

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: O populismo do slogan ‘Taxar o Sol’	2
Título: Gaspetro encabeça oportunidades na distribuição de gás natural no país.....	4
Título: Destaques	8
Título: Para a Ipiranga, cenário de curto prazo é turbulento.....	8
Título: CSN define meta para dívida em R\$ 20 bi.....	10
Título: Traders estimam crescimento zero no consumo de petróleo	12
Título: Dólar favorece margem das usinas com açúcar	14
Título: Opep faz acordo, mas petróleo cai	16
Título: Curtas	16
VEÍCULO: O Estado de S. Paulo	17
Título: Disparada do dólar já pressiona preços.....	17
Título: Em alta	18

VEÍCULO: Valor Econômico**Data: 06/03/2020****Seção: Opinião****Autor: Adriano Pires e Pedro Rodrigues****Título: O populismo do slogan 'Taxar o Sol'**

O debate sobre a taxaço do sol vem trazendo a mesa uma serie de afirmaçoes e propostas sem qualquer compromisso com a chamada honestidade intelectual. Aliás, o slogan "Taxar o Sol" e tão inteligente e mentiroso quanto o famoso "O Petróleo é Nosso". Não existe nenhuma proposta de taxaço do sol, assim como o petróleo nunca foi nosso. Na verdade, as propostas em estudo pela Aneel seguem a tendência da maior parte dos casos bem sucedidos na regulação da Geração Distribuída (GD) no mundo.

Caso a proposta apresentada pela Agência fosse aplicada, ao contrário do que muitos falam e escrevem, as taxas de retorno da GD ainda continuariam muito atrativas, na casa dos 16% para os usuários que geram energia no mesmo local de consumo. Desafio qualquer pessoa a entrar em um banco de investimentos e pedir um portfólio com um rendimento garantido desse tamanho.

Proposta traz segurança para consumidores que já possuem GD, ao estender regras previstas dos atuais contratos

É preciso também levar em consideração que a realidade socioeconômica brasileira é bastante distinta de países como os EUA, a Austrália e o Japão, o que nos traz uma grande obrigação quanto à busca por tarifas de energia mais baratas, reduzindo as quantidades de tributos e subsídios, beneficiando os consumidores.

A Aneel nunca anunciou taxar o sol, apenas abriu Consulta Pública para discutir a Resolução que trata da Mini e Micro geração, que tinha previsão de ser revisada desde a sua publicação em 2015.

A proposta, na verdade, protege a maior parte dos consumidores de energia elétrica que não tem recurso para instalar sistemas de painéis solares e que atualmente estão financiando os micro, minigeradores e fazendas solares. As estimativas da Aneel apontam que em 2021 esse subsídio cruzado chegará a R\$ 1 bilhão e em 2027 esse valor chega a R\$ 4 bilhões.

Os estudos apresentados na Abertura da Consulta Pública nº 25/2019 apontam que o tempo de retorno do investimento em GD passaria dos atuais de 4,5 anos para 6,5 anos, sendo que a vida útil dos painéis é de 25 anos.

É completamente absurda e fantasiosa a afirmação de que com a energia injetada no sistema pela GD, as distribuidoras deixariam de comprar energia das termelétricas. A maior injeção de potência de GD nas redes não se reverterá na redução de geração termelétrica. A operação do sistema elétrico, realizada pelo ONS, utiliza a geração hidrelétrica para absorver as incertezas entre a operação em tempo real e a programada. Logo, a inserção de GD desloca a geração hidrelétrica, fonte cujo potencial energético também é renovável.

Na realidade o uso da energia solar causa exatamente o efeito contrário, aumentando a necessidade do uso de energia de geração termelétrica pelo sistema. Isso acontece porque a energia solar, apesar de suas inegáveis qualidades, é intermitente. Ou seja, quando uma nuvem cobre o Sol, ou quando anoitece, o sistema precisa de energia “firme” para atender a carga, papel este exercido principalmente por hidrelétricas e termelétricas.

O pesquisador Scott Burger, do MIT Energy Initiative, avaliou o impacto do aumento do uso de GD para os demais consumidores, levando em consideração diferentes tipos de renda. Ele aborda que existe o custo rateado por todos os consumidores, portanto uma redução marginal do que é consumido não irá necessariamente reduzir os custos de todo o sistema. Significa na verdade que, quando alguém que possui telhado solar paga menos, algum outro consumidor, que não possui painel solar, pagará mais.

Os dados analisados pelo pesquisador demonstram que a instalação de painéis solares está diretamente ligada à renda das pessoas. Sendo assim, consumidores com maior poder aquisitivo, possuidores dos painéis solares, acabam contribuindo menos com os custos fixos da rede. Portanto, quanto menos contribuem, mais os custos fixos são realocados para os consumidores de menor renda que não possuem painéis solares.

Em razão desse tipo de subsídio, o Estado americano da Califórnia, por exemplo, possui a tarifa cerca de 80% mais cara do que a média dos outros Estados americanos. É essa a referência que queremos para ao Brasil?

