

Ministério de Minas e Energia
Assessoria de Comunicação Social - ASCOM

Destaque: Matérias que citam o ministro Fernando Coelho Filho ou o MME:

O Globo

Título: Fase de grandes hidrelétricas chega ao fim 2

Valor Econômico

Título: Jirau e Santo Antonio divergem sobre ganho com usina binacional 13

Sumário

VEÍCULO: O Globo2

Título: Fase de grandes hidrelétricas chega ao fim 2

Título: Começa a valer a tarifa branca 4

Título: Pressão de energia e alimentos 5

VEÍCULO: Folha de S. Paulo8

Título: Decisão nuclear 8

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo9

Título: Petrobrás vai colocar em operação número recorde de plataformas..... 9

Título: Leilões no setor elétrico e os sinais da retomada..... 11

VEÍCULO: Correio Braziliense12

Título: Em andamento 12

Título: Consulta sobre licença para postos 12

VEÍCULO: Valor Econômico13

Título: Jirau e Santo Antonio divergem sobre ganho com usina binacional 13

Título: 'Contratações no setor petrolífero vão ocorrer no 1º semestre' 15

Título: Petrobras na mira de processo da CVM 16

Título: Biodiesel com selo social 17

Título: Consumo de energia subiu em novembro..... 17

VEÍCULO: O Globo**Seção: Economia****Autor: Manoel Ventura****Título: Fase de grandes hidrelétricas chega ao fim**

Com privatização da Eletrobras e restrição ambiental, pequenas usinas, energia eólica e solar devem ganhar espaço

A fase de construção das grandes hidrelétricas no país parece ter chegado ao fim. A privatização da Eletrobras aliada a maiores restrições ambientais e de licenciamento em terras indígenas — significa uma virada de página na expansão da geração de energia no Brasil. Isso porque, além de a liberação de licenças e autorizações para instalações de grande porte estar cada vez mais difícil, haverá menos recursos públicos para tirar os empreendimentos do papel. Esse movimento deve provocar uma mudança na matriz energética nacional, com entrada de mais usinas eólicas e solares, hidrelétricas de pequeno porte e a descentralização da geração. Historicamente, as principais hidrelétricas do país foram construídas integralmente pela Eletrobras ou tiveram a empresa em todos os consórcios, sendo que as estatais estaduais participaram em menor grau desse processo. Agora, na avaliação de agentes do setor e de autoridades do próprio governo, com a conclusão da venda do controle da Eletrobras para o setor privado, a tendência é reduzir a construção das grandes usinas. Oficialmente, o governo já deixou grandes hidrelétricas fora do radar.

O Plano Decenal de Expansão de Energia, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), lista 15 usinas que podem entrar em operação até 2026, sendo as maiores delas com pouco mais de 700 megawatts (MW). O documento aponta que o aproveitamento hidrelétrico ainda representa um vetor importante de ampliação de oferta de energia elétrica. Mas ressalta que a maior parte do potencial ainda a aproveitar se encontra na Região Norte e traz com ele uma série de desafios, principalmente de caráter ambiental, para seu uso na expansão da oferta de energia elétrica. — Nós, na EPE, resolvemos dar um passo para trás para estruturar o processo nas grandes hidrelétricas. Existe um paradigma de que toda hidrelétrica é boa e barata. Estamos estudando para ver se todos os projetos são certos. Não é fazer qualquer hidrelétrica de qualquer forma — explicou o presidente da EPE, Luiz Augusto Barroso.

FINANCIAMENTO EM XEQUE

Executivo responsável por planejar a expansão energética do Brasil, Barroso disse que o potencial do país até 2050 é gerar 50 gigawatts por meio da construção de hidrelétricas. Desse total, apenas 23% seriam empreendimentos que não interferem em terras indígenas, quilombolas e unidades de conservação. — Não temos nenhum preconceito contra os grandes projetos. Mas tem que respeitar uma visão da sociedade, que é restrita a esses projetos. Não estamos dispostos a fazer movimentos que mascarem os custos e os riscos — disse ao GLOBO o secretário executivo do Ministério de Minas e Energia (MME), Paulo Pedrosa. Apesar de não terem sido construídas apenas com estatais, as últimas grandes hidrelétricas no Brasil tiveram participação forte da Eletrobras. As usinas de Santo Antônio e Jirau, no Rio Madeira (RO), e Belo Monte (PA) foram uma parceria entre a estatal e o setor privado. Junto com suas subsidiárias, a Eletrobras é dona de 49,98% de Belo Monte. Por meio de Furnas, a estatal controla 39% de Santo Antônio e, também por subsidiárias, tem 40% de Jirau. Para o ex-diretor da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e presidente da Associação Brasileira de Grandes Consumidores de Energia (Abrace), Edvaldo Santana, não haverá mais grandes hidrelétricas de agora em diante. Segundo ele, há incertezas regulatórias e de financiamento que inviabilizam esses projetos.

