



# BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

ABRIL • 2016

04

## OPINIÃO

**Marcio Trannin**

Desafios e oportunidades para a geração de energia elétrica por fontes renováveis no Brasil: estudo de caso sobre a usina híbrida de Tacaratu (PE)

## DESTAQUE

O potencial de resposta do consumidor residencial às variações de preço da eletricidade

**DIRETOR**

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

**EQUIPE DE PESQUISA**

*Coordenação Geral*

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

*Coordenação de Pesquisa*

Lavinia Hollanda

*Pesquisadores*

Bruno Moreno Rodrigo de Freitas

Camilo Poppe de Figueiredo Muñoz

Mariana Weiss de Abreu

Michelle Bandarra

Mônica Coelho Varejão

Rafael da Costa Nogueira

Renata Hamilton de Ruiz

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

*Coordenação de Ensino e P&D*

Felipe Gonçalves

*Coordenação de Relação Institucional*

Luiz Roberto Bezerra

*Consultores Associados*

Ieda Gomes - Gás

Nelson Narciso - Petróleo e Gás

Paulo César Fernandes da Cunha - Setor Elétrico

*Estagiária*

Julia Febraro F. G. da Silva

**PRODUÇÃO**

*Coordenação*

Simone C. Lecques de Magalhães

# SUMÁRIO

▷ <b>Opinião</b>	
Desafios e oportunidades para a geração de energia elétrica por fontes renováveis no Brasil: estudo de caso sobre a usina híbrida de Tacaratu (PE) .....	04
▷ <b>O Potencial de Resposta do Consumidor Residencial às Variações de Preço da Eletricidade</b> .....	08
▷ <b>Petróleo</b> .....	13
Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo .....	13
Derivados do Petróleo .....	16
▷ <b>Gás Natural</b> .....	18
Produção e Importação .....	18
Consumo .....	21
Preços .....	22
▷ <b>Setor Elétrico</b> .....	24
▷ <b>Mundo Físico</b>	
Disponibilidade .....	24
Oferta .....	25
Demanda .....	25
Intercâmbio de Energia Elétrica .....	26
Estoque .....	26
▷ <b>Mundo Contratual</b>	
Oferta .....	27
Demanda .....	28
Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) .....	29
Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD .....	30
Tarifas de Energia Elétrica .....	31
Leilões .....	32
▷ <b>Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas</b> .....	33



## OPINIÃO

# DESAFIOS E OPORTUNIDADES PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR FONTES RENOVÁVEIS NO BRASIL: ESTUDO DE CASO SOBRE A USINA HÍBRIDA DE TACARATU (PE)

Marcio Trannin\*

(\*Diretor de Novos Negócios da Enel Green Power Brasil & Uruguai)

Com a instituição do Novo Modelo do Setor Elétrico do Brasil – a partir de março de 2004 – como resposta à crise setorial que culminou no racionamento de energia (o “apagão”) ocorrido entre 2001 e 2002, foi permitida uma melhor análise dos problemas estruturais da matriz energética brasileira e a adesão de mecanismos que proporcionassem uma coordenação mais efetiva

do mercado elétrico brasileiro, centrados nos pilares: segurança energética, universalização da oferta de energia e modicidade tarifária.

Nessa perspectiva, anualmente são realizados estudos balizadores das diretrizes do governo no campo da política energética, tais como os Planos Decenais de Expansão e o Plano Nacional de Energia (PNE), com o objetivo de fortalecer o planejamento energético do país. De acordo com o PNE 2050 – o principal estudo prospectivo de longo prazo para o setor energético, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2014) – haverá um aumento populacional no Brasil da ordem de 30 milhões de habitantes entre 2012-2050 e o consumo de energia elétrica deverá triplicar até 2050, passando dos atuais 513 TWh para 1.624 TWh (Terawatt-hora). Para acompanhar esse expressivo aumento na demanda, será necessário ampliar a capacidade instalada do país, diversificando ainda mais a matriz energética brasileira.

Em um horizonte de longo prazo, estima-se que matriz energética brasileira apresente redução gradativa da participação da energia hidrelétrica na geração elétrica no longo prazo. Nesse sentido, estima-se que tal aspecto influenciará o aumento esperado de participação de usinas termelétricas, dentre outras. Como consequência, o PNE 2050 prevê uma triplicação das emissões de gases de efeito estufa

(GEE) no período, passando de cerca de 300 milhões de toneladas CO<sup>2</sup> em 2010 para cerca de 900 milhões de toneladas de CO<sup>2</sup> em 2050.

Em dezembro de 2015 foi realizada a 21ª Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (COP 21). O evento teve como objetivo buscar um novo acordo internacional sobre o clima, aplicável a todos os países, com o objetivo de manter o aquecimento global abaixo dos 2°C. O Acordo de Paris busca combater os efeitos das mudanças climáticas, bem como reduzir as emissões de gases de efeito estufa diminuindo o uso de combustíveis fósseis.

O Acordo de Paris apontou uma possível contradição na política energética brasileira dos últimos anos, que incentivou a implantação de usinas termelétricas como alternativa à crise hídrica ocasionada pela estiagem nos reservatórios das hidrelétricas. Considerando o cenário global cada vez mais urgente de necessidade de redução da dependência por combustíveis fósseis, torna-se oportuno avaliar a necessidade de uma maior utilização de fontes renováveis no país, bem como possíveis mecanismos e políticas para incentivar uma aceleração da entrada destas fontes na matriz energética brasileira, com o objetivo de diversificar a matriz. O Brasil é uma das nações com maior potencial para aproveitamento de fontes renováveis – principalmente a eólica e a solar fotovoltaica – devido ao seu clima e posição geográfica. Diante deste cenário, investir em fontes alternativas de energia limpa torna-se uma grande oportunidade para a economia do Brasil e para a vida dos brasileiros.

## **A) OS DESAFIOS E AS OPORTUNIDADES PARA O DESENVOLVIMENTO DAS FONTES RENOVÁVEIS ALTERNATIVAS**

A geração de energia elétrica por fontes renováveis implica em uma série de minuciosas questões, uma vez que por serem intermitentes, devem ser consideradas complementares às demais fontes tradicionais.

O crescimento das renováveis implica em alguns fatores econômicos. Uma das principais barreiras econômicas é observada quando o custo de uma tecnologia alternativa

é maior do que o custo de tecnologias concorrentes. Apesar de apresentarem significativa redução no custo de geração nos últimos anos, as fontes renováveis em casos específicos ainda possuem custos mais elevados do que as fontes convencionais (apesar da eólica ser a tecnologia mais competitiva atualmente só perdendo para a hidráulica de grande porte, a solar fotovoltaica, por exemplo, ainda é cara se comparada a outras fontes, porém já se equipara às térmicas). Por esse motivo, é necessária a formulação de políticas ou mecanismos de incentivo para promoção das fontes renováveis, pelo menos num primeiro momento.

Do ponto de vista financeiro e fiscal, alguns tipos de incentivos podem ser criados para encorajar novos investimentos em plantas de fontes renováveis no Brasil, como o financiamento de projetos com taxas e condições atrativas, ou a garantia de mercado com preços de compra que viabilizem os projetos. Já pelo lado fiscal, incentivos podem ser utilizados como isenção ou redução tributária de projetos que causam baixo impacto socioambiental ou a sobretaxação da geração convencional por esses impactos, internalizando todas as externalidades causadas por empreendimentos que geram emissões de gases de efeito estufa.

Do ponto de vista tecnológico, é possível analisar como oportunidade os programas de incentivos e financiamentos do setor público à Pesquisa & Desenvolvimento. Esses programas ajudam a reduzir custos de capital de investimento e custos operacionais, melhorando a eficiência das tecnologias e aumentando a sua confiabilidade. Os avanços nas tecnologias de armazenamento e o aumento da inteligência dos sistemas elétricos no mundo permitem que uma maior penetração de fontes renováveis seja feita sem prejudicar a segurança energética do país.

Do ponto de vista regulatório, podem ser adotados instrumentos específicos que garantam a redução dos riscos de investimento no setor e custos diretos como redução da tarifa de uso do sistema de distribuição/transmissão. Os leilões de energia intrafontes, por exemplo, são eficientes mecanismos de compra e venda de energia e garantem que haverá mercado para aquisição de energia de determinada fonte renovável,

por meio da assinatura de contratos de venda de energia de longo prazo.

## B) O CASO DO PARQUE HÍBRIDO DE TACARATU (PE)

O parque híbrido de Tacaratu (PE) é o primeiro do Brasil a unir a geração de energia solar e eólica. Inaugurado em setembro 2015, o parque pertence a multinacional italiana Enel Green Power, braço renovável do Grupo Enel. As usinas Fontes Solar I e II possuem capacidade instalada de 11 MWp, sendo considerado atualmente o maior complexo solar em operação no Brasil. As 36.650 placas fotovoltaicas foram integradas ao parque eólico Fontes dos Ventos que possui 34 aerogeradores e opera com capacidade instalada de 80 MW. A combinação das energias solar e eólica assegura mais estabilidade de produção e reduz os efeitos provocados pela variação das condições climáticas. A complementariedade das fontes em questão torna muito atrativo o investimento, dado que o regime de ventos da região é mais noturno e a geração solar, por óbvio, ocorre durante o dia. O parque híbrido irá gerar aproximadamente 340 GWh de energia por ano, quantidade suficiente para abastecer anualmente cerca de 170 mil residências brasileiras.

## C) DIFERENCIAIS DAS FONTES INTEGRADAS

A ocorrência de chuvas na região nordeste do Brasil se dá em poucos meses durante o ano no período do verão. Por consequência, a região possui um longo período anual com sol intenso, além de uma forte incidência de ventos durante a noite. Tais condições permitem grande vantagem competitiva para a implantação de usinas fotovoltaicas e eólicas, garantindo uma complementariedade das fontes e otimizando a produção de energia total da usina.

Outro diferencial do parque híbrido se dá em função de uma otimização dos recursos, uma vez que as usinas utilizam a mesma subestação e linha de transmissão, contribuindo para uma economia de escala e escopo, que implicam na redução do custo médio de geração. Também se beneficiam dos mesmos estudos de impacto ambiental, o que agiliza o processo de licenciamento ambiental do empreendimento.

O município de Tacaratu está situado nas margens do Rio São Francisco, no semiárido pernambucano. A cidade tem como principal atividade econômica a agricultura familiar e, para a fase de instalação dos parques solares

Figura 1: Usinas Fontes Solar e Fontes dos Ventos, Tacaratu (PE).



e eólicos, foram capacitadas e contratadas cerca de 600 pessoas da comunidade local para realizarem as obras do empreendimento.

As usinas estão instaladas entre duas aldeias indígenas Pankararus e a Enel Green Power realiza um constante trabalho de diálogo com este público, com o objetivo de estreitar o relacionamento com a comunidade local.

