

Ministério de Minas e Energia
Assessoria de Comunicação Social – ASCOM

Destaque: (em negrito) Matérias que citam o Ministro Bento Albuquerque ou o MME:

Sumário

VEÍCULO: Valor Econômico.....	2
Título: Produção maior de gás com pré-sal vai atrair investimento bilionário, segundo EPE ..	2
Título: TGN espera voltar a vender gás da Argentina ao Brasil	4
Título: Leilão deve forçar térmicas a buscar mais eficiência	5
Título: Modelo de privatização tem de ser execução de política, diz Noronha.....	7
Título: Curta.....	9
Título: Senado aprova PEC da cessão onerosa e repartição de recursos do pré-sal	10
Título: Conflitos nas reformas de energia e saneamento	11
Título: Destaques	14
Título: Curtas	15
Título: Recorde da Petrobras marca tendência, dizem especialistas.....	16
Título: Combate a furto de derivado terá R\$ 1,2 bi	17
Título: País tem nova chance com alta do níquel	18
Título: Cobre atinge o menor nível dos últimos dois anos.....	20
Título: Itaúsa está confiante na compra da Liquigás.....	21
Título: Cresce disputa na importação de etanol	22
Título: Contexto.....	24
VEÍCULO: O Estado de S. Paulo	24
Título: Senado aprova verba extra do pré-sal para o Rio.....	24
Título: Cemig GT vai captar R\$ 3 bi em debêntures.....	25
Título: País vai regular mineração em terra indígena	26
VEÍCULO: Folha de S. Paulo	27
Título: Procuradoria recomenda revisar licença de Belo Monte	27

Título: Rio pressiona, e União abre mão de R\$ 2 bi por cessão onerosa.....	29
VEÍCULO: O Globo.....	30
Título: Manchete: Senado aprova R\$ 2,5 bilhões do megaleilão de petróleo para o Rio.....	30
Título: Mudança de regra mobilizou Witzel, Maia e bancada fluminense	32
Título: O petróleo é nosso.....	33

VEÍCULO: Valor Econômico
Data: 04/09/2019
Seção: Brasil
Autor: André Ramalho Do Rio
Título: Produção maior de gás com pré-sal vai atrair investimento bilionário, segundo EPE

A abertura do mercado brasileiro de gás natural e o crescimento da produção nacional devem destravar investimentos bilionários em infraestrutura, segundo um estudo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). A estatal vê potencial para construção de 16 novos gasodutos no Brasil, nos próximos anos.

A lista inclui desde projetos de dutos marítimos (para escoamento do gás para a costa) até gasodutos terrestres de transporte, para entrega do produto ao mercado consumidor. Os detalhes dos projetos, como os investimentos necessários e a análise de viabilidade econômica e ambiental, serão apresentados pela EPE no plano indicativo de novos gasodutos do país, prestes a ser lançado.

O diretor de estudos do petróleo, gás e biocombustíveis da estatal, José Mauro Coelho, conta que a primeira edição do Plano Indicativo de Gasodutos de Transportes (PIG) mapeou o potencial de 11 novos gasodutos no país, dentre os quais projetos antigos que já contam com autorização, como o Brasil Central (projeto da Termogás, que liga São Carlos/SP a Brasília) e o trecho entre Uruguaiana-Porto Alegre, da Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB).

Entre novos projetos, a EPE também vê potencial para duplicação do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), no trecho entre Siderópolis (SC) e Porto Alegre, além de

gasodutos para conectar os terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) do Açu, em São João da Barra (RJ), e de Barra dos Coqueiros (SE) ao sistema integrado de transporte do país.

A EPE também vê potencial para cinco novas rotas de escoamento de gás desde campos offshore até a costa. São três novos gasodutos para o pré-sal (atualmente há três rotas, sendo uma delas ainda em fase de construção) e mais duas rotas no pós-sal, sendo uma delas no litoral do Espírito Santo e outra no Sergipe.

Toda essa expansão visa a escoar os volumes crescentes da produção de gás no país, sobretudo no pré-sal. De acordo com as projeções da EPE, a produção líquida de gás natural no Brasil deve crescer 150% e atingir os 147 milhões de metros cúbicos diários de gás em 2030 - volume que desconsidera as perdas com reinjeção, queima e consumo de gás nas plataformas. A expectativa da empresa de pesquisa é que, se nada for feito, a atual capacidade de escoamento comece a estrangular a partir de 2025.

Os novos gasodutos demandarão investimentos bilionários. Só o Brasil Central é estimado em cerca de R\$ 7 bilhões. Coelho disse acreditar que a expansão da infraestrutura se dará com investimentos privados.

"Acreditamos muito nas soluções de mercado. Nosso plano é dar caracterização do duto para quem queira fazer. Deixar o mercado atuar. Acreditamos que o próprio transportador vai querer expandir a malha. A remuneração dele está nisso", comentou, ao ser questionado se as novas rotas dependerão do Brasduto - proposta que tramita no Congresso e que prevê a criação de um fundo com recursos do Fundo Social do Pré-sal para financiar gasodutos.

O presidente da EPE, Thiago Barral, explica que o PIG substituirá o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (Pemat), que tinha um caráter mais determinativo, indicando que projetos seriam licitados pelo governo sob o regime de concessão. Segundo ele, o PIG, por sua vez, foi montado em diálogo com as transportadoras e tem um caráter meramente indicativo, cabendo à iniciativa privada a decisão de investimento.

"O plano indicativo visa, sobretudo nesse momento de abertura do transporte de gás, dar maior visibilidade sobre as oportunidades de onde há potenciais mercados consumidores hoje não atendidos e quais os principais pontos de entrada de gás no sistema" disse, a jornalistas, durante participação na Rio Pipeline.

Em paralelo, tramita no Congresso um projeto de lei que propõe mudar o regime de outorga para construção de novos gasodutos, da concessão para a

volta do modelo de autorização. Implementado em 2010, com a Lei do Gás, o modelo de concessão nunca vingou de fato.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 04/09/2019

Seção: Brasil

Autor: André Ramalho | Do Rio

Título: TGN espera voltar a vender gás da Argentina ao Brasil

A Transportadora de Gas del Norte (TGN), empresa que opera cerca de 9 mil quilômetros de gasodutos na Argentina, vê potencial para que, nos próximos anos, o país vizinho volte a exportar gás para o Brasil.

"Nos próximos anos haverá oportunidade de reintegrá-las [as malhas de gasodutos da Argentina e Brasil]", disse o presidente da companhia, Daniel Ridelener, ontem, durante sua participação na Rio Pipeline, evento promovido pelo Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP), no Rio de Janeiro.

Ridelener citou a existência de um antigo projeto da Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB), de conectar a malha de Uruguaiana a Porto Alegre (ambas no Rio Grande do Sul), por meio de um novo gasoduto de 615 quilômetros. Se construído, o empreendimento permitiria conectar a produção argentina à malha integrada de gasodutos do Brasil.

Argentina e Brasil já estão conectados hoje, mas o gasoduto existente só vai até a fronteira. Do lado brasileiro, a infraestrutura é operada pela TSB, e, do lado argentino, pela Transportadora de Gás del Mercosur (TGM).

A TSB é uma empresa que tem entre seus sócios as petroleiras Petrobras, Ipiranga Produtos de Petróleo, Repsol e Total. O capital da empresa está dividido por igual entre as quatro companhias, cabendo a cada uma 25% de participação.

O projeto de integração energética entre os dois países foi concebido no fim da década de 1990. Devido ao declínio da produção argentina, a partir de meados dos anos 2000, a importação de gás do país vizinho foi interrompida.

Em 2009 e a térmica gaúcha parou suas atividades. A geração foi retomada, em caráter emergencial, ao longo dos últimos anos, mas sempre por períodos temporários.

Ridelener disse que o aumento da produção de gás não convencional de Vaca Muerta e a expansão da rede de gasodutos daquele país, contudo, podem permitir o reabastecimento da termelétrica brasileira de Uruguaiana (639,9 megawatts), situada no Rio Grande do Sul, na fronteira entre os dois países.

No mês passado, o então **secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia (MME), Márcio Félix**, já havia dito que empresários argentinos estavam se movimentando para exportar gás natural para o Brasil.

"As coisas estão acontecendo numa velocidade que a gente não dá conta de acompanhar. Mas existe um movimento por parte da indústria argentina, do governo argentino, de viabilizar a conexão com o Brasil, pelo gasoduto entre Uruguaiana até Porto Alegre", afirmou Félix a jornalistas, em agosto.

Ele mencionou que a iniciativa privada do país vizinho está construindo um gasoduto para escoar a produção da área de gás não convencional desde Vaca Muerta até Buenos Aires e que há, no país vizinho, uma expectativa de sobra de 20 milhões de metros cúbicos diários (m³ /dia) em determinadas épocas do ano para exportação.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) incluiu a construção do trecho Uruguaiana-Porto Alegre, da TSB, dentro do Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG). O PIG é um estudo de caráter indicativo que mapeia as principais oportunidades de investimentos na malha de gasodutos do país.