— A privatização da Eletrobras é um fator relevante. Não existiriam ou atrasariam muito as obras de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte. É por meio da Eletrobras que o governo consegue interferir na liberação de licenças ambientais em prazos razoáveis. Sem ela, tudo isso ficará mais difícil. Ainda assim, compensa a privatização, pois as obras acabam custando bem mais, apesar das licenças — disse Santana. Os recursos hídricos hoje no país que podem ser aproveitados para a construção dessas usinas estão concentrados, em sua maior parte, na região da Amazônia. Esses projetos enfrentam grandes resistências de ambientalistas e indígenas. No ano passado, o Ibama arquivou o projeto de licenciamento da usina de Tapajós, no Pará, com potencial de cerca de 8 mil (MW). O **Ministério de Minas e Energia** já anunciou que não tem intenção de brigar pelo projeto. — Não acredito que haja espaço para financiamento público envolvendo grandes hidrelétricas, em razão do problema fiscal e da questão ambiental e indígena. Há barreiras que não existiam antigamente. Isso torna complexo o investimento em energia nova. Não acredito que novas grandes hidrelétricas sejam construídas — disse o professor do departamento de Energia Elétrica da Universidade de Brasília (UnB) Mauro Moura Severino.

MAIS GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Com menos empreendimentos gigantescos e a necessidade de ampliar a geração de energia no país, o Brasil deve caminhar para projetos de energia limpa — como solar e eólica. Além disso, o movimento deve favorecer a geração

distribuída, quando a eletricidade é produzida junto ou próxima do consumidor. — A tendência é geração mais próxima da carga distribuída. O futuro são as renováveis, como eólicas e usinas menores. O caminho vai ser esse. A tendência é muito mais sistemas menores do que as hidrelétricas — disse João Carlos Mello, da consultoria Thymos Energia.

VEÍCULO: O Globo

Seção: Economia

Autor:

Título: Começa a valer a tarifa branca

Novo modelo de cobrança de luz opcional para os clientes .

Energia ficará mais barata nos momentos de pouca demanda e mais cara nos horários de pico.

Entrou em vigor ontem uma nova modalidade de cobrança da tarifa de energia elétrica para consumidores com média mensal superior a 500 quilowatts/hora (kWh). Na nova forma de cobrança, os preços vão variar ao longo do dia. O consumidor poderá optar por este modelo ou continuar pagando a conta pelas regras atuais. O sistema dá ao consumidor a possibilidade de pagar valores diferentes dependendo da hora e do dia da semana em que a energia elétrica é consumida. Se o cliente usar a energia nos períodos de menor demanda, como na parte da manhã, no início da tarde e de madrugada, por exemplo, o valor pago pela energia consumida será menor. Nos horários de pico, o custo será maior. E essas faixas de horário serão definidas pela distribuidora, ou seja, vão variar de cidade para cidade.

MODELO PODE AUMENTAR CONTA

A tarifa branca, que mostra a variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo, será oferecida para unidades de baixa tensão, como residências e pequenos comércios e serviços. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), todas as distribuidoras do país deverão atender aos pedidos de adesão à tarifa branca das novas ligações e dos consumidores com média mensal superior a 500 kWh. Se o consumidor, porém, achar que a tarifa branca não apresenta vantagem e a conta de luz subiu, ele pode solicitar sua volta à tarifa convencional. A distribuidora terá 30 dias para atender ao pedido. Todavia, se o usuário quiser voltar à tarifa branca, novamente, o consumidor terá um período de carência de 180 dias para fazer a troca do sistema. Por isso, é importante que, antes de optar pela tarifa branca, o consumidor examine seu perfil de consumo para ver qual tarifa lhe atende melhor e não gastar ainda

mais com a conta de luz. No ano passado, a energia elétrica subiu 9,65% nos 12 meses até novembro.

E deve aumentar no mesmo patamar este ano. De acordo com a Aneel, a tarifa branca não é recomendada para quem concentra o consumo nos períodos de ponta e intermediário porque o valor da fatura pode subir. Para ter certeza do seu perfil, o consumidor deve comparar suas contas com a aplicação das duas tarifas. Isso é possível por meio de simulação com base nos hábitos de consumo e equipamentos nos sites das distribuidoras. TARIFA PODE SER 87% MAIOR No Rio de Janeiro, o consumo médio de uma residência é de 148 KWh, o que equivale a cerca de R\$ 130. No caso dos clientes da Light, a conta de energia elétrica ficará 87% mais cara no horário de pico, caso o consumidor decida aderir ao novo modelo de cobrança. A nova tarifa não se aplica aos consumidores residenciais classificados como baixa renda, beneficiários de descontos previstos em lei e à iluminação pública.

VEÍCULO: O Globo

Seção: Economia

Autor: Daiane Costa

Título: Pressão de energia e alimentos

Em 2018, luz, gasolina e produtos alimentícios, com safra menor, serão os vilões da inflação.