## D) CONSIDERAÇÕES FINAIS

Para alavancar novos projetos de geração de energia renovável por fontes renováveis, é necessário enfrentar alguns desafios e a formulação de políticas ou mecanismos de incentivo e promoção. O desenvolvimento tecnológico que irá baratear os custos iniciais e reduzir o risco de implantação de novos projetos e incentivos fiscais por parte dos estados podem ser os principais mecanismos para o crescimento das fontes renováveis alternativas no Brasil. Independente de tais fatores políticos e econômicos, uma outra barreira subjetiva deve ser transposta: a quebra de paradigmas na cadeia energética, desde a geração – passando pela distribuição – até o consumidor final. Para tanto, é necessário uma mudança de consciência socioambiental de todos estes atores. Estudos apontam para um aumento na demanda de energia nos próximos anos, em que pese a atual situação econômica no

Brasil que reflete numa redução atual e conjuntural do consumo de energia. E neste cenário os países enfrentam o desafio de reduzir os índices de emissões de GEE na atmosfera. O Brasil é um país com incrível potencial de redução de emissões de gases através da geração de energia renovável. Portanto, deve-se explorar esse potencial incentivando novos projetos de geração por fontes renováveis alternativas, a exemplo do parque híbrido de Tacaratu (PE), que combina duas fontes renováveis, aumentando a escala de geração e garantindo vantagem competitiva para a implantação deste tipo de empreendimento. Ademais, como a expansão da rede de transmissão no país é hoje um gargalo para a expansão das fontes renováveis, o uso de projetos híbridos tem o condão de otimizar o uso das linhas de transmissão para escoamento da energia, posto que a complementariedade entre elas funciona neste sentido.

O Brasil é um país relevante para qualquer empresa que possui interesse em se expandir em energias renováveis. Um grande mercado, com mecanismos de leilão que permitem a expansão através de uma forma transparente e justa; recursos hídricos, ventos, e irradiação solar disponíveis e abundantes em terrenos ainda inexplorados. Portanto, a Enel Green Power, como líder global em energias renováveis, mantém o seu interesse em seguir investindo no Brasil.



## O POTENCIAL DE RESPOSTA DO CONSUMIDOR RESIDENCIAL ÀS VARIAÇÕES DE PREÇO DA ELETRICIDADE

O consumidor residencial tem se tornado um agente cada vez mais ativo no setor elétrico. Com as novas tecnologias de recursos distribuídos – que incluem a geração distribuída e tecnologias de armazenamento –, e as inovações ligadas à conectividade e automação de equipamentos, houve mudanças na maneira como o consumidor residencial consome e se relaciona com a energia elétrica. A crescente disseminação da geração distribuída fez surgir um novo agente denominado “prosumidor” - uma mistura de produtor e consumidor-, que é capaz de consumir e produzir energia e que, em um futuro próximo, poderá também armazenar energia elétrica. Sendo mais ativo e com maior acesso a informação e tecnologia, esse consumidor terá novas ferramentas para tomar decisões econômicas com

relação ao seu consumo de energia. Em meio a este processo, a suposta inelasticidade às variações de preço - que por muitos anos foi descrita como uma das características mais marcantes da demanda de energia elétrica do consumidor residencial<sup>1</sup> - vem sendo questionada, principalmente devido às tendências de modernização e de aumento da eficiência dos sistemas elétricos através dos avanços tecnológicos na área de tecnologia da informação e gerenciamento de redes.

De modo geral, a demanda por energia elétrica é uma demanda derivada. Isso significa que o consumidor não demanda a energia elétrica em si, mas sim os serviços que a eletricidade é capaz de lhe prover (como iluminação, refrigeração, aquecimento de água etc). Como estes serviços são providos por equipamentos que fazem parte do portfólio de bens de consumo da família, a eventual substituição de tais equipamentos se dá de maneira gradual, e conforme a possibilidade de pagamento da família. Assim, caso o consumidor enfrente um aumento do preço de energia elétrica (sem um respectivo aumento em sua renda), este terá um espaço limitado para reduzir seu consumo de eletricidade no curto prazo sem incorrer em perdas significativas de bem-estar.

<sup>1</sup> Modiano (1984), Andrade e Lobão (1997).

Desta forma, no curto prazo, a demanda por eletricidade do consumidor residencial se mostra em geral inelástica às variações de preço. Já no longo prazo, as variações de preço de energia elétrica podem favorecer a compra de equipamentos mais eficientes, ou mesmo a substituição do equipamento por outro que utilize outra fonte de energia, fazendo com que a demanda de energia elétrica se mostre mais elástica.

Alguns estudos passados sobre a elasticidade da demanda de energia elétrica do consumidor residencial no Brasil sinalizam uma relativa inelasticidade às variações de preço<sup>2</sup>. Contudo, é importante ressaltar que estas elasticidades-preço foram estimadas com base em dados de consumo de eletricidade, de um período onde os domicílios no País tinham um portfólio reduzido de bens duráveis – por exemplo, somente durante o período 2000 a 2013, a proporção de domicílios com ar condicionados no país aumentou de 7,5% para 23,0%<sup>3</sup>. Vale ressaltar ainda que mesmo atualmente os consumidores residenciais no Brasil ainda não contam com redes inteligentes ou mecanismos de gerenciamento da demanda capazes de sinalizar alterações no preço da energia elétrica de forma transparente e coerente com a evolução do custo da geração de energia elétrica em tempo real. Conforme mostrado em diversos pilotos implementados em outros países<sup>4</sup>, espera-se que a introdução de novas tecnologias, aliadas a mecanismos de gerenciamento pelo lado da demanda resultem em um aumento da elasticidade-preço dos consumidores residenciais de energia elétrica.

Os mecanismos de gerenciamento pelo lado da demanda são instrumentos utilizados com o objetivo moldar a curva de carga do sistema elétrico, dando a possibilidade dos consumidores deslocarem sua demanda de energia elétrica para outros períodos. Normalmente vinculados a programas focados

em promover o uso eficiente de energia elétrica, estes mecanismos visam a redução dos picos de demanda, preenchimento de vales, deslocamento de carga, conservação e/ou crescimento estratégico e, por fim, maior flexibilização da curva de carga de energia elétrica<sup>5</sup>. Um dos principais benefícios desses mecanismos é a tendência de redução do custo de geração da eletricidade, já que o aumento da eficiência do consumo de energia elétrica e o decréscimo da potência demandada reduz a imprescindibilidade de operar unidades de geração mais caras e posterga a necessidade de investimentos de expansão do sistema elétrico<sup>6</sup> - entre outros benefícios.

Apesar de estar sendo discutida há alguns anos, a implementação dos mecanismos de gerenciamento de demandas só passou a vislumbrar maiores oportunidades a partir dos avanços tecnológicos relacionados à tecnologia da informação e de redes inteligentes. Isso se deve ao fato de que o gerenciamento pelo lado da demanda exige a utilização de medidores de consumo de energia mais sofisticados, além de acompanhamento e controle remoto da carga pela comercializadora de energia elétrica possibilitados pelas smart grids. Desta forma, a utilização mais ampla de mecanismos de gerenciamento de demanda está intimamente conectada com a introdução de tecnologias inteligentes na rede. Entretanto, como a implementação das smart grids ainda vem encontrando entraves principalmente devido aos elevados custos<sup>7</sup>, as smart grids, bem como os mecanismos de gerenciamento pelo lado da demanda, ainda se encontram em fase de teste em uma série de projetos piloto no mundo inteiro.

Os mecanismos de gerenciamento de demanda podem atuar diretamente no controle da carga – mecanismos de incentivos - ou através de tarifas diferenciadas – os mecanismos tarifários<sup>8</sup>. Entre os mecanismos de incentivo, destacamos o controle direto, em que

<sup>2</sup> Modiano (1984), Andrade e Lobão (1997).

<sup>3</sup> Censo 2000 (IBGE, 2016) e PNE2050 (EPE, 2016).

<sup>4</sup> Faruqi & Sergici, 2009; Faruqi et al. 2009.

<sup>5</sup> Strbac, 2008; SIEBERT et al. 2012.

<sup>6</sup> Ekanayake et al., 2012.

<sup>7</sup> Brown & Salter, 2011.

<sup>8</sup> Faruqi, 2010; ALBADI & EL-SAADANY, 2007.

o consumidor consente que a empresa de energia gerencie diretamente a sua carga em momentos críticos - através do controle de seu portfólio de equipamentos - em troca de uma tarifa mais baixa. Outro exemplo são as tarifas interruptíveis, em que os consumidores recebem créditos ou descontos na fatura mensal de energia em troca da redução do consumo de energia elétrica para um nível pré-acordado, em períodos ou horários determinados.

Já nos mecanismos tarifários, o gerenciamento pelo lado da demanda é promovido através da substituição da tarifa fixa por MWh (também conhecida como tarifa flat) por tarifas diferenciadas que buscam refletir o custo real da energia elétrica em diferentes períodos. A Tarifação por Período de Uso (ToU), por exemplo, é um mecanismo estático, sem grande incerteza, em que o preço da eletricidade é calculado e pré-estabelecido para períodos específicos do dia, geralmente horário de ponta e fora de ponta. Outro desenho de tarifa é a Precificação por Pico de Demanda – CPP, em que é cobrada uma tarifa mais alta para o consumo de eletricidade em períodos críticos do ano. Assim como a ToU, a CPP é uma tentativa de sinalizar o real custo de geração da energia elétrica ao consumidor, de forma que este possa reagir às variações de preço. Estudos<sup>9</sup> mostram, porém, que a CPP é mais efetiva quando o consumidor tem conhecimento sobre o início e a duração do período crítico, e quando este período crítico está limitado a, no máximo, 100 horas/ano.

Diversos projetos piloto analisam a reação do consumidor residencial a diferentes formas de tarifação e mostram resultados relevantes. Em um projeto piloto desenvolvido na Califórnia entre 2003 e 2004, a tarifa CPP apresentou redução média de 13% no consumo de energia elétrica do setor residencial no período de pico, comparada a uma redução de apenas 5% na tarifação por tempo de uso<sup>10</sup>. Já em outro projeto piloto, desenvolvido no Colorado entre 2006

e 2007 em 2.900 residências, buscou-se analisar qual mecanismo tarifário resultaria em uma melhor resposta do consumidor com relação ao consumo em horário de ponta. Foram analisados os mecanismos de tarifação ToU, CPP e uma combinação dos dois, em que - além da diferenciação tarifária entre o período de ponta e fora de ponta (como na ToU), foi adicionada uma tarifa extra, mais alta, para o consumo no horário de ponta ao longo de 10 dias do verão (período crítico)<sup>11</sup>. A conclusão deste estudo mostrou que a resposta da demanda foi significativa, principalmente com a tarifa CPP. No caso das casas que eram tarifadas pela tarifa CPP, a redução da demanda no horário de pico em período crítico foi de 31,9%, enquanto que naquelas sob o regime CPP-TOU a redução da demanda no período crítico e no horário de ponta foi de 15,1% e 2,5%, respectivamente. Finalmente, nos domicílios sujeitos à tarifação ToU, a redução no horário de ponta foi de apenas 10,6%<sup>12</sup>.

Por fim, há ainda o modelo tarifário de Precificação em Tempo Real – RTP. Este modelo tarifário sinaliza qual o custo de geração da energia elétrica em tempo real, permitindo que o consumidor possa ajustar a sua demanda com base nas variações da tarifa. Contudo, Faruqi et al. (2009) destaca que a tamanha variabilidade de preços pode trazer incertezas que nem todos os consumidores estejam dispostos a assumir. Por esta razão, de modo geral apenas os consumidores com demanda acima de 1MW tendem adotar este regime tarifário. Ademais, a implementação deste mecanismo de tarifação requer sistemas inteligentes mais complexos – por exemplo, os consumidores devem estar equipados com medidores inteligentes capazes de realizar medição de consumo horária e outros dispositivos que permitam que eles recebam estimativas futuras de preços, para que possam antecipar sua estratégia de consumo. Os resultados dos pilotos com tarifação RTP são diversos. Em um projeto piloto desenvolvido em Illinois entre 2003 e 2006, foi

<sup>9</sup> Faruqi & Sergici, 2009; Faruqi et al. 2009.

<sup>10</sup> Faruqi et al. 2009.

<sup>11</sup> Os consumidores eram avisados sobre o início do período crítico às 16h do dia anterior.