Estudo do Professor Frank Wolak, da Universidade de Stanford, estimou um aumento de 2/3 dos custos de distribuição na Pacific Gas and Electric in California, entre 2005 e 2016, devido ao aumento dos telhados solares.

Não é apenas a questão da transferência de custos de quem possui mais renda para quem possui menos renda. A discussão é a transferência de determinados custos de quem opta por um telhado solar para quem não tem. Nessa discussão que precisamos manter o nosso foco aqui no Brasil.

Do ponto de vista regulatório, não tem o menor sentido se falar em “instabilidade normativa”. No caso da proposta de revisão da Resolução 482, a Aneel anunciou em 2015 que faria uma revisão da norma em 2019, visando equilibrar a alocação de custos aos consumidores. O tema foi contemplado na agenda regulatória da Aneel para o biênio 2018-2019, publicada em dezembro de 2017. Posteriormente, a revisão consta da Agenda Regulatória da Aneel para o biênio 2019-2020, publicada em dezembro de 2018. Nessa revisão todo o processo foi submetido a uma longa e ampla consulta pública, iniciada formalmente em 30 de maio de 2018, observando a previsibilidade e a transparência. Tanto é que decisão alguma foi tomada até agora pelo órgão regulador, que está hoje na fase de análise das contribuições recebidas da sociedade.

A proposta apresentada pela Aneel traz segurança para os consumidores que já possuem GD, ao estender as regras previstas nos atuais contratos. As mudanças viriam para futuras instalações. Portanto, é mentiroso o argumento de que qualquer mudança nas regras irá causar “instabilidade normativa”.

Não é demonizando a agência reguladora que iremos atingir a tão necessária e desejada estabilidade regulatória e jurídica. Os consumidores de energia no Brasil já foram vítimas de teses populistas que só contribuíram para o aumento das tarifas e essa história de taxar o sol é mais uma delas. E nesse debate a Aneel busca o equilíbrio entre os agentes do setor elétrico e demonstra preocupação com a situação dos consumidores brasileiros de menor poder político que não aguentam mais pagar subsídios na tarifa de energia elétrica.

Adriano Pires é economista e diretor do Centro Brasileiro de Infraestrutura - CBIE

Pedro Rodrigues, advogado e diretor do Centro Brasileiro de Infraestrutura.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 06/03/2020

Seção: Empresas

Autor: André Ramalho — Do Rio

Título: Gaspetro encabeça oportunidades na distribuição de gás natural no país

A venda da Gaspetro, pela Petrobras, promete ser a primeira de uma série de oportunidades de aquisições no mercado de distribuição de gás natural, nos próximos anos. O governo do Espírito Santo anunciou ontem a intenção de privatizar a sua distribuidora local de gás natural, a ESGás. Com a iniciativa capixaba, ao menos cinco Estados mantêm planos de transferir para a iniciativa

privada as suas concessões de gás e outras três empresas (Cemig, BR Distribuidora e Copel) preparam a venda de seus ativos no setor.

Investidores terão pela frente a chance de assumir o controle de empresas como a Compagas (PR), ESGás (ES), Gasmar (MA), MSGás (MS), Sergás (SE) e Sulgás (RS). Se todos esses negócios saírem do papel, será o maior movimento de privatizações da história do mercado brasileiro de distribuição de gás - setor dominado por sociedades de economia mista controladas por Estados. A exceção está, basicamente, no eixo Rio-São Paulo, onde a Naturgy e Cosan operam as concessões mais importantes, responsáveis por 75% da rede de distribuição do país.

A lista de privatizações prevista inclui desde a venda do controle acionário detido diretamente pelos governos estaduais (ESGás, Gasmar, MSGás, Sergás e Sulgás) até o controle assumido pelos Estados, indiretamente, via estatais. Esse é o caso, por exemplo, do Paraná, onde a privatização da Compagas, a empresa de gás local, será tocada pela Copel, a companhia energética paranaense.

O momento de abertura do mercado vai trazer oportunidades também para a compra de fatias minoritárias nas distribuidoras. A Cemig e a BR, por exemplo, têm planos de se desfazer de participações de 49% na Gasmig e ESGás, respectivamente. Além disso, a venda da Gaspetro, pela Petrobras, permitirá ao comprador incorporar ao seu portfólio participações minoritárias em 18 concessões, mais o controle da Gas Brasileiro.

Todas essas oportunidades, porém, estão em diferentes estágios de maturação. A iniciativa mais recente foi anunciada ontem pelo governador capixaba, Renato Casagrande (PSB). Ele disse que começou conversas com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), responsável pela modelagem do negócio, mas que o processo ainda está em fase inicial e que não há prazos para a privatização. Casagrande destacou que a ideia é vender o controle, mas manter parte das ações preferenciais. O Estado possui 51% dos papéis ordinários da ESGás

“Queremos atrair algum grupo importante que opera no mercado de gás. Queremos dar agilidade à gestão que a concessão precisa. Manteremos parte das ações preferenciais, para participar também das discussões sobre a operação da empresa e ter acesso aos dividendos”, disse ao **Valor**.