Em 2017, os alimentos deram uma trégua no orçamento do brasileiro, com uma queda inédita de 5,3% no acumulado em 12 meses até novembro. Este ano, porém, o comportamento benéfico destes produtos consumidos em casa, que foram os verdadeiros “mocinhos” da inflação, não deve se repetir. As previsões apontam que a safra de grãos em 2018 deve ser quase 10% inferior à colheita recorde do ano anterior. Além da alimentação, que representa 25% dos gastos das famílias, outros itens devem fazer o papel de vilões na cesta de compras dos brasileiros, como a tarifa de energia elétrica e o preço da gasolina, que devem ter alta superior a 10% cada. O resultado oficial da inflação do ano passado será divulgado no próximo dia 10, mas a expectativa do mercado é que o índice tenha encerrado o ano abaixo do piso da meta, de 3%. Apesar da pressão maior de alimentos, energia elétrica e gasolina sobre os índices de preços este ano, o próprio Banco Central, em seu último relatório trimestral de inflação, previu inflação abaixo do centro da meta, atualmente em 4,5% ao ano, até 2020.

Neste cenário, a alta maior dos preços não será um problema macroeconômico, mas deve interferir na gestão da renda das famílias. Em 2017, com a queda no preço dos alimentos, os brasileiros puderam direcionar parte da sobra no orçamento para o consumo, o que contribuiu para ajudar o país a sair da

recessão. Luiz Roberto Cunha, economista da PUCRio, lembra que energia, gasolina e alimentos representam quase um terço dos gastos da família. Com a mudança no comportamento da inflação, o consumidor voltará a fazer mais trocas para equilibrar o orçamento: — O consumidor já está acostumado a fazer trocas e deixar de comprar alguns produtos quando há alta de preços de alimentos. A previsão é que eles subam de 4% a 5% este ano. É óbvio que, quando esses itens estão mais baratos, sobra mais para outros investimentos, como ocorreu no ano passado — disse o economista, acrescentando que o aperto no orçamento pode ser menor em razão da recuperação do mercado de trabalho, o que significará mais gente com renda.

MENOR REAJUSTE DO MÍNIMO EM 24 ANOS

A economista Maria Andreia Parente Lameiras, do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), explica que a política de juros mais baixos do Banco Central — atualmente a Taxa Selic está em 7% ao ano, o menor patamar da história do país — e a perspectiva de recuperação da economia vão estimular o consumo, o que também acaba pressionando os preços para cima. Em compensação, o salário mínimo, fixado em R\$ 954, tende a equilibrar essa balança. O reajuste aplicado, de 1,8%, foi o menor em 24 anos, já que é indexado à inflação, o que deve reduzir os custos salariais e impedir aumentos maiores nos preços dos serviços. — Com reajustes salariais menores do que em anos anteriores, o custo com a mão de obra vai ser menor — ressalta a economista do Ipea. Apesar de o Banco Central ter sinalizado recentemente a perspectiva de uma nova redução da taxa básica de juros, a Selic, no início deste ano, o diretor de Estudos e Políticas Macroeconômicas do Ipea, José Ronaldo de Castro, acredita que os juros não devem pôr em risco o cumprimento da meta de inflação em 2018, pois são compatíveis com o atual grau de ociosidade da economia:

— Embora a taxa de desemprego tenha começado a ceder, ainda se encontra em patamar muito elevado em termos históricos, e a ociosidade ainda é grande na economia. De acordo com as previsões de analistas, o IPCA, índice oficial de inflação, deste ano deve acelerar em relação a 2017, chegando a 3,96% contra menos de 3% no ano passado. Se as projeções se confirmarem, a taxa fica abaixo da meta do governo de 4,5%. — Ainda que acelere, temos folga, pois vamos sair de um piso de 3%. Temos uma margem muito boa para não passar dos 4,5% de meta. O cenário é positivo — avalia a economista, que prevê inflação de 2,9% em 2017 e de 4% este ano. Leandro Negrão, economista do Banco Bradesco, acredita em uma inflação de 3,9% para 2018. Ele pondera que será um ano de incertezas em relação aos preços administrados (controlados pelo governo) por causa do setor elétrico e dos preços do petróleo:

— Temos o petróleo, cujo barril está no patamar de US\$ 65, mas é suscetível a riscos geopolíticos, e seu preço pode subir, pressionando a gasolina. O combustível deve encerrar 2017 com alta de 10,95% e subir nessa mesma magnitude em 2018, de acordo com o diretor do Centro Brasileiro de Infra Estrutura (CBIE), Adriano Pires. Luis Otávio Leal, economista-chefe do Banco ABC, também destacou o risco de as tarifas pressionarem a inflação para cima. Mesmo assim, ele prevê que o IPCA fique em 2,8% em 2017 e em 4,2% em 2018: — Em relação à energia elétrica, entramos o ano dependendo do regime de chuvas de verão e do nível dos reservatórios. A retomada da economia aumenta o consumo de energia. Na parte de óleo e gás, vamos depender do mercado externo. Alessandra Ribeiro, economista da Consultoria Tendências, prevê inflação de 4,1% em 2018. Na sua avaliação, o maior risco para manter os preços comportados é a eleição:

— O cenário eleitoral pode ter efeitos importantes na percepção de risco e pode levar o mercado a desvalorizar o real, o que pressionaria a inflação — comentou a economista, em referência às eleições presidenciais deste ano. O Banco Central, em seu relatório trimestral de inflação, traçou um cenário mais favorável para o país, apesar da turbulência política e do risco de não aprovação da reforma da Previdência. As expectativas são de retomada de crescimento mais acelerado e de inflação abaixo do centro da meta até 2020. De acordo com o texto, o IPCA deve oscilar em torno de 4% nos próximos três anos. Quando o Banco Central descumpra a meta de inflação, o que deve ter ocorrido no ano passado, ele tem de mandar uma carta ao ministro da Fazenda para dar explicações. Será a primeira vez que um presidente do BC terá de se justificar por entregar uma inflação abaixo do piso desde que o regime de metas foi implantado, em 1999.