<sup>12</sup> Faruqi & Sergici, 2009.

verificado que, apesar de o uso de RTP (mesmo com tecnologias de baixo custo<sup>13</sup>) apesar ter resultado em uma redução média do consumo de energia elétrica de apenas 2% (17 kWh/domicílio/mês) no ano de 2006, suas notificações de aumento de preço acima de \$0,13 levaram a um aumento da elasticidade-preço de 0,047 para 0,082. Já, em outro projeto piloto implementado em Washington em 2005 o objetivo era analisar as diferenças de resposta da demanda nos sistemas de tarifação *flat*, ToU, CPP e RTP. Foram instalados em 112 residências medidores com comunicação em dois sentidos (*two-way communication system*) que sinalizavam as variações de preço ao consumidor e permitiam que este pudesse programar previamente as suas preferências e como responderiam a estas variações. Ao final de 2006, uma das conclusões preliminares do projeto foi que apesar de apresentar resultados menos efetivos do que a tarifação ToU-CPP, a tarifação do tipo RTP foi responsável por uma redução de aproximadamente 15-17% na demanda no período de pico quando comparada à tarifação *flat*. Logo, é possível afirmar que as tarifas de energia elétrica do tipo RTP são eficazes em aumentar a elasticidade-preço dos consumidores residenciais.

No Brasil, os consumidores residenciais apresentam tarifação monômnia, sendo tarifados por uma tarifa fixa em R\$/kWh, do tipo *flat rate*. Pela atual regulação, esses consumidores hoje teriam a opção de migrar da tarifação convencional (fixa) para a tarifação horazonal branca (THS Branca), que se assemelha à tarifação ToU. Nos dias úteis, o valor THS Branca varia em três horários: ponta, intermediário e fora de ponta. Na ponta, a energia é mais cara do que no intermediário, que por sua vez é cara do que no horário fora de ponta<sup>14</sup>. O horário de ponta no Brasil é composto por três horas consecutivas entre

as 17h e 22h), ao passo que o horário intermediário composto pela hora imediatamente anterior e pela hora imediatamente posterior ao horário de ponta. Em tese, para optarem pela THS Branca os consumidores residenciais precisariam apenas formalizar sua intenção de mudança de regime tarifário junto à sua distribuidora e solicitar a troca de medidor. Contudo, ainda não houve adesão à THS Branca, pois nenhum modelo de medidor inteligente para consumidores de baixa tensão foi regulamentado junto ao INMETRO.

Com relação aos investimentos em *smart grids*, o Brasil ainda tem um longo caminho a ser percorrido. Em 2010, a ANEEL lançou o Projeto de P&D Estratégico denominado “Programa Brasileiro de Redes Inteligentes” com o objetivo de incentivar as distribuidoras de energia a desenvolver projetos de Pesquisa & Desenvolvimento na área de *smart grids*. Existem atualmente 11 projetos pilotos de redes inteligentes em desenvolvimento em várias cidades do Brasil pelas distribuidoras locais de energia elétrica<sup>15</sup>. No entanto, a maioria destes projetos ainda se encontra na fase de troca de medidores convencionais por medidores inteligentes, não havendo ainda resultados significativos relativos ao potencial de resposta dos consumidores.

Embora ainda a passos lentos, o consumidor residencial no Brasil caminha gradualmente para se tornar mais ativo no gerenciamento do seu consumo de energia elétrica. Apesar das recentes medidas regulatórias para incentivar a geração distribuída e da regulamentação da tarifa branca, a troca de medidores ainda se mostra como um entrave técnico à implementação ampla de mecanismos de gerenciamento pelo lado da demanda. Desse modo, o potencial de resposta do consumidor residencial brasileiro ainda é pouco explorado e

<sup>13</sup> Diariamente era anunciado o preço horário da energia elétrica para o dia seguinte e quando o preço do kWh ultrapassava \$0,10 eram enviadas notificações (via telefone e e-mail) para que aos consumidores. Em 2006, os consumidores passaram a ser avisados quando a tarifa ultrapassava \$0,13.

<sup>14</sup> Nos feriados nacionais e nos finais de semana, incide sobre o consumo de energia a tarifa fora de ponta.

<sup>15</sup> Os projetos piloto em andamento no Brasil são Cidades do Futuro (Cemig - MG), Cidade Inteligente Búzios (Ampla - RJ), Projeto Smart Grid (Light - RJ), Projeto Parintins (Eletrobrás Amazonas Energia - AM), Cidade Inteligente Aquiraz (Coelce - CE), Caso Ilha de Fernando de Noronha (Celpe - PE), InovCity (EDP Bandeirante - SP), Eletropaulo Digital (AES Eletropaulo - SP), Paraná Smart Grid (Copel - PR), Smart Grid CPFL (CPFL Energia - SP) e Projeto Cidade Inteligente (Elektro - SP).

desconhecido. A introdução mais ampla de recursos distribuídos de energia, associada à inexorável adoção de tecnologias de redes inteligentes, tornará

o consumidor residencial mais ativo e poderá revelar seu potencial de resposta a diferentes mecanismos de gerenciamento de demanda.

## REFERÊNCIAS

- ▶ Albadi, M. H.; El-Saadany, E..(2007) *Demand Response in Electricity Markets: An Overview*. Power Engineering Society General Meeting, IEEE, p.1-5.
- ▶ Andrade, T. & Lobão, W. (1997). *Elasticidade-renda e preço da demanda residencial de energia elétrica no Brasil*. Texto para discussão n. 489, RJ, IPEA.
- ▶ Brown, A.; Salter, R.. (2011) *Can Smart Grid Technology Fix the Disconnect between wholesale and retail pricing?* *The Electricity Journal*, v.24, n. 1, p. 7-13. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S104061901000312X>
- ▶ Ekanayake et al. (2012). *Smart Grid: Technology and Applications*, John Wiley & Sons, Chichester, UK, 2012. Disponível em: <http://pt.slideshare.net/SYEDFAIZULHUDA/smart-grid-technology-and-applications-j-ekanayake-et-al-wiley-2012>.
- ▶ EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. *Nota Técnica DEA 13/14 : Demanda de Energia 2050*. Série Estudos da Demanda de Energia. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2016.
- ▶ Faruqi, A. (2010) *Demand Response & Energy Efficiency: The Long View*. The Brattle Group. Goldman Sachs Tenth Annual Power and Utility Conference. Nova York. Disponível em: [http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/004/516/original/Demand\\_Response\\_and\\_Energy\\_Efficiency\\_-\\_The\\_Long\\_View\\_Faruqi\\_Aug\\_12\\_2010.pdf?138772111](http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/004/516/original/Demand_Response_and_Energy_Efficiency_-_The_Long_View_Faruqi_Aug_12_2010.pdf?138772111). Acesso em: 25 abril de 2016.
- ▶ Faruqi & Sergici (2009). *Household Response to Dynamic Pricing of Electricity – a Survey of the Experimental Evidence*. Disponível em: <https://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2009/The%20Power%20of%20Experimentation%2001-11-09.pdf>. Acessado em: 25 de abril de 2016.
- ▶ Faruqi, A. et al. (2009) *Piloting the Smart Grid*. *The Electricity Journal*. Aug./Sept., v. 22, n. 7.
- ▶ IBGE. *Censo 2000*. Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/home/presidencia/noticias/08052002tabulacao.shtm>. Acessado em 2016.
- ▶ Modiano, E. M. (1984). *Elasticidade-renda e preço da demanda de energia elétrica no Brasil*. Texto para discussão n° 68, Departamento de economia - PUC/RJ.
- ▶ Siebert et al. (2012). *Gerenciamento pelo Lado da Demanda em Redes Inteligentes Utilizando Algoritmos Genéticos*. *Anais do IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos* Disponível em: <http://www.swge.inf.br/anais/sbse2012/PDFS/ARTIGOS/96819.PDF>. Acessado em: 24 de abril de 2016.
- ▶ Strbac, G..(2008) "Demand side management: Benefits and challenges", *Energy Policy*, v. 36, n. 12, pp. 4419-4426. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421508004606>. Acessado em:26 de abril de 2016.

\* Este texto não deve ser citado representando as opiniões da Fundação Getúlio Vargas (FGV). As opiniões expressas neste trabalho são exclusivamente da equipe de pesquisadores do grupo FGV Energia: Lavinia Hollanda, Felipe Gonçalves, Bruno Moreno Rodrigo de Freitas, Camilo Poppe Figueiredo Muñoz, Mariana Weiss de Abreu, Michelle Bandarra, Mônica Coelho Varejão, Rafael da Costa Nogueira, Renata Hamilton de Ruiz e Tatiana de Fátima Bruce da Silva.



## PETRÓLEO

### A) PRODUÇÃO, CONSUMO E SALDO COMERCIAL DO PETRÓLEO

O mês de fevereiro de 2016 apresentou queda de 7,17% da produção em relação ao mês anterior, e queda de 0,53% em relação ao mesmo mês de 2015. A produção diária de petróleo em fevereiro foi de 2.335 mil barris, 0,8% inferior à produção de janeiro, que foi de 2.353 mil bbl/dia, e 4,0% superior à de fevereiro de 2015 (Tabela 2.1).

De acordo com a ANP, o grau API médio do petróleo produzido em fevereiro foi de aproximadamente 25,5 sendo 7% da produção óleo leve ( $\geq 31^\circ$ API), 65% óleo médio ( $\geq 22$  API e  $< 31$  API) e 28% óleo pesado ( $< 22$

API), segundo a classificação da Portaria ANP nº 09/2000. Os cinco maiores campos produtores de petróleo em fevereiro foram Lula (15,3 Mmdbl), Roncador (10,34 Mmdbl), Jubarte (6,9 Mmdbl), Sapinhoá (6,6 Mmdbl) e Marlim (4,9 Mmdbl), todos da Petrobras. Além desses, os campos de Peregrino da Statoil (10º maior produtor), Argonauta da Shell (15º) e Frade da Chevron (17º) produziram respectivamente 2,1, 0,9 Mmdbl e 0,8 Mmdbl.

A produção do pré-sal, oriunda de 54 poços, foi de 873,8 Mmdbl/d de petróleo e 34,6 MMm³/d de gás natural, totalizando 1.091,4 Mboe/d. Houve um aumento de 6,0% em relação ao mês anterior. Segundo a Petrobras, a entrada em operação do navio-plataforma Cidade de Maricá, instalado na área de Lula Alto, no campo de Lula, no pré-sal da Bacia de Santos, contribuiu para estes resultados. Essa unidade, do tipo FPSO, tem capacidade de produzir até 150 mil bpd.

**Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).**

Agregado	fev-16	fev-16/jan-16	fev-16/fev-15	Tendência 12 meses	jan-16	fev-15
<b>Produção</b>	67.715.748	-7,17%	-0,53%		72.944.133	68.078.132
<b>Consumo Interno</b>	53.502.072	-8,85%	2,55%		58.695.448	52.171.834
<b>Importação</b>	9.025.687	75,44%	-29,82%		5.144.691	12.860.697
<b>Exportação</b>	22.433.354	-18,32%	28,98%		27.463.376	17.393.312

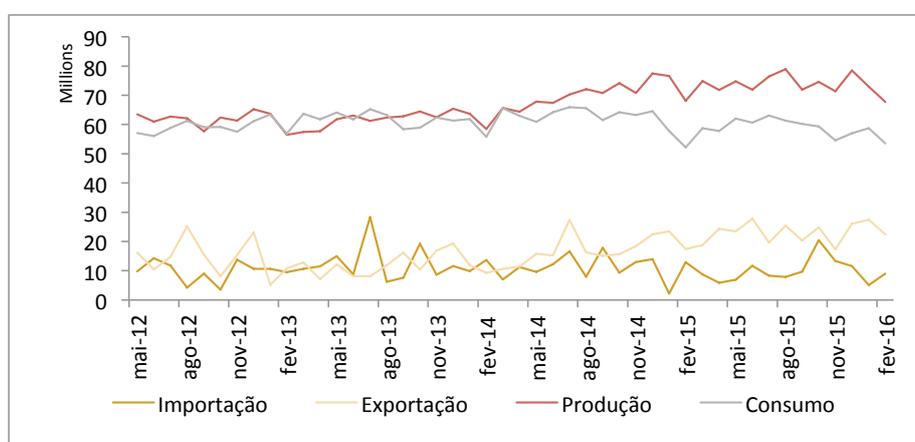
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Também, seguindo à empresa, ainda em 2016, dois grandes sistemas definitivos de produção estão programados para entrar em operação no pré-sal: o projeto Lula Central (FPSO Cidade de Saquarema) e o projeto Lapa (FPSO Cidade de Caraguatatuba).

O consumo de petróleo, medido pelo volume de petróleo refinado em território nacional, caiu 8,85%

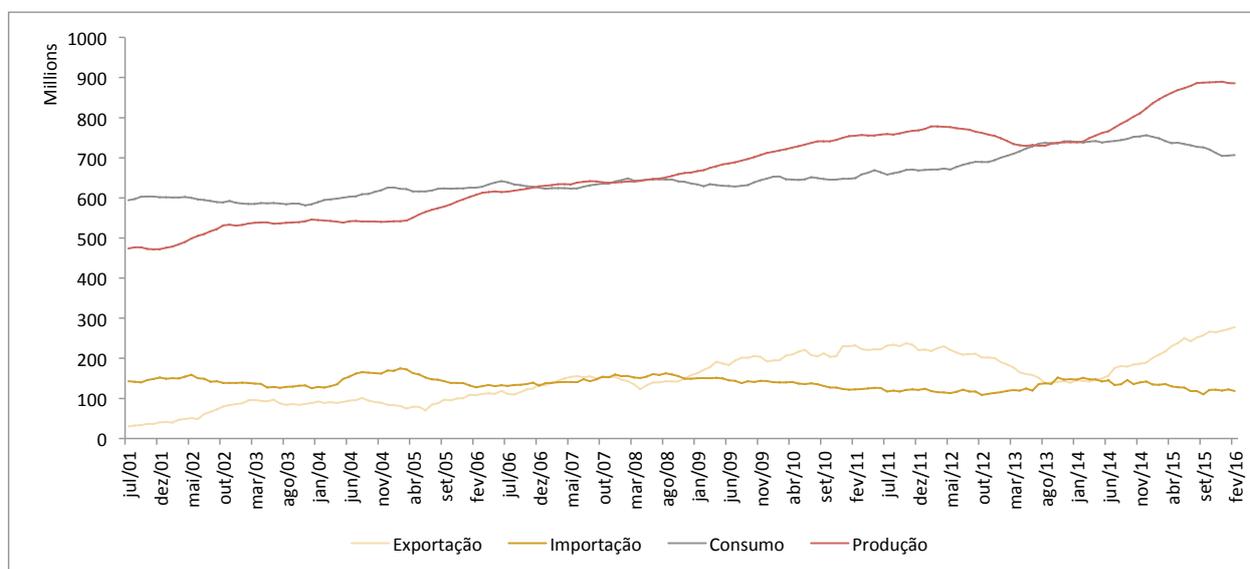
em fevereiro, na comparação com o mês anterior, mas aumentou em 2,55% na comparação anual. Na comparação mensal, além do consumo e da produção, as exportações também apresentaram queda (-18,32%), enquanto na comparação anual, houve aumento de 28,98%. As Importações seguiram tendência oposta, crescendo 75,44% na comparação mensal, porém foram 29,82% inferiores na comparação anual (Gráfico 2.1).

**Gráfico 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

**Gráfico 2.2: Contas Agregadas do Petróleo, Acumulado 12 meses (Barril).**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No acumulado de 12 meses, a diferença entre Produção e Consumo não continuou se ampliando, mantendo a tendências dos últimos meses. Já a conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, no acumulado 12 meses mantém a tendência de crescimento para o acumulado 12 meses, alcançando 150 milhões de barris, contribuindo positivamente para o saldo em transações da balança comercial.

A queda da produção verificada no mês de fevereiro no país foi puxada, principalmente, pelo resultado do estado do Rio de Janeiro, responsável por aproximadamente 64,4% da queda na produção no mês, em torno de 3,7 milhões de barris. Além do estado do Rio de Janeiro, o estado de São Paulo também

contribuiu com aproximadamente 25,5% do aumento mensal da produção nacional (5,2 milhões de barris). (Tabela 2.2).

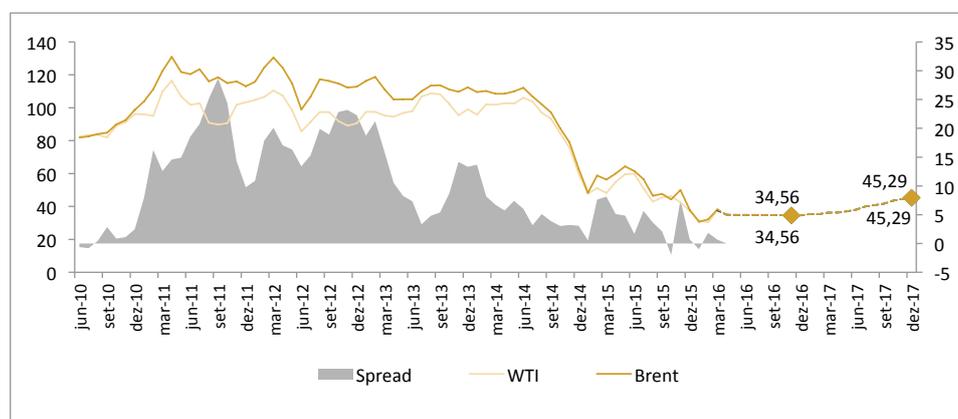
Segundo a U.S Energy Information Administration, a média de preços do petróleo tipo Brent foi de 38 US\$/b em março de 2016, US\$ 6,00 superior à sua média de preços em fevereiro. A queda no número de poços perfurados e melhoras em indicadores econômicos ao redor do mundo contribuíram para o aumento da média de preços em março. Porém, ainda há expectativa para queda do preço, uma vez que o contínuo crescimento nos estoques de óleo contribuiu para a queda no preço do Brent no final de março, que teve cotação inferior a US\$ 37,00 (Gráfico 2.3).

**Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).**

UF	Localização	fev-16	fev-16/jan-16	fev-16/fev-15	Tendência 12 meses	jan-16	fev-15
AL	Onshore	129.342	-8,67%	7,15%		141.619	120.713
	Offshore	4.310	-45,81%	-45,11%		7.954	7.853
AM	Onshore	724.205	-6,71%	-6,00%		776.269	770.426
BA	Onshore	1.080.028	-6,30%	-5,58%		1.152.668	1.143.860
	Offshore	27.464	9,56%	63,82%		25.068	16.764
CE	Onshore	48.450	1,45%	25,18%		47.758	38.705
	Offshore	148.743	-14,75%	5,32%		174.480	141.225
ES	Onshore	417.247	0,08%	5,52%		416.916	395.426
	Offshore	10.268.086	-1,73%	-5,27%		10.448.799	10.838.914
MA	Onshore	695	10,81%	53,29%		627	453
RJ	Offshore	45.402.285	-6,90%	-1,29%		48.767.794	45.994.442
RN	Onshore	1.477.230	-7,21%	4,23%		1.591.938	1.417.252
	Offshore	200.539	-1,96%	2,16%		204.538	196.294
SP	Offshore	6.874.357	-16,25%	15,14%		8.208.387	5.970.663
	Onshore	688.880	-5,53%	-5,10%		729.187	725.898
SE	Offshore	223.885	-10,49%	-25,18%		250.130	299.244
	Onshore	223.885	-10,49%	-25,18%		250.130	299.244
<b>Total</b>		67.715.748	-7,17%	-0,53%		72.944.133	68.078.132

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

**Gráfico 2.3: Preço Real e Projeção (\$/Barril).**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA (Deflator - CPI US).

## B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

Na comparação com janeiro de 2016, em fevereiro houve queda na produção dos principais derivados de petróleo no Brasil, com exceção para o Querosene de Aviação - QAV. (Tabela 2.3). Já o consumo de Gasolina, Diesel e GLP apresentou aumento na comparação mensal e anual, que não foi seguido pelo QAV e pelo Óleo Combustível.

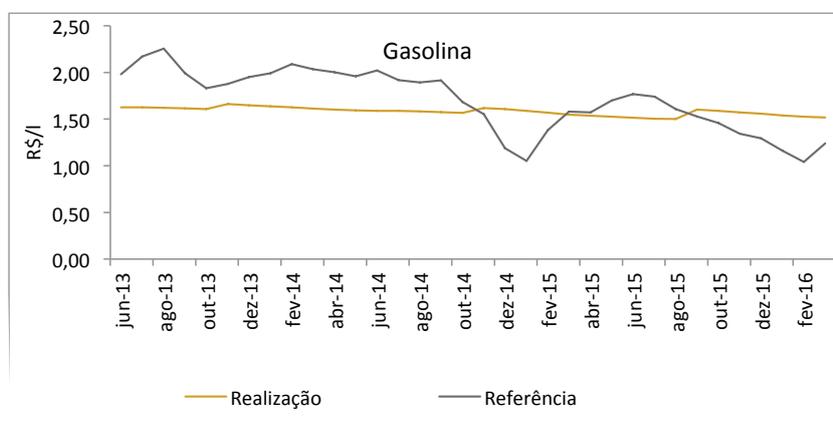
Em março de 2016 os preços de realização interna continuam superiores aos de referência internacional, mesmo com o aumento no preço da commodity. Apesar de rumores no início do mês de abril, de que a Petrobras reduziria o preço dos combustíveis, a Cia. informou que não há previsão (até o momento da liberação do comunicado<sup>16</sup>), de reajuste nos preços de comercialização de gasolina e diesel.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril).

