelétrica deve ser reativada sem qualquer transferência do ônus financeiro para os usuários na tarifa de energia elétrica. O CMSE já considerava a possibilidade de retomar a operação da usina. A determinação também estabelece multa de R\$ 300 mil por hora de falta de energia em Rondônia, determinando que a Ceron, distribuidora da Eletrobras no estado, não interrompa o fornecimento de energia elétrica em sua área de concessão. O pedido pela liminar foi feito pelo MPF e MP/RO, que argumentaram que o fornecimento de energia elétrica é um serviço essencial e que, Rondônia continua a sofrer com os constantes apagões, mesmo sendo um dos principais estados geradores para o SIN com duas grandes usinas hidrelétricas instaladas em seu território – Santo Antônio e Jirau – além de uma termelétrica e da usina hidrelétrica de Samuel. A Justiça também determinou que a Eletronorte mantenha o circuito 3 (linha verde Jauru-Porto Velho) ligado e realize a poda da vegetação local. Novos apagões por motivo de vegetação terão multa de R\$ 500 mil. (Brasil Energia – 29.02.2017)

### **Bolognesi: Aneel cancela projeto de térmica apesar de interesse dos EUA**

A diretoria da Aneel decidiu continuar um processo para revogar a autorização concedida à Bolognesi para a construção da termelétrica Rio Grande, com cerca de 1,2 GW em capacidade, mesmo com o interesse de um grupo norte-americano pela usina. Em reunião de diretoria da Aneel nesta terça-feira, a Bolognesi disse estar prestes a transferir o projeto da usina Rio Grande ao Fortress Investment Group, dos Estados Unidos, mas os diretores da agência entenderam que ainda assim haveria riscos de o empreendimento não ser viabilizado. “Entendo que aqui todas as oportunidades foram dadas e minha compreensão é que realmente não restou comprovada a segurança de que o projeto se viabilizará no prazo”, disse o diretor-geral da Aneel, Romeu Rufino. A Bolognesi chegou a levar a Brasília um diretor do Fortress Investment Group, que garantiu que a empresa conseguiria construir a termelétrica sem precisar recorrer a recursos de terceiros e que o prazo seria cumprido. O diretor da Fortress Investment Group, Branner McElmurray, disse ainda que o investimento na usina seria um início promissor para o grupo, que teria interesse em mais negócios em energia no Brasil. Em nota, a Bolognesi Energia avaliou como “absurda” a decisão da Aneel, “que desconsiderou a existência de um investidor habilitado e totalmente preparado para cumprir tempestivamente todas as exigências do órgão regulador”. “Dada à flagrante ilegalidade do ato, a Bolognesi Energia certamente apresentará, assim que notificada pela agência reguladora, o recurso cabível, já que a atual decisão representa uma afronta ao desenvolvimento do estado do Rio Grande do Sul e do país”, disse a empresa. (Reuters – 03.10.2017)

### **Basf e BSE Engineering: Acordo é assinado para transformar CO2 em metanol**

A Basf e a empresa americana de soluções BSE Engineering fecharam um acordo de desenvolvimento conjunto de modo que a alemã vai fornecer catalisadores

para um novo processo de armazenamento de energia química. Esse processo usa a sobrecorrente de fontes renováveis e o CO<sub>2</sub> do gás que é subproduto de processos químicos para produzir hidrogênio, por meio de eletrólise descontínua. Em um segundo passo, acontece a produção do metanol, a partir do CO<sub>2</sub> e do hidrogênio. Segundo as companhias, a geração de corrente a partir de fontes de energia renovável, como usinas eólicas ou de energia solar, gera uma sobrecorrente em períodos que os clientes não necessitam. Normalmente, é difícil conseguir utilizar a corrente em excesso no momento em que ela é gerada. As empresas defendem que o uso efetivo do excedente é essencial para que a produção de energia a partir de fontes renováveis seja economicamente viável. (Brasil Energia – 03.10.2017)

### **J&F: Governo quer que Petrobras volte a fornecer gás para usina da holding**

O governo federal quer que a Petrobras volte a fornecer gás para a usina térmica do grupo J&F, controlador da JBS, em Cuiabá. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) informou nesta quarta-feira que vai enviar “correspondência à Petrobras solicitando gestão da empresa no sentido de viabilizar o fornecimento de combustível” a essa e mais três usinas. A usina de Cuiabá pertence à Ambar Energia, do Grupo J&F. A Petrobras decidiu usar uma cláusula anticorrupção para extinguir o contrato de fornecimento de gás, em junho, logo após a divulgação da delação dos executivos da JBS. O contrato entre a empresa de Joesley e Wesley Batista e a Petrobras é um dos pontos da denúncia por corrupção apresentada pela Procuradoria-Geral da República (PGR) contra o presidente Michel Temer, barrada pela Câmara – a segunda acusação está em tramitação. Foi por causa desse negócio que Joesley Batista disse que entregou uma mala com R\$ 500 mil ao ex-deputado Rodrigo Rocha Loures, em uma ação foi gravada pela Polícia Federal. A termelétrica de Cuiabá tem potência de 529,20 MW de energia. CMSE disse que vai pedir à Petrobras para voltar a fornecer gás para a usina por conta do baixo nível dos reservatórios das hidrelétricas. Em meio a um processo de desinvestimentos, o Grupo J&F já colocou a usina à venda. Sem gás, a empresa ainda não encontrou interessados. Por isso, se a Petrobras voltar a fornecer combustível para a térmica, a tendência é que o ativo se valorize. Além da usina da J&F, o CMSE quer que a Petrobras volte a fornecer combustível para as térmicas Araucária, Termo Fortaleza e Termonorte II. Todas estão paradas. (O Globo – 04.10.2017)

### **Gastrading: Empresa espera obtenção de licença para projeto térmico até o fim do ano**

A Gastrading espera obter a licença prévia para o projeto Verde Atlântico Energia, em Peruíbe (SP), até o fim do ano, após a realização da última audiência pública sobre a construção do complexo. O presidente da empresa, Alexandre Chiofetti, disse à Brasil Energia, no entanto, que tudo depende da avaliação da Cetesb, responsável pela emissão da licença. Com investimentos de R\$ 5,5 bilhões, o empreendimento inclui uma térmica de 1,7 mil MW de capacidade instalada vinculada a um terminal de regaseificação de GNL. Chiofetti adiantou que, caso consiga a licença no prazo esperado, a térmica poderá entrar em leilões

de energia em 2018. Desde o meio do ano, a empresa vem tentando a aprovação do estado. Em agosto, o Ministério Público Federal (MPF) em São Paulo decidiu abrir uma investigação sobre a usina. De acordo com o MPF, o projeto chamou a atenção dos órgãos de controle por seu grande potencial de causar impactos ambientais e sociais na região. Porém, o presidente da empresa disse que o trabalho tem sido bem detalhado e disse que o entrave à sua aprovação é a realização da audiência pública que ainda está pendente. "Temos confiança que o estudo ambiental foi bem executado", afirmou ele. O executivo disse o que projeto pode beneficiar 1,7 milhão de pessoas do litoral paulista, uma vez que o terminal de GNL, com capacidade de regaseificar 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia, poderá também enviar o excedente do gás para a outras cidades do estado. "Com isso, o sistema energético da baixada santista passa a ser exportador, invertendo o fluxo do gás, que hoje sai da região central do estado", explicou. (Brasil Energia - 05.10.2017)

### **Eletrobras: MP deverá resolver dívida com gás**

O governo estuda incluir na Medida Provisória que tratará da desestatização da Eletrobras uma solução ao impasse relativo às despesas bilionárias da estatal com a compra de gás natural, segundo duas fontes com conhecimento do assunto. O insumo é usado na geração de energia no Amazonas. Na prática, a ideia é pacificar a questão, o que daria condições para a privatização da Amazonas Distribuidora de Energia e para a pulverização do controle da holding. "Esse assunto pode ser incluído na MP da Eletrobras", afirmou uma fonte ao Valor. Não foram dados detalhes sobre o que pode ser incluído na MP para solucionar o problema. A medida, porém, colocaria uma "pá de cal" no embate entre a Aneel, de um lado, e a Eletrobras e o MME, de outro, com relação às contas da estatal elétrica relativa à Conta de Consumo de Combustível (CCC). Segundo uma das fontes, a Aneel não acatou decisão da Justiça que entende que o custo relativo à infraestrutura construída para transportar o gás natural no Amazonas não pode ser cobrado da Eletrobras, por se tratar de um investimento inserido em uma política energética governamental. "Não há dúvida de que aquilo [construção da infraestrutura de gás] é uma política governamental. Pela lógica empresarial, o gasoduto nunca teria saído do papel". Relatório de fiscalização recente da Aneel determinou que a Amazonas Distribuidora de Energia, subsidiária integral da Eletrobras, deve ressarcir em R\$ 3 bilhões a CCC. Essa conta considera que a distribuidora é responsável pelas cláusulas de "ship or pay" e "take or pay" do contrato de fornecimento de gás, o que contraria o entendimento da estatal, do MME e da Justiça. A Eletrobras diz ter a receber R\$ 2 bilhões da CCC. (Valor Econômico - 09.10.2017)

### **Petrobras: Estatal só quer retomar fornecimento de gás se termelétrica for vendida**

Apesar do pedido do governo para que a Petrobras volte a fornecer gás para a termelétrica do grupo J&F em Cuibá (MT), a estatal resiste a retomar o fornecimento e, nos bastidores, afirma que só fará isso quando a usina for vendida pelos irmãos Batista. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

(CMSE), do governo federal, decidiu nesta semana pedir à Petrobras para que volte a fornecer combustível para a termelétrica da J&F e mais três usinas que estão paradas. A falta de chuvas fez o governo acionar termelétricas mais caras para garantir a fornecimento de eletricidade. Mas a estatal rompeu o contrato após Joesley e outros executivos da JBS terem celebrado acordo de delação premiada. A justificativa para o fim do fornecimento do combustível foi a existência de uma cláusula "anticorrupção" no contrato. Por isso, a estatal avalia não ser possível celebrar um novo acordo com a termelétrica enquanto ela estiver nas mãos do grupo da JBS. A usina pertence à Âmbar Energia, do Grupo J&F. A cláusula usada para romper o contrato passou a ser inserida em todos os acordos da petroleira após o escândalo revelado pela Operação Lava-Jato. No item 23.3 do documento assinado com a Âmbar, denominado "conduta das partes", os dois lados garantem que nunca "realizaram, ofereceram, prometeram ou autorizaram", nem farão no futuro, "qualquer pagamento, presente, promessa, entretenimento ou qualquer outra vantagem, seja diretamente ou indiretamente" a qualquer autoridade ou funcionário público. O contrato deixa expresso, ainda, que o conceito de parte engloba o grupo empresarial, incluindo as empresas "controladoras, controladas e sociedades sob controle comum". Na visão da Petrobras, não há como celebrar um novo acordo com a termelétrica porque o normativo da estatal obriga a inclusão desta cláusula e ela não é cumprida pelo grupo da JBS. (O Globo - 07.10.2017)

### **Gastrading: Inflexibilidade deve crescer gradualmente**

A inflexibilidade para usinas térmicas nos leilões de energia deve subir gradualmente para algo em torno de 60% a 65%, avalia o presidente da Gastrading, Alexandre Chiofetti. Em entrevista à Brasil Energia, ele disse que essa tendência será um caminho sem volta. Para o executivo, o governo é favorável a essa mudança. Chiofetti salienta, entretanto, que rumar para uma inflexibilidade maior será uma quebra de paradigma no mercado, pois cada vez mais as térmicas são chamadas a gerar energia na base. No próximo leilão A-6, em dezembro, a inflexibilidade anual de térmicas será de 50%, permitindo, a critério do empreendedor, geração na base em alguns meses do ano. Com essa inflexibilidade de 50%, o governo espera que as térmicas a gás sejam mais atrativas no leilão do fim do ano. Essa contratação permite aumentar a energia firme do sistema e garantir a ampliação das fontes renováveis, como eólicas e solares, com geração variável, em um cenário de baixos níveis de armazenamento nos reservatórios hídricos. Além disso, o executivo analisa que o mercado de GNL, hoje com preços competitivos, é um fator a mais para a adoção de uma inflexibilidade maior. "Essa questão precisa ser discutida e tende a ser uma mudança paulatina", disse. (Brasil Energia - 06.10.2017)

### **Potigás: Companhia comercializa 307 mil m<sup>3</sup>/dia até agosto**

Até agosto, a Potigás comercializou cerca de 307 mil m<sup>3</sup>/dia de gás, sendo o segmento industrial, responsável pela maior fatia, com 145 mil m<sup>3</sup>/dia em média durante todo o ano. Para o presidente da companhia, Carlos Alberto Santos, a ampliação da oferta de gás esperada no Brasil para os próximos anos, graças à

exploração do pré-sal e aos resultados do Programa para Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (Reate), deve garantir novos investimentos no Rio Grande do Norte e mais competitividade para o insumo no estado. "A mudança do mercado representa uma nova oferta do produto para a companhia", disse ele, que participou nesta semana de simpósio sobre o Reate, realizado em Mossoró. O Reate pretende triplicar até 2030 a produção de petróleo e gás em terra (onshore). A ideia é diminuir os entraves legais junto a ANP para apoiar também os pequenos produtores. (Brasil Energia - 06.10.2017)

### **Petrobras: Estatal resiste a liberar combustível para termelétricas**

O governo pode enfrentar dificuldades para garantir o suprimento de gás natural pela Petrobras para um conjunto de termelétricas sem combustível, conforme pedido pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). O Valor apurou que a decisão do colegiado, que reúne as principais autoridades energéticas do país, de pedir a liberação do gás contraria interesses comerciais da estatal, cuja gestão é considerada independente e comprometida em alcançar metas financeiras de redução de nível de endividamento e aumento de rentabilidade. Além da termelétrica de Cuiabá, o governo também quer colocar em operação as térmicas de Araucária, que está com fornecimento de combustível praticamente equacionado; TermoNorte II; Celso Furtado (ex- TermoBahia); e a TermoFortaleza (CE). Segundo fontes ouvidas pelo Valor, a decisão do CMSE e também pode ser entendida como uma tentativa de intervenção direta do governo na gestão da companhia, que não iria tolerar esse tipo de postura. Uma das propostas do governo para a térmica de Cuiabá, segundo uma fonte, seria a Petrobras "segregar" o problema de governança e compliance envolvendo o grupo J&F, e voltar a fornecer gás para a usina em "caráter excepcional". O Valor apurou, no entanto, que a posição atual da Petrobras é de só fornecer combustível para a usina se ela for vendida e tiver um novo sócio controlador. Em nota, a Petrobras disse que receberá e analisará tecnicamente todas as demandas para reduzir o risco no mercado energético nacional, "desde que sejam atendidas as condições comerciais definidas pela empresa e sem qualquer subsídio concedido ou impedimentos de natureza jurídica." Estatal rompeu contrato com usina da J&F e só considera retomar fornecimento caso a térmica seja vendida Oficialmente, os técnicos do CMSE querem viabilizar o suprimento de combustível para essas termelétricas com o objetivo de reduzir o custo da energia no sistema. O país está importando energia da Argentina e do Uruguai. (Valor Econômico - 10.10.2017)

### **Petrobras: Segurança energética nacional depende da empresa**

Segundo o secretário de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis do MME, Márcio Félix, "A garantia de gás da Petrobras para acionamento de térmicas é mais uma das frentes para aumentar a segurança energética". "Se tem térmicas paradas e precisamos de todas despachadas [operando], tem que ver as questões comerciais", completou. Segundo cálculos de uma fonte ligada à Âmbar, subsidiária da J&F que controla a termelétrica de Cuiabá, apenas na semana

passada, se a termelétrica tivesse operando, o custo para o sistema teria sido até R\$ 15,9 mi mais barato, devido à diferença entre o custo de operação da termelétrica (CVU) e o custo marginal da operação (CMO). A estatal rompeu unilateralmente um contrato de fornecimento de gás com a termelétrica Cuiabá em junho, alegando violação da cláusula contratual que trata da legislação anticorrupção, depois que a usina foi citada na delação dos sócios da J&F. Existem dúvidas se o CMSE pode obrigar a estatal a fornecer o gás previsto nesse contrato. Depois a Petrobras voltou a negociar com a Âmbar, alegando que precisa concluir uma investigação interna de corrupção. Esse processo não tem data para terminar. O problema é que o cenário hidrológico atual indica que o custo de geração no país vai crescer cada vez mais, e vai acabar sendo alocado aos consumidores. A termelétrica Cuiabá tem um gasoduto próprio e contrato com a Bolívia, mas o país vizinho não tem gás para atender todos os contratos. A Petrobras tem prioridade na exportação de gás para o Brasil e tem contrato que garante importação de 31 milhões de metros cúbicos por dia, mas tem trazido cerca de 26 milhões de metros cúbicos. Essa diferença será compensada entre a Petrobras e o governo boliviano no final do contrato. No momento a oferta é apertada na Bolívia e o país tem outros consumidores prioritários, como a Argentina. (Valor Econômico - 10.10.2017)