"A Argentina é vista como potencial oportunidade, mas depende de investimentos ainda não tomados", ressaltou o presidente da Empresa de Pesquisa Energética, Thiago Barral.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 04/09/2019

Seção: Brasil

Autor: Camila Maia e Rodrigo Polito | De São Paulo e do Rio

Título: Leilão deve forçar térmicas a buscar mais eficiência

As termelétricas existentes no Brasil que queiram ser recontratadas no leilão que o governo está preparando para o primeiro trimestre do ano que vem precisarão ser mais eficientes - e baratas - que eventuais novas usinas a gás natural ou carvão mineral, que também poderão participar da disputa. A ideia

do governo, com isso, é aproveitar a abertura do setor de gás natural para estimular novos empreendimentos mais competitivos e com preço menor.

A justificativa oficial do **Ministério de Minas e Energia (MME)** para o leilão, que está em consulta pública desde 30 de agosto, é a substituição de quase 3 gigawatts (GW) em termelétricas caras a óleo combustível cujos contratos vencem entre 2024 e 2025. A decisão de contratação dessa energia caberá às distribuidoras de energia. Voltado para projetos existentes, o leilão será exclusivo para usinas a carvão mineral e gás natural, mas novos empreendimentos poderão disputar os contratos.

"As termelétricas existentes poderão ser contestadas pelas novas", disse Thiago Barral, presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), estatal responsável pelo planejamento do setor de energia. Segundo ele, essa é uma forma de estimular usinas a fazer 'retrofit' e renegociar contratos de gás, por exemplo, a fim de se tornarem competitivas na disputa por contratos no mercado regulado por meio do leilão. "Acreditamos que bons projetos novos poderão ser mais interessantes que manter usinas existentes no sistema", disse.

"Abrimos a possibilidade de incluir também energia nova no leilão por causa do Novo Mercado de Gás. Acreditamos que teremos ofertas de gás natural a preços competitivos", disse Ricardo Cyrino, secretário de Energia do MME.

As usinas existentes a óleo combustível dificilmente serão competitivas em um leilão como esse, mas as usinas enquadradas no Plano Prioritário de Termelétricas (PPT, criado em 2000 na véspera do racionamento de energia) podem buscar novas condições de fornecimento de gás para reduzir o custo.

É o caso da termelétrica de Fortaleza, da Enel, com 326 MW de potência. Na semana passada, o presidente da empresa no Brasil, Nicola Cotugno, disse que o contrato vigente da usina termina em 2023 e que participar do leilão "é uma possibilidade".

Esse será o primeiro leilão do tipo A-4 (com entrega em quatro anos, no início de 2024 nesse caso) voltado para energia existente e com contratos de longo prazo. A demanda vai depender da declaração de necessidade de contratação das distribuidoras, que precisarão comprar energia para repor esses contratos que vencem. Também será um momento de contratar, a critério da concessionária, a "recuperação de mercado" - ou seja, substituir agora contratos que venceram no passado, mas que não foram repostos por causa da redução do mercado e das sobras de energia dos últimos anos.

O MME deve fazer outro A-4 em 2020, voltado a novos projetos de geração de energia, disse Cyrino. A ideia é que este leilão ocorra em abril do ano que vem.

A demanda também dependerá das distribuidoras, mas dessa vez será contratada energia para suprir crescimento do mercado, que tem ficado abaixo das expectativas nos últimos anos. Os novos empreendimentos de fontes renováveis só poderão substituir os contratos das usinas que vencerão se houver frustração na oferta no primeiro A-4, voltado para termelétricas.

O leilão das termelétricas também servirá como termômetro da demanda por novos projetos de geração. Caso as distribuidoras não vejam necessidade de repor a totalidade dos contratos que vencem entre 2024 e 2025, não haverá, consequentemente, demanda por crescimento de consumo de energia para esses anos.

Segundo Barral, a decisão de contratar de novas térmicas para substituição das existentes se deve à segurança do sistema, e não à preferência por uma ou outra fonte. "A lógica é substituir os contratos que vencem por geração qualitativamente equivalente, justamente para que não tenhamos um problema de suprimento de potência nos próximos anos", disse.

Representantes de outras fontes, contudo, devem apresentar contribuições questionando alguns pontos do modelo proposto na consulta pública. "Existem modelos de contratação mais neutros para fazer a substituição de termelétricas", disse o presidente da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar), Rodrigo Sauaia. Ele citou, por exemplo, a associação de painéis solares com baterias para armazenar energia.

Sobre o assunto, Barral disse que "o pleito tem seus méritos", mas ainda são necessários estudos adicionais para poder viabilizar isso. "Entendemos que é o momento de começar a olhar na direção colocada pelas renováveis. Mas, em certos momentos, o pragmatismo tem que prevalecer. A segurança de suprimento prevalece, sem prejuízo de essa discussão evoluir", disse Barral.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 04/09/2019

Seção: Brasil

Autor: Mariana Muniz | De Brasília

Título: Modelo de privatização tem de ser execução de política, diz Noronha

O presidente do Superior Tribunal de Justiça (STJ), ministro João Otávio de Noronha, afirmou que o modelo de privatizações de estatais é preciso ser encarado como a "execução de uma política". Foi dele a decisão, em janeiro deste ano, que autorizava a venda da Transportadora Associada de Gás S.A

(TAG), subsidiária da Petrobras - entendimento que foi mantido pelo plenário do Supremo Tribunal Federal (STF).

"Hoje o momento político da administração pública é a favor da privatização. Eu decidi [sobre a venda da TAG] porque a legislação permite que as subsidiárias sejam vendidas. É preciso entender que essa é a execução de uma política. Esse plano de governo está em conformidade com a ordem jurídica, com a Constituição, com a lei? Se não fere, tem que ter a liberdade de executá-lo", disse.

Na ocasião, Noronha suspendeu decisão do Tribunal Regional Federal da 5ª Região (TRF-5) que impedia a venda de 90% das ações da TAG. Para ele, barrar o desinvestimento afetaria a confiança do mercado quanto às perspectivas do setor de petróleo e gás brasileiro.

Na semana passada, o ministro completou um ano à frente da presidência do STJ, tribunal que finalizou recentemente um caso que durou dez anos e deixava dúvidas sobre o pagamento pela Eletrobras de juros sobre empréstimos compulsórios. Como resultado, foi definido que a estatal terá que pagar 6% ao ano.

"Esse é o meu entendimento. Nada é proibido. A Constituição não segura nada. No caso da privatização dos Correios, por exemplo, mudou a Constituição, pode vender", comentou.

Às voltas com a tarefa de diminuir o número de processos do tribunal, Noronha criticou o papel que os governos municipais, estaduais e o próprio governo federal têm na sobrecarga do Judiciário.

"Você olha o INSS, a quantidade de indeferimento de aposentadorias requeridas. Nós temos um alto grau de provimento do recurso [sucesso] dos aposentados. Tem algo errado, é preciso consertar lá na administração essas distorções. O Judiciário não pode ser o desaguadouro para resolver o problema de ineficiência dos órgãos administrativos", apontou.

Ele foi duro nas críticas feitas ao pacote anticrime, do ministro da Justiça e Segurança Pública, Sergio Moro. "Eu não acho que o pacote tenha sentido ainda. Porque é que a Câmara tem que votar um projeto feito pelo Executivo? A Câmara é soberana, quem legisla são os deputados e os senadores", afirmou.

O presidente do STJ também não economizou nas críticas aos "exageros" do que chamou de "acerto de contas" promovido por alguns pontos do projeto de Lei do Abuso de Autoridade, que aguarda sanção presidencial.

"Eu acho que a lei precisava ser atualizada, modificada. Mas há alguns pontos que exageram. Por exemplo, toda essa parte de crime contra prerrogativa de advogado [a criminalização da violação das prerrogativas dos advogados]. É uma figura se não intimidatória, ao menos absurda", disse.

Noronha afirma ter certeza de que Jair Bolsonaro - cuja atuação elogiou - vai vetar "tudo aquilo que parece um acerto de contas, uma maneira de responder a alguma contrariedade, tem que ser barrado".

O presidente do STJ também disse concordar com o posicionamento do presidente do Supremo, ministro Dias Toffoli, sobre a possibilidade de prisão após condenação em segunda instância - defendendo uma análise caso a caso. Em 2016, Toffoli propôs que a prisão ocorresse depois de condenação no STJ, que funcionaria como uma terceira instância.

"Eu acho que essa proposta calibra um pouco. Eu penso que a prisão após condenação em segunda instância não deve ser tomada como um entendimento absoluto. Naqueles casos em que há dúvida, eu acho que o juiz pode flexionar. Naqueles casos que parece ao juiz razoável a possibilidade de provimento do recurso, não vejo razão para o juiz não suspender a eficácia da decisão até o julgamento do tribunal superior."