NÍVEL DE RESERVATÓRIOS EM BAIXA

Com a falta de chuvas e o nível de reservatórios das hidrelétricas baixo, a conta de luz deve continuar apertando o orçamento do brasileiro este ano. Até novembro, enquanto a inflação geral oficial do país acumulava alta de 2,8% em 12 meses, a variação da energia elétrica chegava a quase 10%. Pelas projeções do diretor do Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE), Adriano Pires, a energia deve acumular em 2017 alta de 10,41% e manter esse patamar de alta em 2018: — Ano passado, os níveis dos reservatórios ficaram baixos, e o governo teve de ligar as termelétricas, cujo custo de funcionamento é alto, o que levou a muitos meses de cobrança extra nas contas de energia. A tendência é bem parecida para 2018. Ano passado, o brasileiro teve cobrança extra na conta de luz em nove dos 12 meses: três de nível amarelo, mais brando, e seis de bandeira vermelha, mais cara. Na última sexta-feira, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) anunciou que, este mês, não haverá cobrança extra. De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico, o nível dos reservatórios no

Sudeste e Centro-Oeste estava em 21,6% no último dia 28 — inferior aos 33,88% em igual dia de 2016. No Nordeste, o mais castigado, a situação é pior: o volume estava em 12,08%. ()

VEÍCULO: Folha de S. Paulo

Seção: Opinião

Autor: Reinaldo Gonzaga

Título: Decisão nuclear

Muito se tem falado sobre a paralisação das obras de Angra 3 devido a questões orçamentárias e a investigações no âmbito do Tribunal de Contas da União, mas as discussões parecem ter desviado o foco da importância estratégica de um programa nuclear dos mais bem-sucedidos do mundo.

Quase seis décadas de esforço tecnológico nacional colocaram o Brasil no seleto grupo dos que dominam todo o ciclo do combustível nuclear.

Com uma das maiores reservas de urânio do mundo, o país desenvolveu todo o processo em escala industrial na fábrica da INB (Indústrias Nucleares do Brasil) em Resende, que abastece Angra 1 e 2. Temos todas as ferramentas para ganhar autonomia na produção do combustível, à qual chegaremos com a terceira usina. Mas há outras razões a apontar a necessidade de conclusão das obras.

O mundo todo aposta na substituição dos combustíveis fósseis, e muitos países estão direcionando recursos e aumentando a geração nuclear. Esta é a fonte que garante dois terços da energia limpa hoje disponível.

No caso brasileiro, além das vantagens competitivas das reservas e do domínio tecnológico, temos a necessidade de reduzir o risco de esgotamento do potencial hidroelétrico pela redução da capacidade das nossas usinas.

O Brasil tem uma situação privilegiada, com uma matriz energética com predominância da hidroeletricidade e diversas fontes alternativas. Enfrentamos, porém, um problema estrutural: a opção por construir hidrelétricas a fio d'água, para atender às exigências ambientais, reduz a capacidade de acumulação e obriga as distribuidoras a recorrer a térmicas, que produzem energia mais cara e mais poluidora.

O problema se agrava com a escassez de chuva em várias partes do país, o que gera instabilidade no fornecimento da eletricidade. A alternativa nuclear é a mais recomendável por garantir energia limpa, segurança no suprimento e competitividade econômica.

O Brasil está retomando agora, no começo de 2018, a mineração de urânio, que esteve interrompida por três anos devido ao esgotamento da mina da Cachoeira, em Caetité (BA), e a dificuldades para obtenção de licenças ambientais. Com o aumento da produção, a INB poderá atender plenamente as necessidades de combustível de Angra 1, 2 e, futuramente, Angra 3, além de gerar excedente para a exportação.

A interrupção das obras de Angra 3 exigiria a inclusão de usinas térmicas a gás natural, carvão ou óleo, com todos os problemas daí decorrentes em termos de custos e impacto ambiental.

Sua conclusão, ao contrário, traria segurança ao sistema elétrico, pois teria capacidade de abastecer as cidades de Brasília e Belo Horizonte; consolidaria uma tecnologia de ponta totalmente desenvolvida no Brasil e fortaleceria a indústria nacional, gerando emprego e renda e aumentando seu poder de competição no mercado internacional.

São questões a serem levadas em conta agora para que não venhamos a lamentar no futuro.