### **Rio Grande do Sul: Governo tenta reverter cancelamento de projeto de termelétrica**

O governo do Rio Grande do Sul tenta reverter o cancelamento de um projeto para a construção de uma usina termelétrica em Rio Grande, no Sul do estado. O investimento está avaliado em R\$ 3 bilhões e seria executado pelo grupo Bolognesi. A decisão pelo cancelamento foi tomada pela diretoria da Aneel na terça-feira (3). A justificativa é a falta de capacidade financeira, mesmo após a Bolognesi anunciar que iria transferir o projeto da usina ao Fortress Investment Group, dos Estados Unidos. Na segunda-feira (9), o chefe da Casa Civil estadual, Fábio Branco e o prefeito de Rio Grande, Alexandre Lindenmeyer, foram à sede da Aneel, em Brasília, para reverter a situação. Eles pediram que fosse dado prazo até o final do mês para que a empresa apresentasse documentos que comprovem as condições para construir a usina. "Nós estamos aguardando e pedindo é uma sensibilidade porque nós estamos precisando aí praticamente de 30 dias para apresentar projetos. E estamos muito próximos de sua implantação. O governo do estado já assumiu esse compromisso de entregar a licença até final de dezembro, 31 de dezembro. E seu início das obras em fevereiro e a tranquilidade para a Aneel que o cronograma não vai ser alterado", observou o chefe da Casa Civil. O projeto de construção da usina se arrasta há anos. Na semana passada, a Bolognesi chegou a levar a Brasília um diretor do Fortress Investment Group, que garantiu que a empresa conseguiria construir a termelétrica sem precisar recorrer a recursos de terceiros e que o prazo seria cumprido. No entanto, um dos diretores da Aneel, Tiago de Barros, ressaltou que seria arriscado dar mais tempo para a implementação da termelétrica Rio Grande, uma vez que uma nova frustração do projeto faria com que se tivesse perdido um tempo precioso que poderia ser utilizado para contratar uma nova usina, mais viável. "O interesse público em garantir mais prazo para esse

empreendimento começa a afetar o interesse público da segurança energética", disse. (G1 - 10.10.2017)

### **Petrobras: Empresa enfrenta problemas com termelétricas**

No caso da TermoNorte, o suprimento de óleo foi interrompido porque a Petrobras discute com a Eletrobras na Justiça o pagamento de combustíveis para as subsidiárias depois de registrar calote de R\$ 17 bilhões. Para atender Uruguaiana, a Petrobras terá que comprar GNL mais caro no mercado internacional e injetar na Argentina, passando pela rede de dutos daquele país até chegar ao sul do Brasil. No caso das térmicas de Fortaleza e Ceará existem dois problemas, segundo o Valor apurou. O mais imediato é que o navio Golan Spirit, que estava na Bahia, foi enviado para manutenção na Espanha. Por isso, o navio que estava atendendo o terminal de GNL de Pecém, no Ceará, foi para a Bahia. O resultado é que as duas térmicas não podem gerar ao mesmo tempo, pelo menos até novembro, quando o Golan Spirit voltará ao Brasil. Um problema adicional com o suprimento da Bahia e Ceará é que elas têm garantido suprimento de gás a preços subsidiados, por integrarem o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT). O programa foi instituído no governo FHC para incentivar a construção de termelétricas. Isso significa que a Petrobras teria que comprar GNL no mercado internacional a preços de mercado - o preço médio no primeiro semestre foi de US\$ 6,31 por milhão de BTU - para revender por US\$ 4,18. Esse é o preço calculado com base na portaria interministerial 234 de 2002, que instituiu o PPT. O gás da Bolívia custa US\$ 5,6 por milhão de BTU. De acordo com a nova política de preços da estatal, o gás é vendido por US\$ 7,1 por milhão de BTU no Nordeste. (Valor Econômico - 10.10.2017)

### **Eletrobras: Termelétrica no Amazonas terá operação custeada por encargo**

O governo decidiu que reconhecer a "necessidade de geração excepcional" da termelétrica Mauá 3, um empreendimento da estatal federal Eletrobras(ELET3.SA) no Amazonas, entre setembro de 2017 e dezembro de 2018, período em que a unidade deverá ter os custos de geração cobertos por um encargo cobrado junto aos consumidores. Em portaria no Diário Oficial da União desta segunda-feira, o Ministério de Minas e Energia decidiu que os custos fixos e variáveis autorizados para a usina deverão ser aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Ainda segundo a publicação, os custos fixos e variáveis a serem cobertos pelos encargos incluem operação e manutenção da termelétrica, observando limites de eficiência e custo a serem definidos pelo regulador. O ministério definiu que a geração da usina no período deverá ser de até 583 megawatts, "para garantir a confiabilidade e a segurança do suprimento de energia ao sistema Manaus". A térmica Mauá 3 foi objeto de recente desentendimento entre a Eletrobras e a Petrobras (PETR4.SA), após a petroleira recusar-se a fornecer combustível para o funcionamento da usina devido a dívidas anteriores da estatal. Atualmente, a termelétrica da Eletrobras no Amazonas tem funcionado por força de decisão judicial que obrigou a Petrobras a fornecer o combustível necessário à geração de eletricidade. (Reuters - 09.10.2017)

### **SCGás: Investimento de R\$ 1 milhão em projeto piloto de expansão de rede**

A SCGás deve concluir até o próximo mês um projeto piloto em Balneário Camboriú que expandirá a rede de distribuição seguindo modelo diferente do que é adotado atualmente: os dutos serão construídos nas calçadas e não mais nas ruas e rodovias. O investimento será de R\$ 1 milhão e o início do fornecimento se dará até o primeiro trimestre do ano que vem. De acordo com a companhia, esse modelo deverá permitir maior agilidade na execução das obras, uma vez que pouco afetará o trânsito durante o processo. O gás será levado nessa obra experimental para 200 unidades residenciais. Com o resultado em mãos, a empresa avaliará se usará esse método no plano de expansão que prevê, em um prazo de cinco anos, atingir a meta de 1,4 mil edifícios, chegando a 30 mil apartamentos e 350 estabelecimentos comerciais. Atualmente, Balneário Camboriú conta com cerca de 20 quilômetros de rede estruturante de gás, atendendo ao shopping que leva o nome do município e mais 764 unidades residenciais na Praia Brava, no município vizinho de Itajaí. (Brasil Energia - 09.10.2017)

### **Âmbar Energia: Petrobras fere concorrência ao recusar fornecer gás**

A Âmbar Energia, empresa do setor elétrico da holding J&F, afirmou que o fato de a Petrobras ter decidido não fornecer gás natural para a termelétrica de Cuiabá “configura discriminação e grave infração ao princípio de concorrência.” A declaração consta em um posicionamento enviado pela Âmbar ao Valor. A Âmbar se disse indignada com o teor de uma reportagem publicada hoje pelo Valor, que diz que, segundo fontes, a Petrobras está resistindo ao pedido feito pelo governo para que viabilize o gás para a usina. O assunto, inclusive, é objeto de disputa entre a Âmbar e a Petrobras no Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) há mais de dois anos. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) enviou uma correspondência à Petrobras solicitando que esta viabilize combustível para a termelétrica de Cuiabá e outras usinas que também se encontram paradas por falta do insumo. O Valor apurou, no entanto, que a companhia não deve atender o pleito no que se refere à usina da J&F, por estar ainda conduzindo uma investigação interna sobre denúncias de corrupção relacionadas ao contrato anterior com a termelétrica. “Na visão da Âmbar, a Petrobras, como monopolista no mercado de fornecimento de gás natural não pode simplesmente interromper o fornecimento de um insumo insubstituível e, a seu exclusivo critério, determinar quando voltará a negociar com um agente do setor”, disse a empresa da J&F. Em nota, a Âmbar disse que a manifestação do CMSE foi pautada por uma análise técnica e aprofundada sobre os impactos positivos para os consumidores de energia do país. A companhia disse ainda que os três contratos já firmados anteriormente entre a Petrobras e a usina “tiveram preços que geraram margens significativas” para a estatal. (Valor Econômico - 10.10.2017)

### **Âmbar Energia: Grupo terá de voltar a pagar taxas devidas à MT Gás**

A Procuradoria Geral do Estado (PGE) do Mato Grosso conseguiu derrubar na Justiça liminar que suspendia o recolhimento de taxas que a Âmbar Energia, do grupo J&F, deve para a MTGás, no valor de aproximadamente R\$ 2,4 milhões. A decisão é do desembargador Rui Ramos Ribeiro, presidente do Tribunal de Justiça do estado. De acordo com a PGE, o valor devido, que não era pago por força de decisão judicial, vinha causando prejuízos à companhia estadual. A empresa, controlada pelo grupo dos irmãos Joesley e Wesley Batista, é dona da termelétrica Cuiabá que, recentemente, abriu chamada pública para compra de 2,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás. A usina possuía contrato com a Petrobras, firmado em abril, com prazo até fim deste ano, mas a petroleira o rescindiu em junho passado. Com esse novo revés, a Âmbar volta a estar obrigada a pagar os valores devidos à distribuidora matogrossense. O subprocurador Carlos Perlin, que assinou a petição pela PGE para a derrubada da liminar, disse que a empresa atua na exploração de gás na condição de usuário livre e por isso ela tem de pagar uma tarifa à MT Gás. Com a liminar anterior, a proprietária da UTE Cuiabá não vinha pagando as taxas. “O estado de Mato Grosso, conseguindo essa exigência, agora fará com que a empresa novamente volte a pagar a tarifa”, explicou Perlin. (Brasil Energia – 10.10.2017)

### **MSGás: Definidas consultorias que avaliarão privatização da empresa**

A American Appraisal Serviços de Avaliação e o consórcio liderado pelo Banco Fator venceram a licitação para analisar a modelagem da privatização da MSGás. A primeira consultoria fará a valiação econômico-financeira da operação, por R\$ 91 mil, o que representa deságio de 95,6%. Já o grupo de empresas realizará, por R\$ 3,4 milhões, com deságio de 74,7%, a modelagem do processo de desestatização, uma completa due dilligence da companhia, assessoria jurídica e de comunicação. O resultado foi divulgado nesta terça-feira (10/10). O edital previa dois itens de contratação: serviço A, para o qual a proposta da American Appraisal foi escolhida; e serviço B, que foi conquistado pelo consórcio liderado pelo Banco Fator. (Brasil Energia – 10.10.2017)

### **Petrobrás volta a fornecer gás natural para Araucária**

A Copel divulgou nesta quinta-feira, 11 de outubro, que o conselho de administração da companhia autorizou a assinatura de contrato de suprimento de combustível entre a Petrobras e a termelétrica Araucária (PR-484 MW). O contrato vigorará até 31 de dezembro de 2018 e prevê o fornecimento de até 2,190 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia, sem obrigatoriedade de retirada, modalidade take or pay. A distribuição do gás será feita pela Compagas, distribuidora do Paraná. Araucária é uma das quatro usinas que o CMSE quer ver operando para contribuir nesse período de estiagem e baixa dos reservatórios. As outras térmicas são Cuiabá, Termo Fortaleza e Termo Norte 2. As usinas estão sem contratos de fornecimento de combustível. Araucária é a primeira a anunciar a retomada. (Agência CanalEnergia – 11.10.2017)

### **Cosan comprará ativos da Shell na Comgás**

A Cosan comprará ações da Shell na Comgás, em operação de R\$ 1,16 bilhão, cujo prazo de avaliação será de 10 dias, informou a empresa na última terça-feira (10/10). Pelos termos da operação, a Shell repassará à Cosan 21.805.645 ações ordinárias que representam 16,77% do capital social da distribuidora paulista, no valor de R\$ 53,05 por cada papel. Em contrapartida, a Cosan repassará à Shell, 20.349.395 ações ordinárias que equivalem a 4,99% do capital social da Comgás e pagará à petroleira anglo-holandesa o valor de R\$ 208,6 milhões e no aniversário de um ano da data de fechamento do negócio, a Cosan pagará mais R\$ 214,9 milhões. (Brasil Energia - 11.10.2017)

### **Consema define essa semana nova data para debate sobre UTE Peruíbe**

O Conselho Estadual do Meio Ambiente (Consema) define esta semana a nova data para a audiência pública que vai discutir os impactos ambientais da instalação de uma UTE movida a gás natural em Peruíbe, no litoral sul paulista. A Justiça suspendeu a audiência pública que seria realizada no último dia 28. O projeto Verde Atlântico Energias, da empresa Gastrading, prevê a construção de uma UTE e um terminal de gás natural liquefeito para gerar eletricidade e fornecer gás natural à região da Baixada Santista. A Gastrading informou que o projeto foi encaminhado para análise do Ibama em junho de 2015, mas o licenciamento foi delegado à Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (Cetesb). A empresa ainda aguarda o parecer da Cetesb para obtenção das licenças. O estudo de impacto ambiental (Eia-Rima) foi protocolado em 5 de abril deste ano. (O Estado de São Paulo - 13.10.2017)

### **Passo para formalização do consórcio da UTE Pedreira**

A formalização do consórcio que será responsável pela implantação de uma UTE no bairro de Pedreira, zona sul de São Paulo, ainda não ocorreu, mas um passo precedente para essa medida foi finalizado. A Emae e a Gasen-Siemens, assinaram um contrato para o desenvolvimento e construção da central de geração. Segundo a secretaria de Energia e Mineração do estado faltam apenas alguns ajustes legais para a formalização, bem como a divisão da participação de cada empresa no projeto. A ideia é de ter a estatal Emae como minoritária, responsável pela disponibilização de ativos locacionais e pelo licenciamento ambiental. A Gasen, pelo desenvolvimento e implantação do projeto, bem como sua viabilização financeira. A terceira empresa escolhida na chamada pública foi a AES Tietê Energia. Em um breve comunicado, a companhia informou por meio de sua assessoria de imprensa que os termos definitivos da parceria seguem em negociação. (Agência CanalEnergia - 11.10.2017)

### **INB espera ampliar até fim do ano unidade de enriquecimento de urânio**

As INBs devem concluir até o fim do ano a sétima cascata da unidade de enriquecimento de urânio da FCN. A empresa, passará a fornecer 50% dessa capacidade de recarga anual com o início em operação desta unidade. Até 2019, a empresa espera concluir o projeto de construção das dez cascatas previstas na fase 1 do projeto de enriquecimento, perfazendo um investimento total de R\$ 668

milhões. O diretor técnico de Enriquecimento Isotópico da estatal, Álvaro Alves Pinto, disse, no entanto, que a execução do programa está atrasada em 10 anos por causa das dificuldades relacionadas ao repasse de recursos. De acordo com Pinto, a fase 2 do projeto, que contemplará a implantação de mais 12 cascatas de ultracentrífugas, deve ser iniciada a partir de 2019. Com esta expansão, a INB terá capacidade instalada de enriquecimento de urânio para atender plenamente às recargas de Angra 1, 2 e 3. Quando o país for autossuficiente, meta estabelecida para a próxima década, poderá produzir até 35 toneladas de urânio enriquecido por ano. (Brasil Energia – 11.10.2017)

### **Engie Brasil Energia moderniza processos do complexo termelétrico Jorge Lacerda**

A Engie Brasil Energia recorreu ao monitoramento remoto para elevar a produtividade e modernizar processos do complexo termelétrico Jorge Lacerda, ao mesmo tempo que a empresa decidiu se desfazer de ativos a carvão mineral, como parte de sua estratégia global de geração renovável. O complexo tem unidades que possuem mais de 50 anos de atividade e já utilizava sistema Scada, mas decidiu uniformizar e atualizar os sistemas em todas as unidades geradoras das três usinas. Para isso, a Engie recorreu à Elipse, que adotou o sistema E3 nas três usinas. “Há a possibilidade de executá-lo a 600 km de distância com canais de comunicação para casos em que há essa necessidade”, completa Rodrigo Gressler, consultor da Elipse. Com a atualização, o complexo passou a atuar com dez licenças do E3, acessados via quatro salas de comando. (Brasil Energia – 16.10.2017)

(Agência CanalEnergia – 16.10.2017)

### **UTE Novo Tempo: prazo adicional para implementação**

A Aneel deu prazo até o dia 24/11 para que a UTE Novo Tempo, da Bolognesi, apresente comprovação financeira sobre o repasse da outorga para a Prumo Logística, por meio de sua subsidiária Gás Natural Açú. Até lá, também deverá ser apresentado o contrato de fornecimento de gás natural para o empreendimento. A decisão foi tomada nesta terça-feira (17/10) e dá um destino diferente da UTE Rio Grande, que teve a outorga revogada. O diretor Reive Barros, relator do processo, considerou documentações apresentadas que demonstram a viabilidade da implantação da térmica. Além da factibilidade da construção da usina, o diretor também analisou que há tempo hábil para o atendimento ao contrato de venda de energia desde que seja efetivada a transferência da titularidade até o dia 30/11. Pelo cronograma analisado pelo diretor, a UTE deveria apresentar até 31/12, a licença de instalação da usina com a emissão da ordem de serviço para o início das obras até 1/3 do próximo ano e o começo efetivamente da construção da unidade até 26/8 do ano que vem. O início da operação comercial está previsto para 2021. O investimento previsto na construção da usina termelétrica e no terminal de regaseificação de GNL vinculado ao projeto, é de aproximadamente R\$ 3 bilhões. (Brasil Energia – 17.10.2017)

## **Compra de ativos da Comgás aprovada por conselheiros da Cosan**

Os conselheiros independentes da empresa de energia e logística Cosan (CSAN3.SA) aprovaram a aquisição de ações da distribuidora de gás natural Comgás junto à sua controladora Cosan Limited (CZZ.N), segundo comunicado divulgado pela companhia na noite de segunda-feira. O negócio por 16,77 por cento do capital da Comgás envolverá o pagamento pela Cosan de 1,16 bilhão de reais, sendo 948,2 milhões de reais à vista e 214,9 milhões a prazo. (Reuters - 17.10.2017)