Entre os Estados, o Rio Grande do Sul é um dos únicos que definiram um horizonte para a privatização. O governo gaúcho informou que a venda da

Sulgás será realizada no primeiro trimestre de 2021 e que o Estado vai encaminhar este ano, ao Legislativo, o projeto de lei que regulamenta o mercado local de gás. O Palácio Piratini disse que as consultorias responsáveis pela modelagem do negócio, junto ao BNDES, trabalham na estruturação da privatização.

Outra desestatização prevista para a partir de 2021 é a da MSGás. O governo do Mato Grosso do Sul disse que os estudos para a estruturação da venda dos 51% do Estado na concessionária estão em andamento. As próximas fases incluem aprovar o marco regulatório do gás, o modelo financeiro da venda e o contrato de concessão. A previsão é que o projeto de desestatização da MSGás leve 14 meses.

A Compagas é outra privatização prevista para o ano que vem. O presidente da concessionária, Rafael Lamastra Jr., disse que 2020 será o ano para “arrumação da casa”, antes da venda da companhia.

Por ora, a Gaspetro é o único ativo de fato à venda. A Petrobras abriu, na semana passada, o processo de desinvestimento de sua fatia de 51% na companhia. A Mitsui, que detém os 49% restantes, desponta como principal candidata à compra do ativo, embora parem dúvidas se uma eventual compra pela japonesa não poderia encontrar resistência no Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade). Isso porque a Mitsui, se confirmar a compra da Gaspetro, aumentaria a sua presença em 19 distribuidoras de gás no país. “Existe uma dúvida sobre como o Cade enxergaria esse negócio”, comentou o diretor-executivo da Gas Energy, Rivaldo Moreira.

O advogado José Roberto Faveret, sócio do escritório Faveret Lampert, relativiza a tese de que a aquisição da Gaspetro pela Mitsui consolidaria a japonesa como agente dominante, uma vez que os Estados envolvidos no negócio representam 40% da demanda de gás do país. “Mas a presença da empresa em 19 concessões, em números absolutos, pode gerar algum desconforto e provocar o Cade a obrigar a Mitsui a se desfazer de algumas distribuidoras em seguida”, comenta o especialista.

A Petrobras esclareceu que, pelo acordo de acionistas, a Mitsui tem o direito de preferência na aquisição da Gaspetro e que não existe restrição para que a japonesa participe da competição. “Contudo, a conclusão da transação, qualquer que seja o comprador, estará sujeita à aprovação pelas autoridades competentes, inclusive o Cade”, disse a petroleira, em nota.

Além da Mitsui, Moreira acredita que a Cosan e a Naturgy, que controlam a Comgás (SP) e CEG (RJ), respectivamente, também são candidatas naturais a aquisições no setor, nos próximos anos. O consultor aposta, ainda, no interesse de distribuidoras de gás liquefeito de petróleo e de fundos de investimento - embora Itaúsa e Brookfield estejam vetadas de comprarem a Gaspetro, por já atuarem no transporte de gás. “As empresas de GLP podem se interessar, dentro de uma estratégia de proteção. O gás natural e GLP são concorrentes, mas se uma companhia tem participação nos dois negócios, reduz riscos”, opinou.

A Mitsui comprou 49% da Gaspetro em 2015, por US\$ 495 milhões. Segundo Moreira, o valor não necessariamente serve de parâmetro para o novo negócio. Ele destaca que a venda do controle da empresa tende a incorporar um prêmio em relação ao montante pago pela japonesa em 2015, mas que, por outro lado, mudanças regulatórias em discussão podem pressionar o preço para baixo. “É natural imaginar que o comprador vai precificar esse risco”, disse.

O consultor acredita que a Gaspetro ajudará a precificar as concessões estaduais. “Mas não acho que a venda da Gaspetro vai estimular ou deixar de estimular as privatizações. No fundo, é uma decisão política, que passa, por exemplo, por aderir ou não ao Plano de Promoção do Equilíbrio Fiscal [que dá benefícios a Estados que se propuserem a abrir seus mercados de gás]”, comentou.

No Maranhão, o governador Flávio Dino (PCdoB) obteve o aval da Assembleia Legislativa para privatizar a Gasmar. Já no Sergipe, o governador Belivaldo Chagas (PSD) encaminhou à assembleia o projeto de lei solicitando a autorização. Segundo a Sergás, o PL ainda segue no legislativo local.

No caso da venda da fatia da Cemig na Gasmig, não há necessidade de aval da assembleia, já que não haverá privatização. A mineira informou que pretende vender até 49% das ações ON. O modelo ainda está sendo estruturado e não há prazo para a venda. Já a BR disse que, no momento, o foco está em tornar a ESGás operacional - a constituição da sociedade de economia mista com o Estado é de 2018. A ideia é começar a avaliação do desinvestimento logo na sequência, a partir do 2º semestre.