Combustível	Agregado	fev-16	fev-16/jan-16	fev-16/fev-15	Tendência 12 meses	jan-16	fev-15
Gasolina	Produção	13.503.669	-4,44%	5,96%		14.131.449	12.744.706
	Consumo	15.903.174	4,23%	8,39%		15.257.391	14.671.589
	Importação	1.618.161	-	-26,70%		0	2.207.661
	Exportação	0	-100,00%	-100,00%		59.817	6.564
Diesel	Produção	23.508.244	-13,88%	6,11%		27.298.195	22.154.171
	Consumo	25.057.929	8,66%	5,21%		23.060.986	23.817.088
	Importação	2.609.450	159,49%	-46,56%		1.005.610	4.883.320
	Exportação	3.149	-80,03%	-87,39%		15.768	24.977
GLP	Produção	3.541.586	-8,84%	-5,28%		3.884.953	3.739.190
	Consumo	6.429.867	2,28%	3,05%		6.286.825	6.239.753
	Importação	4.216.865	748,91%	263,76%		496.738	1.159.234
	Exportação	2.875.084	-10,14%	2,02%		3.199.400	2.818.073
QAV	Consumo	3.556.908	-13,65%	-2,60%		4.119.296	3.651.734
	Importação	1.011.178	300,96%	-33,55%		252.192	1.521.715
	Exportação	4.128	-	1803,49%		0	217
	Produção	6.622.982	2,75%	-4,22%		6.445.759	6.914.598
Óleo Combustível	Consumo	1.954.274	-17,48%	-32,52%		2.368.341	2.896.041
	Importação	6	-100,00%	-100,00%		119.746	509.755
	Exportação	1.311.610	-23,74%	-13,53%		1.719.925	1.516.795

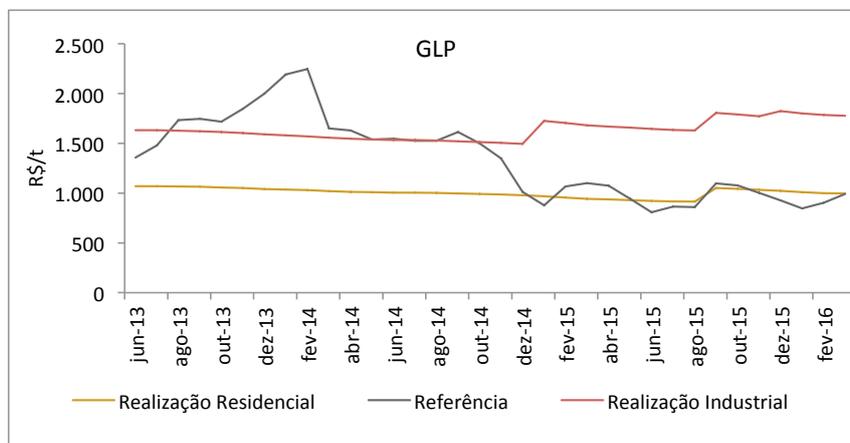
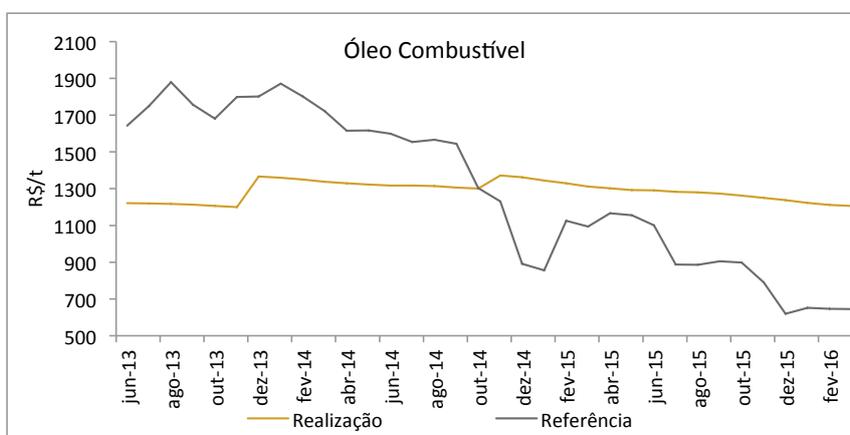
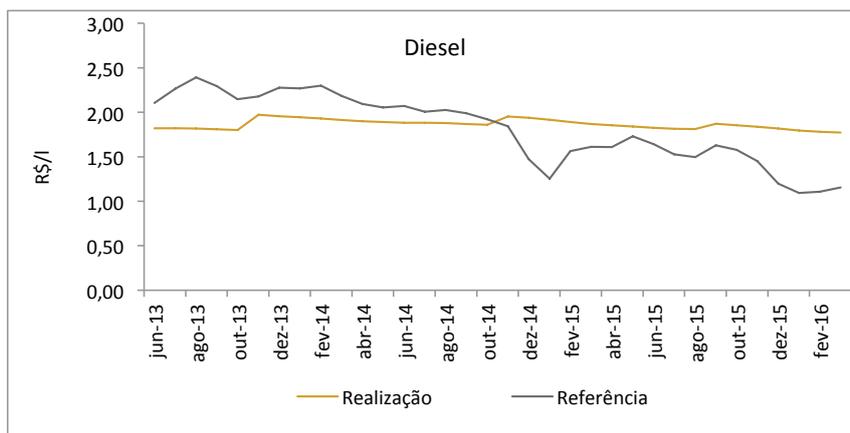
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 2.4: Preço Real dos combustíveis<sup>17</sup> x referência internacional (R\$/l).



<sup>16</sup> 04/04/2016.

<sup>17</sup> Devido à indisponibilidade de dados, os preços de referência são a cotação do final do mês e não incluem custo de internacionalização.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e EIA. Deflator: IPCA.



## GÁS NATURAL

### A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

O mês de fevereiro trouxe um novo recorde de produção nacional bruta de gás natural, com uma alta de 4,05% no mês, atingindo 101,19 MMm<sup>3</sup>/dia em média. Com o aumento da produção nacional bruta também houve alta da oferta de gás nacional ao mercado (produção líquida), que chegou a registrar 51,59 MMm<sup>3</sup>/dia, uma elevação de 7,88%, ou 3,77 MMm<sup>3</sup>/dia no mês.

Do lado da demanda, o mês de fevereiro realizou a quinta queda consecutiva do consumo total mensal, com retração de 1,93% no mês. Com esse resultado

o consumo total atingiu um valor mínimo no período de doze meses com 86,47 MMm<sup>3</sup>/dia. Devido ao aumento da oferta nacional e queda do consumo, as importações de gás natural (GN) no mês de fevereiro também registraram valor mínimo no período de doze meses, com 40,59 MMm<sup>3</sup>/dia, uma queda de 11,32% no mês.

No Gráfico 3.1 é possível observar o resultado do mês de fevereiro de 2016, em particular a retomada da oferta nacional, com nível próximo à média anual de 2015 que registrou 52,15 MMm<sup>3</sup>/dia. No entanto a queda de 29,66% das importações no período de doze meses ocorre diante da queda de 19,14% do consumo nesse mesmo período.

Tabela 3.1: Contas Agregadas do Gás Natural (em MMm<sup>3</sup>/dia)

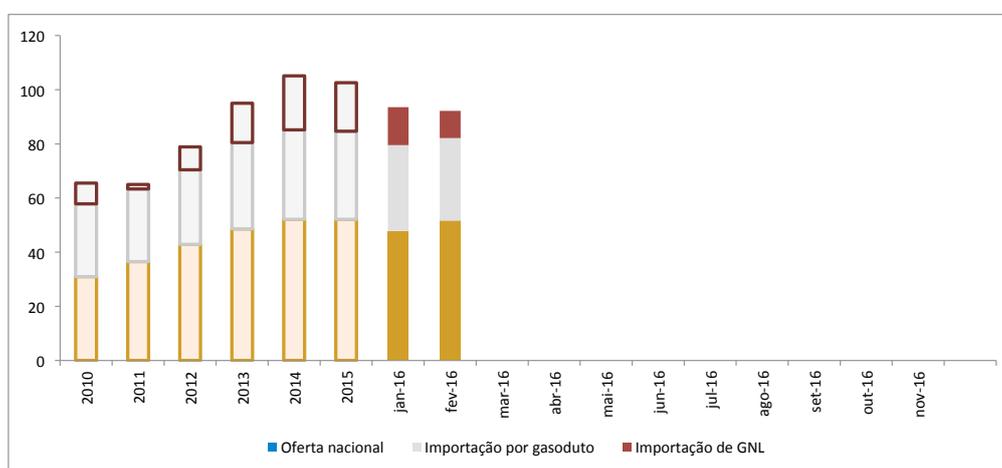
	fev-16	fev-16/jan-16	fev-16/fev-15	12 meses	jan-16	fev-15
Produção Nacional	101,19	4,05%	5,76%		97,25	95,36
Oferta de gás nacional	51,59	7,88%	-0,91%		47,82	52,06
Importação	40,59	-11,32%	-29,66%		45,77	52,63
Consumo	86,47	-1,93%	-19,14%		88,17	103,02

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Na tabela 3.2 observamos um aumento de apenas 0,34% na produção indisponível ao mercado de gás. Houve queda de 3,52%, ou 1,07 MMm<sup>3</sup>/dia, nas reinjeções de gás que foram contrabalançadas por um aumento de 44,04%, ou 1,44 MMm<sup>3</sup>/dia, na queima de gás. Apesar do aumento da produção nacional de GN, a produção de petróleo caiu 0,80% em fevereiro com relação ao mês anterior<sup>18</sup>, o que poderia explicar a queda de 1,76% no consumo interno de gás natural em E&P.

No mês de fevereiro, a produção líquida de GN ofertada ao mercado chegou a representar 51% da produção nacional bruta. Em fevereiro de 2015 esta relação foi de 58%. No período de doze meses houve aumento de 41,63% nas reinjeções e 44,48% na queima. De modo que a produção indisponível registrou valor máximo em fevereiro deste ano, um aumento de 22,86% com relação ao mês de fevereiro de 2015. Portanto, apesar da produção bruta de gás ter registrado alta de 6,11% no período, a oferta de gás nacional registrou queda de 6,17%, ou 3,39 Mmm<sup>3</sup>/dia.

Gráfico 3.1: Oferta de gás natural no Brasil (em MMm<sup>3</sup>/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Tabela 3.2: Produção de Gás Natural (em MMm<sup>3</sup>/dia)

	fev-16	fev-16/jan-16	fev-16/fev-15	12 meses	jan-16	fev-15
<b>Prod. Nacional Bruta</b>	101,19	4,05%	6,11%		97,25	95,36
Reinjeção	29,36	-3,52%	41,63%		30,43	20,73
Queima	4,71	44,04%	44,48%		3,27	3,26
Consumo interno em E&P	12,25	-1,76%	0,66%		12,47	12,17
Absorção em UPGN's	3,28	0,61%	-22,09%		3,26	4,21
<b>Subtotal</b>	49,60	0,34%	22,86%		49,43	40,37
<b>Oferta de gás nacional</b>	51,59	7,88%	-6,17%		47,82	54,98
Ofert nacional/Prod. Bruta	51%	3,68%	-11,57%		49%	58%

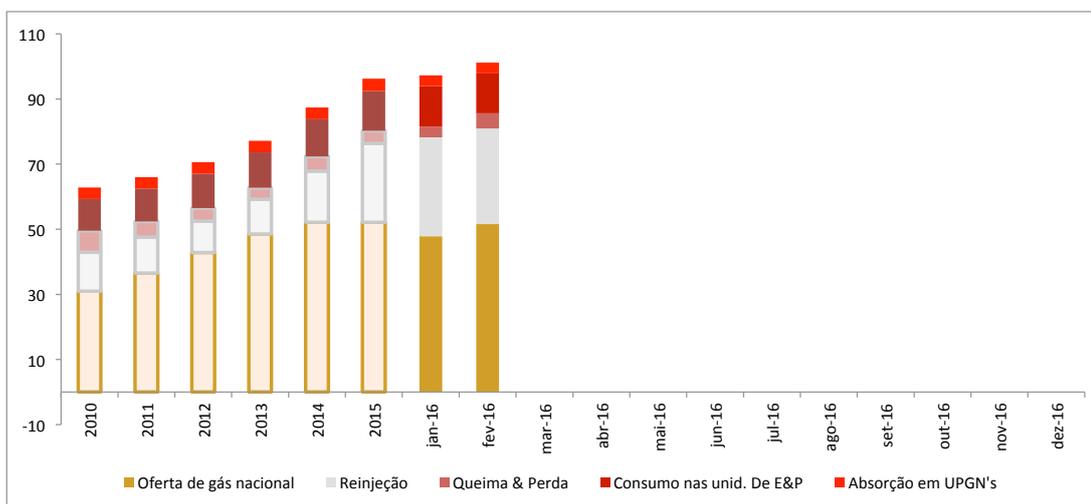
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

<sup>18</sup> Vide seção 2 deste boletim.