## **UTE Rio Grande: Proposta de compra era frágil, diz diretor da Aneel**

A decisão da Aneel de revogar a outorga da UTE Rio Grande (RS - 1.200 MW) foi motivada pela fragilidade da proposta de venda apresentada pela Bolognesi Energia, que tentava negociá-la com a americana New Fortress. A usina foi viabilizada no leilão A-5 de 2014. De acordo com o diretor da Aneel, José Jurhosa, essa tentativa não apresentava segurança que trouxesse a certeza da entrada em operação do projeto. “Vimos que não havia dentro do prazo horizonte para a usina se concretizar”, explicou o diretor, que participou da abertura do Energy Expo Fórum, realizado nesta quarta-feira, 18 de outubro, em São Paulo (SP). Ainda de acordo com ele, não havia certeza de quem supriria o gás após a Shell sair do negócio. Jurhosa se defendeu das críticas que a agência teria sido mais benevolente com o outro projeto térmico da Bolognesi, a UTE Novo Tempo (PE - 1.200 MW), que foi vendida para a Prumo Logística e transferida para o Rio de Janeiro, no Porto do Açú. Segundo o diretor, essa proposta estava melhor estruturada. Questões como a transferência de estado, o suprimento e o terminal de GNL estão sendo resolvidas e demandarão novos custos que serão pagos pelo novo dono. Ontem foi dado um prazo maior para que a Prumo apresentasse esses novos planos. “Se até o fim desses prazos não houver um plano, a Aneel vai revogá-la também”, avisa. O governo do Rio Grande do Sul vem tentando mudar a decisão da Aneel. Na última semana, políticos do estado criaram uma frente parlamentar e secretários estaduais procuraram a própria Aneel e o MME. A UTE Rio Grande seria um investimento bilionário no estado. Jurhosa disse achar difícil que o processo de revogação seja revertido. (Agência CanalEnergia - 18.10.2017)

## **Petrobrás tenta solução para conflito com a Potigás**

A Petrobras entrou na Justiça contra a ANP para tentar solucionar um conflito com o governo do Rio Grande do Norte e com a distribuidora local de gás Potigás, na qual a estatal tem participação acionária. A disputa exemplifica as dificuldades que o governo terá para alinhar os interesses em torno do novo marco regulatório do setor. A legislação garante o monopólio da distribuição de gás a empresas estaduais e lhes permite cobrar tarifas sobre movimentações do combustível em sua área de atuação, mesmo que os dutos tenham sido construídos por terceiros. A Petrobras questiona o valor da tarifa definido pela Arsep e, após o início das operações, foi multada pela ANP em R\$ 1,26 milhão por falta de contrato. A empresa pede a suspensão das multas e dos pagamentos

à distribuidora até que a atividade de autoprodutor de gás seja regulamentada no Estado. (Folha de São Paulo - 20.10.2017)

### **Petrobras: proposta para adoção de medidas estruturais para térmicas existentes**

A Petrobras propôs nesta quinta-feira (19/10) que o governo adote medidas estruturais para viabilizar a contratação adequada de térmicas existentes. Em nota, a petroleira informou que o aumento do número de usinas sem contrato de combustível poderá causar impacto na garantia do suprimento energético. A empresa também informou que analisará todas as demandas que cheguem à companhia sobre o fornecimento de gás natural para as usinas. Na véspera, o CMSE disse que enviará correspondência à Petrobras no sentido de viabilizar o combustível para as usinas que podem gerar energia mas que encontram-se paradas, de forma a ter mais unidades disponíveis para despacho e garantir o suprimento. (Brasil Energia - 19.10.2017)

### **Bolognesi e New Fortress entram com recurso para manter térmica**

A Bolognesi e a americana New Fortress Energy entraram com um recurso administrativo na Agência ANEEL pedindo que reconsidere a revogação da concessão da termelétrica Rio Grande, de 1,3 GW de potência. O objetivo é comprovar que a New Fortress tem capacidade para colocar a usina em operação até o fim de 2020, antes do início da vigência dos contratos com as distribuidoras, que começam em 2021. Para isso, a americana negociou parcerias com várias companhias, como a GE, que seria responsável pela engenharia e construção, e a norueguesa Golar Power, que iria afretar uma embarcação para regaseificação do GNL usado na usina. Contratada no leilão A-5 de 2014, a térmica deveria entrar em operação em 2019, mas a escalada do dólar e o agravamento da crise financeira no país fizeram com que a Bolognesi tivesse dificuldades em tocar o projeto. A Bolognesi, então, conseguiu prorrogar até 2021 o prazo de entrada em operação da termelétrica, e tinha até agosto para encontrar uma maneira de viabilizar o negócio. Ao fim do prazo, a empresa pediu extensão à Aneel, e assinou, em setembro, acordo de venda com a New Fortress Energy. Mesmo assim, a Aneel decidiu revogar a concessão da usina, por considerar que não há expectativa de viabilizar o projeto. Segundo Tiago Correia, diretor da Aneel, a agência vai olhar "com toda a atenção" os argumentos do recurso da Bolognesi. O Valor apurou, porém, que as chances de a diretoria mudar de ideia não são grandes. Isso porque outro projeto da Bolognesi, a térmica Novo Tempo, está com os planos consideravelmente avançados. No caso da Rio Grande, o entendimento é que "não há nada" concreto. (Valor Econômico - 23.10.2017)

### **Andrade Gutierrez: hub de gás do Porto do Açu**

Empreiteira assinou contrato de EPC da usina térmica; terminal de regaseificação poderá ser offshore A Prumo Logística assinou contrato com a Andrade Gutierrez para construir a UTE GNA Açu, que fará parte do hub de gás natural a ser instalado no Porto do Açu, em São João da Barra, no Rio de Janeiro. O

contrato de EPC será executado em consórcio com a Siemens, que detém 33% da GNA Infraestrutura – joint venture vinculada à GNA e responsável pelo desenvolvimento dos projetos de infraestrutura do Açú Gas Hub. A espanhola Sener foi subcontratada para tocar a engenharia da planta. Os empreendimentos incluem um terminal de regaseificação, cuja construção ainda está em processo de contratação. A norte-americana KBR teria sido contratada como Owners Engineering do projeto. Parte da primeira fase do Açú Gas Hub, a UTE GNA I será uma termelétrica em ciclo combinado a gás natural de cerca de 1.300 MW. Já o terminal de regaseificação terá capacidade para importar GNL para a UTE GNA I e futuras térmicas e outros projetos potenciais na área Industrial do Porto do Açú. O hub será composto por uma termelétrica com 6.400 MW (licenciados) de capacidade e incluirá uma unidade de processamento de gás natural, além de gasodutos que ligarão o empreendimento à malha de transporte e campos produtores. O gás natural será fornecido pela britânica BP, conforme acordo de exclusividade assinado com a Prumo em agosto. O documento prevê que a empresa terá uma participação de 30% na GNA, além de 50% em outra sociedade a ser constituída, que será responsável pelos contratos de compra e venda de energia. (Brasil Energia- 20.10.2017)

### **Nos próximos cinco anos, Gas Brasileiro pretende investir R\$ 250 mi**

A Gas Brasileiro deve investir nos próximos cinco anos cerca de R\$ 250 milhões na expansão da rede de distribuição no interior paulista. Com esse aporte, a distribuidora espera chegar a 1,4 mil km de rede e ultrapassar 50 mil clientes atendidos. Até o fim do ano, mais três municípios (Barra Bonita, Catanduva e Bebedouro) serão conectados ao sistema. Para 2018, a empresa focará no desenvolvimento do mercado urbano de Bauru, que receberá recursos de R\$ 5 milhões. Atualmente, a cidade conta com 33 km de rede, com 36 consumidores, sendo sete indústrias, 27 estabelecimentos comerciais e dois postos revendedores de GNV. Com esse aporte, a companhia projeta construir mais 16 km de rede e atender pelo menos 7 mil novos consumidores. (Brasil Energia – 20.10.2017)

### **TAG: começa etapa não vinculante de venda**

A Petrobras informou nesta segunda-feira (23/10) que deu início à fase não vinculante do processo de venda de 90% da participação acionária na Transportadora Associada de Gás (TAG). Nesta etapa, os interessados habilitados na fase anterior receberão um memorando descritivo contendo informações mais detalhadas sobre o ativo, além de instruções sobre o processo de desinvestimento, incluindo as orientações para elaboração e envio das propostas. Agora, os potenciais compradores têm a opção de apresentar a primeira oferta pelo projeto, conhecida como oferta não vinculante, já que a proposta ainda não traz um compromisso formal de compra. Pode haver desistência sem ônus ou penalidade. A petrolífera anunciou a venda da TAG no último dia 5/9, quando deu início à chamada divulgação de oportunidade (teaser). A transportadora possui um sistema de gasodutos de cerca de 4,5 mil km de extensão, que é localizado nas regiões Norte e Nordeste, com capacidade de transportar 74,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia, "volume que está integralmente

contratado por meio de contratos de longo prazo com cláusulas de ship-or-pay", destacou a companhia, em comunicado enviada na época da divulgação da alienação. Depois do teaser, o processo de venda terá as etapas de ofertas não-vinculantes (fase que se inicia agora), ofertas vinculantes, concessão de exclusividade para negociação, aprovação de transações, assinatura de contratos e conclusão da venda. (Brasil Energia - 23.10.2017)

### **Revisão de negócios em GNL: Engie admite negociações com Total**

A francesa Engie, concessionária de energia e gás, está em discussões com a Total e outras companhias não identificadas em meio a uma revisão de parte de seus negócios de GNL, disse a empresa nesta segunda-feira, elevando as perspectivas de uma possível venda. Em um comunicado, a Engie disse que lançou uma revisão estratégica de suas unidades de GNL "upstream" -- que incluem a liquefação, transporte e comercialização de GNL--, embora atividades de "downstream", como a regaseificação, não tenham sido incluídas nos planos. A publicação financeira La Lettre de l'Expansion noticiou que a Engie estava negociando uma possível venda de sua divisão de GNL para a Total e que um acordo pode ser alcançado nas próximas semanas. O vice-presidente-executivo da Engie, Didier Holleaux, confirmou à Reuters que a Engie está buscando um sócio para partes do negócio de GNL. "Para tornar o GNL lucrativo, precisamos ser tão grandes quanto o possível. Então estamos buscando um parceiro", disse Holleaux, ao participar de uma conferência em Cingapura. (Reuters - 23.10.2017)

### **Copel e Compagás: BNDES e governo do Paraná assinam acordo que pode desestatizar companhias**

O BNDES e o governo do Paraná firmaram acordo de cooperação técnica para planejamento e estruturação de projetos de desestatização no estado. Assinado pelo presidente do BNDES, Paulo Rabello de Castro, e pelo Chefe da Casa Civil do governo paranaense, Valdir Luiz Rossoni, o acordo não estabelece quais empresas podem ser privatizadas. No entanto, a medida abre espaço para a privatização da Copel, da Sanepar e da Compagás, entre outras empresas do estado. O acordo foi assinado em junho, mas veio à tona na semana passada em reportagem realizada pelo jornal Gazeta do Povo. Procurado pela reportagem da Brasil Energia, o BNDES confirmou a assinatura do acordo, mas que ainda não há nada estruturado para o Paraná. "No momento, não há projetos em análise para o Estado do Paraná", afirmou a instituição. O modelo é semelhante ao que vem sendo adotado, tendo o BNDES o papel de apresentar a proposta de inclusão de "projetos de interesse dos estados e municípios" para o conselho do Programa de Parcerias de Investimentos (PPI), ligado diretamente à Presidência da República. De acordo com o BNDES, o mesmo acordo foi firmado com outros 14 estados (Acre, Alagoas, Amapá, Bahia, Ceará, Espírito Santo, Maranhão, Pará, Paraíba, Pernambuco, Rio de Janeiro, Rondônia, Roraima e Sergipe) e três Municípios (Teresina, Porto Alegre e Macapá). "Nesse contexto, já se encontram em modelagem projetos de desestatização nas áreas de saneamento; iluminação pública; e distribuição de gás natural", disse o banco em comunicado à Brasil Energia. No documento, salienta-se que o Paraná passa por "grave restrição

fiscal", e destaca que "os projetos de desestatização exigem estruturação complexa". (Brasil Energia - 23.10.2017)

### **UTE Araucária: Petrobras fecha contrato de fornecimento de gás natural**

As empresas UEG Araucária e Petrobras fecharam no último dia 11 de outubro um contrato de compra e venda de gás natural, na modalidade interruptível, para geração de energia elétrica na UTE Araucária (PR - 469 MW). O acordo comercial, que cobre o período iniciado no próprio dia 11 indo até 30 de novembro deste ano, perfaz um volume máximo diário de até 2.190.000 m<sup>3</sup>/dia. De acordo com a Copel, o contrato reduz os custos variáveis da usina e a coloca em um patamar abaixo do CMO do setor elétrico, o que viabiliza sua possível operação. "A não incidência de cláusula take or pay no contrato não impõe risco à UEG Araucária, caso as condições do SIN não sejam adequadas ao despacho da UTE Araucária", informa a Copel. A usina opera na modalidade merchant, nas situações em que o CMO supera o CVU do empreendimento ou quando solicitada pelo ONS. (Agência CanalEnergia - 24.10.17)

### **Engie: análise de investimentos em gás natural visa crescimento no Brasil**

A Engie Brasil, maior geradora de energia elétrica privada do País, analisa negócios na área de gás natural para crescer no Brasil. A companhia avalia a aquisição da TAG, da Petrobrás, e também de distribuidoras estaduais que venham a ser privatizadas em 2018. De acordo com o presidente da Engie Brasil, Mauricio Bahr, o gás natural será importante passo para sustentar a transição da companhia para a energia renovável, foco principal da Engie global. A matriz já decretou o fim das energias poluentes em seus portfólios pelo mundo. No Brasil, a empresa saiu ano passado da área de exploração e produção de petróleo e agora está se desfazendo das usinas termelétricas a carvão. Bahr observou que, antes de fazer a proposta, terá de analisar, junto com potenciais sócios, o que fará com parte dos ativos colocados neste pacote, caso do trecho Coari-Manaus. Para ele, a expectativa é de que se forme um consórcio para disputar a TAG, avaliada no mercado em cerca de R\$ 15 bilhões. Pronto para participar dos leilões de energia elétrica no fim do ano, além do leilão de LTs, Bahr tem planos também para a única termelétrica a gás da empresa no País, localizada em Mato Grosso do Sul. "Ela foi construída por causa de restrições de abastecimento para evitar que Campo Grande não sofresse nenhum tipo de interrupção de fornecimento. Hoje, contudo, o sistema já evoluiu bastante com os leilões de transmissão e essa térmica é menos necessária. Por isso vamos estudar outras possibilidades: vender ou colocar ela em outro lugar", afirmou. A construção de outras térmicas, porém, não faz parte dos planos de curto prazo da Engie Brasil, que mira projetos de maior porte. A empresa tem investido também no segmento de serviços e estuda participar de PPP de iluminação pública em diversos municípios no Brasil. (O Estado de São Paulo - 25.10.2017)

### **Gas Brasileiro: pretensão de recuperar 20% do consumo até 2022**

A Gas Brasileiro pretende recuperar até 2022 o patamar de consumo superior a 1 milhão de m<sup>3</sup>/dia de gás, que era observado até 2014, segundo o presidente da empresa, Walter Fernando Piazza Junior, à Brasil Energia. A companhia busca ancorar no segmento industrial a sua expansão no interior do estado de São Paulo, levando o gás para pólos econômicos de Catanduva, Sertãozinho e Jaú. Conseqüentemente, a empresa também irá expandir sua base de clientes nos segmentos residencial e comercial. Nos próximos cinco anos, a distribuidora pretende investir cerca de R\$ 250 milhões que inclui a meta de alcançar 50 mil novos clientes. Piazza explicou que esse pode ser considerado um número ambicioso, já que os municípios atendidos têm, em média, de 200 mil a 300 mil habitantes. Ele acrescentou que nos últimos seis anos a companhia fez um levantamento de sua área de concessão e observou que há potencial para desenvolvimento do gás nessas cidades, principalmente nos polos de produção econômica, com aplicação nas diferentes operações. Piazza comentou ainda que a crise que atingiu o país após 2014, derrubou também o patamar de consumo da distribuidora. Ele ressaltou que até aquele ano, a média de demanda era de 1 milhão de m<sup>3</sup>/dia, reduzida para algo em torno de 800 mil m<sup>3</sup>/dia atualmente. Com o plano de expansão, espera recuperar até 2022 esse patamar e conseguir atingir ainda um crescimento de mais 10% com relação ao nível atual. Para 2018, a empresa focará no desenvolvimento do mercado urbano de Bauru, que receberá recursos de R\$ 5 milhões. Atualmente, a cidade conta com 33 km de rede, com 36 consumidores, sendo sete indústrias, 27 estabelecimentos comerciais e dois postos revendedores de GNV. (Brasil Energia - 24.10.2017)

### **Petrobras negocia com uma empresa chinesa para avançar com conjunto de dutos e gasodutos**

A Petrobras negocia com uma empresa chinesa para avançar no projeto Rota 3, conjunto de dutos e gasodutos, de 232 quilômetros, que liga a Bacia de Santos a Jaconé, em Maricá, além de uma unidade de processamento de gás natural. Há ainda outro plano, que pode resultar na modernização de todo o parque de refino do estado. A conclusão da planta é importante para que a Petrobras pare de queimar gás natural nas plataformas. A prática tem impactos ambientais e precisa de autorizações e licenças rígidas emitidas pela ANP, o que, com o tempo, pode tornar a operação mais custosa. (O Globo - 26.10.17)