REINALDO GONZAGA, formado em engenharia metalúrgica pela Universidade Federal Fluminense, é presidente da INB (Indústrias Nucleares do Brasil)

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Economia

Autor: Fernanda Nunes

Título: Petrobrás vai colocar em operação número recorde de plataformas

Óleo e gás. Estatal vai instalar neste ano oito embarcações destinadas ao pré-sal, que ganhará ainda mais importância nos negócios da empresa; expectativa é elevar a extração de petróleo de 2,6 milhões de barris por dia para 3,6 milhões em dois anos.

A Petrobrás vai instalar um número recorde de plataformas este ano. Serão oito embarcações, todas destinadas ao pré-sal, que, no prazo de um a dois anos, vão ampliar a produção da empresa em mais de 1 milhão de barris por dia, quase a metade do volume total extraído em todo País, atualmente de 2,6 milhões de barris. Nunca a Petrobrás instalou tantas plataformas em um mesmo ano. O marco, até então, era 2014, quando quatro unidades iniciaram operação. Na prática, será um salto de produção no pré-sal, que vai ganhar ainda mais importância nos negócios da empresa e no abastecimento interno. A virada, porém, poderia ter acontecido antes, não fosse a crise nos estaleiros nacionais e

a transferência de parte das obras de construção desse conjunto de plataformas para a China. As embarcações foram projetadas em 2012, ainda num período de bonança na Petrobrás. Só agora, depois de muitas reviravoltas contratuais, elas vão começar a produzir. Em 2018, vão entrar em operação o navio-plataforma Cidade de Campos dos Goytacazes, a P-67, P-69, P-74, P-75, P-76 e P- 68, segundo levantamento feito pela consultoria E&P Brasil, com exclusividade para o Estadão / Broadcast.

De acordo com fontes, é possível que também a P-77, programada para 2019 e já com as obras adiantadas, seja antecipada e o número de instalações chegue a oito. Cada uma dessas plataformas tem capacidade para produzir 150 mil barris por dia de petróleo e 6 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural. Juntas, podem extrair, portanto, 1,2 milhão de barris por dia. Mas, para isso, têm que estar conectadas a todos os poços projetados, cinco produtores e outros cinco injetores de água, usados para aumentar a produtividade de cada poço.

Produção. Esse processo vai acontecer aos poucos, segundo Luiz Carlos Cronemberg Mendes, gerente-executivo de Projetos de Desenvolvimento da Produção da Petrobrás. Um poço será instalado a cada três meses.

Gradualmente, a produção será ampliada, até chegar a 800 mil barris por dia em 2019 e à capacidade máxima em 2020. Num segundo momento, quando esses poços entrarem na fase de esgotamento, mais 40 serão instalados para compensar perdas.

“O desafio é grande, mas factível. Há dois anos havia um risco, por causa da crise. Hoje, esse risco não existe mais”. A fase de instalação de plataformas é bastante custosa e consome boa parte do caixa das petroleiras, destaca o especialista Carlos Rocha, da consultoria IHS Markit. “Não seria sustentável instalar tantas plataformas a cada ano. Isso só vai acontecer em 2018 porque vários fatores contribuíram para que elas entrassem em operação juntas”, diz. Além de construir e transportar a plataforma até um campo, a petroleira tem que criar uma infraestrutura submarina para conseguir transferir o petróleo do subsolo à unidade operacional.

Pelas contas do IHS, cada poço perfurado custa cerca de US\$ 90 milhões e o somatório dos dez a 11 poços de cada plataforma sai por quase US\$ 1 bilhão à estatal. Há ainda outro custo bilionário com a compra de equipamentos e serviços de instalação submarina. Mas o gerente da estatal garante que a empresa tem fôlego financeiro para isso. Enquanto as plataformas eram produzidas, a Petrobrás já perfurava os poços e comprava os equipamentos, o que fez com que os gastos fossem diluídos ao longo de anos. De acordo com Mendes, todos os custos estão previstos no plano de negócios da empresa e não serão um sobrepeso nas contas da petroleira em 2018. Com isso, em dois anos, quando a produção tiver atingido o volume máximo, o Brasil deve se transformar “num exportador de óleo como nunca”, segundo Ramos, do IHS.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo**Seção: Opinião****Autor: Claudio J. D. Sales e Eduardo M. Monteiro****Título: Leilões no setor elétrico e os sinais da retomada**

A última quinzena de 2017 merece ser comemorada pelos consumidores de eletricidade, pelas empresas do setor elétrico e pelas autoridades encarregadas da formulação de nossa política energética. Em apenas três dias (15, 18 e 20 de dezembro) foram leiloados novos ativos de transmissão e de geração de energia elétrica que mobilizarão R\$ 27 bilhões em investimentos. Nada mal para um país que vem de dois anos consecutivos de PIB negativo (-3,77%, em 2015, e -3,60%, em 2016) e que luta pela retomada econômica. No dia 15 de dezembro, foram contratados 11 lotes de linhas e subestações de transmissão que cobrirão 11 mil quilômetros e envolverão R\$ 8,8 bilhões em investimentos. Como os vencedores do certame foram os que ofereceram a menor Receita Anual Permitida (RAP) pelo direito de executar a obra e operar a concessão, a intensa competição produziu um deságio de 40,4% em benefício dos consumidores, que verão a remuneração desses ativos incorporados às suas contas de luz com valores muito inferiores aos das RAPs máximas do início do leilão.