Devido à queda do consumo e alta da oferta de gás nacional, houve queda de 11,32%, ou 5,18 MMm<sup>3</sup>/dia nas importações do mês de fevereiro. Na tabela 3.3 observamos que a queda de importações por gasoduto representou apenas 1,12 MMm<sup>3</sup>/dia da queda total de importações no mês. O restante ocorreu via redução de 11,32% nas importações de GNL.

O mês de fevereiro atingiu valores mínimos de importação no período de doze meses, tanto por gasoduto quanto de GNL. Com relação a fevereiro de 2015, as importações totais registraram queda de 24,65%. Puxadas principalmente pelo recuo de 48,38% nas importações de GNL, comparado ao mês de fevereiro de 2015.

**Gráfico 3.2: Produção nacional bruta (em MMm<sup>3</sup>/dia)**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

**Tabela 3.3: Importação de Gás Natural (em MMm<sup>3</sup>/dia)**

	fev-16	fev-16/jan-16	fev-16/fev-15	12 meses	jan-16	fev-15
<b>Gasoduto</b>	30,58	-3,53%	-11,31%		31,70	34,48
<b>GNL</b>	10,01	-28,86%	-48,38%		14,07	19,39
<b>Total</b>	40,59	-11,32%	-24,65%		45,77	53,87

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

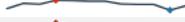
## B) CONSUMO

Em fevereiro o consumo de gás natural registrou a quinta queda sucessiva, com recuo de 1,93% no mês, atingindo valor mínimo no período de doze meses com 86,47 MMm<sup>3</sup>/dia em média. O resultado foi consequência da queda de 7,89%, ou 3,12 MMm<sup>3</sup>/dia, no consumo com geração de energia elétrica (GEE). Em fevereiro o setor elétrico consumiu em média 36,40 MMm<sup>3</sup>/dia, enquanto o mercado industrial registrou 40,29 MMm<sup>3</sup>/dia consumidos, uma alta de 1,72% com relação ao mês de janeiro no mercado industrial. No período de doze meses, tanto o consumo industrial quanto o consumo

com GEE registraram quedas de 8,10% e 28,02% respectivamente. Com esse resultado, o consumo com GEE atinge valor mínimo no período.

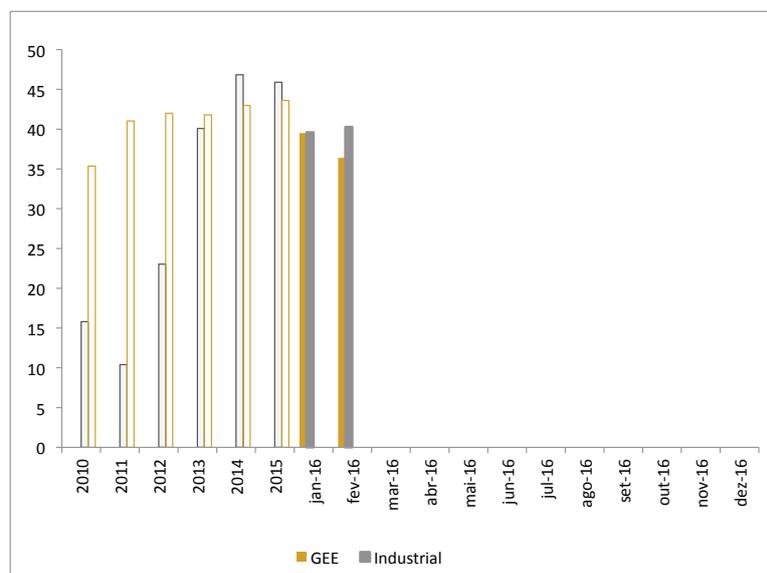
No mês de fevereiro, os consumidores de gás de menor porte registraram alta em todos os segmentos acompanhados por este boletim. O segmento automotivo registrou 4,85 MMm<sup>3</sup>/dia, enquanto a cogeração marcou 2,48 MMm<sup>3</sup>/dia em média no mês. No período de doze meses, estes dois mercados consumidores registraram alta de 0,21% e 7,83% respectivamente.

Tabela 3.4: Consumo de Gás Natural (em MMm<sup>3</sup>/dia)

	fev-16	fev-16/jan-16	fev-16/fev-15	12 meses	jan-16	fev-15
<b>Industrial</b>	40,29	1,72%	-8,10%		39,61	43,84
<b>Automotivo</b>	4,85	5,21%	0,21%		4,61	4,84
<b>Residencial</b>	0,92	27,78%	29,58%		0,72	0,71
<b>Comercial</b>	0,80	15,94%	9,59%		0,69	0,73
<b>GEE</b>	36,40	-7,89%	-28,02%		39,52	50,57
<b>Cogeração</b>	2,48	8,77%	7,83%		2,28	2,30
<b>Total</b>	86,47	-1,93%	-16,06%		88,17	103,02

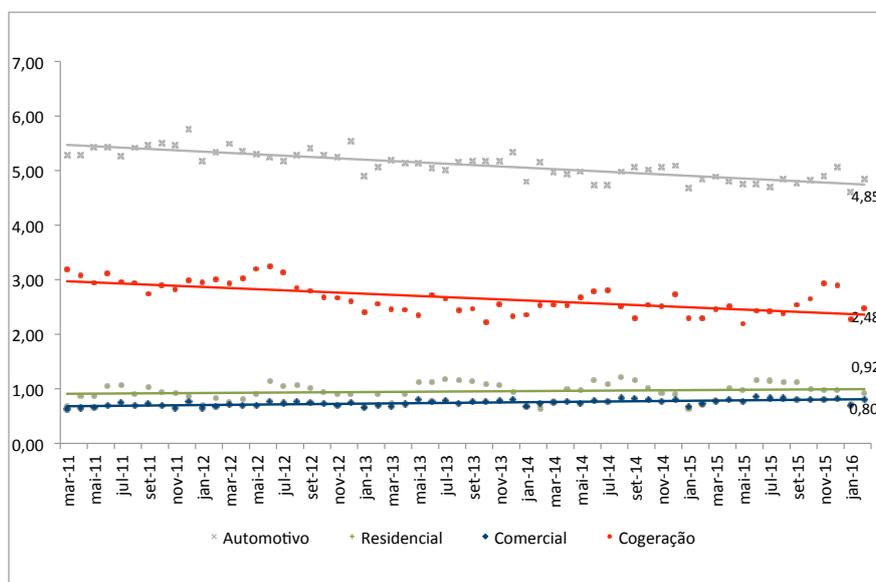
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Gráfico 3.3: Consumo de GN na Indústria e em GEE (em MMm<sup>3</sup>/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Gráfico 3.4: Tendências dos consumidores com menor participação (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

## C) PREÇOS

O preço do gás nacional para os consumidores industriais registrou alta de 0,99%, 2,12% e 1,92% para as faixas de consumo até 2.000, 20.000 e 50.000 m³/dia respectivamente. Com esse resultado, o gás foi distribuído ao consumidor industrial a um preço entre 11,93 US\$/MMBTU e 10,33 US\$/MMBTU. Para a distribuidora, houve queda de 5,50% no preço do gás no citygate, comercializado a 5,33 US\$/MMBTU.

No período de doze meses, no entanto, os preços ao consumidor industrial registram queda entre 21,97 e 15,37%, uma variação máxima de -3,35 US\$/MMBTU com relação aos preços de fevereiro de 2015. No citygate, a queda foi de 43,95%, uma diferença de -4,18 US\$/MMBTU com relação ao mesmo mês do ano passado.

Tabela 3.5: Preços Nacionais e Internacionais (em US\$/MMBTU)

	fev-16	fev-16/jan-16	fev-16/fev-15	12 meses	jan-16	fev-15
Henry Hub	1,96	-13,95%	-32,14%		2,27	2,88
Europa	4,90	-8,76%	-40,75%		5,37	8,27
Japão	8,00	-3,22%	-40,33%		8,27	13,41
PPT *	3,70	-0,62%	-18,42%		3,72	4,54
Preços na distribuidora (Ref: Sudeste)	No City Gate	5,33	-5,50%	-43,95%	5,64	9,51
	2.000 m³/dia **	11,93	0,99%	-21,97%	11,81	15,28
	20.000 m³/dia **	10,63	2,12%	-16,32%	10,41	12,70
	50.000 m³/dia **	10,33	1,92%	-15,37%	10,13	12,20

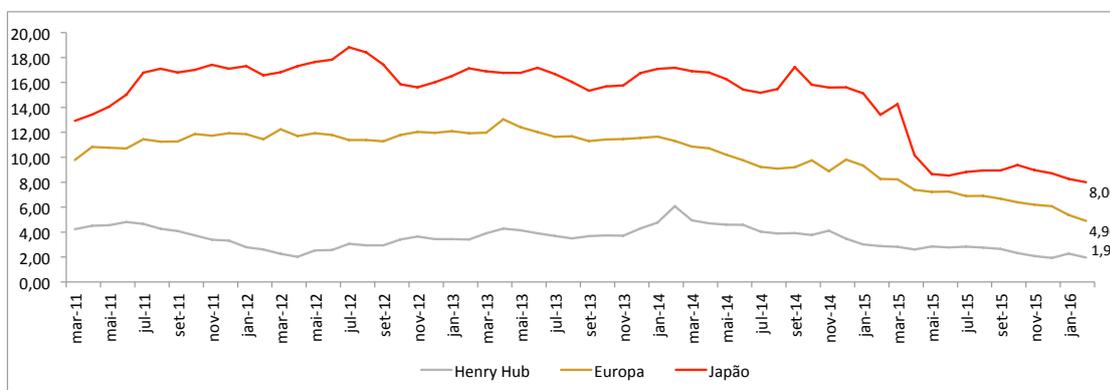
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e Banco Mundial - Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha.

\* não inclui impostos / \*\* preços com impostos em US\$/MMBTU

No cenário internacional, os preços seguem em queda. No resultado mensal, o gás no Henry Hub (HH) registrou a maior queda relativa, com variação negativa de 13,95%. Já a maior queda em números absolutos ocorreu no mercado europeu que registrou recuo de 0,47 US\$/MMBTU no preço do gás. No período de doze meses, o mercado europeu

registrou a maior queda relativa de preços, com redução de 40,75%. No entanto, foi o mercado de GNL do leste asiático, aqui analisado em função dos preços no Japão, que registrou a maior queda em termos absolutos, com um recuo de 5,41 US\$/MMBTU no preço do gás com relação ao mês de fevereiro de 2015.

**Gráfico 3.5: Preços Internacionais (em US\$/MMBTU)**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Banco Mundial - Deflatores: CPI; CPI Japão; CPI Alemanha



## SETOR ELÉTRICO

### A) MUNDO FÍSICO

#### a) Disponibilidade

O total de disponibilidade hídrica, representada pela Energia Natural Afluente – ENA, no Sistema Interligado Nacional – SIN, na comparação mensal, recuou 2,29% (Tabela 4.1). Houve crescimento em S e SE, 7,67% e 10,97%, respectivamente. Ambas as regiões apresentaram a Média de Longo Termo – MLT alta, SE 98,53% e S 211,01%. Tais resultados ainda são impactos do fenômeno El Niño 2015/2016 e afetam positivamente o setor elétrico brasileiro, principalmente pelo fato de se estar

apresentando alta disponibilidade hídrica em SE, região que engloba o subsistema com maior capacidade de armazenagem de todo SIN. Por outro lado, o fenômeno, em linhas gerais, causa redução da precipitação nas regiões NE e N do Brasil, e, de fato, reduziram 65,64% e 4,60%, respectivamente. Já na comparação anual, o total de ENA no sistema aumentou 37,26%, com destaque para SE e S, que cresceram 48,22% e 85,31%, respectivamente. NE recuou 10,97%, bem como e N 17,90%.