### **ABREACEEL e ABIOGÁS anunciam novas associadas**

Duas associações registraram novas adesões em seus respectivos quadros. A ABRACEEL aprovou a entrada de mais quatro empresas em seu quadro de associados: Beta, Total, Esfera e Rio Alto. As companhias foram aprovadas por unanimidade em reunião do conselho da entidade. Já a ABIOGÁS anunciou na última quinta-feira (26/10) que terá a alemã Awite Bioenergia como nova integrante do time de associadas. Com isso, a ABRACEEL passa a contar com 88 associadas, que correspondem a 94% da energia comercializada. A Abiogás passa a ter 30 empresas em seu quadro de associadas. (Brasil Energia - 27.10.2017)

### **UTE Rio Grande será defendida na Aneel por governador do RS**

Uma comitiva encabeçada pelo governador do Rio Grande do Sul, José Ivo Sartori, irá a Brasília na próxima semana para se reunir com a Aneel para tentar convencer a agência reguladora de voltar atrás na decisão de revogar a outorga da UTE Rio Grande, da Bolognesi. Para o governo gaúcho, o empreendimento é fundamental para o estado, tanto do ponto de vista de geração de empregos, quanto do ponto de vista energético. Sartori disse que o projeto prevê a criação de até 2,4 mil empregos diretos, além de cerca de 4 mil postos indiretos. Para o governo do Rio Grande do Sul, a defasagem de energia afasta investimentos no estado. Desde o cancelamento da obra, o executivo estadual busca reverter a situação. A térmica deveria entrar em operação em 2019, mas sucessivos atrasos comprometeram o início da geração no período previsto, sendo postergado para 2021. Ainda assim, o grupo Bolognesi encontrou dificuldades para viabilizar a obra. A empresa havia feito um acordo para repassar a titularidade da usina para a norte-americana New Fortress Energy, mas a ANEEL não considerou o acordo consistente o suficiente e decidiu pela revogação da outorga. A usina tem 1.250 MW de capacidade instalada e consumiria 5,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás. A unidade de regaseificação de GNL associada ao projeto, tem capacidade de 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia de regas, totalizando investimentos de R\$ 3 bilhões. (Brasil Energia – 27.10.2017)

### **Awite Bioenergia se associa a ABiogás**

A alemã Awite Bioenergia é a mais nova integrante do time empresas associadas da ABiogás. A companhia é uma subsidiária da Awite Bioenergie GmbH da Alemanha e especialista em desenvolver e fabricar sistemas de análises de gases concebidos individualmente de alta qualidade para plantas de biogás, plantas de tratamento de águas residuais e plantas de escala de laboratório. Segundo Christian Etzkorn, diretor executivo da empresa, a atuação no Brasil acontece há mais de três anos, preparando a entrada no mercado nacional. O Fórum do Biogás, que aconteceu em outubro São Paulo, é o maior evento da América Latina destinado ao setor, um momento de atualização e aprendizagem, troca de cases importantes que viabilizam o setor energético voltados para o biogás, um encontro onde empresas privadas e governo podem discutir o futuro do setor no Brasil. Com a entrada da empresa em seu quadro de associados, a Associação ganha mais uma companhia do setor ao rol de importantes agentes do Brasil e do mundo que se dedicam ao desenvolvimento, produção, comercialização e consumo do biogás. Para o presidente da ABiogás, Alessandro Gardemann, a iniciativa da companhia em se vincular à Associação vai trazer ainda mais apoio e estímulo ao setor junto ao governo. (Agência CanalEnergia – 30.10.2017)

### **Petrobras visa ampliar campos de gás**

Pedro Parente, presidente da Petrobras, explicou que o acordo de intenção para formar uma aliança estratégica com a BP, anunciada na manhã desta terça-feira, visa a ampliar os ativos na área de gás. Além disso, o executivo lembrou ainda que pretende fazer parceria com a companhia na área de comercialização de petróleo e derivados. “Um dos objetivos foi alcançado com o leilão do pré-sal com a exploração das duas áreas (Cabo Frio Central e Peroba). Mas há também

um interesse no que diz respeito ao gás, que é aumentar a participação do gás no portfólio da Petrobras. Ao fazer parceria com uma empresa que tem campos com muita quantidade de gás, e se ela estiver disposta a ceder parte desse campo num processo de troca, a gente aumenta a participação. É um modelo que envolve a troca de ativos. Mas está muito preliminar. E também numa eventual parceria na área de comercialização, com a compra e venda de derivados e petróleo bruto. Eles têm uma experiência grande” — disse Parente. No evento, Parente destacou a importância na busca de alianças estratégicas e venda de ativos, cuja meta é chegar a US\$21 bilhões até o fim de 2018. Ressaltou que, no caso do Comperj, em Itaboraí, está em conversa com os chineses. Em relação à Braskem, Parente disse que está em conversas com a Odebrecht para mudar o acordo de acionistas da gigante da petroquímica com o objetivo de se desfazer da empresa. Ele, porém, afirmou que ainda não tem informação sobre um eventual interesse da holandesa LyondellBasell. “No nosso planejamento, queremos sair da área de petroquímica. E estamos dispostos a vender nossa participação na Braskem. E para isso estamos trabalhando com a Odebrecht na mudança do acordo de acionistas. Isso caminha bem, mas ainda não está concluído. E quando estiver concluído, podemos conversar”. (O Globo – 31.10.2017)

### **Segundo fontes, Engie e Pátria estão entre os interessados em gasodutos da Petrobras**

A francesa Engie e a brasileira Pátria Investimentos estão entre os 20 grupos interessados em uma participação controladora na rede de gasodutos da Petrobras no Nordeste, disseram quatro pessoas com conhecimento do assunto. A estatal Petrobras receberá a primeira rodada de propostas não vinculantes para uma fatia de 90 por cento na TAG, até o fim de novembro, disseram as pessoas. Outros concorrentes pela TAG, que detém 4.500 quilômetros de dutos para gás natural que cobrem a região Nordeste do Brasil, são o Canada Pension Plan Investment Board, a EIG Global Energy Partners e a Mubadala Development, da Abu Dhabi, acrescentaram as fontes. O fundo soberano de Cingapura GIC Pte, que comprou uma participação minoritária em uma rede de gasodutos na região Sudeste do Brasil, vendida pela Petrobras no ano passado, também está analisando uma possível oferta, disseram as fontes. A venda da TAG é parte importante do programa de desinvestimentos da Petrobras, que deve somar 21 bilhões de dólares entre 2017 e 2018, uma vez que a companhia busca reduzir sua dívida. Uma das fontes disse que a Petrobras almeja alcançar um preço acima dos 5,2 bilhões de dólares pagos por um grupo liderado pela Brookfield Asset Management por outra rede de gasodutos, a Nova Transportadora do Sudeste. (Reuters – 31.10.2017)

### **UTE Rio Grande leva gaúchos a Brasília**

O Estado do Rio Grande do Sul estará em peso em Brasília nesta quarta-feira, 1º de novembro, na tentativa de manter investimentos de R\$ 3,3 bilhões no projeto da UTE Rio Grande, de 1.280 MW de potência. O governador Ivo Sartori e a bancada federal gaúcha, além de representantes dos trabalhadores e dos empresários do Estado, tentarão convencer o diretor-geral da ANEEL, Romeu

Rufino, a recuar da decisão do colegiado da autarquia de revogar a autorização concedida para a construção do empreendimento. A usina, movida a gás natural importado, foi contratada em leilão feito em 2014 e deveria entrar em operação em 2019, mas sua controladora, a Bolognesi, teve dificuldades para executar as obras. A empresa conseguiu um novo prazo, até 2021. Em agosto passado, porém, pediu mais prazo e informou que tinha iniciado negociações com o grupo norte-americano New Fortress Energy, transação anunciada em setembro. Dias depois, porém, a ANEEL revogou a autorização da usina. A Bolognesi recorreu e a Aneel deve julgar o recurso neste mês. (O Estado de São Paulo - 01.11.2017)

### **UTE Rio Grande do Sul é defendida por governador**

O governador do Rio Grande do Sul, José Ivo Sartori, esteve em Brasília nesta quarta-feira, 1º de novembro, para pedir a continuidade do projeto termelétrico Rio Grande (1.238 MW). O governador se reuniu o ministro de Minas e Energia Fernando Coelho Filho e com os diretores da Aneel Romeu Rufino e André Pepitone. O projeto foi licitado em 2014 e deveria entrar em operação em 2019, mas devido a dificuldades Bolognesi Energia, a concessão foi revogada pela Aneel. O governo gaúcho busca uma solução para o entrave e defende que o projeto é importante para o desenvolvimento gaúcho. Pepitone explicou que o papel do órgão regulador é garantir as regras e atrair investimentos. A construção da UTE Rio Grande, que estava sob responsabilidade do grupo Bolognesi, está sendo repassado para a norte-americana New Fortress Energy. O projeto está ameaçado de não sair do papel, pois a Aneel alegou dificuldades por parte dos empreendedores em cumprir o cronograma da usina e revogou a outorga de autorização da térmica. Com investimento estimado em R\$ 3 bilhões, a usina tem capacidade instalada planejada de 1.238 MW. O complexo prevê ainda a implantação de um terminal de GNL, que deve consumir 5,5 MM m<sup>3</sup> de gás por dia. A capacidade de regaseificação será de 14 MM m<sup>3</sup>/dia. A estimativa é de que sejam criados cerca de 3.500 empregos no pico da construção e, 150 empregos na operação da usina. O objetivo, agora, é mostrar que existe a viabilidade de a usina iniciar as operações até o final de 2020, antes do início da vigência dos contratos com as distribuidoras de energia, que começa em 2021. (Agência CanalEnergia - 01.11.2017)

### **UTE Peruíbe pode viabilizar terminal de GNL em São Paulo**

Um projeto de R\$ 5,7 bilhões pode ser uma das soluções que o governo de São Paulo procura para viabilizar o fornecimento de gás natural no estado. Há cerca de dois anos o executivo paulista vem buscando formas de aumentar a disponibilidade do insumo na região por meio da chamada Rota 4. Uma das opções é a de ter um terminal de regaseificação no litoral do estado. É justamente esse projeto que a Gastrading, empresa do Grupo Léros, quer implantar no município de Peruíbe, litoral sul. Esse empreendimento está associado a uma usina térmica com 1,7 GW de capacidade instalada, o consumidor âncora para viabilizar um gasoduto com capacidade de escoar 20 milhões de metros cúbicos de gás ao dia. onhecido como projeto Verde Atlântico, o empreendimento está na fase de licenciamento ambiental e falta a realização da última de um total de

cinco audiências públicas solicitadas pela agência ambiental do estado, a Cetesb. A expectativa da empresa é de que a autorização para a implantação do projeto venha no primeiro trimestre de 2018, permitindo assim sua habilitação ao leilão de geração para a fonte no ano que vem. Em paralelo, a empresa vem realizando reuniões com potenciais investidores para avaliar interesse de parceiros no projeto bilionário. Os executivos apontam que há diversos interessados no projeto e que estão em busca desses recursos apesar de afirmarem que têm condições financeiras para entrar no leilão mesmo com as condições mais restritivas que os editais do A-4 e A-6 impuseram a partir deste ano. (Agência CanalEnergia - 01.11.2017)

### **BahiaGás anuncia resultado da chamada pública**

Deve ser definido ainda na primeira quinzena deste mês o resultado de chamada pública da Bahiagás para comprar 1 milhão de m<sup>3</sup>/dia de diferentes suprimentos. O recebimento das propostas foi encerrado no último dia 31/10, após a empresa prorrogar prazo que terminaria dois meses antes. Agora, a distribuidora baiana está analisando as ofertas e compilando o resultado, informou a BahiaGás nesta segunda-feira (6/11). Com este processo, o objetivo é diversificar as fontes de abastecimento, além de estimular a competitividade do gás natural no estado. A data inicial para o fornecimento e o ponto onde o ofertante deverá entregar o insumo serão negociados com a empresa e serão definidos a partir de estudos que levarão em conta as questões técnicas e operacionais, a viabilidade econômica, além da capacidade das estações de distribuição da Bahiagás. (Brasil Energia - 06.11.2017)

### **Tentativa de viabilizar térmica a gás por parte da Gastrading**

A Gastrading, responsável pelo projeto Verde Atlântico Energias, entrou com uma ação judicial contra a Câmara Municipal de Peruíbe (SP) para tentar garantir a construção de térmica a gás de 1,7 GW de capacidade instalada, vinculada a um terminal de regaseificação de GNL no litoral paulista. No último dia 1/11, o legislativo municipal aprovou o projeto de lei 46/2017, que proíbe a construção de empreendimentos que possam causar impactos ambientais na região. Em carta, a empresa informou que a proposta fere o processo de licenciamento ambiental, que é realizado desde 2015. A dona do projeto disputa uma queda de braço com a administração municipal de Peruíbe porque uma parcela da cidade acredita que a construção da térmica e do terminal de GNL poderá provocar danos ambientais na região, que é considerada de atração turística por causa das praias e da visitação ecológica. A fase de audiências públicas ainda não foi concluída. Com investimentos de R\$ 5,5 bilhões, o projeto prevê, além da UTE e do terminal de regaseificação, dutos para levar o gás para toda a região de Peruíbe e adjacências. A empresa estimava obter a licença prévia ao projeto até o fim do ano. (Brasil Energia - 06.11.2017)

### **TRF determina repasse integral da CCC para contrato de gás da Amazonas**

O desembargador Kassio Nunes Marques, do TRF da 1º Região, determinou o cumprimento imediato pela Aneel da decisão que impediu a agência reguladora de limitar os repasses de recursos da CCC para a cobertura do contrato de gás natural da Amazonas Distribuidoras com a Petrobras e a Cigas. Na sentença, a turma determinou que a Aneel não poderia limitar o ressarcimento dos valores da CCC para o pagamento do combustível destinado à geração de energia elétrica à tabela de preços da Aneel e da ANP, já que o reembolso integral estaria garanti em lei. O contrato prevê o suprimento de 5,5 milhões m<sup>3</sup>/dia, mas a agência teria restringido o repasse ao à cobertura de 4,07 milhões m<sup>3</sup>/dia. No pedido ao TRF, a Amazonas informou que a agência foi intimada em abril desse ano pelo tribunal a suspender atos normativos que limitaram o ressarcimento do valor integral do contrato, mas até o momento não cumpriu a determinação. O valor do contrato de gás estava entre as despesas da CCC questionadas pela Aneel. Em agosto desse ano, a agência reguladora determinou a devolução pela Eletrobras de R\$ 2,998 bilhões da CCC que teriam sido repassados indevidamente à Amazonas Distribuidora de julho de 2009 a junho de 2016. O anúncio foi resultado da fiscalização na Amazonas que analisou as transferências destinadas ao pagamento do combustível das termelétricas dos sistemas isolados do estado. (Agência CanalEnergia - 06.11.2017)

### **Cade: aprovado acordo de gás entre Prumo e BP**

O Cade aprovou sem restrições o acordo da Prumo com a BP para formação de parceria para o hub de gás natural no Porto do Açú, que inclui aquisição de 30% da Gás Natural Açú (GNA) pela empresa britânica e de 50% em uma subsidiária responsável por contratos de compra e venda de energia. A decisão saiu no DOU desta terça-feira (7/11). O acordo havia sido assinado em junho e dependia da apreciação do órgão controlador de mercado. Pelos termos do documento celebrado, a GNA Infraestrutura será responsável pelo desenvolvimento dos projetos de infraestrutura do Açú Gas Hub, como terminais de regaseificação, térmicas a gás, instalação de Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), entre outros. Prevê ainda que a BP forneça GNL para abastecer a termelétrica GNA I, novo nome da UTE Novo Tempo, cuja titularidade foi adquirida junto à Bolognesi. O outro termo de compromisso prevê que a Siemens, outra empresa envolvida no negócio, será a fornecedora de equipamentos de geração e transmissão de energia na térmica. (Brasil Energia - 07.11.2017)

### **Gastrading não altera seus planos sobre térmica em Peruíbe**

A Gastrading pretende fincar o pé e construir seu projeto Verde Atlântico Energias em Peruíbe (SP) e não tem plano B, caso o município decida vetar a construção da termelétrica e do terminal de regaseificação de GNL da companhia. Por este motivo, a previsão inicial de obtenção da licença ambiental, que era previsto para o fim deste ano, ficou para o primeiro trimestre de 2018. Apesar dos problemas, o presidente da empresa, Alexandre Chiofetti, reafirmou que a intenção da companhia é colocar a usina nos leilões de geração do próximo ano. "Não consta mudança em nossos planos. O projeto será construído em

Peruíbe”, disse o executivo. O advogado da empresa, Rubens Cambraia, explicou que a proposição não teria trazido justificativa técnica suficiente para impedir a construção do empreendimento e nem foi precedida por estudos que comprovassem o suposto dano ambiental sobre a cidade. No último dia 1/11, o legislativo municipal aprovou o projeto de lei 46/2017, que proíbe a construção de empreendimentos que possam causar impactos ambientais na região. Em carta, a empresa afirmou que a proposta fere o processo de licenciamento ambiental, que é realizado desde 2015. O advogado da companhia disse que essa iniciativa impede não apenas a atuação da Gastrading, mas de qualquer outra empresa que tente implementar projeto semelhante. Chiofetti voltou a dizer que o licenciamento do empreendimento está aderente com a legislação em vigor e afirmou que o MP-SP já vem acompanhando o desenrolar desse processo. (Brasil Energia – 07.11.2017)