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 04/09/2019

Seção: Brasil

Autor:

Título: Curta

Félix vai para ES Gás

O ex-secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia (MME) Márcio Félix, que deixou o cargo na segunda-feira, deve assumir a presidência do conselho de administração da distribuidora de gás natural do Espírito Santo, a ES Gás. A companhia é controlada pelo Estado (que possui 51% das ações ON) em sociedade com a BR Distribuidora. Segundo ele, também foi acordado em sua demissão na pasta que ele permanecerá na presidência do conselho de administração da Pré-Sal Petróleo (PPSA), estatal que representa os interesses da União nos contratos de partilha de produção no

polígono do pré-sal. A expectativa é que continue no cargo até o fim do mandato, em março de 2020. Félix tem autorização do conselho de ética para integrar um terceiro conselho, em um instituto de pesquisa.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 04/09/2019

Seção: Política

Autor: Marcelo Ribeiro e Daniel Rittner | De Brasília

Título: Senado aprova PEC da cessão onerosa e repartição de recursos do pré-sal

Com acordo costurado pelo presidente da Câmara, Rodrigo Maia (DEM-RJ), e pelo governo federal, o Senado concluiu ontem a análise em dois turnos da proposta de emenda constitucional (PEC) que trata da cessão onerosa e permite a divisão dos recursos arrecadados pela União nos leilões do pré-sal com Estados e municípios. Acolhida pelo relator Cid Gomes (PDT-CE), uma emenda apresentada por parlamentares do Rio de Janeiro, incluindo o senador Flávio Bolsonaro (PSL-RJ), filho do presidente Jair Bolsonaro, beneficiou o Estado, que ficará com R\$ 2,5 bilhões dos recursos arrecadados.

Enquanto 74 senadores votaram pela aprovação da emenda constitucional no primeiro turno, 69 apoiaram o texto na segunda etapa de votação. Nenhum parlamentar votou contra a proposta. O projeto retornará para análise da Câmara dos Deputados, já que o relator fez mudanças em relação ao texto aprovado anteriormente na Casa comandada por Maia.

O megaleilão de excedentes da cessão onerosa está marcado para o dia 6 de novembro. Serão oferecidos quatro blocos e as empresas vitoriosas deverão pagar R\$ 106,5 bilhões à União - sendo que, deste montante, R\$ 33,6 bilhões serão repassados à Petrobras. A intenção do governo é receber o dinheiro ainda em dezembro. Há pressa para evitar que o cronograma "escorregue" para 2020.

Firmado pela União em 2010, o contrato cedeu à Petrobras o direito de explorar cinco bilhões de barris de petróleo em áreas do pré-sal na Bacia de Santos. Em troca, a empresa pagou R\$ 74,8 bilhões ao Tesouro Nacional - por isso o termo "cessão onerosa". Os excedentes são os volumes descobertos que ultrapassam a quantidade original de barris.

Depois de anos de negociação, a União concordou em pagar US\$ 9,058 bilhões à Petrobras. O valor, que se refere a ajustes na cotação do petróleo nos mercados internacionais, será descontado do bônus de assinatura pago pelos vencedores do leilão. Além disso, como forma de ajudar Estados em crise, a costurou-se um acordo para destinar parte da receita aos governadores.

O texto da PEC permite a divisão do bônus de assinatura com os Estados e municípios, que ficarão com 30% da arrecadação com os leilões - sendo 15% para Estados e 15% para municípios. A expectativa é que a cessão onerosa transfira R\$ 10,5 bilhões para os Estados e mais R\$ 10,5 bilhões para os municípios em um único pagamento.

Em função de critérios que regem o Fundo de Participação dos Estados (FPE) e o Fundo de Participação dos Municípios (FPM), que privilegiam os locais menos desenvolvidos e com menor renda per capita, o Rio de Janeiro receberia R\$ 326 milhões, montante bem inferior ao que seria repassado a Bahia (R\$ 905 milhões) e ao Ceará (R\$ 692 milhões).

Diante deste cenário, parlamentares do Rio de Janeiro - além de Flávio, Romário (Podemos-RJ) e Arolde de Oliveira (PSC-RJ) -, que estavam descontentes com esse valor, apresentaram uma emenda para destinar 3% para os estados onde estão localizadas as jazidas de petróleo. Como o megaleilão de novembro envolverá apenas campos de petróleo no Rio de Janeiro, apenas o Estado terá direito a esses recursos. Com o novo texto, o Rio de Janeiro receberá R\$ 2,5 bilhões - sendo que R\$ 2,19 bilhões deste valor decorrem do fato de as jazidas do leilão de novembro estarem no Rio.

O acordo celebrado destina 67% do valor arrecadado - após o repasse da parte da Petrobras - será destinado à União, o que totaliza R\$ 48,9 bilhões.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 04/09/2019

Seção: Opinião

Autor: Joisa Dutra e Juliana Jerônimo

Título: Conflitos nas reformas de energia e saneamento

No dia 07 de agosto, o **Ministério de Minas e Energia** apresentou diagnóstico de 110 dias do Grupo de Trabalho para a Modernização do Setor Elétrico. Um dos destaques abordados é a racionalização de encargos e subsídios, tema que ocupa o topo da agenda de preocupações no setor elétrico.

Os consumidores de energia elétrica pagam elevados encargos a fim de financiar as políticas distributivas dentro e fora do setor. Em 2017, encargos e tributos respondiam por quase 50% das despesas com eletricidade. O maior deles é a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Criada em 2002, a Conta passou a centralizar vários desses encargos em 2012, suportando acesso universal à eletricidade, benefícios a irrigantes, aquicultores, subsídios para

usuários de baixa renda, subsídios para geração a carvão mineral, fontes renováveis, dentre outros. Nesse esteio, as despesas com a CDE crescem exponencialmente.

Em 2013, as despesas da CDE totalizaram R\$ 14,1 bilhões, enquanto em 2018 elas somaram R\$ 19,5 bilhões, correspondendo a uma variação de 38%. O diagnóstico é de que não há estratégia de mitigação ou preparação para saída: uma vez implantadas as medidas, os benefícios se eternizam. Ademais, são pouco focados, não raro produzindo impactos regressivos, com transferências de recursos que favorecem grupos de mais alta renda e/ou regiões mais desenvolvidas. E os recipientes podem acumular benefícios, desde que seja atendido o critério de inclusão.

Diversas iniciativas têm sido tomadas para racionalizar e aumentar a eficiência no setor, com foco em subsídios cruzados inter e intrassetoriais, como forma de viabilizar reduções de preços e tarifas de eletricidade. Em 2018, foi lançado o Plano de Redução Estrutural das Despesas com a CDE. Parte desse esforço, o Decreto 9.642/18 determina redução gradual de 20% ao ano nos descontos para os consumidores rurais e prestadores de serviços públicos de abastecimento de água e esgotamento sanitário, até sua extinção em 2023.

A tentativa de eliminar subsídio para o saneamento provocou forte reação no Congresso Nacional. Esta pressão contrária à entrada em vigor do decreto vai de encontro à preocupação com eficiência e busca de sinais adequados de preços e custos do fornecimento de energia elétrica.

Utilizando dados do Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento (SNIS), o Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura (FGV CERI) avaliou o impacto da eliminação do subsídio cruzado entre o setor de energia elétrica e saneamento básico nas tarifas de água e esgoto. De acordo com as estimativas, o efeito da decisão do Decreto 9.642/18 sobre a tarifa média nacional de água e esgoto será de 1% quando os subsídios forem totalmente eliminados. Esse impacto varia entre os prestadores devido à diferença na representatividade da despesa de energia elétrica nos seus gastos totais. Por exemplo, estima-se que o impacto na tarifa média da companhia estadual de saneamento básico do Distrito Federal será de 0,64%, enquanto na do Acre acarretará aumento de 1,93%.

País convive com 14% de perdas totais na distribuição de energia elétrica e 38% na distribuição de água

Um exercício alternativo interessante consiste em identificar uma trajetória gradual de redução e/ou eliminação do subsídio para o setor de saneamento que fosse compensada por uma regulação que demanda o aumento de eficiência energética e/ou o uso racional da água por parte das prestadoras de serviço de saneamento. Dessa forma, a redução do subsídio poderia ser acompanhada pela redução do consumo de energia elétrica devido ao uso de tecnologias mais eficientes ou, indiretamente, pelo menor desperdício de água.

De acordo com nossas estimativas, com base nos dados do SNIS, uma redução média de 10 pontos percentuais no índice de perdas de água na distribuição das prestadoras de saneamento reduziria os custos com energia elétrica em igual proporção ao aumento causado pelo fim do subsídio, neutralizando o impacto do fim dos subsídios sobre usuários de saneamento, bem como mantendo a redução dos custos arcados pelos consumidores de eletricidade.

Isto significa dizer que o aumento dos custos arcados pelas empresas de saneamento devido à extinção do subsídio cruzado do setor elétrico poderia ser compensado pela redução das despesas com energia elétrica. Esta e outras discussões com relação ao tema foram feitas no artigo "Lógica e distorções por trás dos subsídios entre os setores de eletricidade e saneamento", apresentado pelo FGV CERI no XI Congresso Brasileiro de Regulação, em agosto, em Maceió.

Vale ressaltar que promover a redução necessária nas perdas de água no período de cinco anos não é tarefa simples. Logo, iniciativas voltadas ao aumento da eficiência energética podem vir a complementar tal medida para fins de redução dos custos da prestadora de saneamento com energia elétrica.