VEÍCULO: Valor Econômico**Data:** 06/03/2020**Seção:** Empresas**Autor:****Título:** Destaques

Menos gás na China

A PetroChina suspendeu alguns contratos de importação de gás, incluindo de embarques de gás natural liquefeito (GNL) e gás importado através de dutos, à medida que a queda sazonal na demanda se soma ao impacto gerado pela epidemia de coronavírus sobre o consumo. As informações são da agência Reuters. A empresa emitiu avisos de força maior para fornecedores de gás via gasodutos e para ao menos um fornecedor de GNL, embora não tenha sido possível obter de imediato detalhes sobre a força maior. A PetroChina, principal produtora e fornecedora chinesa de gás canalizado, não respondeu de imediato a pedidos por comentários feitos pela Reuters. Um porta-voz da estatal KazTransGas, empresa que trabalha com exportações de gás, não possuía comentários imediatos sobre o tema, enquanto representantes da russa Gazprom não foram encontrados para comentar.

VEÍCULO: Valor Econômico**Data:** 06/03/2020**Seção:** Empresas**Autor:** Stella Fontes — De São Paulo**Título:** Para a Ipiranga, cenário de curto prazo é turbulento

A Ipiranga, braço de distribuição de combustíveis do grupo Ultra, traçou um cenário pouco animador para os próximos meses: a competição entre as distribuidoras segue acirrada e as margens, pressionadas. Ainda assim, a expectativa é de crescimento dos negócios em 2020, quando a distribuidora pretende adicionar até 250 postos a sua rede.

“Temos condições de continuar ampliando o Ebitda [resultado antes de juros, impostos, depreciação e amortização] e a previsão para 2020 é de crescimento, mesmo num cenário turbulento de curto prazo, como o que vivemos”, disse Marcelo Araujo, presidente da rede durante o Ultra Day, encontro anual promovido pela Ultrapar com analistas e investidores.

Entre 2018 e 2019, lembrou Araujo, os reajustes anunciados pela Petrobras não foram integralmente repassados pela distribuição ao consumidor final, por causa do desaquecimento da demanda. Ao mesmo tempo, cresceu a

importação de produtos refinados, com o fortalecimento das redes regionais, cuja atuação é mais concentrada no mercado à vista e favorece a arbitragem.

Na Ipiranga, disse o executivo, o foco segue em rentabilidade e crescimento gradual, em um momento em que a distribuição de combustíveis vive sua maior transformação - patrocinada pela venda de ativos da Petrobras. Na oferta de produtos refinados, afirmou, a transformação será ainda maior, com a chegada de novos participantes ao mercado, novas fontes de suprimento e maior liberdade de preços. “Enxergamos isso de forma positiva ao longo do tempo, mas deve haver bastante turbulência durante a transição”, ponderou Araujo.

O momento ainda complicado para o maior negócio do grupo Ultra, incertezas quanto às premissas que sustentam o intervalo projetado para o Ebitda consolidado em 2020 e despesas de R\$ 200 milhões previstas para a holding neste ano pesaram entre os investidores e contribuíram para a queda das ações da Ultrapar, em sessão de perdas generalizadas na bolsa paulista. Os papéis ordinários caíram 9,27%, para R\$ 18,10. Para um gestor ouvido pelo **Valor**, o grupo está diversificando sua atuação e isso não é ruim no médio prazo. No curto prazo, porém, essas iniciativas trazem mais despesas sem gerar resultado imediato.

Ontem, o grupo anunciou que está estruturando um fundo de R\$ 150 milhões para investir em startups que desenvolvam projetos relacionados a seus negócios, gerando oportunidades ou sinergias. Os recursos serão aportados nos próximos cinco anos e o Ultra terá até cinco anos para deixar o capital das investidas, explicou o diretor financeiro André Pires.

A companhia destinará outros R\$ 80 milhões, neste ano, para uma unidade que abrangerá o programa de fidelidade “Km de Vantagens” e o aplicativo Abastece Aí, ambos da Ipiranga. Esse valor está incorporado nos R\$ 200 milhões em gastos previstos pela holding para 2020, que gerou questionamentos dos analistas.

“É uma linha de investimentos na forma de despesas, mas não são despesas que saem da Ipiranga e são transferidas para a holding”, explicou. Segundo Pires, dentro dos R\$ 200 milhões também estão incluídas despesas relacionadas ao início de operação do Centro de Serviços Compartilhados (CSC) do grupo, em Campinas em janeiro.

Ao mesmo tempo, o presidente Frederico Curado disse que o grupo está avaliando ativos que serão vendidos pela Petrobras. O Ultra está na segunda fase da disputa por refinarias da estatal e tem olhado todas as opções, incluindo gás natural. Na avaliação do executivo, a privatização de parte do sistema

Petrobras trará ganhos independentemente de o Ultra fechar uma aquisição. “A cadeia como um todo vai se beneficiar”, afirmou.

Questionado sobre eventual pressão de uma grande aquisição na alavancagem, o diretor financeiro disse que os ativos avaliados são grandes geradores de caixa e a desalavancagem, portanto, seria relativamente rápida.