### **Comgás eleva suas vendas em 4,6% no terceiro trimestre**

A Comgás vendeu no terceiro trimestre deste ano volume de 1,114 bilhão de m<sup>3</sup> de gás natural, o que representa um aumento de 4,6% com relação ao mesmo período do ano passado, quando chegou a 1,065 bilhão de m<sup>3</sup>. No acumulado do ano, até setembro, a variação positiva nas vendas da companhia foi de 4,2%, passando de 3,072 bilhões de m<sup>3</sup> para 3,202 bilhões de m<sup>3</sup>. O segmento industrial registrou elevação de 4,5% nas vendas do período, passando de 838 milhões de m<sup>3</sup> para 876 milhões de m<sup>3</sup>, puxado pela recuperação gradual da atividade econômica e pelo consumo mais significativo por parte de alguns clientes, como empresas dos ramos químico e petroquímico, automotivo e siderúrgico. No resultado trimestral, a cogeração registrou aumento de 8,2%, passando de 68,3 milhões de m<sup>3</sup> comercializados no terceiro trimestre de 2016 para 73,9 milhões de m<sup>3</sup> neste ano, graças ao avanço do preço do PLD, que se manteve no teto durante o período apurado. No acumulado de 2017, houve elevação de 5,5%, saindo de um consumo de 199,2 milhões de m<sup>3</sup>, de janeiro a setembro do ano passado, para 210,2 milhões de m<sup>3</sup>. O consumo residencial registrou aumento de 4,5%, ao obter no terceiro trimestre deste ano, volume de vendas de 76,5 milhões de m<sup>3</sup>, ante 73,2 milhões de m<sup>3</sup> do mesmo período do ano passado. No acumulado do ano, o segmento apresentou elevação de 7,6%, saindo de 181 milhões de m<sup>3</sup> para 194,9 milhões de m<sup>3</sup>. Já o segmento comercial, registrou variação positiva de 4,7% no terceiro trimestre do ano ao passar de 35,7 milhões de m<sup>3</sup> para 37,3 milhões de m<sup>3</sup>. No acumulado do ano, o consumo comercial foi de 106,2 milhões de m<sup>3</sup> contra 99,9 milhões de m<sup>3</sup>, o que significa uma elevação de 6,3%. (Brasil Energia – 08.11.2017)

### **MSGás negocia viabilidade de gasoduto**

A MSGás busca entendimento com a Agência dos Estados Unidos para o Comércio e Desenvolvimento (USTDA) para viabilizar a construção do gasoduto ligando Campo Grande a Dourados, um investimento de aproximadamente R\$ 400 milhões e que aproveitará o potencial da demanda da indústria agropecuária da região. O presidente da empresa, Rudel Trindade, disse que também estão inseridos nas discussões, a construção do centro de operações da companhia e o

aprimoramento da medição do consumo dos clientes da distribuidora. Caso as negociações andem, a agência norte-americana irá contratar uma consultoria daquele país que irá executar os estudos de viabilidade. Trindade acrescentou que o gasoduto, antes de chegar a Dourados, passará ainda por outros municípios como Sidrolândia e Maracaju, onde existe, de acordo com ele, potencial de consumo pela indústria agropecuária da região. O executivo estima que sejam acrescentados algo em torno de 150 mil m<sup>3</sup>/dia a 200 mil m<sup>3</sup>/dia com o novo duto. Atualmente, o consumo total da companhia gira em torno de 600 mil m<sup>3</sup>/dia. A ideia das negociações com a USTDA, de acordo com o executivo, é buscar viabilizar o investimento minimizando os custos com estudos de viabilidade, uma vez que a agência norte-americana procura estudar projetos a fundo perdido e que ao mesmo tempo tenham relevância para o governo daquele país. O presidente da MSGás também diz estar confiante em chegar a um acordo para fornecimento de gás pela Bolívia para a térmica de 267 MW, no município de Ladário. O executivo da distribuidora de gás acredita que conseguirá fechar o acordo com os bolivianos a tempo de incluir a termelétrica para o leilão A-6, no próximo dia 20/12. “O insumo viria da Bolívia sem passar pelo Gasbol (Gasoduto Brasil-Bolívia), tendo um duto dedicado”, explicou. (Brasil Energia – 08.11.2017)

### **MSGás: empresa procura manter volume de gás importado da Bolívia**

A MSGás defende que a renovação do contrato de importação de gás natural da Bolívia seja mantido no mesmo volume de 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Isso porque o estado do Mato Grosso do Sul é quem recebe ICMS sobre o insumo boliviano que entra por lá no território brasileiro. A flutuação da retirada por parte da Petrobras ao longo do ano já tem causado prejuízos aos cofres estaduais que tem lidado com diminuição na arrecadação deste imposto. O atual acordo de importação termina em 2019, sendo que há um volume que ainda pode ser retirado até 2021 e que já foi pago, o chamado make-up. Ao longo deste ano, o envio tem passado por grande flutuação. Quanto menos gás entra, menos ICMS o estado arrecada. Neste ano, o governo de Campo Grande deve deixar de receber cerca de R\$ 700 milhões com a redução do envio do gás boliviano. Porém, caso a renovação se dê realmente em bases menores que as atuais – a EPE calcula que seja em 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia – o estado vê uma saída na movimentação de comercializadores que passariam a importar da Bolívia paralelamente à compra da Petrobras. Para Trindade, a empresa tem acompanhado o movimento de companhias que se interessam em cumprir esse papel. Diante desse cenário, o estado vê como fundamental conseguir viabilizar o projeto termelétrico de 267 MW em capacidade instalada, no município de Ladário. A MSGás negocia a compra de gás diretamente com a Bolívia para abastecer a termelétrica, que deve demandar cerca de 1,2 milhão de m<sup>3</sup>/dia do insumo e gerando ICMS para o estado. (Brasil Energia – 09.11.2017)

### **Cegás quer descentralizar consumo de gás**

A Cegás e a Universidade Federal do Ceará (UFC) assinaram um convênio para a realização de pesquisas sobre o potencial de expansão do gás natural no estado.

Com o projeto, a empresa espera interiorizar o consumo de gás, que hoje está concentrado somente na região metropolitana de Fortaleza. O acordo foi firmado pelo presidente da distribuidora, Hugo Figueirêdo, e pelo reitor da UFC, Henry de Holanda Campos. O estudo, que está previsto para começar ainda neste mês, será viabilizado através da Associação Técnico-Científica Engenheiro Paulo de Frontin (Astef) com duração de três meses. Figueirêdo explicou que a pesquisa irá identificar as tendências do mercado cearense de modo que a Cegás possa desenvolver estratégias adequadas para cada segmento. Com uma projeção de crescimento de 8% ao ano, nos próximos cinco anos, junto ao segmento não térmico, a distribuidora mira nos setores industrial e automotivo além do comercial e do residencial. “A ideia é a gente identificar e avaliar o uso com possibilidade de expansão para o interior”, comentou Figueirêdo. (Brasil Energia - 09.11.2017)

### **Operações de GNL da Engie são adquiridas pela Total**

A Total fechou um acordo com a Engie para aquisição das operações de GNL da empresa de energia francesa pelo valor de € 1,49 bilhão, que equivale a algo em torno de R\$ 5,6 bilhões. O negócio inclui ainda interesse em participação em projetos de liquefação de gás, como o Cameron GNL, nos Estados Unidos, bem como acesso à capacidade de regaseificação na Europa. “A aquisição habilita a Total a acelerar a implementação de sua estratégia em agregar valor à cadeia de gás, em um cenário no qual o mercado de GNL cresce entre 5% a 6% ao ano”, comentou o CEO da Total, Patrick Pouyanné. O acordo inclui ainda a possível participação da petrolífera francesa no projeto do complexo de regaseificação de GNL Cameron, nos EUA. (Brasil Energia - 09.11.2017)

### **Potigás aumenta suas vendas de setembro em 14,34%**

As vendas de gás natural da Potigás (RN) cresceram 14,34% em setembro deste ano, quando comparado com o mesmo mês do ano passado, ao passar de 8,5 milhões de m<sup>3</sup> para 9,7 milhões de m<sup>3</sup>. No acumulado deste ano, a elevação foi de 10,61%, saindo de 279,4 mil m<sup>3</sup>, de janeiro a setembro do ano passado, para 309 mil m<sup>3</sup> no mesmo período deste ano. O diretor presidente da companhia, Beto Santos, disse que a empresa está investindo na expansão da rede, que hoje conta com 400 quilômetros de extensão. Contratos com novos consumidores também foram fechados pela distribuidora potiguar. Atualmente, o gás canalizado é distribuído para cerca de 20 mil clientes nos segmentos residencial, comercial, industrial e veicular. Além de Natal, a companhia atende ainda aos municípios de Parnamirim, Mossoró, Macaíba, São Gonçalo do Amarante e Goianinha. Dentro do segmento residencial, houve a inclusão 1 mil novos consumidores. No comercial, o gás passou a ser levado para estabelecimentos do ramo de alimentação. (Brasil Energia - 09.11.2017)

### **Eneva: aposta na manutenção do nível do despacho térmico em 2018**

O diretor presidente da Eneva, Pedro Zinner, disse que não vê mudança no nível de despacho térmico em 2018 e aposta em um cenário semelhante ao que está

ocorrendo em 2017. A Eneva é uma das maiores geradores privadas de energia térmica do país, operando 2,2 GW em usinas no Nordeste, região que atualmente depende das térmicas e das eólicas para o atendimento da demanda elétrica, em razão da crise hídrica que, há alguns anos, vem impactando negativamente a produção hidrelétrica das usinas na Bacia do Rio São Francisco. “Na nossa visão, o cenário de 2017 vai se repetir, com um primeiro semestre de despacho mais baixo e um segundo semestre mais próximo de 100%, colocando o nosso despacho na média de 50%, 55%”, respondeu o executivo ao ser questionado por análises de mercado em teleconferência realizada nesta sexta-feira, 10 de novembro. Zinner explicou que apesar das chuvas estarem acima da média nessas semanas, indicando que o período úmido começou, as restrições no sistema elétrico no submercado Norte persistem, limitando a exportação de energia hidrelétrica do Norte para as regiões Nordeste e Sudeste. Nem mesmo o adiantamento da entrada em operação do primeiro bipolo de Belo Monte, de março de 2018 para dezembro 2017, deve melhorar a oferta de energia na região Nordeste, permanecendo o cenário de dependência das fontes térmica e eólica. Segundo Cançado, mesmo com a Aneel promovendo leilões para substituir sistemas que deveriam ser construídos pela Abengoa, o cenário de restrição do escoamento do Norte e Nordeste não deve ser resolvido até 2022. (Agência CanalEnergia - 10.11.2017)

### **Abiogás anuncia nova associada**

A Abiogás anunciou nesta sexta-feira (10/11) que a Apollo Energia entrou no seu time de associados. Segundo a nova sócia, a decisão foi tomada no IV fórum do Biogás. O presidente da Abiogás, Alessandro Gardermann, ressaltou que um dos trabalhos da associação é fornecer dados e informações para os agentes do setor sobre as externalidades positivas que o biogás e o biometano têm em relação aos combustíveis fósseis, principalmente, além de buscar novos associados. (Brasil Energia - 10.11.2017)

### **Petrobras: área de Gás e Energia tem lucro líquido de R\$ 6,208 bi**

A Petrobras registrou lucro líquido acumulado nos nove primeiros meses do ano de R\$ 5,031 bilhões, revertendo prejuízo de R\$ 17,334 bilhões. No terceiro trimestre, o lucro ficou em R\$ 266 milhões, ante prejuízo de R\$ 16,458 bilhões em igual período anterior. O Ebitda ajustado de janeiro a setembro ficou estável em R\$ 63,571 bilhões, evidenciando que a redução nas despesas operacionais e o aumento das exportações compensaram a queda das margens de derivados. A margem ebitda ajustado foi de 31%. No terceiro trimestre, o ebitda ajustado ficou em R\$ 19,223 bilhões, ante R\$ 22,262 bilhões no mesmo período anterior. No ano, o fluxo de caixa livre atingiu R\$ 37,456 bilhões, 26% acima do registrado no mesmo período do ano anterior. De acordo com a Petrobras, esse resultado reflete a estabilidade da geração operacional e a redução de investimentos. A área de Gás e Energia teve um lucro líquido de R\$ 6,208 bilhões no acumulado do ano, com alta de 408% sobre o resultado registrado em 2016. No terceiro trimestre, a área lucrou R\$ 665 milhões, revertendo prejuízo de R\$ 63 milhões registrado no ano passado. O aumento de venda de gás natural, aliado a maior participação da

oferta nacional e melhores margem, contribuiu para o resultado. Também influenciaram a venda da NTS e as menores despesas com impairment. (Agência CanalEnergia – 13.11.2017)

### **Repsol Sinopec: consolidação no mercado de energia brasileiro**

Com produção média próxima aos 100 mil boe por dia, a Repsol Sinopec Brasil completa vinte anos de atuação no país com posição consolidada como uma das maiores empresas de petróleo e gás do mercado brasileiro. Prova disso é que a empresa participou de forma destacada no leilão do pré-sal, no final do mês passado. A Repsol Sinopec, junto com a Petrobras e Shell, arrematou a área do Entorno de Sapinhoá, na Bacia de Santos, o bloco com o maior ágio do leilão. Hoje, focado em upstream, o Brasil tem posição estratégica no grupo espanhol Repsol, seu principal acionista. Dois projetos localizados no país estão entre os principais do grupo: o bloco BM-C-33, com as descobertas de Pão de Açúcar, Seat e Gávea, realizadas quando a companhia era operadora do consórcio - e a descoberta de Sagitário, ainda em fase de avaliação, na Bacia de Santos. Para os próximos anos, a empresa aposta principalmente no mercado de gás natural, considerando as previsões de aumento da demanda do combustível para geração de energia. Além do compromisso com o país em diversos projetos de responsabilidade social como o Programa itinerante Plataforma Educativa para a recuperação e proteção do bioma; a empresa também vem investindo na área de Pesquisa e Desenvolvimento superando o valor de 100 milhões de reais ao longo dessas duas décadas. “O marco dos 20 anos demonstra o nosso compromisso com o país. Conquistamos um portfólio sólido que permite uma geração de valor sustentável nos próximos anos. Acreditar no país e em suas instituições, na parceria histórica que construímos com a Petrobras, além de prezar pela segurança e pelo desenvolvimento profissional dos nossos colaboradores foi decisivo para o nosso sucesso”, destaca o CEO da Repsol Sinopec Brasil, Leonardo Junqueira. (O Globo – 13.11.2017)

### **Segundo Enel, liminar reforça segurança do ambiente de negócios no país**

A decisão do Tribunal Regional Federal de conceder liminar em favor da Enel contra a Petrobras, mantendo as condições originais do Programa Prioritário de Termelétrica na UTE Enel Fortaleza (CE) foi considerada pela empresa italiana como um reforço à segurança jurídica do ambiente de negócios do país. A Petrobras quer alterar os valores do contrato de Gás Natural Liquefeito que supre a termelétrica. Em nota, a Enel frisou que “políticas públicas materializadas em programas como o PPT devem ser cumpridas, sobretudo quando destinadas a atrair investidores para contribuir com o desenvolvimento do País”. Segundo a nota, a liminar vai permitir a manutenção da disponibilidade e otimização do uso dos recursos energéticos, conforme decidido pelo CMSE e o ONS. (Agência CanalEnergia – 14.11.2017)

### **Suape quer térmica a GNL de US\$ 1,5 bi**

A Gasen e a CHPK Energia, do Grupo Pátria, venceram duas concorrências públicas para a construção de térmica a gás natural liquefeito de 1,5 GW no complexo portuário de Suape, em Pernambuco. O projeto, desenvolvido para entrar em futuros leilões de energia nova, demandará US\$ 1,5 bilhão (aproximadamente R\$ 4,9 bilhões na taxa de câmbio atual) de investimentos e envolve também um terminal de regaseificação de GNL. As duas companhias ganharam o arrendamento de áreas do complexo. O resultado foi publicado no Diário Oficial pernambucano nesta sexta-feira (17/11) e agora será dado prazo de cinco dias para que o certame seja contestado pelos demais concorrentes até que o resultado seja homologado. De acordo com o complexo do Suape, a usina permitirá a ampliação da movimentação portuária e considera vantajoso ter uma UTE no local pois ampliará a movimentação de GNL. (Brasil Energia - 17.11.2017)

### **Sapura fará duto e conexão de FSRU em Sergipe**

A Sapura fará os trabalhos de engenharia e construção (EPC) do duto do Complexo Termoelétrico Porto de Sergipe I, em Barra dos Coqueiros (SE). A companhia também será responsável pelo transporte e instalação do FSRU que integrará o empreendimento. O escopo do contrato prevê que a Sapura fará a instalação e conexão do sistema de ancoragem, risers e umbilicais da unidade. A previsão é que os trabalhos sejam concluídos em dezembro de 2018. O projeto da termelétrica do Porto de Sergipe é da Centrais Elétricas de Sergipe (Celse) e tem entrega prevista para o final de 2019. A usina, que será atendida por GNL, terá capacidade de 1,5 GW, a maior da América Latina. Além da usina, será construído um terminal de regaseificação e uma linha de transmissão de 33 quilômetros de extensão. (Brasil Energia - 17.11.2017)