Existem instrumentos capazes de mobilizar capital para ações de eficiência energética beneficiando inclusive, e principalmente, o setor de saneamento. Um exemplo é o FinBrazeec (Financial Instruments for Brazil Energy Efficient Cities), programa do Banco Mundial para a Caixa Econômica Federal, que pode apoiar ações de eficiência energética para companhias de saneamento. Apesar de atualmente o FinBrazeec estar focado em projetos de iluminação pública, há espaço para inclusão de projetos que visem a eficiência energética na indústria do saneamento.

Vale também destacar anúncio recente de que o Programa de Parcerias de Investimentos (PPI) estaria reestruturando a unidade para criar um grupo para ação descentralizada em parceria com entes subnacionais, onde poderiam ser incluídas as referidas ações.

O desenvolvimento de políticas focadas na promoção da eficiência nos setores de infraestrutura, como energia elétrica e saneamento, tem impacto muito relevante. Ainda hoje, ambos os setores enfrentam volumes elevados - quase inadmissíveis - de perdas. Conforme se verifica pelos dados mais recentes da Agência Nacional de Energia Elétrica e do Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento, convivemos com 14% de perdas totais na distribuição de energia elétrica e 38% na distribuição de água.

No presente artigo, discutimos uma medida de política que substitui subsídios das tarifas de eletricidade em favor de companhias de saneamento por ganhos de eficiência energética que acabam por beneficiar ambos os setores e seus usuários. Esse é um exemplo de medida capaz de promover ganhos econômicos, sociais e ambientais. O desafio de sua implementação, contudo, é lidar com resistências políticas. Para enfrentá-las, é fundamental avançar para além dos conflitos distributivos, que na maioria das vezes acabam por impedir reformas meritórias por aumentos de eficiência, com melhorias de competitividade e crescimento econômico.

Joisa Dutra é presidente do Conselho de Energia da ACRL e Diretora do FGV-CERI.

Juliana Jerônimo é pesquisadora do FGV-CERI.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 04/09/2019

Seção: Empresas

Autor:

Título: Destaques

Aneel multa Cemig

A Aneel negou dois recursos apresentados pela Cemig e manteve duas multas, somando cerca de R\$ 27,4 milhões, referentes a transgressões constatadas na fiscalização dos indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia da empresa nos anos de 2016 e 2017. A autarquia também determinou o recálculo dos indicadores nesses períodos. De acordo com informações da Aneel, os descumprimentos foram constatados na fiscalização da apuração dos indicadores que medem duração e frequência de interrupções.

VEÍCULO: Valor Econômico**Data:** 04/09/2019**Seção:** Empresas**Autor:****Título:** Curtas

Renovação de Tucuruí

A Eletrobras informou ontem que manifestou junto à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) seu interesse em prorrogar o contrato de concessão da hidrelétrica de Tucuruí, cujo prazo atual vence em 30 de agosto de 2024. O pleito foi feito pela Eletronorte, subsidiária da Eletrobras, e será encaminhado pela Aneel ao **Ministério de Minas e Energia**, que será responsável por definir as condições para prorrogação da concessão. Segunda maior hidrelétrica em potência instalada no Brasil, com 8.370 megawatts (MW), Tucuruí fica no rio Tocantins (PA). Segundo a Eletrobras, a manifestação de interesse em prorrogar a concessão tem o objetivo de assegurar o direito da Eletronorte caso esse seja o caminho buscado pelo governo. A decisão efetiva, contudo, dependerá das condições que serão propostas.

Sobra de energia na CCEE

Estudo realizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) aponta que há excedente de fontes renováveis em torno de 320 megawatts (MW) médios para 2019. Os consumidores com carga de até 2,5 MW que migram ao mercado livre são enquadrados na categoria de "especiais", obrigados a adquirir energia das chamadas fontes incentivadas, como eólica, solar, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e termelétricas a biomassa. Segundo a CCEE, a sobra prevista para 2019 traz efeito positivo e imediato para a negociação de energia incentivada no mercado livre. O montante pode ser ampliado se houver liberações de contratos especiais de consumidores que se tornaram elegíveis à contratação de energia convencional. Para 2020, a previsão é de déficit de 129 MW médios.

Direitos humanos da Vale

A Vale quer aumentar a participação popular nas definições da sua política de direitos humanos. Pela primeira vez, a mineradora está convidando a sociedade a opinar e contribuir para a atualização da política de direitos humanos, lançada em 2009. A empresa abriu consulta pública no site, dentro da diretriz de maior transparência e proximidade com o público. Quem tiver interesse em participar tem até a próxima segunda-feira para enviar sua colaboração.

VEÍCULO: Valor Econômico**Data: 04/09/2019****Seção: Empresas****Autor: Rodrigo Polito e Alessandra Saraiva | Do Rio****Título: Recorde da Petrobras marca tendência, dizem especialistas**

O recorde de produção de petróleo e gás natural divulgado ontem pela Petrobras para o mês de agosto indica uma tendência do crescimento esperado para a companhia nos próximos anos, segundo avaliação de especialistas. A empresa comunicou ao mercado que obteve, na média do mês passado, 3 milhões de barris de óleo equivalente (BOE) por dia. O volume é 21% superior ao contabilizado em igual mês de 2018 e 10% maior que o observado em julho deste ano. Apesar do aumento previsto pela Petrobras para os próximos anos, da ordem de 5% ao ano, em média, até 2023, a companhia deve reduzir a sua participação na produção de petróleo no país. Simultaneamente, outros produtores ganharão espaço como resultado dos últimos leilões de áreas da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

O consultor Adriano Pires, diretor do Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE), diz que a tendência é a produção no país alcançar 4 milhões de barris de petróleo por dia em 2022-2023, considerando todos os produtores. Hoje há cinco empresas que atuam no pré-sal como operadores - Petrobras, Exxon, Equinor, Shell e BP. Mas nem todos os campos estão em produção, o que é esperado para os próximos anos. Pires diz que o pré-sal tem sido uma área de alta produtividade: "Há poços produzindo 50 mil, 60 mil barris por dia."

No caso da Petrobras, tudo indica que o salto observado na produção em agosto foi resultado das atividades no pré-sal. Isso porque a petroleira informou que também foi recorde a média da produção operada pela estatal na área, incluindo a fatia dos parceiros, de 2,2 milhões de BOE diários.

David Zylbersztajn, consultor e ex-diretor da ANP, diz que o aumento da produtividade dos campos do pré-sal e a entrada em operação de novas áreas indicam a tendência de crescimento da produção da estatal no futuro. Além disso, a Petrobras tem colocado em operação novas plataformas. Foram sete desde 2018 até agora e serão mais dez até 2023. São unidades de grande porte em sua maioria, com capacidade de produzir, estocar e transferir 150 mil barris de óleo por dia. Há inclusive plataformas ainda maiores, de 180 mil barris/dia.

A divulgação do dado de agosto foi uma exceção uma vez que a Petrobras, na gestão de Roberto Castello Branco, passou a publicar os dados em relatórios trimestrais. A publicação da produção de agosto foi necessária para atender a legislação, já que o diretor de exploração e produção da companhia, Carlos Alberto Pereira de Oliveira, iria comentar os números em reunião com investidores ontem. No comunicado de ontem, a Petrobras informou ainda ter atingido recorde de produção diária de óleo e gás, de 3,1 milhões de BOE, acima da média mensal de agosto. Não foi informado, porém, o dia do mês em que o resultado foi obtido.

O consultor John Forman, que também foi diretor da ANP, explica que o crescimento da produção em agosto está em linha com a estratégia da Petrobras de retirar o maior volume possível do pré-sal enquanto vive-se o melhor momento considerando que a demanda por petróleo deverá atingir seu pico nas próximas décadas. Segundo projeções da ANP, o Brasil poderá saltar da nona para a quinta posição no ranking dos maiores produtores de petróleo. A estimativa da agência é que em 2030 a produção de petróleo no país seja de 7 milhões de barris por dia.

O resultado de agosto mostra uma recuperação em relação ao revés que a companhia teve em junho. Por problemas operacionais, a empresa produziu 240 mil BOE/dia, abaixo do esperado. Por isso reduziu a meta para 2019 de 2,8 milhões de BOE/dia para 2,7 milhões de BOE/dia, com variação de 2,5% para mais ou para menos.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 04/09/2019

Seção: Empresas

Autor: André Ramalho | Do Rio

Título: Combate a furto de derivado terá R\$ 1,2 bi

A Transpetro vai intensificar o combate ao roubo de derivados de petróleo nos próximos anos. O Programa Integrado de Proteção de Dutos (Pró-Dutos) deve exigir investimentos de R\$ 1,2 bilhão da Petrobras e da Transpetro, seu braço logístico, nos próximos cinco anos, para reduzir em 75% a ocorrência de furtos nos oleodutos da companhia.

Os números estimados foram apresentados pelo presidente da Transpetro, Antonio Rubens Silvino, durante o Rio Pipeline, evento de setor de petróleo e energia que ocorre nesta semana no Rio de Janeiro.

Os investimentos serão compartilhados entre as duas empresas. Segundo Silvino, no acumulado do ano, até agosto, a Transpetro já registrou redução de 30% nos casos de furto, ante igual período do ano passado.

O programa de combate surgiu após o aumento de furtos ou tentativas de furtos de derivados de 250% entre os anos de 2016 e 2018. O número passou de 72 ocorrências para 261, no período. Destes casos, São Paulo registrou 151 e o Rio, 69.