Na Ultragaz, de acordo com o presidente Tabajara Bertelli Costa, a expectativa para 2020 é de forte crescimento na base de clientes. Em relação às margens da distribuidora de GLP, o executivo afirmou que a expectativa para 2020 é que os índices se mantenham em linha com os vistos no fim de 2019, com ganhos de produtividade.

O presidente da Ultracargo, Décio Amaral, contou que, além da expansão de capacidade em Santos (SP), o terminal de Itaqui (MA) será novamente ampliado. “Imaginamos terminar o ano com um aumento de 12% da capacidade estática [de armazenamento] média, com aumento de rentabilidade decorrente dos ganhos de escala em Santos e Itaqui e redução de custos nos demais terminais”, afirmou.

Na Oxiten, 2020 deve ser marcado pelo crescimento dos negócios nos Estados Unidos, com melhora de rentabilidade, disse o presidente João Parolin. “Tivemos US\$ 70 milhões de faturamento nos Estados Unidos no ano passado, e 2020 deve crescer mais de 50% em relação a esse número.”

Já o presidente da Extrafarma, Rodrigo Pizzinatto, disse que a rede de farmácias espera liberar R\$ 70 milhões em capital de giro ao longo dos próximos anos, a partir da implantação de um novo centro de distribuição no Maranhão. Hoje, o Maranhão é atendido a partir da estrutura existente no Pará e, por questões fiscais, a abertura do novo centro também trará ganho de margem de 5 pontos percentuais, acrescentou o executivo.

Pizzinatto lembrou que a Extrafarma lançou marca própria em setembro, com 30 produtos. Para 2020, a meta é mais que dobrar o tamanho do portfólio, com o lançamento de mais 50 produtos, levando a marca própria a representar 1% do faturamento da rede.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 06/03/2020

Seção: Empresas

Autor: Ana Paula Machado — De São Paulo

Título: CSN define meta para dívida em R\$ 20 bi

Companhia fechou o ano com endividamento líquido de R\$ 27,1 bilhões e busca vender ativos, como uma siderúrgica na Alemanha

A prioridade da Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) neste ano é a redução de seu endividamento. O diretor executivo comercial da Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), Luis Fernando Barbosa Martinez, disse ontem que a meta da empresa é chegar a uma dívida líquida de R\$ 20 bilhões em 2020. Em 2019, a CSN fechou com passivo de R\$ 27,1 bilhões. “A desalavancagem não será somente com a venda da SWT, na Alemanha. Vamos usar todas as fontes para chegar a um nível de endividamento sustentável da companhia o mais rápido possível”, afirmou Martinez.

Segundo ele, a CSN também trabalha simultaneamente com acordo de novos contratos de vendas antecipada de minério de ferro (“streaming”) e negocia a venda de 12% da CSN Mineração para um parceiro estratégico. “Estamos trabalhando em paralelo até um IPO [oferta pública inicial de ações] da mineração. São todas alternativas rápidas para se chegar ao nível de dívida confortável”, disse o executivo.

Segundo ele, a venda da subsidiária alemã SWT está demorando mais do que a companhia esperava. Martinez acrescentou que a CSN colocou esse ativo à venda em 2018. “Melhor que a oferta firme, temos um comprador local interessado, um grande produtor de aços longos. Ele teve dificuldades em conseguir contratar seguros e linhas de financiamento no ano passado, mas agora já está resolvido e voltamos a negociar.”

Martinez ressaltou, porém, que não há um contrato firme de compra e venda entre CSN e essa siderúrgica europeia. “Mas, é importante que se diga que a proposta tem que chegar a um nível ideal para a CSN. Não há um contrato de compra firmado. Pode ser que não aconteça.”

Para o mercado doméstico, Martinez disse que, com a alta cambial deste ano, há espaço para novo reajuste de preços do aço em abril ou maio. Segundo ele, o prêmio ainda está negativo em relação ao produto importado. Ontem, o dólar fechou a R\$ 4,65.

“Haverá um reajuste de mais de 10% para todo o tipo de produto, isso é recuperação de margens. Com o dólar nesse patamar e, acreditamos que o valor de R\$ 4,60 veio para ficar, haverá aumento de custos”, ressaltou.

A CSN já reajustou os preços para distribuidores em 10% em janeiro e fevereiro e no último dia 2 realizou novo aumento. Em galvanizados, a companhia reajustou em 7% e para folhas metálicas outros 7,5%. “Não tem como não fazer, é questão de custo. E as cadeias produtivas devem repassar esse reajuste para a ponta.”

Para as montadoras os aumentos, que são anuais, chegaram a 5%. “Mas, temos que reaver esse reajuste. Com o dólar nesse patamar os custos estão aumentando e o prêmio frente ao importado está negativo”, disse Martinez.

Na composição da receita da companhia, segundo o executivo, de 22% a 23% vem de montadoras e autopeças e outros 13% do setor industrial. “Temos que recuperar margens nesses setores.”