### **Cade: aprovada a venda de ações da Shell na Comgás**

O Cade aprovou, sem restrições, a venda das ações da Shell na Comgás para a Cosan, em uma operação avaliada em R\$ 1,16 bilhão, conforme despacho publicado no Diário Oficial nesta terça-feira (21/11). Pelos termos da operação, a Shell repassará à Cosan 21.805.645 ações ordinárias que representam 16,77% do capital social da distribuidora paulista, no valor unitário de R\$ 53,05. Por sua vez, a Cosan repassará à Shell, 20.349.395 ações ordinárias que equivalem a 4,99% do capital social da Comgás e pagará à petroleira o valor de R\$ 208,6 milhões. Um ano após a data do fechamento do negócio, a Cosan pagará mais R\$ 214,9 milhões. Em seu parecer, o Cade avaliou que a operação não acarreta sobreposição das atividades das empresas, uma vez que a decisão da Shell decorre de uma revisão de seu portfólio no país. Ainda de acordo com o parecer, a operação não causa efeito relevante do ponto de vista concorrencial para permitir eventual conduta anticompetitiva. (Brasil Energia - 21.11.2017)

### **Eneva busca solução para fechar ciclo em térmica no Maranhão**

A Eneva busca encontrar uma solução que possa destravar um investimento da ordem de R\$ 1,6 bi e que faz parte do Termo TAC assinado em 2014 entre a

empresa e a Aneel. Nos termos desse acordo ficou estabelecido que a empresa deveria fechar o ciclo da UTE Parnaíba I (676 MW) o que adicionaria 380 MW de potência até 2019, mas destinada ao mercado regulado. Ou seja, essa energia deveria ser negociada junto a distribuidoras por meio de um leilão. Com a realização de dois certames para a expansão neste ano o A-4 e A-6 em dezembro, esse prazo não é mais viável. O fechamento de ciclo da térmica não implicaria na necessidade de aumento da capacidade de produção de gás já que o processo de geração se dá por meio do aproveitamento dos gases que atualmente são descartados na usina. O diretor presidente do Complexo Térmico Parnaíba, Ronan Dias, explicou que a exaustão desses gases é feita a 600 graus Celsius. Ao reaproveitar essa temperatura para aquecimento de água em uma caldeira a exaustão desses gases ainda existe, mas a uma temperatura muito menor, 80 graus Celsius. Uma alternativa poderia ser um leilão de eficiência, um movimento que já foi realizado no passado. Até porque os editais como do A-4 e A-6 não permitem apenas o fechamento de ciclo, a fonte térmica com ciclo combinado só vale para empreendimentos novos, o que não alcança a situação da Eneva. “Estamos jogando fora uma potência de 380 MW que poderia ser produzida no Brasil sem o uso de uma molécula adicional de gás natural”, definiu o executivo. Vender no mercado livre também não é vista como uma solução por conta da dificuldade em obter financiamento para o projeto. (Agência CanalEnergia - 21.11.2017)

### **Eneva tem trabalhado no limite de sua capacidade**

Desde junho, a Eneva vem despachando sua capacidade quase máxima a pedido do ONS. Com isso o seu consumo está na casa de 8,4 milhões de m<sup>3</sup> ao dia do insumo que é produzido pela própria empresa. Inclusive, destacaram os executivos da Eneva, a companhia vem mantendo investimentos para o desenvolvimento de novos campos. Tanto é assim que a previsão é de contabilizar dois novos poços em cerca de 30 dias de distância. O primeiro é o de Gavião Caboclo que iniciou a operação no início do mês de novembro e a expectativa é de que o de Gavião Azul fique pronto para produzir gás no início de dezembro. O poço original, o de Gavião Real, já começou a apresentar uma leve redução de produtividade, o que já era esperado pela empresa. A meta da empresa é a de manter as reservas na casa dos 18 bilhões de m<sup>3</sup>. (Agência CanalEnergia - 21.11.2017)

### **Petrobras: venda de campo de gás no Amazonas por US\$ 54,5 mi**

A Petrobras anunciou nesta quarta (22) a venda do campo de gás Azulão, no Amazonas, à Eneva. A operação, de US\$ 54,5 milhões, é a primeira venda de ativos fechada pela estatal após a mudança determinada pelo TCU em seu plano de desinvestimentos. O projeto ganhou perspectiva com a inauguração da LT Tucuruí-Manaus, em 2013. Dona do maior complexo termelétrico do país, no Maranhão, a Eneva planeja construir uma térmica sobre as reservas e conectar o projeto à rede nacional de transmissão de energia. Em nota, a Eneva afirmou que o campo "possui volumes recuperáveis de gás natural com potencial para implantação de um projeto integrado, com o escoamento direto do gás natural

produzido para o abastecimento de uma usina termelétrica". No Maranhão, a companhia tem capacidade para gerar 1,4 mil megawatts (MW) em térmicas localizadas perto de quatro campos de gás já em produção –um novo campo iniciará as operações ainda este ano. A estatal informou nesta quarta também que o Cade prorrogou por mais 180 dias o período para analisar a proposta de venda da distribuidora de gás de cozinha Liquigás ao grupo Ultra, operação de US\$ 850 milhões fechada ainda em 2016. Relatório da área técnica do Cade considerou que a operação tem grande potencial de concentração do mercado, já que envolve duas das três companhias dominantes no setor. Petrobras e Ultra tentam convencer o órgão de defesa da concorrência a aprovar a adoção de medidas para reduzir a concentração. A estatal deu ainda um passo importante para a venda de ações da BR Distribuidora, uma das principais operações de seu plano de desinvestimentos, ao protocolar na CVM prospecto da operação. No documento, estima que as ações serão negociadas a um valor entre R\$ 15 e R\$ 19, cada uma. Considerando o preço médio de R\$ 17 por ação e a procura por todos os papéis oferecidos, que equivalem a 33,75% do capital da companhia, a receita da estatal será de R\$ 6,5 bilhões. (Folha de São Paulo – 21.11.2017)

### **Cade estende prazo para análise da venda da Liquigás**

O Cade estendeu por mais 90 dias o prazo para análise da operação de compra da Liquigás pela Ultragas. Com isso, a previsão é que o processo seja concluído até o dia 5/3 de 2018. Porém, em comunicado à imprensa, a Petrobras afirmou que o tribunal do Cade pode não utilizar todo esse prazo e o resultado poderia sair antes do previsto. No último dia 28/9, a superintendência geral do órgão de controle de mercado havia recomendado a reprovação da operação, por entender que afetavam questões concorrenciais. A decisão final agora será tomada pelo tribunal do órgão, que pode manter ou não a recomendação da superintendência. O Cade já havia manifestado anteriormente sua preocupação quanto à complexidade do negócio e determinou a realização de um estudo quantitativo sobre os possíveis impactos concorrenciais. Em junho, o Cade solicitou informações de outros concorrentes e clientes sobre o mercado de gás GLP. As empresas que atuam no setor apontaram que a venda poderia gerar impactos negativos para a concorrência. (Brasil Energia – 23.11.2017)

### **UTE Novo Tempo vai para Porto do Açu (RJ)**

A Aneel confirmou nesta sexta-feira (24/11) as mudanças nas características técnicas e a localização física da UTE Novo Tempo, que era do grupo Bolognesi e que está passando para as mãos da Prumo Logística. Despacho publicado no diário oficial, confirma que o empreendimento agora será construído no Porto do Açu (RJ) e não mais em Pernambuco, como era planejado pela nova proprietária. Além disso, a capacidade instalada da térmica aumentará para 1.298 MW, de 1.238 MW previstos anteriormente, sendo constituída de três unidades geradoras de 285,2 MW e uma de 443,1 MW. Está prevista a construção de subestação elevadora de 20-22/345 kW, de uso exclusivo, tendo a mesma denominação da usina, e uma linha de transmissão de 345 kV, em circuito duplo, com 1,6 km de extensão, ligando a subestação elevadora ao barramento também de 345 kV da

subestação Campos, de Furnas. A mudança física da usina já estava nos planos da nova proprietária que obteve a outorga que pertencia à Bolognesi. A intenção da Prumo é iniciar a construção da térmica, que será vinculada a um terminal de regaseificação de GNL, no começo de 2018, para tentar garantir o início do suprimento da energia a partir de 2020. (Brasil Energia – 24.11.2017)

### **Estatol boliviana deseja vender gás natural diretamente ao Brasil**

A YPBF está cogitando entrar no mercado varejista de distribuição de gás natural do Brasil, que está abrindo o setor à competição, disse um executivo da estatal boliviana de gás na sexta-feira. A Petrobras pretende limitar suas operações de transporte de gás natural e vender ativos como oleodutos na tentativa de reduzir o fardo da maior dívida de qualquer empresa de energia do mundo. “À medida que a Petrobras deixar de ser a principal força nas vendas de gás, obviamente lutaremos para chegar ao consumidor final”, disse o diretor-executivo da YPBF, Javier Barriga, nos bastidores de uma cúpula de países exportadores de gás realizada em Santa Cruz, na Bolívia. A Bolívia acredita que poderia vender até 45 milhões de metros cúbicos por dia no Brasil, afirmou Barriga. O aumento da produção da commodity em solo brasileiro significa que a Petrobras, que atualmente compra gás da Bolívia e o distribui através de sua própria rede, não está usando tanto quanto poderia nos termos do contrato que tem com La Paz. Mas este contrato, que vence em 2019, está sendo renegociado há seis meses, disse Barriga, acrescentando que a Petrobras tem até o final do ano para declarar seu interesse em renová-lo. Mas a YPBF, fornecedora de longa data do Brasil, viu suas reservas diminuir em 57 por cento ao longo da última década, o que despertou dúvidas sobre sua capacidade de intensificar seu suprimento para o Brasil. (Reuters – 25.11.2017)

### **Gastrading: Justiça nega liminar contra lei que afeta projeto**

A Gastrading não conseguiu liminar para suspender os efeitos da Lei no. 46/2017 do município de Peruíbe (SP). O juiz Wilson Julio Zanluqui, da 2ª. Vara do Foro de Peruíbe, indeferiu o pedido de tutela antecipada na última terça-feira, 28 de novembro. A lei, afirma a companhia, foi direcionada exclusivamente ao Projeto Verde Atlântico Energias, que é composto por um terminal de regaseificação offshore com capacidade de escoamento de 20 milhões de metros cúbicos de gás, uma usina termelétrica de 1,7 GW de capacidade instalada e um gasoduto para a comercialização de 13 milhões de metros cúbicos do insumo. A Gastrading refirma que a legislação aprovada no início de novembro pela Câmara de Vereadores de Peruíbe e sancionada pelo prefeito, fere a legislação federal em vigor. Com a decisão a empresa afirmou ainda que recorrerá à segunda instância. À época da entrada do recurso, o diretor presidente da Gastrading, Alexandre Chiofetti, disse que o entendimento da companhia e de juristas é que essa lei é inconstitucional, pois falta o básico que é o de impessoalidade e imparcialidade. Isso porque a lei foi feita para atingir diretamente o empreendimento em desenvolvimento. Outro ponto é de que legislar sobre o tema ambiental não é de competência do município. (Agência CanalEnergia – 30.11.2017)

## **Cinco propostas de oferta de gás chegam à Bahiagás**

O presidente da Bahiagás, Luiz Gavazza, disse nesta sexta-feira (1/12) que foram recebidas cinco propostas de diferentes fornecedores na chamada pública promovida pela empresa. Surgiram empresas nacionais e internacionais dispostas a oferecer o volume de 1 milhão de m<sup>3</sup>/dia previstos no edital da chamada, sendo que as companhias do exterior predominam sobre as nacionais. Gavazza disse também que a partir de agora, a distribuidora baiana irá negociar com cada uma das cinco proponentes até definir qual delas poderá atender sua demanda. O executivo não mencionou quais empresas se propuseram a ofertar gás, mas disse que os valores das propostas variam de US\$ 6,50 por milhão de BTU até US\$ 10,60 por milhão de BTU. A chegada desse insumo poderia vir não só pelo Gasene mas poderia ser entregue via GNC por rodovias ou via GNL. Gavazza disse ainda que há possibilidade de que a distribuidora baiana realize novas chamadas públicas, mas isto dependerá do desfecho do atual processo, após negociação com as ofertantes. O processo de entrega de propostas se encerrou no último dia 31/10, após uma prorrogação feita a pedido dos participantes internacionais, já que o meio do ano é verão no hemisfério norte e companhias da região tiveram dificuldades para elaborar propostas. A data inicial para o fornecimento e o ponto onde o ofertante deverá entregar o produto serão negociados com o possível novo fornecedor. (Brasil Energia – 01.12.2017)

## **Gastrading prevê licenciamento de térmica em Peruíbe em 2018**

Os entraves jurídicos fizeram com que a Gastrading mudasse seu cronograma para a obtenção da licença ambiental prévia para o projeto Verde Atlântico Energias, antes previsto para o fim deste ano. A nova previsão da empresa agora é conseguir o documento no primeiro semestre do próximo ano. O projeto prevê a construção de uma térmica a gás de 1,7 GW em Peruíbe, no litoral paulista, atrelada a um terminal de regaseificação de GNL, em um investimento de R\$ 5,5 bilhões. Na semana passada, o juiz Wilson Julio Zanluqui, da Segunda Vara do Fórum de Peruíbe (SP) negou pedido da Gastrading e manteve a validade da lei municipal (46/2017) que proíbe a construção de empreendimentos que possam causar possíveis impactos ambientais na região. O presidente da companhia, Alexandre Chiofetti, confirmou à Brasil Energia que segue com o planejamento inicial de construir o complexo em Peruíbe e não trabalha com hipótese de ter um plano B porque o projeto foi elaborado levando em conta o mercado do litoral paulista. A projeção anterior da Gastrading era que a licença fosse obtida até o fim deste ano e com a possibilidade de incluir a térmica no leilão de energia do governo do próximo ano. Mas diante dos impeditivos jurídicos e a postergação dessa expectativa de licenciamento, Chiofetti acredita ser pouco provável que a usina ainda tenha tempo de ser viabilizada para o A-4 previsto para abril. (Brasil Energia – 04.12.2017)

## **Leilão da MSGás pode sair no segundo semestre de 2018**

O BNDES e a MSGás assinaram na última quinta-feira (30/11) o contrato de homologação das empresas escolhidas por licitação para estruturar a

privatização da distribuidora de gás, que são o consórcio liderado pelo banco Fator e a Appraisal. A assinatura do contrato com as empresas deve ocorrer até o fim do mês e o leilão da estatal pode ser realizado no segundo semestre do ano que vem. Após assinatura do contrato com o BNDES, o consórcio e a Appraisal terão seis meses para terminar seus trabalhos, que serão coordenados pelo banco de fomento, com participação da equipe técnica do governo do Mato Grosso do Sul em todas as etapas. Após a decisão final do governo estadual sobre a modelagem proposta pelos estudos, começará o processo que levará ao leilão. O contrato regula a forma e os prazos de pagamento da remuneração do BNDES, dos ressarcimentos dos gastos com serviços de terceiros necessários à estruturação e implementação da desestatização da MSGás e ainda do desenvolvimento da solução mais adequada para a continuidade da prestação do serviço de distribuição de gás natural canalizado. (Brasil Energia – 04.12.2017)

### **Petrobras pode obter mais US\$ 5 bi com gasoduto do NE**

Pelo menos quatro grupos se articulam para disputar a compra da NTN, subsidiária da Petrobras que administra sua rede de gasodutos na região. Estima-se que a estatal, que venderá 90% do capital, pode arrecadar mais de US\$ 5 bilhões com o negócio, superando o que conseguiu com a venda da NTS, adquirida pelo fundo canadense Brookfield, por US\$ 5,08 bilhões. Deverão fazer ofertas pela NTN, segundo apurou o Valor, a Mubadala, companhia de investimento do fundo soberano de Abu Dhabi; a Engie, geradora de energia franco-belga; a gestora brasileira de fundos Pátria; e a australiana Macquarie, uma das maiores operadoras de gás natural dos Estados Unidos. Em uma parceria considerada provável para a compra do gasoduto, a Mubadala pode unir-se à americana EIG Global Energy Partners. As duas já são sócias na Prumo, antiga LLX, empresa criada pelo empresário Eike Batista. Outro consórcio possível reuniria a Pátria e a gestora americana de fundos de "private equity" Blackstone, que detém, desde 2010, 40% do capital da gestora brasileira. Entre os investidores que devem se juntar a um dos quatro consórcios estão a Itaúsa, holding de investimento das famílias Setúbal e Villela, acionistas do Banco Itaú Unibanco, e a Cambuhy, veículo de investimento da família Moreira Salles, também acionista do Itaú. A Itaúsa tem participação na NTS e tem sido procurada por consórcios interessados na NTN. A venda faz parte da política de desinvestimentos da Petrobras, cuja meta para o biênio 2017/18 é levantar US\$ 21 bilhões. (Valor Econômico – 05.12.2017)