O presidente da Transpetro disse, ainda durante o evento do setor no Rio, que tem aumentado os níveis de atendimento a seus clientes privados, sobretudo importadores de derivados.

Segundo Silvino, 97% dos cerca de 300 pedidos de terceiros para acesso à infraestrutura da estatal foram atendidos neste ano, até agosto. Em 2018, esse percentual foi de 92%.

O executivo explicou, contudo, que é a Petrobras, e não a Transpetro, que define em que circunstâncias é possível ou não abrir a sua infraestrutura.

A Petrobras responde por 80% do faturamento da Transpetro, o que deixa a empresa muito dependente da sua controladora. A companhia de logística tem como estratégia de crescimento aumentar a diversificação de sua base de clientes.

"Estamos confiantes e otimistas com o momento de abertura do mercado de óleo e gás [no Brasil]", afirmou o presidente da companhia de logística.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 04/09/2019

Seção: Empresas

Autor: Ana Paula Machado | De São Paulo

Título: País tem nova chance com alta do níquel

A decisão do governo indonésio de suspender as exportações de minério de níquel pode ser uma oportunidade para o Brasil se destacar neste mercado. O país tem reservas de 11 milhões de toneladas do mineral, ficando atrás apenas da Indonésia e da Austrália, que segundo US Geological Survey, instituto de mineração dos Estados Unidos, chega a 21 milhões de toneladas e 19 milhões, respectivamente.

Esse grande potencial, no entanto, pode não ser aproveitado pelos investidores. Segundo a gerente de Pesquisas do Instituto Brasileiro de Mineração (Ibram), Cinthia Rodrigues, a falta de um mapeamento geológico, que é realizado pelo governo, impede investimentos privados em pesquisas e, posteriormente, projetos minerários.

"A janela de oportunidade não é somente em função do preço da tonelada, que hoje está atrativo, mas também pelo níquel ser um dos metais usados em baterias de veículos. E esse momento, acredito, pode ser aproveitado principalmente por novos produtores."

Entretanto, a falta de conhecimento geológico pode fazer com que o Brasil não seja um grande ator na nova configuração mundial que está sendo criada. "Sem esse conhecimento específico não há como os investidores identificarem o potencial alvo. Para mil alvos, um se tornará uma mina. E os recursos para esta fase são altos e, sem um estudo prévio, os novos produtores podem não migrar para o Brasil."

No mercado mundial, os investidores trabalham com um patamar de preço de US\$ 21 mil a tonelada para justificar investimentos minerários do zero. A boutique de investimentos A10, que tem como investidores os fundos BlackRock, Citrino e Waratah, prepara nova investida no Brasil na área de mineração. O A10, que já tem na sua carteira a Sigma Mineração que acabou de conseguir a licença de operação para explorar e produzir lítio grau bateria em Minas Gerais, está em busca de projetos maduros na área de níquel e cobalto.

"Ainda estamos em busca desses projetos maduros" disse Ana Cabral, co-fundadora do A10. Segundo ela, o país tem potencial para se tornar um dos grandes produtores mundiais de minerais grau bateria, como o níquel. A executiva acrescentou que o mercado está mudando os fundamentos da dinâmica de preços do níquel e isso pode impulsionar mais rapidamente investimentos nesse segmento. "A acreditamos que, se mantiver esse cenário de alta nas cotações, poderemos ver no mercado mundial a tonelada sendo negociada a US\$ 25 mil nos próximos 24 meses."

A produção de níquel contido em 2017, de acordo com o Anuário Mineral Brasileiro, chegou a 111,97 mil toneladas, sendo a Anglo American e a Vale as produtoras do mineral no país.

A Anglo American possui duas operações de ferroníquel no Brasil. A unidade de Barro Alto, no município de mesmo nome, e a Codemin, em Niquelândia, ambas no Estado de Goiás. Em 2018, foram produzidas 42,3 mil toneladas de ferroníquel pelas duas unidades, volume próximo à capacidade instalada de 44 mil toneladas por ano. Procurada, a Anglo American não quis comentar se o

preço do níquel neste patamar pode antecipar estudos para aumento de produção.

A Vale, no primeiro semestre deste ano, produziu 8,2 mil toneladas de níquel no Brasil, queda de 27,4% no comparativo com janeiro a junho de 2018. No mundo, a companhia produziu no período 99,8 mil toneladas.

A Companhia Brasileira de Alumínio (CBA), do Grupo Votorantim, tem duas operações de níquel no país. Em nota, a CBA informou que não "mudou seu posicionamento em relação às operações do níquel diante das incertezas nos cenários macroeconômicos e mercadológicos atuais. Desta forma, as operações de Niquelândia e São Miguel Paulista (SP) permanecem suspensas temporariamente." O grupo paralisou as unidades em 2016 em razão do preço baixo e altos custos.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 04/09/2019

Seção: Empresas

Autor: Neil Hume | Financial Times, de Londres

Título: Cobre atinge o menor nível dos últimos dois anos

O preço do cobre caiu ontem ao seu menor patamar desde a metade de 2017 graças à alta do dólar e novos desdobramentos da disputa comercial dos Estados Unidos com a China.

Em virtude de seu amplo uso nos setores da construção e indústria (como em máquinas e nos veículos), o cobre é visto como um termômetro da economia mundial. Como tal, vender cobre é o mecanismo padrão dos investidores com pontos de vista negativos sobre o crescimento e também sobre a China, o maior consumidor mundial do metal.

Os contratos de cobre para entrega em três meses chegaram a cair 1,8% para US\$ 5.518 a tonelada durante o pregão de ontem, recuperando-se depois para US\$ 5.614. O metal acumula uma queda de 14% desde o fim de abril até o começo deste mês.

O dólar mais forte, que torna as todas commodities mais caras para os compradores que usam outras moedas, é um dos fatores que está pesando sobre os preços do cobre. O índice do dólar atingiu novos patamares de alta na semana passada e está próximo da marca dos 100 pontos.

Outra preocupação crescente é com o impacto da disputa comercial entre os Estados Unidos e a China sobre a economia mundial e sobre a China

propriamente. Alguns economistas acreditam que o crescimento do país cairá para menos de 6% mais para o fim do ano.

Segundo fontes, autoridades chinesas e americanas estariam lutando para estabelecer um cronograma para novas discussões comerciais neste mês.

"A contração dos índices globais de produção e uma queda acentuada das vendas de máquinas para o setor da construção, além da continuidade das pressões de baixa sobre a produção industrial global, sugerem que os três grandes motores da demanda global por commodities, os setores industrial, da construção e manufatureiro, lutam para continuar respirando", afirmou Colin Hamilton, analista da BMO Capital Markets.

Dados divulgados ontem mostraram que o setor manufatureiro dos Estados Unidos contraiu pela primeira vez em três anos durante o mês de agosto.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 04/09/2019

Seção: Empresas

Autor: Talita Moreira | De São Paulo

Título: Itaúsa está confiante na compra da Liquigás

A Itaúsa participa neste momento de 30 processos de aquisição de ativos, dos quais 15 estão mais avançados, disse Alfredo Setubal, diretor-presidente da companhia, em reunião ontem com investidores. Desses, a possível compra da Liquigás é a única que deve ser concluída ainda neste ano, segundo ele. O percentual da companhia a ser comprado, no entanto, ainda não está definido.

A Petrobras informou que o consórcio liderado pela Itaúsa e pela Copagaz foi o que fez a maior proposta pela Liquigás. Setubal disse que os NDAs (processos não vinculantes) dos quais a Itaúsa participa são de diversos setores, entre eles energia, e muitos têm caráter de aprendizado para a holding.

"Até dois ou três anos atrás a Itaúsa não era nem procurada pelos bancos de investimento, porque não era um investidor muito ativo", disse a jornalistas após reunião da Apimec. Agora, no entanto, a holding vem procurando montar um portfólio de ativos não financeiros, já que hoje está muito concentrada na participação que tem no Itaú Unibanco.

Nesse processo, a preferência, de acordo com Setubal, é que sejam ativos não regulados, pouco dependentes do governo, complementares em relação ao

banco e que sejam empresas com marcas consolidadas. "Da Petrobras, estamos olhando vários ativos, como a Liquigás."

Startups estão fora do radar da Itaúsa. O objetivo da holding é que sejam investimentos da ordem de R\$ 1 bilhão a R\$ 2 bilhões. Setubal afirmou que reduzir o peso do Itaú é difícil, mas a ideia é que a Itaúsa tenha, em cinco ou seis anos, um portfólio também relevante de participações nos setores de serviços e industrial.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 04/09/2019

Seção: Agronegócios

Autor: Camila Souza Ramos | De São Paulo

Título: Cresce disputa na importação de etanol

As novas regras para a importação de etanol anidro isento da tarifa do Mercosul, de 20%, deverão aumentar a concorrência na atividade e podem dificultar a manutenção do ritmo de negócios dos principais players nessa frente - como a Raízen, que respondeu por mais da metade das licenças de importação concedidas no período de vigência da cota anterior.