Quanto à mineração, o diretor da área Enéias Diniz, disse que a companhia espera produzir 40 milhões de toneladas este ano, mesmo com as chuvas que afetaram Minas Gerais no final de 2019 e no início deste ano. “Os investimentos no beneficiamento a seco foram concluídos e temos capacidade para operarmos em capacidade máxima.” Em 2019, a CSN produziu 38,5 milhões de toneladas, alta de 11% ante 2018. A receita foi de R\$ 10 bilhões.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 06/03/2020

Seção: Empresas

Autor: Por David Sheppard, Derek Brower e Anjali Raval — Financial Times, de Londres

Título: Traders estimam crescimento zero no consumo de petróleo

A epidemia de coronavírus levou os maiores comerciantes de petróleo do mundo a cortar suas projeções de crescimento da demanda mundial para os níveis mais fracos desde a crise financeira, com muitos apostando que o consumo permanecerá estável, ou mesmo diminuirá, em 2020. Ontem, o barril do Brent fechou a U\$ 49,99, com queda de 2,22%.

Vitol, Trafigura e Gunvor, que juntas movimentam quase 15 milhões de barris/dia, esperam estagnação de demanda ou crescimento marginal neste ano. Elas alertam que o consumo poderá mesmo encolher se o vírus não for contido rapidamente e continuar prejudicando a atividade econômica.

Consultorias já reduziram bastante as previsões para o crescimento da demanda mundial por petróleo em 2020. Mas as projeções dos negociadores envolvidos mais de perto com o mercado pressionarão mais a Organização dos Países

Produtores de Petróleo (Opep) e a Rússia para que cheguem a um acordo para cortes profundos na produção na reunião de dois dias que vem realizando para tentar interromper a queda do preço do petróleo de US\$ 70 o barril para US\$ 50 desde janeiro.

A Opep chegou a um acordo preliminar ontem para reduzir a produção em 1,5 milhão de barris/dia juntamente com seus aliados, mas ainda precisará garantir o apoio da Rússia hoje.

“Estamos mais perto do crescimento zero na demanda por petróleo para 2020 do que jamais imaginamos que chegaríamos”, disse Bem Luckock, diretor adjunto de comercialização de petróleo da Trafigura, afirmando que o impacto do vírus foi maior que o previsto por muitos analistas. A Trafigura avalia que a demanda será bem afetada no primeiro semestre, recuperando-se mais para o fim do ano. “O sistema levará um tempo para filtrar isso, mas a situação poderá se desastrosa para a demanda em março”, disse Luckock.

Desde o começo do mercado comercial de petróleo no século XIX, quedas na demanda anual foram raras, com contrações geralmente limitadas às recessões, como em 2008, ou havendo picos dramáticos nos preços, como os ocorridos nos embargos ao petróleo árabe na década de 70. A demanda atingiu recorde de 100 milhões de barris/dia em 2019 e, antes da epidemia do coronavírus, a expectativa era de que aumentaria pelo menos 1 milhão de barris/dia neste ano.

Torbjorn Tornqvist, presidente executivo da Gunvor, disse que a demanda mundial já caiu cerca de 2 milhões de barris/dia no primeiro trimestre por causa do impacto do coronavírus e de um inverno ameno no Hemisfério Norte.

“Continua sendo difícil saber qual é o impacto da propagação do vírus sobre a demanda porque muita coisa depende de se ela será contida nesta primavera [no Hemisfério Norte] quando as coisas começarem a se normalizar”, disse Tornqvist. “Mas por enquanto esperamos uma pequena contração ou um crescimento muito brando para o ano como um todo.”

A Vitol, maior negociadora independente de petróleo do mundo, acredita que a demanda a China caiu até um terço, ou 4 milhões de barris/dia, no pico das paralisações impostas pelo governo. A companhia agora prevê a demanda por petróleo aumentando menos de 0,5% neste ano, se muito, na esteira das restrições em menor escala que deverão ser impostas na Europa e América do Norte.

Mesmo que o vírus seja contido até o terceiro trimestre e governos implementem medidas suficientes de estímulo econômico, a companhia espera

apenas “um crescimento marginal da demanda por petróleo na melhor das hipóteses neste ano”, disse Giovanni Serio, diretor global de análises da Vitol. “Se a propagação do vírus não puder ser interrompida, a situação vai piorar e poderemos ver uma queda da demanda por petróleo.”

A Arábia Saudita está pressionando os países do chamado grupo Opep+ para que acertem o maior corte na produção desde a crise financeira de 2008-2009. O corte de 1,5 milhão de barris/dia aconteceria além do corte de 2,1 milhão de barris/dia acertado em dezembro, mas o plano enfrenta a oposição da Rússia, que prefere estender o programa atual de cortes até o fim do ano.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 06/03/2020

Seção: Agronegócios

Autor: Camila Souza Ramos — De São Paulo

Título: Dólar favorece margem das usinas com açúcar

Para aquela que vinha caminhando para ser “a safra do etanol” para as usinas de cana, com produção recorde do biocombustível e preços nas alturas, as vendas de açúcar neste último trimestre da temporada 2019/20 podem acabar turbinando os resultados financeiros da temporada. As empresas que tinham espaço físico e fôlego financeiro para estocar o adoçante e não haviam travado a taxa de câmbio estão agora obtendo preços melhores em reais com a exportação da commodity.