Já nos dois leilões organizados nos dias 20 e 22 de dezembro, foram arrematadas 88 usinas de geração de eletricidade que agregarão mais de 4.500 MW de potência e exigirão o aporte de R\$ 18,2 bilhões em investimentos nos próximos quatro a seis anos. A energia contratada deverá ser entregue a partir de janeiro de 2021 no caso do chamado Leilão A-4, do dia 20 de dezembro (ou seja, o leilão é feito em 2017, quatro anos antes – daí o A-4 – do ano “A” de início de operação da usina, em 2021). De forma análoga, as usinas do Leilão A-6, do dia 22 de dezembro, deverão começar a funcionar em janeiro de 2023. A combinação dos dois leilões de geração impressionou por vários aspectos: 1) pela diversidade das fontes que firmaram contratos – eólicas, hidrelétricas de pequeno porte, solares, termoelétricas a biomassa e termoelétricas a gás natural; 2) pelos agressivos deságios médios (nos leilões de usinas também vale a regra “quem vence é quem constrói pelo menor preço”), de 54,6% no Leilão A-4 e de 38,7% no Leilão A-6; e 3) pelo perfil dos empreendedores, com predomínio de empresas tradicionais, experientes e, segundo a própria Aneel, agência reguladora do setor, que “dão certo conforto” em relação à entrega dos projetos dentro do cronograma, diminuindo o risco de atraso nos projetos – risco que se materializou no passado por causa da entrada de ofertantes aventureiros.

Os deságios somados nos leilões de geração de energia serão convertidos numa economia para os consumidores de R\$ 75,2 bilhões ao longo dos contratos e provam que a construção de um ambiente baseado em confiança, credibilidade

e competição é a melhor forma para ter um setor econômico sustentável. Foi por acreditar na seriedade dos sinais emitidos pelas autoridades setoriais – Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e a própria Aneel – que os competidores se engajaram nos complexos e multimilionários estudos técnicos e econômicos que antecedem a preparação para os leilões. Os sinais de seriedade acima incluem, apenas como exemplos: conservadorismo em relação à demanda do leilão, preços-teto realistas que não inibissem a competição e regras claras que não embutissem artificialidades ou improvisos de última hora, evitando acomodar interesses de grupos de pressão ou satisfazer agendas político-eleitorais. Os esforços intensos de todos os que têm trabalhado para a recuperação do setor elétrico, que ainda sente os efeitos devastadores do intervencionismo e da inépcia do governo anterior, começam a produzir resultados. Precisamos comemorar o sucesso do final de 2017 e temos razões concretas para iniciar 2018 com otimismo.

SÃO, RESPECTIVAMENTE, PRESIDENTE E DIRETOR EXECUTIVO DO INSTITUTO ACENDE BRASIL

VEÍCULO: Correio Braziliense

Seção: Economia / colunas

Autor:

Título: Em andamento

» Em dezembro, o governo leiloou 11 linhas de transmissão, em um total de 4.919 quilômetros, com capacidade de transformação de 10.416 mega-volt-ampères (MVA). Os investimentos deverão chegar a R\$ 8,75 bilhões.

VEÍCULO: Correio Braziliense

Seção: Cidades

Autor:

Título: Consulta sobre licença para postos

» Combustíveis

O morador do Distrito Federal poderá contribuir na definição das novas regras de licenciamento de postos de combustíveis. Interessados têm até as 23 horas de 31 de janeiro para participar da consulta pública on-line, organizada pela Superintendência de Licenciamento, do Instituto Brasília Ambiental (Ibram). Basta acessar o site com a minuta da Instrução Normativa 213. Cada artigo, parágrafo e inciso do texto digital tem uma caixa de diálogo à esquerda que

permite deixar comentários. Elas devem ser preenchidas com nome e e-mail do participante. A minuta normatiza o licenciamento de postos revendedores, pontos de abastecimento, instalações de sistemas retalhistas, postos flutuantes de combustíveis e postos revendedores marítimos.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Economia

Autor: Camila Maia e Rodrigo Polito

Título: Jirau e Santo Antonio divergem sobre ganho com usina binacional

O conflito entre as duas megasusinas do rio Madeira (RO) - Jirau e Santo Antonio - ganhou força novamente, desta vez envolvendo os planos de construção de uma terceira hidrelétrica, na fronteira entre Brasil e Bolívia, que deve exigir R\$ 15 bilhões em investimentos. A nova usina traria ganhos ao aproveitamento energético do rio - com aumento da garantia física disponível -, sendo alvo de nova disputa entre as concessionárias.

A Energia Sustentável do Brasil (ESBR), concessionária da hidrelétrica de Jirau, assinou, recentemente, um acordo de cooperação com a estatal boliviana Ende, a fim de avaliar o projeto de construção da futura usina binacional.