Em portaria publicada ontem, o governo retirou o mecanismo que regia a cota anterior e que garantia aos importadores "históricos" uma reserva de mercado para metade do volume isento. Dos 600 milhões de litros de etanol ao ano, alocados por trimestre, 300 milhões eram garantidos aos maiores importadores de 2014 a 2016.

Agora, a distribuição de toda a nova cota (de 750 milhões de litros por 12 meses) se dará conforme a ordem de registro do pedido de importação no portal de comércio exterior, o Siscomex. Em cada trimestre, serão alocados 187,5 milhões de litros.

O governo também reduziu o volume máximo que uma empresa pode importar em um trimestre. Na cota anterior, o teto era de 7,5 milhões de litros, que só podia ser ultrapassado caso a companhia despachasse o produto. O limite foi reduzido para 2,5 milhões de litros.

O fim da parcela da cota exclusiva atende um pleito das importadoras e distribuidoras de combustíveis. "Também queríamos aumentar a cota individual, mas o mais importante foi acabar com o privilégio que havia antes", diz Sérgio Araujo, presidente da Associação Brasileira dos Importadores de Combustíveis (Abicom), que prevê que mais de 150 empresas poderão participar desse comércio.

Nos últimos dias, Araújo participou de reuniões sobre o tema no **Ministério de Minas e Energia**, na Câmara de Comércio Exterior (Camex) e na Secretaria de Comércio Exterior (Secex), do Ministério da Economia.

A pressão do setor para abrir as importações de etanol vinha crescendo porque, nos últimos dois anos, a estratégia da Petrobras para combustíveis fósseis praticamente fechou a janela de importação de diesel e gasolina. Segundo Araújo, as importadoras de combustíveis chegaram a movimentar nos portos brasileiros 2 bilhões de litros por mês de gasolina e diesel até 2017, quando o mercado estava mais aberto. Hoje, a movimentação não chega a 300 milhões de litros.

As oportunidades de importação de combustíveis fósseis foram dificultadas com a implantação pela Petrobras dos reajustes diários de preços da gasolina, que levavam em conta a manutenção de participação de mercado da estatal, e depois com redução do preço diesel com defasagem ante as cotações internacionais, sobretudo após a greve dos caminhoneiros em 2018.

"Em 2016, acreditando no reposicionamento da Petrobras, que facilitaria a importação de diesel e gasolina, as importadoras investiram em terminais, que agora estão ociosos", disse o Araújo. "A alternativa agora é trazer etanol", acrescentou.

Para alguns participantes do mercado, porém, a participação na importação de etanol não depende apenas dos mecanismos da cota, até porque boa parte das importações nos últimos dois anos ocorreram sem a isenção. Nos primeiros 12 meses da cota anterior, o volume de importação fora da cota superou 1 bilhão de litros, e nos últimos 12 meses, superou 700 milhões de litros.

Para Martinho Ono, diretor da SCA Trading, saem na frente empresas com estruturas já prontas para importar etanol e com experiência no mercado do biocombustível nacional. É o caso da Raízen, que possui terminais de distribuição próximo aos principais portos do país, e da Copersucar, que tem uma trading de etanol nos Estados Unidos e um terminal no porto de Santos.

No período de vigência da cota anterior, a Raízen respondeu por cerca de 60% das licenças concedidas (dentro e fora da cota), e a Copersucar por pouco menos de 10%, segundo levantamento do **Valor** a partir de dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). A distribuidora Ale e a importadora BCI Brasil China ficaram, cada uma, com 5%.

Procurada, a Raízen disse que "está analisando os possíveis efeitos que a decisão terá sob seus negócios". A Copersucar não comentou.

VEÍCULO: Valor Econômico**Data: 04/09/2019****Seção: Agronegócios****Autor: Camila Souza Ramos | De São Paulo****Título: Contexto**

O aumento da cota de etanol anidro isenta de imposto deve ter pouco efeito no volume efetivo de importação, avalia Martinho Ono, diretor da SCA Trading. "Mesmo com tributação em dois anos, entraram, em média, 1,5 bilhão de litros de etanol por ano. Esse volume veio para atender uma demanda necessária". Ono diz, ainda, que o espaço para importar anidro é restrito, uma vez que 90% da demanda desta safra (2019/20) já está contratada. A importação do etanol, basicamente dos EUA, poderá participar em 2020 do RenovaBio - que estabelece metas de Créditos de Descarbonização (CBios) como parâmetro de emissões evitadas. Mas, como o etanol de milho dos EUA tem maior "pegada de carbono" que o de cana, os importadores deverão emitir menos CBios que as usinas brasileiras por igual quantidade de etanol, ou terão que vender mais etanol para emitir a mesmo volume de CBios.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo**Data: 04/09/2019****Seção: Economia****Autor: Daniel Weterman Anne Warth / BRASÍLIA****Título: Senado aprova verba extra do pré-sal para o Rio**

Casa definiu divisão de recursos do megaleilão de petróleo com Estados e municípios; Maia pediu repasse extra para RJ

O Senado aprovou, ontem, em dois turnos, proposta que divide os recursos do megaleilão do petróleo com Estados e municípios. Os senadores aprovaram ainda um repasse extra de R\$ 2,19 bilhões do leilão para o Rio de Janeiro. O pedido atende a uma demanda do presidente da Câmara, Rodrigo Maia (DEM-RJ). Maia havia criticado o fato de o Rio receber valores menores do que Estados não produtores na divisão dos recursos. Como o texto aprovada na Câmara foi alterado, a PEC terá de retornar para análise dos deputados federais.

O acordo da chamada "cessão onerosa" foi fechado pela Petrobrás com a União em 2010 e permitiu à estatal explorar 5 bilhões de barris de petróleo em campos do pré-sal na Bacia de Santos (SP), sem licitação. Em troca, a empresa pagou R\$ 74,8 bilhões. O governo estima, porém, que a área pode render mais – entre 6 bilhões e 15 bilhões de barris – e fará um megaleilão, marcado para novembro, que pode render R\$ 106,5 bilhões aos cofres públicos.

Pela proposta aprovada no Senado, a divisão dos R\$ 106,5 bilhões que podem ser arrecadados com o megaleilão do pré-sal será assim: R\$ 33 bilhões serão descontados para cobertura de uma dívida do governo federal com a Petrobrás; R\$ 10,95 bilhões (15%) serão repassados a Estados, seguindo os critérios do Fundo de Participação dos Estados (FPE); outros R\$ 10,95 bilhões (15%) serão distribuídos para os municípios, de acordo com os critérios do Fundo de Participação dos Municípios (FPM); R\$ 2,19 bilhões (3%) serão distribuídos para os Estados onde estiverem localizadas as jazidas de petróleo; R\$ 48,9 bilhões ficarão com a União.

As áreas do megaleilão pertencem ao Rio. Por isso, a verba extra, capitaneada pelo senador Flávio Bolsonaro (PSLRJ), será toda direcionada ao Estado. O repasse de R\$ 2,19 bilhões será feito ao governo estadual. Antes dos recursos extras, o Rio receberia R\$ 326,136 milhões, ficando atrás de outros 17 Estados, entre eles Amapá, Acre e Bahia. Se o leilão não atrasar, os recursos devem entrar no caixa da União no dia 23 de dezembro. O Tribunal de Contas da União (TCU), no entanto, ainda não aprovou o edital. Apesar disso, o governo sustenta que vai publicar o edital, mesmo sem o aval do TCU, até sexta-feira.

O texto foi aprovado em dois turnos na mesma sessão. Na primeira votação, foram 74 votos favoráveis, nenhum contra e nenhuma abstenção. Já no segundo turno a aprovação foi por 69 votos favoráveis e uma abstenção. De acordo com a proposta aprovada no Senado, os governadores e prefeitos terão de obrigatoriamente destinar os valores para investimentos e aportes em fundos previdenciários. No critério definido pelo Senado, os mesmos critérios do Fundo de Participação dos Estados (FPE) e do Fundo de Participação dos Municípios (FPM), Norte e Nordeste são os mais beneficiados na divisão. Dos dez Estados que devem receber os repasses maiores, nove estão nessas duas regiões.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Data: 04/09/2019

Seção: Colunas

Autor: Aline Bronzati, Cynthia Decloedt e Fernanda Guimarães

Título: Cemig GT vai captar R\$ 3 bi em debêntures

Coluna do broadcast:

A Cemig Geração e Transmissão (GT) prepara-se para captar até R\$ 3 bilhões no mercado de dívida local para melhorar o custo de seu passivo, o que pode envolver a recompra de parte ou do total de US\$ 1 bilhão em bônus emitidos em 2017, com vencimento em 2024. Os bancos que vão coordenar a operação ainda estão sendo contratados. A companhia tem R\$ 5,7 bilhões em

vencimentos previstos daqui a cinco anos. Os bônus foram emitidos no exterior a um custo bastante elevado, de 9,50%, quando a Cemig enfrentava condições financeiras adversas e ainda ruídos administrativos. Atualmente, esses papéis são negociados no mercado secundário no exterior com uma taxa pouco acima de 5% e pagam juro anual de 9,250% aos investidores.