### **Gasoduto da TAG gera disputa entre grupos**

Cerca de uma semana antes da entrega das propostas não vinculantes para a aquisição do gasoduto TAG, controlado pela Petrobras, ao menos quatro consórcios se articulam para disputar o ativo, segundo o Valor apurou. Esses grupos devem ser liderados por Mubadala, Engie, Pátria Investimentos e Macquarie. Cada um desses líderes tem mantido conversas com outras empresas e investidores, já que o valor a ser pago pelo gasoduto é alto demais para ser financiado individualmente. No ano passado, a Petrobras vendeu o gasoduto NTS, que também pertencia à TAG, para a Brookfield por US\$ 5,08 bilhões. Agora

a Petrobras colocou à venda 90% da NTN, que faz o transporte e a armazenagem de gás natural nas regiões Norte e Nordeste do país, com 3 mil km de extensão. A expectativa é que essa alienação, bastante importante para o programa de desinvestimentos da Petrobras, pelo menos atinja a cifra da NTS. A estatal conta com essa venda para cumprir a meta de desinvestimento de US\$ 21 bilhões para o biênio 2017-2018. A avaliação de potenciais compradores é que a NTN ofereça um retorno menor do que a NTS, mas ainda elevado. Outra fonte diz que neste primeiro momento a NTN está dando um retorno ainda maior que o esperado porque os investimentos estão abaixo do previsto na modelagem. Entre as parcerias consideradas como prováveis é a do Mubadala, empresa de investimentos de Abu Dhabi, com a EIG Global Energy Partners. Ambos já são sócios na Prumo, antiga LLX, criada por Eike Batista. Outro consórcio pode se formar entre o Pátria e a gestora americana de fundos de private equity Blackstone. Ambos já são sócios desde 2010, quando a Blackstone comprou 40% da firma brasileira. O Pátria ainda pode chamar para participar do consórcio investidores de seus fundos. Neste caso, eles coinvestiriam com a gestora brasileira. (Valor Econômico - 05.12.2017)

### **Segundo executivo, oferta de gás em gasodutos da Petrobras deve crescer 23% em 2017**

A oferta de gás natural da Petrobras em sua malha de gasodutos no Brasil vai crescer cerca de 23 por cento em 2017, ante 2016, para 54 milhões de metros cúbicos por dia, com o impulso do pré-sal, afirmou nesta terça-feira o gerente executivo de gás natural da empresa, Rodrigo Costa. A projeção para 2018, segundo Costa, está em fase de elaboração e será apresentada na atualização do plano de negócios da Petrobras para o período 2018-2022, que deverá ser publicado em breve pela companhia. “Essa oferta inclui Petrobras e parceiros, ou seja, é o gás disponibilizado na malha pela Petrobras. Hoje a Petrobras compra o gás dos parceiros, sendo 80 por cento do gás nosso e 20 por cento dos parceiros. Esses 20 por cento compramos e ofertamos na malha”, disse ele, a jornalistas, em evento na Firjan. O executivo ressaltou que há um ciclo crescente de expansão da oferta do insumo no país. A produção de gás natural do Brasil em outubro cresceu 0,5 por cento em relação ao mês anterior e 5,6 por cento ante outubro de 2016, para 115 milhões de metros cúbicos por dia (m<sup>3</sup>/d), segundo os dados mais recentes da ANP. Costa ponderou que, apesar da perspectiva de aumento de oferta nos próximos anos, o Brasil continuará sendo importador do insumo para atender a demanda interna ao menos até 2026. Em 2019, vence o contrato de importação do gás da Bolívia e, negociações entre representantes de empresas de ambos os países estão em andamento para tratar dos novos termos e condições do compromisso. O executivo da Petrobras prevê entregar em 2020 todo o sistema da Rota 3, conjunto de dutos, gasodutos e a Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do projeto Comperj, no Rio de Janeiro. Costa ressaltou ainda que com as mudanças no mercado de gás previstas no programa do governo federal Gás para Crescer a estatal continuará sendo um player relevante no mercado, porém deixará de ser o garantidor do suprimento nacional. (Reuters - 05.12.2017)

## **Petrobras pode obter mais US\$ 5 bi com gasoduto do NE**

Pelo menos quatro grupos se articulam para disputar a compra da NTN, subsidiária da Petrobras que administra sua rede de gasodutos na região. Estima-se que a estatal, que venderá 90% do capital, pode arrecadar mais de US\$ 5 bilhões com o negócio, superando o que conseguiu com a venda da NTS, adquirida pelo fundo canadense Brookfield, por US\$ 5,08 bilhões. Deverão fazer ofertas pela NTN, segundo apurou o Valor, a Mubadala, companhia de investimento do fundo soberano de Abu Dhabi; a Engie, geradora de energia franco-belga; a gestora brasileira de fundos Pátria; e a australiana Macquarie, uma das maiores operadoras de gás natural dos Estados Unidos. Em uma parceria considerada provável para a compra do gasoduto, a Mubadala pode unir-se à americana EIG Global Energy Partners. As duas já são sócias na Prumo, antiga LLX, empresa criada pelo empresário Eike Batista. Outro consórcio possível reuniria a Pátria e a gestora americana de fundos de "private equity" Blackstone, que detém, desde 2010, 40% do capital da gestora brasileira. Entre os investidores que devem se juntar a um dos quatro consórcios estão a Itaúsa, holding de investimento das famílias Setúbal e Villela, acionistas do Banco Itaú Unibanco, e a Cambuhy, veículo de investimento da família Moreira Salles, também acionista do Itaú. A Itaúsa tem participação na NTS e tem sido procurada por consórcios interessados na NTN. A venda faz parte da política de desinvestimentos da Petrobras, cuja meta para o biênio 2017/18 é levantar US\$ 21 bilhões. (Valor Econômico – 05.12.2017)

## **Gasoduto da TAG gera disputa entre grupos**

Cerca de uma semana antes da entrega das propostas não vinculantes para a aquisição do gasoduto TAG, controlado pela Petrobras, ao menos quatro consórcios se articulam para disputar o ativo, segundo o Valor apurou. Esses grupos devem ser liderados por Mubadala, Engie, Pátria Investimentos e Macquarie. Cada um desses líderes tem mantido conversas com outras empresas e investidores, já que o valor a ser pago pelo gasoduto é alto demais para ser financiado individualmente. No ano passado, a Petrobras vendeu o gasoduto NTS, que também pertencia à TAG, para a Brookfield por US\$ 5,08 bilhões. Agora a Petrobras colocou à venda 90% da NTN, que faz o transporte e a armazenagem de gás natural nas regiões Norte e Nordeste do país, com 3 mil km de extensão. A expectativa é que essa alienação, bastante importante para o programa de desinvestimentos da Petrobras, pelo menos atinja a cifra da NTS. A estatal conta com essa venda para cumprir a meta de desinvestimento de US\$ 21 bilhões para o biênio 2017-2018. A avaliação de potenciais compradores é que a NTN ofereça um retorno menor do que a NTS, mas ainda elevado. Outra fonte diz que neste primeiro momento a NTN está dando um retorno ainda maior que o esperado porque os investimentos estão abaixo do previsto na modelagem. Entre as parcerias consideradas como prováveis é a do Mubadala, empresa de investimentos de Abu Dhabi, com a EIG Global Energy Partners. Ambos já são sócios na Prumo, antiga LLX, criada por Eike Batista. Outro consórcio pode se formar entre o Pátria e a gestora americana de fundos de private equity Blackstone. Ambos já são sócios desde 2010, quando a Blackstone comprou 40%

da firma brasileira. O Pátria ainda pode chamar para participar do consórcio investidores de seus fundos. Neste caso, eles coinvestiriam com a gestora brasileira. (Valor Econômico - 05.12.2017)

### **Copel: ampliação do contrato de gás com Petrobras para UTE Araucária**

A Copel anunciou em comunicado ao mercado na última segunda-feira, 4 de dezembro, que assinou com a Petrobras um aditivo ao contrato de fornecimento de gás natural para a UTE Araucária (PR - 469 MW). O contrato vai até 31 de dezembro deste ano e vai ter volume máximo diário de até 2.190.000 Nm<sup>3</sup>/dia. A térmica de Araucária é de propriedade da Copel e da Copel GT, que possuem, 20% e 60% de participação. A Petrobras é a outra acionista, com 20%. Ela não teve participação no processo de decisão, declarando-se impedida. A UTE Araucária é uma térmica do tipo merchant, não possuindo Contrato de Comercialização de Energia. Ela gera energia quando o CMO supera o CVU da usina ou por solicitação do ONS. De acordo com o comunicado, o contrato resultou na redução dos custos variáveis da térmica em relação ao contrato anterior, aumentando a probabilidade de operação. Além disso, não ter uma cláusula de take or pay no contrato não penaliza com custos fixos à UEG Araucária sem a contrapartida de receita de operação, caso as condições do Sistema Interligado Nacional não sejam adequadas ao seu despacho. (Agência CanalEnergia - 06.12.2017)

### **Copel: ampliação do contrato de gás com Petrobras para UTE Araucária**

A Copel anunciou em comunicado ao mercado na última segunda-feira, 4 de dezembro, que assinou com a Petrobras um aditivo ao contrato de fornecimento de gás natural para a UTE Araucária (PR - 469 MW). O contrato vai até 31 de dezembro deste ano e vai ter volume máximo diário de até 2.190.000 Nm<sup>3</sup>/dia. A térmica de Araucária é de propriedade da Copel e da Copel GT, que possuem, 20% e 60% de participação. A Petrobras é a outra acionista, com 20%. Ela não teve participação no processo de decisão, declarando-se impedida. A UTE Araucária é uma térmica do tipo merchant, não possuindo Contrato de Comercialização de Energia. Ela gera energia quando o CMO supera o CVU da usina ou por solicitação do ONS. De acordo com o comunicado, o contrato resultou na redução dos custos variáveis da térmica em relação ao contrato anterior, aumentando a probabilidade de operação. Além disso, não ter uma cláusula de take or pay no contrato não penaliza com custos fixos à UEG Araucária sem a contrapartida de receita de operação, caso as condições do Sistema Interligado Nacional não sejam adequadas ao seu despacho. (Agência CanalEnergia - 06.12.2017)

### **Durante os meses de outubro e novembro de 2017, ABiogás recebe cinco novas associadas**

A ABiogás divulgou na última terça-feira, 5 de dezembro, a conquista de cinco novas integrantes para o time de associadas, durante os meses de outubro e novembro. O progresso é parte da estratégia de crescimento da entidade, que busca unir força com empresas privadas e trazer apoio e estímulo ao setor junto ao governo. Para a associação, a conquista se deve ao grande esforço da entidade

ao promover o Fórum do Biogás, o maior evento da América Latina destinado ao setor, momento de atualização e aprendizagem, troca de cases importantes que viabilizam o setor energético voltados para o biogás, onde as empresas privadas e governo podem discutir o futuro do setor no Brasil. Para o presidente da ABiogás, Alessandro Gardemann, o IV Fórum do Biogás ganhou uma agenda positiva entre os participantes e isto reflete ao número de novos associados. Entre as novas associadas estão a Apolo Energia, Awite Bioenergia, Ergostech, Janus Pergher e Solvi. (Agência CanalEnergia - 06.12.2017)

### **Bureau Veritas entra no mercado de gás e energia**

O Grupo Bureau Veritas, companhia especializada em Teste, Inspeção e Certificação, anunciou que ingressou no setor de distribuição de gás e energia no Brasil. A empresa já tem contratos assinados com sete concessionárias de serviços públicos. "A entrada nesse mercado faz parte da nossa estratégia de crescimento e diversificação de portfólio de serviços e soluções. A nossa carteira de clientes deste segmento já representa 22% das vendas em 2017", destaca o diretor comercial do Grupo Bureau Veritas, Vinicius Parmezani. A francesa realiza serviços em todas as etapas do ciclo de distribuição das concessionárias, desde a coleta e monitoramento de dados em campo ao gerenciamento da construção dos seus principais ativos. (Brasil Energia - 05.12.2017)

### **Bolívia: Petrobras comprará apenas 15 a 20 MMmcd de gás**

A Petrobras disse que, no novo contrato a ser negociado para a venda de gás natural ao mercado brasileiro, este país apenas comprará entre 15 e 20 milhões de metros cúbicos de energia, ou seja, metade do acordo atual, que é de 30,08 MMmcd. O anúncio foi feito pelo Ministro de Hidrocarbonetos, Luis Alberto Sánchez, após sua visita ao Brasil. De acordo com a autoridade, até o final do mês, a Petrobras dará conta da Bolívia. "Reunimos reuniões com a Petrobras. Eles nos avançaram que, na conclusão do contrato, a exportação seria entre 15 e 20 milhões de metros cúbicos (MMmcd). Estamos aguardando a nota formal até o final do mês ", afirmou a autoridade. O avanço da Petrobras, de acordo com o ministro Sanchez, é bom para o país porque o mercado brasileiro abre para vender gás diretamente. Ele acrescentou que os governadores dos estados de Matto Grosso, Mato Grosso Do Sul, Santa Catarina, Paraná e Acre têm interesse em mais de 10 MMmcd de gás natural boliviano e há interesse por parte das empresas de distribuição nesta área para a geração de energia elétrica. "Em outras palavras, com o Brasil teremos um contrato de 15 MMmcd através da Petrobras e outros 25 MMmcd para as outras empresas que exigem gás boliviano", afirmou. A autoridade explicou que, em 20 de dezembro, as equipes técnicas de trabalho se reunirão em Cuiabá com o objetivo de fechar contratos de gás interruptível no curto prazo, além do trabalho em contratos firmes para compra de gás no médio prazo. (Página Siete - Bolívia - 07.12.2017)

### **Cegás faz últimos testes para iniciar distribuição de gás metano**

A Cegás está realizando os últimos testes antes de colocar em operação a distribuição do gás natural renovável proveniente do aterro sanitário de Caucaia, no interior do Ceará. O insumo será distribuído por um gasoduto de 23 km. O projeto é fruto de uma parceria da distribuidora cearense com o governo do estado, a prefeitura de Fortaleza e com a Gás Natural Renovável Fortaleza. O projeto vai possibilitar a retirada do gás metano da superfície do aterro e terá capacidade de produção inicial de 100 m<sup>3</sup>/dia de biogás, compatível com as especificações do gás natural usado para abastecer veículos, indústrias, comércio e residências. Para a retirada de metano, foram instaladas tubulações que farão a sucção do gás do aterro. Após a retirada, é realizada a separação de CO<sub>2</sub> do metano e a remoção de contaminantes. Além da geração de combustível, também será evitada mais de 610 toneladas de CO<sub>2</sub> sejam lançadas na atmosfera anualmente, equivalentes à retirada diária de mais de 800 mil litros de diesel do setor de transportes. (Brasil Energia – 07.12.2017)

### **Bahiagás: empresa habilita-se para importar GNL**

O presidente da Bahiagás, Luiz Gavazza, disse que a empresa estuda a possibilidade de atuar como importadora de GNL e inclusive já se habilitou para essa atividade na ANP. De acordo com o executivo, a empresa busca ampliar a movimentação de gás natural no território baiano, o que inclui o processo de chamada pública da empresa para novos supridores. Gavazza citou que existem atualmente 24 operadores de gás em campos marginais no estado e que eles poderiam suprir o mercado estadual. Para ele, a licitação de compra de gás é uma sinalização que a distribuidora está dando para atrair esses ofertantes. É o caso de Manati, que chega a um volume de 6 milhões de m<sup>3</sup>/dia, de acordo com o executivo. O presidente da companhia disse que, entre outros, um dos motivos que motivou a distribuidora a realizar sua chamada foi o que ele chamou de dificuldades com a atual supridora, a Petrobras, em função do esperado aumento do preço da molécula que pode ocorrer na renegociação dos contratos de suprimento com as companhias de gás canalizado. A companhia baiana recebeu cinco propostas de 14 empresas nacionais e internacionais na chama da pública. Gavazza não mencionou quais empresas se propuseram a ofertar gás, mas disse que os valores das propostas variam de US\$ 6,50 por milhão de BTU até US\$ 10,60 por milhão de BTU. A chegada desse insumo poderia vir não só pelo Gasene mas também via GNC, por rodovias, ou ainda via GNL. (Brasil Energia – 08.12.2017)

### **Térmica no Porto do Açu tem Siemens e Andrade Gutierrez como contratadas**

A Prumo contratou o consórcio formado por Siemens e Andrade Gutierrez para construir a termelétrica GNA I, antiga Novo Tempo, que pertencera à Bolognesi, no hub de gás natural do Porto do Açu, no Rio de Janeiro. A previsão é que as obras sejam iniciadas ainda no primeiro trimestre deste ano. As negociações entre as empresas foram concluídas após a Aneel autorizar a transferência da usina. O consórcio será responsável pelas soluções de engenharia, suprimentos e construção da térmica, que terá capacidade instalada próxima a 1,3 GW. A térmica é parte do Açu Gas Hub, projeto em desenvolvimento no complexo

portuário, cujo objetivo é constituir uma solução logística para o recebimento, processamento, consumo e transporte de gás natural produzido nas Bacias de Campos e Santos, assim como importação e armazenagem de GNL importado. (Brasil Energia - 08.12.2017)

### **ContourGlobal recebe exclusividade em térmicas**

A Engie concedeu exclusividade à ContourGlobal na negociação de venda de ativos termelétricos. Com isso, a eventual compradora poderá realizar due diligence nos complexos térmicos a carvão Jorge Lacerda e Pampa Sul, que estão em processo de alienação, informou nesta quarta-feira (13/12). Se as negociações forem bem sucedidas, a operação ainda precisará ser aprovada pelo conselho de administração da Engie bem como do governo. O processo de venda das termelétricas começou ainda em fevereiro, quando a Engie contratou o banco Morgan Stanley para assessorar na venda do complexo Jorge Lacerda, de 857 MW, em operação, e da usina Pampa Sul (340 MW), em construção. O desinvestimento nos ativos faz parte de uma virada estratégica global da companhia, anunciada no ano passado. A empresa pretende concentrar novos investimentos em fontes renováveis e serviços para o consumidor. (Brasil Energia - 13.12.2017)