A construção da nova usina traria benefícios para Jirau, que poderia passar a operar com um reservatório em nível constante. Essa estabilização da cota (altura) do reservatório traria ganho de energia firme de cerca de 280 megawatts (MW) médios para a usina. Como as usinas são remuneradas pela garantia física disponível ao sistema, o aumento dessa energia firme significa um aumento do faturamento.

A Santo Antonio Energia (SAE), concessionária da hidrelétrica de mesmo nome, porém, também quer usufruir desse aumento de garantia física disponível. Em correspondência ao **ministro de Minas e Energia Fernando Coelho Filho**, a controladora da hidrelétrica pediu que seja convocada para participar dessas discussões. Na carta, à qual o Valor teve acesso, o presidente da SAE, Roberto Junqueira Filho, destacou que um eventual ganho energético do melhor aproveitamento do rio Madeira não poderia ser apropriado por uma entidade privada, por ser oriundo de um bem público da União.

O presidente da ESBR, Victor Paranhos, rebateu o pleito e pediu que este seja rejeitado pelo governo brasileiro. Também em correspondência ao ministro Coelho Filho, Paranhos disse que o pedido da SAE de participar das discussões não tem fundamentos legais ou técnicos, e tem o objetivo de "maximizar seus resultados financeiros e mascarar as inúmeras deficiências existentes no projeto da UHE Santo Antonio."

Paranhos destacou ainda que parte do ganho que poderá ser obtido por Jirau na operação em cota constante do reservatório é resultado dos investimentos feitos pela própria usina na implantação de seis unidades geradoras adicionais, além de outras otimizações feitas no projeto.

"Desta forma, qualquer tentativa da SAE de apropriar-se de otimizações planejadas e executadas por esta companhia será devidamente combatida em todas as instâncias", escreveu Paranhos.

A ESBR é um consórcio composto pelas empresas Engie (antiga GDF Suez), com 40%, as subsidiárias da Eletrobras Eletrosul e Chesf, cada uma com 20%, e Mitsui, com os demais 20%.

Já a Santo Antonio Energia tem como principal sócia a Eletrobras, que, via Furnas, tem 39% do capital. A Caixa FIP Amazônia tem 20%, enquanto Odebrecht, SAAG e Cemig tem 18,6%, 12,4% e 10%, respectivamente.

A briga entre as duas usinas não é novidade. A situação se agravou quando, em 2011, a concessionária de Santo Antonio pediu o aumento da cota do reservatório, o que trouxe perdas em garantia física para Jirau, segundo as alegações desta usina.

Primeiramente, Santo Antonio conseguiu a autorização para elevar o nível dos reservatórios de 70 metros para 70,5 metros, a fim de corrigir alguns marcos utilizados no projeto. Segundo Jirau, isso reduziu seu potencial hidrelétrico em 34,3 MW médios, "causando-lhe vultuosos prejuízos energéticos e econômicos", disse Paranhos na carta ao ministro Coelho Filho.

Em seguida, Santo Antonio teve autorizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) a elevação da sua cota para 71,3 metros, mas ainda não teve autorização definitiva do Ibama para isso - e trabalha como uma autorização especial. Cálculos da ESBR apontam que essa nova elevação custou outros 50 MW médios da sua energia firme.

No documento enviado ao ministro Coelho Filho, a ESBR destacou ainda que, como a autorização especial envolve algumas restrições para a operação da usina, a geração total de energia das duas usinas é menor do que seria com Santo Antonio operando na cota de 70,5 metros. Nesse cenário, ambas teriam garantia física total de 4.554,6 MW médios. Com a autorização especial, as hidrelétricas somam 4.540,7 MW médios.

Os estudos para construção da usina binacional entre Brasil e Bolívia ainda são iniciais. A hidrelétrica, chamada de Guajará-Mirim, deve ter 3 mil MW de capacidade. A parceria da ESBR com a Eletrobras prevê um auxílio à estatal no ponto de vista de engenharia e ambiental, a fim de acelerar o projeto básico da

usina. Na assinatura do acordo de cooperação, em meados deste mês, Paranhos chegou a dizer que, aproveitando a experiência de Jirau, seria possível entregar os estudos de engenharia em 18 meses, para que o projeto pudesse ser leilado em seguida.

Além da geração de energia adicional aos dois países, a hidrelétrica na fronteira permitirá a criação de uma malha hidroviária de 4.200 km navegáveis.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Economia

Autor: Rodrigo Polito

Título: 'Contratações no setor petrolífero vão ocorrer no 1º semestre'

Para a indústria de petróleo brasileira, o ano de 2018 terá apenas seis meses. O motivo é que, por ser um ano eleitoral, a principal cliente do setor, a estatal Petrobras, só poderá realizar concorrências para contratação de bens e serviços no primeiro semestre. A análise é da Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Petróleo (Abespetro), que reúne gigantes globais do setor como GE, Halliburton, Schlumberger, Transocean, Siemens, Aker Solutions, entre outras.

"Sou otimista com cautela, porque vamos ter que fazer tudo o que tiver que acontecer até julho. Isso significa uma atividade bastante acelerada no começo do ano, principalmente porque a Petrobras estará contratando vários FPSOs [plataformas marítimas de produção e armazenamento de petróleo e gás natural]", afirmou Claudio Makarovsky, novo presidente da Abespetro, que tomará posse no cargo na primeira semana de janeiro. "Tivemos os leilões [de áreas exploratórias], que já começam a gerar demanda por sondas. Vai ser um ano bem agitado", completou.