» Só assets. Serão emitidas debêntures no montante de R\$ 2 bilhões, com possibilidade de chegar a R\$ 3 bilhões caso sejam exercidos os lotes adicionais. A empresa quer captar nos prazos de três, quatro e cinco anos e meio, para os quais as grandes gestoras de fundos (assets) demonstram mais apetite. Ao mesmo tempo, todas as debêntures serão remuneradas a partir do CDI, o que significa que não haverá nenhum vencimento em debêntures de infraestrutura, remuneradas a partir das NTN-Bs.

» Mais caro. Mesmo com as gestoras buscando ativamente papéis de crédito privado para diversificação de suas carteiras com o objetivo de garantir retorno aos fundos, a expectativa é de que a companhia capte a um custo superior ao da emissão feita em julho pela Cemig Distribuição, que levantou R\$ 3,66 bilhões. Isso porque de lá para cá, com os novos cortes da taxa Selic, os investidores começaram a pedir mais prêmio, de modo geral, nas ofertas de debêntures, para compensar o menor retorno do CDI. Procurada, a Cemig não comentou.

» Ampulheta. O prazo para o envio das propostas não vinculantes de candidatos que queiram passar para a próxima fase da disputa do balcão de seguros da Caixa terminou ontem. O processo é essencial para a Caixa Seguridade, que concentra os negócios do banco público nesse segmento, seguir com a ideia de abrir capital, que corre o risco de ocorrer somente em 2020.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Data: 04/09/2019

Seção: Metrópole

Autor: Rosiene Carvalho /MANAUS ESPECIAL PARA O ESTADO

Título: País vai regular mineração em terra indígena

O ministro da Casa Civil, Onyx Lorenzoni, disse que o governo federal deve iniciar a regulamentação da exploração mineral em terras indígenas, atividade prevista na Constituição, mas nunca normatizada. Segundo Onyx, em dez dias o governo deve anunciar um plano “estruturado e estruturante”. A declaração foi feita ontem à imprensa em Manaus, após o segundo dia de reunião do governo Bolsonaro com os governadores da Amazônia Legal. O ministro afirmou que a medida foi parte de conversas e demandas que surgiram nas reuniões.

Outras propostas apresentadas foram: prorrogar por mais um mês a Garantia da Lei e da Ordem (GLO), ação conjunta das Forças Armadas e dos governos estaduais para o combate a queimadas; fazer regularização fundiária e definir o zoneamento econômico e ecológico. “Quem quiser ficar lá no fundo da reserva é um direito que tem. Agora, quem quiser arregaçar a manga, botar o pé e a mão no chão e produzir, que lhe seja dado este direito”, disse Onyx, citando dois artigos da Constituição. Ele criticou o tratamento dado aos indígenas por quem “está do outro lado”. “É desejável, no padrão da turma do lado de lá, manter os índios na pobreza, dependentes? Não. Brasilidade é oportunidade a todos.”

Esta não é uma visão compartilhada por povos indígenas. Ao Estado, Justino Sarmiento Rezende, originário do povo tuyuka e único padre indígena a colaborar como especialista no Sínodo da Amazônia, disse que “Bolsonaro tem uma visão colonial dos indígenas”.

Amazônia. Questionado também sobre o Fundo Amazônia, Onyx disse que será preservado, mas com poder de mando do governo federal. O ministro ainda minimizou as queimadas na Amazônia. Segundo ele, os problemas são “pontuais” e a floresta “não está em chamas”.

VEÍCULO: Folha de S. Paulo

Data: 04/09/2019

Seção: Mercado

Autor: Fabiano Maisonnave

Título: Procuradoria recomenda revisar licença de Belo Monte

Medida, que visa preservar fauna, impediria geração máxima da hidrelétrica

TERRA INDÍGENA TRINCHEIRA

Bacajá e Altamira (PA) Diante do cartaz com nove peixes típicos da região, o indígena Kataproré Xikrin, 32, aponta para o pacu-branco, a piranha e outras três espécies desaparecidas ou quase extintas do rio Bacajá, um afluente do rio Xingu, desde a construção da usina de Belo Monte.

“A água está muito quente, vaza e vai embora. É o impacto da Belo Monte”, diz Kataproré, 32, da aldeia Mrotidjam, localizada a algumas dezenas de quilômetros da foz do Bacajá. “Em frente da aldeia, tinha muito peixe, agora você não vê nenhum.”

A avaliação de Kataproré tem respaldo em estudos de especialistas, que preveem um impacto ambiental devastador no entorno do território xikrin e de outros povos por causa da vazão de água reduzida e do fim do pulso natural de

cheia e seca característicos os rios amazônicos. Essa região, um trecho de cem quilômetros

do rio conhecido como Volta Grande do Xingu, abriga espécies endêmicas, como o acarizebra, além de comunidades indígenas e ribeirinhas, que dependem da pesca e da navegação para sobreviver.

Com base nessas análises, o MPF (Ministério Público Federal) recomendou ao Ibama a suspensão e a revisão da atual licença ambiental. Na prática, isso significaria que a hidrelétrica de Belo Monte, erguida a um custo de cerca de R\$ 30 bilhões, não poderá operar com a sua potência máxima.

“Após ampla investigação, o MPF está convencido de que Belo Monte foi construída sem avaliação prévia da quantidade de água que poderia ser desviada do rio Xingu e que o rigor hídrico que se pretende impor inviabilizará a vida na região com impactos irreversíveis em um dos principais rios da Amazônia”, afirma Thais Santi, um dos 18 procuradores que subscrevem o documento.

“Nesse contexto, a recomendação indica as medidas que devem ser adotadas para a viabilidade ambiental da usina.” O documento foi protocolado na sexta-feira (30). O Ibama agora tem 20 dias para responder ao MPF. Caso a recomendação não seja aceita, a Procuradoria ingressará com ação judicial.

Procurado, o órgão ambiental federal não se manifestou sobre o pedido.

A construção da hidrelétrica deve ser concluída até o fim do ano. Em julho, Belo Monte inaugurou a 14ª turbina, de um total de 24. Passou a ter 9.400 megawatts de potência instalada, superando Tucuruí para tornar-se a maior 100% brasileira — Itaipu foi construída em sociedade com o Paraguai.

Para que a usina opere com capacidade máxima, será preciso desviar ainda mais água da Volta do Grande para o Canal de Derivação, onde está parte das turbinas. Com o aumento da demanda de Belo Monte, esse trecho do leito natural do Xingu terá vazão significativamente menor do que o registrado em secas históricas.

Essa partilha está respaldada pelo chamado “hidrograma de consenso”, licenciado pelo Ibama e pela ANA (Agência Nacional de Águas). Com duração de seis anos a partir do fim das obras, a atual licença prevê dois cenários de vazão reduzida na Volta Grande. Os impactos ambientais seriam então medidos nesse período.

Um dos especialistas consultados pelo MPF, o pesquisador do Inpa (Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia) Jansen Zuanon diz que o “hidrograma de consenso” trará alterações dramáticas na quantidade e na dinâmica sazonal da água que atravessa e sustenta a vida na Volta Grande do Xingu. “O efeito será catastrófico”, disse.

“A quantidade de água será muito pequena para manter os processos ecológicos e a vida das populações indígenas e ribeirinhas naquele trecho do rio Xingu.”

“Além disso, o ecossistema da Volta Grande depende da regularidade e da previsibilidade das enchentes e vazantes do rio. Se agente perturba esse pulso de inundação anual, os peixes que dependem dos sinais da natureza para se orientar não saberão se a água está subindo ou descendo. Se a vazão do rio for regulada pela conveniência da usina, os organismos aquáticos não conseguirão sincronizar a vida.”

O pesquisador cita também os quelônios, que precisam das praias para desovar e dos igapós para se alimentar, e as dificuldades para a navegação naquele trecho, que é formado por muitos pedrais e corredeiras, como outros impactos socioambientais negativos.

Para o biólogo, a gestão da disponibilidade de água na Volta Grande (ou seja, o hidrograma a ser testado a partir deste fim de ano) deveria ser baseada na vazão histórica mínima daquele trecho do rio e também simular os períodos naturais de cheia e seca do Xingu para mimetizar o comportamento do rio antes de Belo Monte.

Procurada, a Norte Energia, empresa controladora da Belo Monte, se limitou a dizer que não foi notificada sobre o assunto e não respondeu sobre a situação do rio Bacajá.

Em resposta sobre o “hidrograma de consenso” enviada à Folha em setembro de 2018, a empresa afirmou que o plano foi aprovado pelos órgãos fiscalizadores e que o desenho da usina “assegura a manutenção da qualidade da água, bem como ações de conservação da ictiofauna, da vegetação aluvial, dos quelônios, da pesca e da navegação, além dos modos de vida da população no território em que está instalada a hidrelétrica”.

VEÍCULO: Folha de S. Paulo

Data: 04/09/2019

Seção: Mercado

Autor: Daniel Carvalho

Título: Rio pressiona, e União abre mão de R\$ 2 bi por cessão onerosa

Brasília- Diante da pressão do governador do Rio de Janeiro, Wilson Witzel (PSC), e do presidente da Câmara, Rodrigo Maia (DEM-RJ), a União abriu mão de R\$ 2,19 bilhões para aprovar a cessão onerosa.