### **Imetame quer contratar mais 81 MW em Camaçari**

A Imetame pretende buscar licença para uma térmica de 81 MW para ampliar seu projeto de geração integrada de energia elétrica em Camaçari (BA). No momento, a companhia está concluindo as obras da primeira parte do projeto, que terá capacidade para 28 MW, contratados no leilão A-3 de 2015. Os estudos no campo de gás de Cardeal do Nordeste, que vai abastecer o projeto, indicaram capacidade de produção de 150 mil m<sup>3</sup>/dia, o que permite uma capacidade de até 112 MW. O início da operação da primeira fase do projeto está previsto para o ano que vem. Para 2018, há previsão de ofertas de térmicas no leilão A-4, programado para abril. (Brasil Energia - 13.12.2017)

### **Engie: Contour Global obtém exclusividade na compra de usinas a carvão**

A Engie Brasil Energia anunciou em comunicado ao mercado na última quarta-feira, 13 de dezembro, que concedeu direito de exclusividade a ContourGlobal para a realização de due diligence para a compra do complexo termelétrico Jorge Lacerda (SC - 857 MW) e do Complexo Termoelétrico Pampa Sul, que compreende a UTE Pampa Sul (RS - MW) em construção e o projeto da UTE Pampa Sul 2. De acordo com o comunicado, os termos e condições da transação, caso as negociações sejam exitosas, ainda deverão ser submetidas à administração e ao conselho da Engie, assim como autoridades governamentais. (Agência CanalEnergia - 14.12.2017)

### **Parceria Petrobras-ExxonMobil deve incluir setor de gás natural**

A recém-anunciada parceria entre a Petrobras e a petrolífera norte-americana ExxonMobil deve incluir negócios na área de gás natural. No anúncio do fechamento da sociedade, ocorrida no último dia 14/12, estavam listadas algumas áreas de cooperações entre as duas empresas. O memorando de entendimento foi assinado no Rio de Janeiro pelo presidente da Petrobras, Pedro Parente, pelo presidente da ExxonMobil Upstream Ventures, Brad Corson, e pelo presidente da ExxonMobil Exploration Company, Stephen Greenlee. Documento da Petrobras distribuído aos investidores cita como áreas de oportunidades de negócios, exploração, produção, gás e produtos químicos, tanto no Brasil quanto fora. (Brasil Energia – 15.12.2017)

### **UTE Rio Grande terá seu futuro decidido apenas em 2018**

O recurso apresentado pela Bolognesi contra a revogação da outorga da UTE Rio Grande (RS) deve ser analisado pela diretoria da Aneel somente no próximo ano. Isso porque a pauta da última reunião pública semanal, que será realizada na próxima terça-feira (19/12), ainda não incluiu a análise do tema. Isso significa que, salvo o agendamento de uma reunião extraordinária, a tendência é que o tema vire o ano sem uma definição e não sai antes do próximo dia 16/1, quando retornam as reuniões semanais da agência reguladora. A viabilização da UTE interessa diretamente ao governo do Rio Grande do Sul porque representa arrecadação de ICMS e geração de empregos. O empreendimento também interessa diretamente ao município de mesmo nome da UTE. O vereador Jair Rizzo (PSB), vem liderando um movimento pela UTE na cidade. Ele conversou com a Brasil Energia e disse que há uma mobilização para que a Aneel volte atrás e conceda mais tempo à Bolgonesi para que possa apresentar a estruturação do repasse para a New Fortress. Rizzo disse que a construção da térmica pode representar uma retomada econômica da região, uma vez que a queda das atividades da indústria naval representou o desemprego de cerca de 25 mil pessoas. Parte desse contingente poderia ser aproveitado na térmica. O sócio diretor da Gas Porto GNL, Marcos Tavares, que presta assessoria para a New Fortress, assinalou que, enquanto a empresa espera o julgamento do recurso pela Aneel, tenta se movimentar, negociando com diversas empresas que poderiam atuar na construção da térmica, mas reconheceu que a revogação trouxe dificuldades. (Brasil Energia – 15.12.2017)

### **Prumo espera aval da Aneel para térmica no Açú**

A Prumo espera aprovação hoje, pela Aneel, da transferência da titularidade e licença para instalação da térmica Novo Tempo para o Porto do Açú. A térmica, originalmente do grupo Bolognesi, terá capacidade de gerar 1,2 GW e tem contrato de longo prazo obtido no leilão de 2014. O objetivo da Prumo é aumentar a geração de negócios entre empresas instaladas no Açú. O potencial de investimento no negócio é de R\$ 7 bilhões entre 2018 e 2023. Um deles é o do gás, via gasodutos que podem se conectar ao Gasene, da Petrobras, em terra. A empresa tem planos de construir um gasoduto para conectar campos produtores marítimos até o porto. Um dos caminhos para viabilizar o projeto é o plano de exploração e produção do campo Pão de Açúcar, da Repsol e Statoil, mas Magela

também cita a rede de gasodutos da Petrobras no mar. Já existe licenciamento para um terminal com capacidade de movimentação de 42 milhões de metros cúbicos de gás no Açú. O desenho que o presidente da Prumo descreve prevê a possibilidade de assumir parte de uma atividade feita pela Petrobras. A estatal faz o equilíbrio energético dos sistemas de gás, via administração da sua produção no mar e em terra, dosando as importações de gás natural da Bolívia ou de GNL com a necessidade de geração de energia elétrica de base térmica, sua ou de terceiros. (Valor Econômico - 19.12.2017)

### **Acordo Petrobras-Statoil inclui contratação de capacidade no terminal de gás natural de Cabiúnas**

O acordo da Petrobras com a Statoil anunciado nesta segunda-feira (18/12) inclui uma eventual contratação de capacidade no terminal de gás natural de Cabiúnas. As duas empresas anunciaram a assinatura da cooperação estratégica, em continuidade aos termos acertados no último dia 29/9. A unidade terá sua capacidade expandida e poderá processar até 25 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural e cerca de 70 mil barris por dia de condensado de gás natural. Dessa capacidade total, 13 milhões de m<sup>3</sup>/dia se destinam ao pré-sal da Bacia de Santos e 12 milhões de m<sup>3</sup>/dia continuam atendendo à Bacia de Campos. A transação faz parte do programa de desinvestimentos da petroleira brasileira e busca priorizar o desenvolvimento da produção em águas profundas, atuando prioritariamente em parcerias estratégicas, congregando competências técnicas e tecnológicas. Além disso, contribui para mitigação dos riscos, fortalecimento da governança corporativa e melhoria na financiabilidade da companhia, através de mitigação dos riscos, entrada de caixa e desoneração dos investimentos. (Brasil Energia - 19.12.2017)

### **MME: convocação da Amazonas Energia a contratar geração térmica**

O MME convocou a Amazonas Energia a adquirir montante de 105 MW de geração termelétrica para atender ao mercado de Manaus até a entrada em operação do quarto transformador 230/69 kV - 150 MVA na subestação de mesmo nome da capital amazonense. A decisão está em portaria publicada no DOU desta quarta-feira (20/12). O montante a ser contratado é o equivalente à potência das térmicas Flores, de 80 MW, e Iranduba, de 25 MW, que ficam na região metropolitana de Manaus. O volume a ser contratado, na prática, duplica a geração térmica que atende Manaus. A Amazonas Energia ficará responsável, além da contratação, pelas obrigações relativas à contabilização e liquidação da energia na CCEE. A portaria diz ainda que a geração não estará sujeita ao rateio de inadimplência no mercado de curto prazo, resultando do processo de contabilização da câmara de comercialização. Já os custos de geração poderão ser cobertos pela utilização do encargo destinado aos custos de serviços de sistemas. (Brasil Energia - 20.12.2017)

### **YPFB demonstra interesse no Brasil**

A petroleira estatal boliviana YPFB tem manifestado interesse no mercado brasileiro de distribuição de gás natural. O desejo de entrar como sócia das concessionárias MTGás e MSGás já foi manifestado publicamente pelo ministro de hidrocarbonetos da Bolívia, Luis Alberto Sánchez, nas últimas rodadas de negociação em torno da renovação do contrato de suprimento de gás ao Brasil. Segundo o presidente da MSGás, Rudel Trindade, os bolivianos querem conhecer melhor o plano de privatizações das distribuidoras de gás. A previsão é que o leilão de desestatização da MSGás aconteça no segundo semestre de 2018. As empresas que venceram a licitação para estruturarem a modelagem do negócio devem assinar contrato com o BNDES ainda este ano. A YPFB possui um plano de negócios de US\$ 12,169 bilhões para o quinquênio 2015-2019 - previsão de investimentos compartilhados com demais operadores que atuam no país. A capacidade da Bolívia de manter o volume de 30 milhões de metros cúbicos diários ao Brasil é um ponto de interrogação hoje no mercado. Hoje, autoridades dos dois países se reúnem no Mato Grosso para mais uma rodada de negociações. Um contrato de suprimento de curto prazo com a termelétrica de Cuiabá, da Âmbar Energia, está na pauta do encontro. Além da retomada da usina, o encontro também discutirá a viabilidade de assinatura de um contrato de suprimento de 1,2 milhão de m<sup>3</sup> / dia de gás para uma termelétrica que a Global Participações em Energia (GPE) tem planos de instalar em Ladário (MS). Trindade disse que as partes não pretendem avançar hoje com as negociações sobre a renovação do atual contrato de importação. Da capacidade de cerca de 30 milhões de m<sup>3</sup> / dia, uma primeira parcela, de 18 milhões de m<sup>3</sup> / dia, vence em 2019, mas a expectativa é que o assunto só seja debatido no ano que vem. A previsão é que as companhias que distribuem gás definam, no primeiro trimestre, detalhes importantes da negociação, como os modelos de contrato e os volumes de demanda. (Valor Econômico - 20.12.2017)

### **Segundo fontes, Petrobras recebe proposta de três consórcios liderados por empresas estrangeiras**

Pelo menos três consórcios, liderados pela francesa Engie, pelo grupo australiano Macquarie e pelo fundo soberano Mubadala, dos Emirados Árabes Unidos, fizeram propostas de compra de uma rede de gasodutos da Petrobras, disseram três fontes com conhecimento do assunto. Sexta-feira foi o último dia para a entrega de propostas, na primeira fase do processo de aquisição de uma participação de 90 por cento na Transportadora Associada de Gás, unidade da Petrobras, conhecida como TAG, que tem 4.500 quilômetros de gasodutos no nordeste Brasil. A venda da TAG faz parte de um amplo programa de vendas de ativos da Petrobras, que busca levantar 21 bilhões de dólares no biênio 2017-2018, enquanto a empresa tenta reduzir sua dívida de 95 bilhões de dólares, a maior da indústria global de petróleo. A expectativa é que o negócio atraia lances de 5 bilhões a 7 bilhões de dólares, segundo duas fontes. A Petrobras vendeu outra rede de gasodutos, no sudeste do Brasil, no ano passado, conhecida como Nova Transportadora Sudeste (NTS), para um grupo liderado pela canadense Brookfield Asset Management, por 5,2 bilhões de dólares. Isso deixou a TAG com uma rede no nordeste conhecida como Nova Transportadora do Nordeste (NTN), que é responsável por uma menor parcela do consumo de gás natural do

país. Embora esteja vendendo uma rede menor, a Petrobras espera um preço mais alto, devido a melhores perspectivas de crescimento econômico após a recessão mais severa do Brasil em décadas, segundo duas fontes. (Reuters – 20.12.2017)

### **UTE em Peruíbe tem sua licença ambiental negada**

A Cetesb negou a concessão de licença prévia para a construção de uma UTE e de um terminal de GNL, em Peruíbe, no litoral sul do Estado. O projeto Verde Atlântico Energias, da empresa Gastrading, previa a geração de 1,7 GW de energia para atender até dois milhões de habitantes. Além de um terminal marítimo e gasodutos, estava prevista a construção de um linhão de 90 quilômetros para distribuição da energia ao longo do litoral. Foi previsto investimento de R\$ 5,7 bilhões. Na decisão publicada no último dia 19, a Cetesb concluiu pela inviabilidade ambiental do projeto. A Gastrading ainda pode entrar com recurso. De acordo com parecer técnico da Companhia, o estudo ambiental apresentado pela empresa deixou de abordar aspectos relevantes para avaliação dos impactos no meio ambiente. Também foram levados em conta a intensidade dos impactos, especialmente quanto à carga de poluição atmosférica prevista para a região, a extensa área de vegetação nativa a ser suprimida e, ainda, o risco de acidentes ambientais de grandes proporções no ambiente marinho, bem como a vocação ecológica da região. Os técnicos salientaram ainda que o projeto é incompatível com a legislação ambiental do município de Peruíbe. O complexo previa um terminal marítimo a dez quilômetros da costa, para receber o gás que chegaria de navios, e gasodutos de 13,6 km, parte deles enterrada, para levar o gás até a usina. A proposta de instalação da usina levou a população às ruas, em agosto, dando início a um movimento de resistência ao projeto, integrado por ambientalistas, povos indígenas e comunidades tradicionais. A SOS Mata Atlântica, que apoiou esse movimento, considerou a decisão da Cetesb “uma vitória de toda a população de Peruíbe, localizada na região que é guardiã do maior refúgio de Mata Atlântica do país”. (O Estado de São Paulo – 22.12.2017)

### **Prumo e BP assinam acordo de investimento para termelétrica**

A Prumo Logística informou que assinou um acordo com a BP Global Investments para investir na construção de uma termelétrica no Porto do Açu, que terá capacidade de gerar 1,2 mil MW. Segundo o acordo, a BP vai adquirir 30% do capital da GNA, subsidiária da Prumo e responsável para construção da termelétrica, por US\$ 7,5 milhões, via subscrição de novas ações. Ela fará um aporte de até US\$ 79,2 milhões na UTE GNA I Geração de Energia, subsidiária da GNA que construirá e operará a termelétrica. O acordo também prevê os termos e condições para que a BP adquira 50% do capital social da Gás Natural Açu Comercializadora de Energia, subsidiária da Prumo, que atuará na compra e venda de energia, gás natural e líquidos derivados de gás natural no Porto do Açu, além de regras para outros investimentos da BP em projetos a serem desenvolvidos pela GNA. A termelétrica originalmente pertencia ao grupo Bolognesi. A Prumo recebeu da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) o direito de

construir a termelétrica, a primeira a ser instalada no Porto do Açú, na quarta-feira (20), por meio da transferência da autorização emitida pelo MME da empresa Novo Tempo para a UTE GNA I. A empresa pretende construir mais uma UTE no Porto do Açú. Outra subsidiária, a UTE GNA II, conquistou no leilão de energia nova A-6, ocorrido na quarta-feira, o direito de instalar uma usina termelétrica a gás natural no local. Ela terá capacidade instalada de 1,7 mil MW. (Valor Econômico - 22.12.2017)

### **Engie aguarda uma proposta firme por térmicas a carvão**

A Engie Brasil Energia espera receber em janeiro uma proposta firme da ContourGlobal para aquisição dos ativos de geração de energia a carvão da companhia. O grupo americano garantiu em meados de dezembro direito de exclusividade no processo de venda dos ativos. O negócio envolve a venda do complexo termelétrico de Jorge Lacerda (SC), de 857 MW de capacidade, e o projeto da termelétrica de Pampa Sul (RS), de 340 MW, cuja conclusão da obra está prevista para o início de 2019. Pampa Sul tem investimento total previsto de R\$ 1,8 bilhão e receita anual fixa de R\$ 590 milhões. A venda dos ativos de geração a carvão faz parte da estratégia do grupo franco-belga Engie de descarbonização de seu parque gerador e de ampliar a atuação em geração distribuída e digitalização dos serviços de energia. Nesta sexta-feira, a EngieBrasil Energia assume a operação das hidrelétricas de Miranda, de 408 MW, e Jaguará, de 424 MW, em Minas Gerais, que pertenciam à Cemig e foram arrematadas pela companhia em leilão realizado no fim de setembro. Na ocasião, a empresa desembolsou R\$ 3,5 bilhões em bônus de outorga para ficar com os empreendimentos. Com o negócio, o parque gerador do grupo no Brasil alcança 11 mil MW e reforça a posição da companhia no Sudeste, onde a empresa possui importante base de grandes consumidores livres. O total de 11 mil MW do parque gerador da Engie Brasil Energia considera a fatia de 40% da controladora Engie na hidrelétrica de Jirau, de 3.750 MW, no rio Madeira (RO). A incorporação dessa fatia pela companhia está prevista para ocorrer ao longo de 2018. Sobre 2018, a geradora prevê desembolsar cerca de R\$ 3,5 bilhões na construção dos complexos eólicos de Campo Largo e Umburanas, na Bahia, em 2018. Até o momento, esse é o principal investimento do grupo em novos projetos no próximo ano. Campo Largo terá capacidade instalada de 327,7 MW e está previsto para entrar em operação em 2019. Já Umburanas, adquirido da Renova Energia este ano, terá capacidade total de 605 MW, dos quais 257,5 MW destinados ao mercado livre, e 102,5 MW comercializados em leilão de energia realizado em 2014. A primeira etapa, de 360 MW, está prevista para iniciar a operação em 2019, com investimentos da ordem de R\$ 1,8 bilhão. Os 245 MW restantes serão desenvolvidos futuramente pela Engie. Segundo Sattamini, a empresa continuará olhando oportunidades de aquisições de ativos em 2018. (Valor Econômico - 29.12.2017)