**Tabela 4.1: Energia Natural Afluente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)**

	mar-16		mar-16/fev-16	mar-16/mar-15	Tendências 12 meses	fev-16		mar-15	
SE	63.923,00	98,53%	10,97%	48,22%		57.602,00	85,62%	43.126,00	78,22%
S	14.860,00	211,01%	7,67%	85,31%		13.802,00	166,01%	8.019,00	114,52%
NE	4.774,00	32,48%	-65,64%	-10,97%		13.894,00	94,10%	5.362,00	36,16%
N	8.919,00	58,40%	-4,60%	-17,90%		9.349,00	68,46%	10.864,00	69,30%
<b>Total</b>	92.476,00	-	-2,29%	37,26%		94.647,00	-	67.371,00	-

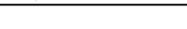
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

## b) Demanda

A carga de energia de todo o SIN, segundo a Tabela 4.2, foi 2,12% inferior em março deste ano em relação ao mês anterior. Dentre os subsistemas, S e SE/CO decresceram 7,28% e 2,71%, respectivamente. Já NE e N elevaram 4,65% e 1,03%, respectivamente. Já na comparação anual, houve acréscimo de 0,11% no total da carga, com crescimento em SE/CO 0,41%, NE 3,61% e N 3,87%, sendo somente S o subsistema

que recuou, 5,57%. Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, o comportamento da carga vem sendo afetada pelo baixo desempenho da atividade econômica, porém a ocorrência de temperaturas relativamente elevadas no subsistema Sudeste/Centro-Oeste e a continuidade do movimento de ajuste dos estoques contribuíram em sentido contrário.

Tabela 4.2: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

	mar-16	mar-16/fev-16	mar-16/mar-15	Tendências 12 meses	fev-16	mar-15
<b>SE/CO</b>	38.455,97	-2,71%	0,41%		39.528,19	38.297,89
<b>S</b>	10.904,41	-7,28%	-5,57%		11.760,53	11.547,71
<b>NE</b>	10.397,21	4,65%	3,61%		9.935,03	10.034,82
<b>N</b>	5.293,49	1,03%	3,87%		5.239,31	5.096,10
<b>Total</b>	65.051,08	-2,12%	0,11%		66.463,06	64.976,52

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

## c) Oferta

Tabela 4.3: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		mar-16	mar-16/fev-16	mar-16/mar-15	Tendências 12 meses	fev-16	mar-15
<b>SE/CO</b>	<b>Hidráulica</b>	21.454,26	5,09%	25,48%		20.414,44	17.097,89
	<b>Nuclear</b>	1.996,76	0,22%	13,08%		1.992,30	1.765,74
	<b>Térmica</b>	3.404,63	-28,46%	-50,55%		4.758,77	6.885,59
	<b>Total</b>	26.855,65	-1,14%	4,30%		27.165,51	25.749,22
<b>S</b>	<b>Hidráulica</b>	11.582,83	-1,84%	20,81%		11.799,49	9.587,90
	<b>Térmica</b>	920,91	35,67%	-55,57%		678,78	2.072,59
	<b>Eólica</b>	497,79	18,65%	58,25%		419,54	314,56
	<b>Total</b>	13.001,53	0,80%	8,57%		12.897,81	11.975,05
<b>NE</b>	<b>Hidráulica</b>	2.627,13	-4,32%	-22,31%		2.745,66	3.381,54
	<b>Térmica</b>	2.651,56	-2,13%	-36,40%		2.709,15	4.169,27
	<b>Eólica</b>	2.098,45	-1,83%	102,60%		2.137,66	1.035,77
	<b>Total</b>	7.377,14	-2,84%	-14,09%		7.592,47	8.586,58
<b>N</b>	<b>Hidráulica</b>	6.253,89	2,99%	-10,63%		6.072,59	6.997,62
	<b>Térmica</b>	1.480,90	-17,45%	-32,56%		1.794,04	2.195,75
	<b>Total</b>	7.734,79	-1,68%	-15,87%		7.866,63	9.193,37
<b>Itaipu</b>		10.045,19	-8,53%	6,01%		10.981,66	9.475,91
<b>Total</b>	<b>Hidráulica</b>	51.963,30	-0,10%	11,65%		52.013,84	46.540,86
	<b>Térmica</b>	10.454,76	-12,39%	-38,82%		11.933,04	17.088,94
	<b>Eólica</b>	2.596,24	1,53%	92,27%		2.557,20	1.350,33
<b>Total</b>		65.014,30	-2,24%	0,05%		66.504,08	64.980,13

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Para suprir a carga do SIN (Tabela 4.2), que apresentou queda na comparação mensal, a geração total de energia recuou 2,24%, também na comparação mês a mês. A geração hidráulica, bem como a térmica foram reduzidas em 0,10% e 12,39%, respectivamente. A geração eólica elevou 1,53%. Já na comparação

anual, o total aumentou 0,05%. Devido ao aumento da ENA no SIN (Tabela 4.1), foi possível gerar mais energia a partir da fonte hidráulica que apresentou crescimento de 11,65%. A geração eólica também aumentou, 92,27%, devido à entrada em operação de novos parques.

#### d) Intercâmbio de Energia Elétrica

A energia gerada no subsistema SE/CO e Itaipu não foi suficiente para o autoabastecimento e, com isso, foi necessária a importação de 2.134,27 MWmed a partir de S e 21,68 MWmed a partir de N. Parte desta energia recebida por SE/CO foi direcionada à NE, chegando

a 600,81 MWmed, pois tal subsistema também não gerou energia suficiente para o autoabastecimento. Além deste intercâmbio, NE também recebeu 2.419,39 MWmed de energia a partir de N. S enviou 37,15 MWmed para o intercâmbio internacional.

Tabela 4.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	mar-16	mar-16/fev-16	mar-16/mar-15	Tendências 12 meses	fev-16	mar-15
S - SE/CO	2.134,27	91,25%	403,69%		1.115,93	423,73
Internacional - S	-37,15	-269,71%	-1134,82%		21,89	3,59
N - NE	2.419,39	25,21%	81,75%		1.932,33	1.331,18
N - SE/CO	21,68	-96,88%	-99,22%		694,93	2.766,09
SE/CO - NE	600,81	41,35%	413,21%		425,04	117,07

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

#### e) Estoque

Ao fim de toda dinâmica de entrada, através da ENA, e saída de água dos reservatórios do SIN, através da geração hidráulica, o total de Energia Armazenada – EAR cresceu 13,28% em todo sistema, chegando a 56,77% do total (Tabela 4.5). Todos os subsistemas aumentaram o nível de água em seus reservatórios na comparação mês a mês SE/CO 14,53%, S 2,60%, NE 9,00% e N 35,49%. A comparação anual

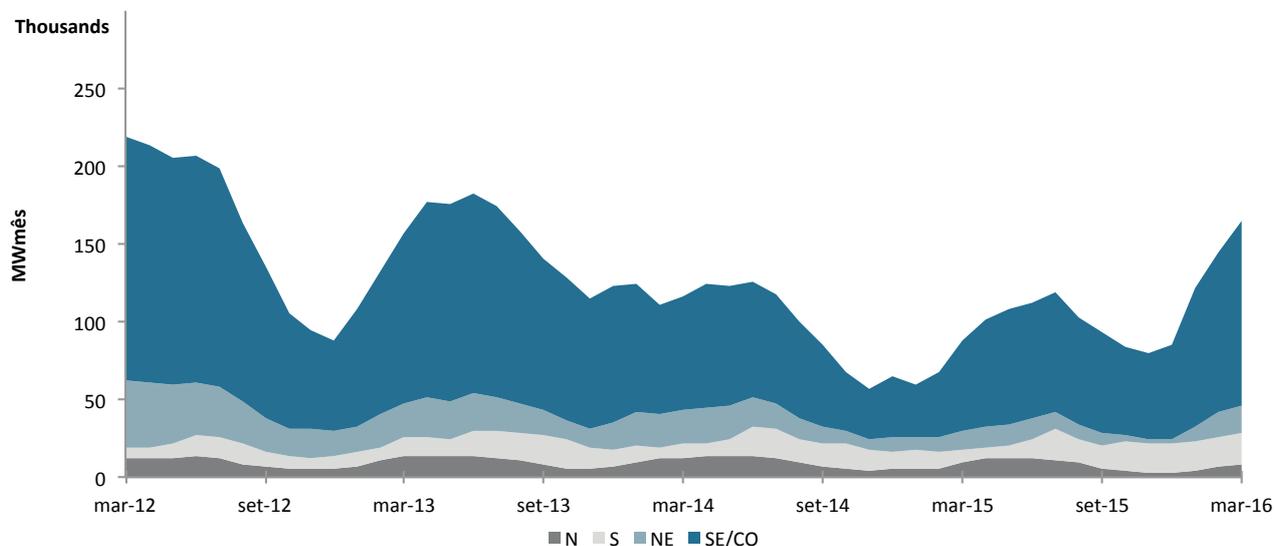
mostra um aumento significativo no total de EAR, 87,44%. SE/CO, subsistema com maior capacidade de armazenamento de água de todo SIN, mais que dobrou a EAR, com crescimento de 102,05%, chegando a 58,52% do total dos reservatórios. S e NE também elevaram, 148,13% e 47,24%, respectivamente. Somente o subsistema N recuou, 4,26%. O Gráfico 4.1 apresenta o histórico de EAR.

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	mar-16	mar-16/fev-16	mar-16/mar-15	Tendências 12 meses	fev-16	mar-15		
SE/CO	118.228,00	58,28%	14,53%	102,05%	103.227,00	50,89%	58.514,00	28,54%
S	19.478,00	97,60%	2,60%	148,13%	18.984,00	95,12%	7.850,00	39,30%
NE	17.958,00	34,66%	9,00%	47,24%	16.475,00	31,80%	12.196,00	23,52%
N	8.784,00	58,40%	35,49%	-4,26%	6.483,00	43,10%	9.175,00	61,94%
Total	164.448,00	56,77%	13,28%	87,44%	145.169,00	50,12%	87.735,00	30,08%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Gráfico 4.1: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmed)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

## B) MUNDO CONTRATUAL

### a) Oferta

A geração total de energia elétrica em janeiro de 2016 foi de 60.456,14 MWmed, o que representou uma redução mensal de 0,74% e anual de 6,91%.