Nos próximos cinco anos, a Petrobras prevê investir US\$ 74,5 bilhões, dos quais 81% (US\$ 60,3 bilhões) no segmento de exploração e produção, principal área de atuação das associadas da Abespetro. Especificamente na área de produção, a estatal prevê a entrada em operação de 19 novos sistemas de produção offshore (marítimo) entre 2018 e 2022.

Com relação a este ano, segundo Makarovsky, existe uma combinação de fatores favoráveis para o setor petróleo. Entre esses motivos estão a retomada dos leilões, que demandarão bens e serviços de fornecedores, as mudanças regulatórias implementadas pelo governo e a evolução do preço do barril do petróleo em 2017.

Também contribui positivamente, destacou ele, a definição pelo governo de um cronograma de leilões de blocos exploratórios até 2019. "Em se mantendo isso,

já dá [para a indústria] uma linha de planejamento bem interessante. Se os leilões acontecerem em 2019, a indústria já começa a se planejar até 2025", afirmou. "Temos que destravar investimentos. Precisamos de atividade. Essa indústria está desmobilizada. E, se desmobilizar um pouco mais, acabou".

De acordo com levantamento feito pela associação, em 2017, foram concluídos apenas 14 poços exploratórios, o pior resultado anual desde o início da série histórica da Abespetro, em 2004. E o número de utilização de sondas de perfuração permaneceu em apenas 16 unidades, mantendo patamar observado desde o início de 2016 e que também é o pior da séries histórica. O número de sondas de perfuração em atuação é o "termômetro" da atividade exploratória petrolífera do país. Além disso, cada sonda significa a geração de 1 mil empregos diretos e indiretos, segundo a Abespetro.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Economia

Autor: Juliana Schincariol

Título: Petrobras na mira de processo da CVM

A Comissão de Valores Mobiliários (CVM) encerrou o ano com a abertura de novo processo sancionador envolvendo a Petrobras. A autarquia acusa oito ex-diretores e presidentes da estatal em caso que apura eventuais irregularidades relacionadas à não observância de deveres fiduciários dos ex-administradores em relação à contratação de construção dos Navios Sonda Petrobras 10000, Vitória 10000 e Pride DS-5.

O processo é resultado da conclusão de um inquérito, aberto em março de 2016, sobre o assunto. São acusados no caso os ex-presidentes da estatal Maria das Graças Foster e Sergio Gabrielli e os ex-diretores Almir Barbassa, Guilherme Estrella, Ildo Sauer, Nestor Cerveró, Paulo Roberto Costa e Renato Duque.

A autarquia agora aguarda defesa dos acusados para dar prosseguimento ao processo. O passo seguinte seria o sorteio do diretor relator do caso.

Outro processo sancionador, sobre a contratação do navio-sonda Titanium Explorer, corre em paralelo na autarquia. A área técnica da CVM, responsável pela acusação, entendeu que não havia necessidade da contratação embarcação pela Petrobras em 2009 e que a ex-diretoria aprovou o negócio sem questioná-lo e apesar dos sinais de alerta, no processo que analisa irregularidades na observância de deveres fiduciários de administradores da empresa na contratação do Titanium Explorer.

Neste caso, estão sendo acusados Gabrielli e Graça Foster, além de Zelada, Barbassa, Estrella, Duque e Costa. O relator do processo é o diretor Gustavo Gonzalez. Em setembro, Estrella e Barbassa apresentaram propostas de termo de compromisso.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Agronegócios

Autor:

Título: Biodiesel com selo social

Iniciado no último ano, o projeto da JBS Biodiesel para adquirir gado bovino de produtores da agricultura familiar será ampliado, de acordo com Alexandre Pereira, executivo que comanda o negócio de biodiesel da companhia. A compra de gado da agricultura familiar ajuda a JBS a obter o Selo Combustível Social, requisito para as indústrias de biodiesel participarem dos leilões da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Segundo Pereira, a JBS adquiriu 1,9 mil cabeças de gado da agricultura familiar em São Miguel do Guaporé (RO), onde o projeto está baseado. Ao todo, a empresa injetou R\$ 3,5 milhões para cerca de 100 famílias da região. Para este ano e o próximo, a JBS já fechou a compra de 6 mil cabeças no município rondoniense. A meta da companhia para o biênio é adquirir 50 mil cabeças, gastando aproximadamente R\$ 90 milhões e beneficiando 470 famílias.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Economia

Autor:

Título: Consumo de energia subiu em novembro

O consumo de energia elétrica no Brasil alcançou 39.543 gigawatts-hora (GWh) em novembro, com alta de 2,4% na comparação com o mesmo mês de 2016, informou a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). De janeiro a novembro de 2017, o consumo cresceu 0,8%. No período de 12 meses até novembro, houve incremento de 0,7%, conforme a EPE.

MME / ASCOM .