O principal motivo para o ambiente mais otimista neste trimestre está na escalada do dólar, que não para de renovar recordes. Ainda que os preços do açúcar estejam recuando nos últimos dias na bolsa de Nova York, os preços tiveram um salto relevante desde o início do ano e, combinados com o movimento do câmbio, vêm oferecendo uma oportunidade há muitos anos não vista para aquelas que ainda tinham açúcar sem o preço travado no mercado.

“Ninguém contava com essa desvalorização cambial neste trimestre, que tem remunerado substancialmente o açúcar, enquanto a maior parte dos insumos, importados, foram comprados antes, com câmbio menor”, observou Haroldo Torres, da consultoria Pecege.

Considerando os preços e volumes do açúcar bruto exportado entre janeiro e fevereiro, reportados pela Secretaria de Comércio Exterior (Secex), do Ministério da Economia, assim como as taxas médias de câmbio, as cotações em reais do açúcar embarcado neste bimestre foram 16% maiores do que um ano antes, superando R\$ 1.200 por tonelada.

Mas ainda há muito mais açúcar a ser exportado neste mês, indicando que as receitas com o adoçante tendem a ganhar mais corpo nos balanços deste trimestre. O line-up da agência Williams Brazil mostrava, até 4 de março, que havia 986 mil toneladas a serem embarcadas em 23 navios programados para partir até a terceira semana, enquanto um ano antes o volume era de apenas 377 mil toneladas.

Quem está preferindo garantir suas vendas no mercado interno também não está para trás. O preço médio do açúcar cristal está 11% maior no acumulado deste trimestre do que um ano antes, a R\$ 76,34 a saca de 50 quilos, de acordo com dados do Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada (Cepea).

Dentre as três companhias listadas na bolsa, todas já vinham carregando açúcar para este momento da safra, mas com preços de venda fixados. A Raízen Energia iniciou o trimestre com 16% mais açúcar em seus estoques do que um ano antes, ou quase 1,4 milhão de toneladas. A São Martinho também carregou mais produtos em estoque para este trimestre, reservando um terço de toda sua produção nesta safra - somando açúcar e etanol, equivalentes a Açúcares Totais Recuperáveis (ATR) - para vender até março.

Já a Biosev, controlada da Louis Dreyfus Company (LDC), começou janeiro com um volume praticamente igual de açúcar do que um ano antes, em 343 mil toneladas. Porém, a companhia, assim como a Raízen, têm atuação importante em revenda e trading de açúcar, atividade que pode lhes garantir receitas extras neste período.

O aproveitamento de preços melhores pode enfim garantir alguma margem positiva para os negócios de açúcar, que até o 3º trimestre da safra registravam prejuízos operacionais para a média das usinas do Centro-Sul, de acordo com estudo recente do Pecege. Nos três primeiros trimestres, o custo de produção médio de açúcar VHP (bruto) ficou em R\$ 1.274,66 a tonelada, alta de 0,51% ante a safra anterior, enquanto as vendas líquidas do produto estavam em R\$ 968,14 a tonelada.

Torres, do Pecege, explica que os custos não devem subir neste último trimestre, dado que a maior parte dos insumos já foi adquirida antes. E, mesmo até o terceiro trimestre, os custos de produção da média das usinas já vinham sendo amortecidos pelo aumento da moagem de cana, o que diluiu os custos unitários do segmento.

A recuperação do negócio de açúcar ainda não deve ofuscar os resultados com etanol neste trimestre, já que os preços historicamente elevados do biocombustível podem garantir mais receita mesmo para usinas que não carregaram mais produto nesta entressafra. O preço médio do etanol hidratado

pago às usinas de São Paulo de janeiro até o fim de fevereiro estava 23% acima do mesmo período de um ano atrás, de acordo com dados do Cepea, enquanto o do anidro estava 24% maior.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 06/03/2020

Seção: Internacional

Autor: Agências Internacionais

Título: Opep faz acordo, mas petróleo cai

Opep considera acordo com Rússia insuficiente para evitar queda de preço causada por baixa demanda

Diante da redução da demanda causada pelo covid-19, a Opep voltou a pressionar ontem por um corte na produção de petróleo para evitar uma queda brusca do preço do barril. O barril de Brent, no entanto, fechou ontem a U\$ 49,99, com queda de 2,22%.