O Senado acatou uma emenda da bancada fluminense que aumenta o valor dos recursos do mega-leilão de petróleo que serão repassados ao estado, que, agora, vai receber R\$ 2,5 bilhões. Antes, seriam R\$ 326 milhões. A emenda foi fruto de um acordo com Maia.

O texto foi aprovado em dois turnos. No primeiro, por 74 ao. No segundo, por 69 a 0. Como a PEC (Proposta de Emenda à Constituição) foi alterada, tem que retornar à Câmara.

Políticos do Rio vinham fazendo pressão desde a semana passada para mudar o critério de divisão de recursos da cessão onerosa.

Está marcado para 6 de novembro um megaleilão de petróleo no qual o governo estima arrecadar R\$ 106 bilhões. Desse total, R\$ 33 bilhões vão para os cofres da Petrobrás a título de renegociação de um contrato de exploração de campos de petróleo na área do pré-sal. Dos R\$ 73 bilhões que sobram, 30% (R\$ 21 bilhões) serão distribuídos para estados (15%) e municípios (15%).

A PEC da cessão onerosa faz parte de um conjunto de medidas do pacto federativo acordadas entre o Senado e o governo para garantir um clima mais favorável à aprovação da reforma da Previdência.

VEÍCULO: O Globo

Data: 04/09/2019

Seção: Economia

Autor: MANOEL VENTURA E PEDRO CAPETTI

Título: Manchete: Senado aprova R\$ 2,5 bilhões do megaleilão de petróleo para o Rio

Acordo no Senado

Rio ficará com R\$ 2,5 bilhões da arrecadação do megaleilão do pré-sal

BRASÍLIA E RIO- O plenário do Senado aprovou ontem por unanimidade, em dois turnos, a proposta de emenda à Constituição (PEC) que permite a distribuição de recursos do megaleilão de petróleo previsto para novembro entre estados e municípios. A votação foi viabilizada por um acordo que beneficiou o Rio de Janeiro. Uma emenda apresentada por senadores fluminenses definiu que o estado ficará com R\$ 2,5 bilhões do que o governo espera arrecadar na licitação de áreas no pré-sal da Bacia de Santos que ficam

no litoral fluminense. Pelo texto anterior, o Rio teria só R\$ 326 milhões. Não houve mudança para as demais unidades da federação.

Uma articulação conduzida pelo presidente da Câmara, Rodrigo Maia (DEM-RJ), deputados e os três senadores do Rio, Flávio Bolsonaro (PSL), Romário (Podemos) e Arolde de Oliveira (PSC), levou a um acordo costurado durante reunião de líderes do Senado na tarde de ontem. Antes da votação, o presidente do Senado, Davi Alcolumbre (DEM-AL), anunciou o acordo em torno da emenda.

O governo estima arrecadar R\$ 106,5 bilhões no megaleilão, resultado de acordo para a revisão do contrato de cessão onerosa pelo qual a Petrobras recebeu o direito de explorar uma área do pré-sal, em 2010. Do total a ser arrecadado, R\$ 33,6 bilhões serão pagos à Petrobras. O ministro da Economia, Paulo Guedes, propôs dividir outros R\$ 21,8 bilhões entre estados e municípios.

UNIÃO FICARÁ COM R\$ 48,8 BI

A ideia inicial era uma divisão exclusivamente pelos critérios do Fundo de Participação dos Municípios (FPM) e do Fundo de Participação dos Estados (FPE). O Rio teria apenas R\$ 326 milhões porque esses fundos privilegiam entes menos desenvolvidos e de menor renda familiar per capita.

Com a emenda, o estado produtor, que abriga as áreas da cessão onerosa, fica com 3% da renda do leilão, descontado o que é destinado à Petrobras. Além dessa fatia, de R\$ 2,18 bilhões, o estado manteve os R\$ 326 milhões pelo FPE, totalizando R\$ 2,5 bilhões.

Municípios fluminenses dividirão R\$ 332,1 milhões. O governo federal ficará com R\$ 48,8 bilhões, que serão usados para amenizar o rombo das contas públicas. Governadores e prefeitos poderão usar o dinheiro para cobrir o rombo de fundos de previdência, investimentos e pagamentos de dívidas, mas não para despesas correntes, como salários. O governador do Rio, Wilson Witzel, comemorou:

— Agradeço muito ao Flávio Bolsonaro e ao Rodrigo Maia, que articularam esse acordo. Certamente vai contribuir para pagarmos as dívidas do estado e fazermos investimentos fundamentais. Vamos usar uma parte para fazer saneamento e infraestrutura para as comunidades mais pobres.

O governador de São Paulo, João Doria, não se manifestou. O do Espírito Santo, Renato Casagrande, disse que gostaria que a Câmara ampliasse a fatia de outros estados:

— Não temos nada contra, mas a medida aprovada ficou devendo aos demais estados do Sul e Sudeste. O Rio é onde estão as jazidas, é compreensível, mas o critério do FPE prejudica demais os estados e municípios do Sul e Sudeste.

PEC VAI À CÂMARA

Com a aprovação do Senado, a PEC será apreciada pela Câmara dos Deputados. É preciso alterar a Constituição para repassar o dinheiro para os governos regionais por conta do teto de gastos. Essa regra limita as despesas da União, como serão contabilizados o pagamento à Petrobras e o repasse a governadores e prefeitos. Para não descumprir a regra, será preciso criar uma exceção.

Para especialistas, o acordo fechado corrige possíveis distorções, como estados não produtores recebendo mais que os donos das reservas. Pelo critério exclusivo do FPE, a Bahia, por exemplo, ficaria com R\$ 905,5 milhões, quase três vezes a fatia do Rio.

— Divisão de arrecadação é sempre uma discussão calorosa. Todos os estados estão numa penúria enorme, mas a área está no Rio. Foi uma decisão correta — avaliou Adriano Pires, do Centro Brasileiro de Infra Estrutura (CBIE).

Para a gerente de petróleo da Firjan, Karine Fragoso, a PEC segue a linha da divisão de royalties prevista na Constituição, cuja contestação será julgada pelo Supremo Tribunal Federal (STF) em novembro:

— A atividade de petróleo e gás não afeta o Mato Grosso da mesma forma que o Rio. O peso tem de ser diferenciado.

O edital do megaleilão deve ser publicado até sexta-feira, mas a equipe econômica só quer concretizá-lo após a aprovação final da PEC devido ao pagamento que a União tem que fazer à Petrobras. O atraso da votação pode atrasar o leilão, mas o governo já não conta com a arrecadação dele para as contas deste ano.

VEÍCULO: O Globo

Data: 04/09/2019

Seção: Mercado

Autor: Manoel Ventura

Título: Mudança de regra mobilizou Witzel, Maia e bancada fluminense

O acordo para alterar os critérios de distribuição entre os estados dos recursos do megaleilão de petróleo marcado para novembro contou com ampla mobilização da bancada do Rio e vinha sendo articulado desde a semana passada.

Conduzidas pelo presidente da Câmara, Rodrigo Maia (DEM-RJ), as negociações envolveram também o senador Flávio Bolsonaro (PSL) e o governador Wilson Witzel. Logo após a apresentação do relatório de Cid Gomes (PDT-CE) —que prejudicava estados produtores como o Rio —, Witzel pediu mudanças. Witzel chegou a propor um outro critério, que beneficiaria outros estados do Sul e do Sudeste, mas retirava dinheiro do Norte e do Nordeste. Essa modificação tinha poucas chances de avançar, na avaliação de parlamentares.

Preocupado com o critério de divisão dos recursos, Maia chegou a afirmar que o leilão poderia ficar para o próximo ano e que o Rio não poderia ser prejudicado. Foi a senha para alterar o texto.

Deputados e senadores do Rio argumentaram que o estado acaba sendo prejudicado na distribuição de recursos do petróleo sem haver compensação. Os critérios do Fundo de Participação dos Estados (FPE), por exemplo, não são atualizados há décadas. E o repasse de royalties será alvo do Supremo Tribunal Federal. Para completar, o Rio está em recuperação fiscal.

A bancada do Rio e Witzel já se mobilizavam em busca de um critério mais vantajoso para o estado na Câmara. Uma eventual alteração no texto lá faria a proposta voltar ao Senado. Sem acordo, o projeto chegaria a um impasse, com cada Casa defendendo um texto.

Para evitar que outros estados perdessem recursos, o governo federal aceitou abrir mão de cerca de R\$ 2 bilhões, e os líderes do Senado permitiram a alteração no texto.

VEÍCULO: O Globo

Data: 04/09/2019

Seção: Counas

Autor: Ancelmo Gois

Título: O petróleo é nosso

Renato Casagrande, do Espírito Santo, avisa que ele e os colegas Witzel e Doria (governadores de estados produtores de petróleo) estão mobilizados para convencer o STF a declarar inconstitucional, em 20 de novembro, a lei que reparte os royalties dos estados produtores com Deus e o mundo. Melhor assim.

Missa encomendada?

A Assembleia Legislativa do Rio derrubou o veto do governador Wilson Witzel a uma lei que “estabelece critérios para o parcelamento de dívidas tributárias por

empresas em recuperação judicial'. Na opinião do fisco estadual, esse projeto foi feito para favorecer principalmente a refinaria Manguinhos.

MME / ASCOM .