A Opep anunciou um acordo com a Rússia para reduzir a produção no segundo trimestre, mas países-membros estimam que o pacto será insuficiente para segurar o preço. Agora, a Opep quer um corte mais radical, que reduziria o fornecimento em 1,5 milhão de barris/ dia até o fim de 2020.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 06/03/2020

Seção: Brasil

Autor:

Título: Curtas

Consumo de energia

O verão mais ameno se refletiu no desempenho da demanda de energia do país no início do ano. A carga (consumo mais perdas) de energia no Sistema Interligado Nacional em janeiro alcançou 70.651 megawatts (MW) médios, queda de 3,4%, ante o mesmo mês de 2019, segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Em relação a dezembro de 2019, a carga apresentou um recuo de 3,8%. E, no acumulado dos últimos 12 meses encerrados em janeiro, a carga cresceu 1%, na comparação com igual período anterior.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo**Data: 06/03/2020****Seção: Economia****Autor: CLEIDE SILVA, RENÉE PEREIRA e FERNANDA GUIMARÃES****Título: Disparada do dólar já pressiona preços**

Empresas que trabalham com peças e insumos importados, como as montadoras, falam em ajustes que podem superar os 10%

Um dos principais reflexos da atual escalada do dólar deve ser o aumento de preços de vários produtos no mercado, como carros, combustíveis e aço. Hoje, as empresas brasileiras trabalham com peças e insumos importados para fabricação de uma série de bens e também para a construção de projetos, como o de petróleo e gás e energia elétrica. Se o dólar continuar nesse patamar durante um tempo longo, as companhias terão de repassar o aumento de custo para o consumidor.

Nos cálculos do presidente da siderúrgica CSN, Benjamin Steinbruch, a empresa terá de fazer um ajuste de preço superior a 10% entre os meses de abril e maio para recompor a valorização da moeda americana. “O dólar a R\$ 4,60 parece que veio para ficar”, diz o executivo.

No setor automobilístico, a escalada do dólar tem acendido um sinal de alerta em relação aos possíveis prejuízos e repasses de preços. Segundo o presidente da General Motors América do Sul, Carlos Zarlenga, cerca de 40% das peças usadas nos carros da marca produzidos no País são importadas. “Entre os maiores impactos está o preço dos carros, que já teve aumento em 2020”, diz ele, sem detalhar índices. Ele ressalta, porém, que “a subida de preços está muito aquém da alta do dólar.”

Para o executivo, essa situação gera ainda mais perdas da rentabilidade das empresas que já está comprometida desde a crise que se iniciou em 2014 e a forte queda no volume de vendas no País. “O impacto positivo que essa alta do dólar poderia ter, que seria o aumento das exportações, infelizmente não é uma realidade devido ao custo Brasil, puxado pela alta carga tributária e ineficiências como a logística, por exemplo.”

O vice-presidente da Ford América do Sul, Rogelio Golfarb, também reclama que a disparada do dólar “é um peso enorme nos custos das montadoras”. Ele lembra que a maior parte dos componentes eletrônicos não é produzida no Brasil e está sendo importada principalmente para atender à demanda por maior conectividade nos carros e novas tecnologias.

Também há sistemas que reduzem o consumo de combustíveis e as emissões, que passam a ser obrigatórios para atender as normas do programa automotivo Rota 2030. As empresas que não cumprirem metas serão multadas. “O câmbio tem de ser flutuante, mas é preciso minimizar a volatilidade”, diz o executivo.

O presidente da BMW do Brasil, Aksel Krieger, diz que “o valor do dólar atual merece atenção, mas também calma e mais tempo para uma análise, pois tudo isso é reflexo do impacto global por causa do coronavírus.” A empresa produz no País carros de luxo da marca alemã com alto conteúdo de itens importados.

O executivo afirma que será preciso avaliar eventuais impactos na inflação e quais medidas serão apresentadas como compensação pelo governo brasileiro, que deverá trabalhar para cumprir suas metas. “Também precisamos ainda entender quanto tempo vai durar (essa volatilidade).”

Segundo o estrategista da RB Investimentos, Gustavo Cruz, uma desvalorização de 10% do câmbio tem impacto de 0,12 ponto porcentual no IPCA. Mas, na avaliação dele, a expectativa é de que o câmbio recue um pouco, pelo menos, para os níveis pré-coronavírus, quando o dólar estava na casa de R\$ 4,15.

Na avaliação do diretor de Tesouraria do Banco Santander, Luiz Masagão, a moeda americana no atual patamar começa a causar impacto negativo e pode afetar o crescimento econômico. Para ele, a velocidade de alta do dólar faz com que os investimentos – que já têm sido escassos no Brasil – sejam postergados até que o cenário fique mais claro. “O risco reduz o apetite até mesmo para um consumidor. Dólar caro gera uma perspectiva de que algo ruim está para ocorrer. Nesse cenário, o consumidor reduz o consumo”, explica o executivo.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Data: 06/03/2020

Seção: Colunas

Autor: Sonia Racy

Título: Em alta

Direto da fonte

Em 2019, a Petrobrás foi a petrolífera do Ocidente que mais investiu – US\$ 27 bilhões, superando os US\$ 24 bilhões da ExxonMobil. Mais da metade desse valor, segundo a empresa, foi destinado à aquisição dos direitos de exploração e produção do campo de Búzios. Búzios é um ativo de classe mundial, de baixo risco, baixo custo de extração e resiliente a preços de petróleo abaixo de US\$ 40 o barril.

MME/ASCOM .