A geração por fontes térmicas convencionais teve redução mensal de 6,30% e anual de 20,49%, totalizando 11.213,66 MWmed, o menor valor dos

Tabela 4.6: Geração Total por Fonte (MWmed)\*

	jan-16	jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	Tendências 12 meses	dez-15	jan-15
Hidráulica > 30MW	43.504,86	6,25%	-3,91%		40.947,24	45.276,26
Térmica a Gás	5.956,21	-7,09%	-16,72%		6.410,48	7.152,10
Térmica a Óleo	1.373,92	-2,93%	-47,25%		1.415,33	2.604,73
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	551,74	2,27%	13,19%		539,50	487,47
Térmica a Carvão Mineral	1.489,31	-15,57%	-27,92%		1.763,87	2.066,33
Térmica Nuclear	1.842,48	0,18%	2,72%		1.839,09	1.793,70
<b>Total Térmica Convencional</b>	<b>11.213,66</b>	<b>-6,30%</b>	<b>-20,49%</b>		<b>11.968,25</b>	<b>14.104,33</b>
<b>Total Convencional</b>	<b>54.718,53</b>	<b>3,41%</b>	<b>-7,85%</b>		<b>52.915,50</b>	<b>59.380,59</b>
Eólica	1.755,28	-36,93%	-11,90%		2.783,23	1.992,40
Hidráulica CGH	93,48	0,08%	31,02%		93,40	71,35
Hidráulica PCH	2.973,70	6,29%	23,38%		2.797,65	2.410,12
Térmica a Biomassa	556,55	-70,59%	-16,28%		1.892,39	664,80
<b>Total Alternativa</b>	<b>5.379,00</b>	<b>-28,91%</b>	<b>4,68%</b>		<b>7.566,67</b>	<b>5.138,67</b>
Térmica - Outros	358,62	-15,43%	-14,99%		424,06	421,87
<b>Total</b>	<b>60.456,14</b>	<b>-0,74%</b>	<b>-6,91%</b>		<b>60.906,23</b>	<b>64.941,13</b>

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

\* "Térmica - Outros" inclui térmica solar, fotovoltaica e outros tipos de geração não convencionais.

últimos 12 meses. Enquanto a geração nuclear aumentou 2,72% na comparação anual e se manteve relativamente estável no mês (+0,18%), as fontes fósseis apresentaram quedas consideráveis: as térmicas a gás caíram 7,09% no mês e 16,72% no ano, as térmicas a óleo caíram 2,93% no mês e 47,25% no ano e as térmicas a carvão mineral caíram 15,57% no mês e 27,92% no ano.

Enquanto isso, a geração hidráulica convencional teve aumento mensal de 6,25%, mas queda anual de 3,91%. As PCHs tiveram melhora de 6,29% em comparação com o mês anterior e 23,38% em comparação com janeiro

de 2015, o que indica uma melhora da hidrologia neste ano. A geração por CGHs teve um aumento de 31,02% na comparação anual e se manteve relativamente estável na comparação mensal (+0,08).

As térmicas a biomassa tiveram queda mensal de 70,59%, graças a entressafra da cana de açúcar. Na comparação anual, houve queda de 16,28%. As eólicas também tiveram um desempenho abaixo do esperado na comparação anual (-11,90%) e mensal (-36,93%). Esses resultados fizeram com que a geração total alternativa tivesse uma queda de 28,91% no mês, apesar do aumento anual de 4,68%.

## b) Demanda

Tabela 4.7: Consumo por Classe e Subsistema (MWmed)\*

		jan-16	jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	Tendências 12 meses	dez-15	jan-15
Sistemas Isolados	Residencial	229,23	-3,73%	1,83%		238,11	225,11
	Industrial	21,47	-1,14%	7,89%		21,72	19,90
	Comercial	84,66	-9,02%	-1,64%		93,06	86,07
	Outros	103,90	-7,70%	-5,05%		112,57	109,43
	<b>Total</b>	<b>439,27</b>	<b>-5,63%</b>	<b>-0,28%</b>		<b>465,46</b>	<b>440,51</b>
N	Residencial	946,68	-12,33%	2,79%		1.079,77	920,97
	Industrial	1.674,17	-3,19%	-12,44%		1.729,42	1.912,14
	Comercial	487,90	-11,65%	2,31%		552,22	476,88
	Outros	418,17	-14,76%	2,19%		490,61	409,21
	<b>Total</b>	<b>3.526,92</b>	<b>-8,44%</b>	<b>-5,17%</b>		<b>3.852,02</b>	<b>3.719,21</b>
NE	Residencial	2.758,03	-0,12%	-0,20%		2.761,42	2.763,70
	Industrial	2.426,02	-0,03%	-7,35%		2.426,83	2.618,35
	Comercial	1.464,81	-5,93%	0,19%		1.557,17	1.462,09
	Outros	1.523,01	-9,69%	-4,40%		1.686,42	1.593,11
	<b>Total</b>	<b>8.171,87</b>	<b>-3,08%</b>	<b>-3,15%</b>		<b>8.431,83</b>	<b>8.437,25</b>
SE/CO	Residencial	9.331,77	6,99%	-7,80%		8.722,49	10.120,72
	Industrial	9.801,36	-7,20%	-9,70%		10.562,31	10.854,41
	Comercial	6.570,93	-1,36%	-4,51%		6.661,79	6.881,05
	Outros	4.246,47	-4,77%	-1,83%		4.459,28	4.325,78
	<b>Total</b>	<b>29.950,52</b>	<b>-1,50%</b>	<b>-6,93%</b>		<b>30.405,88</b>	<b>32.181,96</b>
S	Residencial	2.623,17	21,72%	-5,40%		2.155,08	2.772,94
	Industrial	2.946,51	-10,84%	-7,16%		3.304,81	3.173,80
	Comercial	1.816,26	8,20%	-5,10%		1.678,62	1.913,81
	Outros	1.894,26	10,05%	-5,95%		1.721,21	2.014,13
	<b>Total</b>	<b>9.280,19</b>	<b>4,75%</b>	<b>-6,02%</b>		<b>8.859,73</b>	<b>9.874,67</b>
Total	Residencial	15.888,88	6,23%	-5,44%		14.956,87	16.803,44
	Industrial	16.869,53	-6,51%	-9,20%		18.045,08	18.578,60
	Comercial	10.424,56	-1,12%	-3,65%		10.542,86	10.819,90
	Outros	8.185,81	-3,36%	-3,15%		8.470,08	8.451,66
	<b>Total</b>	<b>51.368,78</b>	<b>-1,24%</b>	<b>-6,01%</b>		<b>52.014,90</b>	<b>54.653,60</b>

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE

\* Outros: Rural, Iluminação Pública, Serviço Público, Poder Público, Consumo Próprio. Industrial: Cativo + Livre.

O consumo total de energia elétrica em janeiro de 2016 foi de 51.368,78 MWmed. Esse valor representou uma queda de 6,01% na comparação anual e de 1,24% na comparação mensal.

Na comparação anual, todos os subsistemas apresentaram quedas, sendo a mais expressiva no SE/CO, tanto em termos absolutos (-2.231,44 MWmed) como em termos relativos (-6,93%). Na comparação mensal, o subsistema S foi o único que apresentou aumento no consumo, de 4,75%.

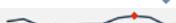
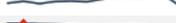
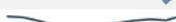
O consumo residencial foi o único de todas as classes que teve aumento no país na comparação com o mês anterior, de 6,23%. Esse resultado foi influenciado pelos aumentos no consumo residencial em SE/CO (+6,99%) e S (+21,72%). Na comparação anual, esta classe apresentou queda de 5,44%. O setor comercial teve queda no consumo de 3,65% na comparação anual e 1,12% na comparação mensal. O único subsistema a apresentar aumento nesta classe na comparação mensal foi S (+8,20%), que acabou por amenizar um pouco a queda dos outros subsistemas.

O setor industrial teve uma queda de 9,20% na comparação anual, e na comparação mensal a queda foi de 6,51%. O consumo industrial atingiu no país o menor valor dos últimos 12 meses, influenciado pelos subsistemas SE/CO e NE, onde o consumo da classe industrial também se manteve no menor patamar do último ano.

A Sondagem Industrial do IBRE/FGV<sup>19</sup> mostra que o Índice de Confiança da Indústria – ICI avançou 2,6 pontos em janeiro de 2016, passando para 78,0 pontos, o maior nível desde março de 2015. Já o Nível de Utilização da Capacidade Instalada – NUCI recuou 1,1 ponto percentual, atingindo 73,9%, o menor nível da série histórica iniciada em 2001.

O consumo no mercado livre teve um aumento de 7,50% na comparação mensal e queda de 1,37% na comparação anual. Quase todos os setores apresentaram uma melhora no consumo este mês, com exceção de Serviços, Extração de Minerais Metálicos, Transporte, Bebidas e Telecomunicações. Na comparação com o mesmo mês do ano passado, quase todos apresentaram quedas, com exceção de Metalurgia e Produtos de Metal, Químicos e Bebidas.

**Tabela 4.8: Consumo por Ramo de Atividade no Mercado Livre (MWmed)**

	jan-16	jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	Tendências 12 meses	dez-15	jan-15
<b>Metalurgia e Produtos de Metal</b>	3.085,42	22,43%	8,81%		2.520,20	2.835,73
Químicos	1.673,96	1,25%	3,24%		1.653,32	1.621,40
Minerais Não Metálicos	835,76	4,17%	-2,50%		802,32	857,19
Madeira, Papel e Celulose	912,66	7,98%	-5,94%		845,18	970,24
Manufaturados Diversos	773,88	14,58%	-6,14%		675,40	824,47
Alimentícios	815,77	0,90%	-1,60%		808,52	829,06
Veículos	448,15	24,36%	-15,62%		360,36	531,12
Serviços	502,89	-10,37%	-14,15%		561,05	585,79
Extração de Minerais Metálicos	675,87	-18,02%	-7,55%		824,41	731,08
Têxteis	327,33	34,38%	-16,96%		243,58	394,20
Comércio	273,12	8,97%	-0,87%		250,64	275,53
Transporte	196,73	-4,45%	-8,11%		205,89	214,10
Bebidas	155,18	-2,57%	3,37%		159,27	150,12
Saneamento	111,03	0,15%	-1,50%		110,87	112,72
Telecomunicações	98,54	-7,00%	-5,65%		105,96	104,45
<b>Total Geral</b>	10.886,28	7,50%	-1,37%		10.126,96	11.037,20

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

<sup>19</sup> IBRE, FGV. Sondagem da Indústria de Transformação. Janeiro/2016. Disponível em: <http://portalivre.fgv.br/main.jsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92E5C726666F>

### c) Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

Em janeiro de 2016, as hidrelétricas participantes do MRE geraram 45.721,21 MWmed, um aumento mensal de 6,16%. Apesar do aumento na geração, o aumento mensal de 27,00% na Garantia Física, fez com que o GSF tivesse queda mensal de 16,41%, passando de 93,8% para 78,4%. Na comparação anual, a queda foi mais discreta, 2,73%.

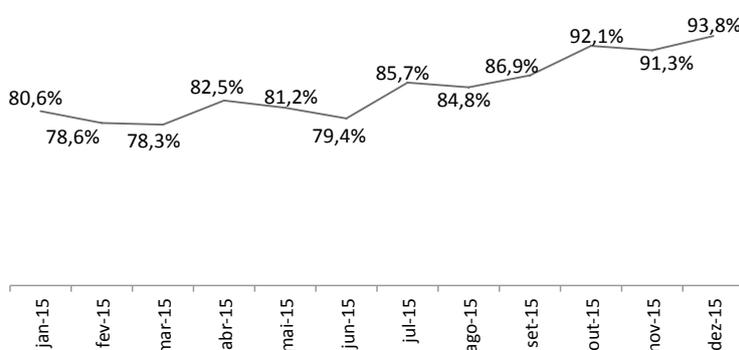
A ANEEL aprovou o parcelamento da dívida dos geradores hidrelétricos referentes ao GSF entre março e dezembro de 2015 em até 6 vezes. Esse valor é estimado em R\$ 1,8 bilhão e será pago aos geradores térmicos com taxa de juros de 1% ao mês e será corrigido pelo IGPM. Os devedores terão de pagar pelo menos 1/6 da dívida a cada liquidação financeira na CCEE, a partir da liquidação de janeiro de 2016, que está marcada para os dias 18 e 19 de abril.

Tabela 4.9: Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

	jan-16	jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	Tendências 12 meses	dez-15	jan-15
Energia Gerada (MWmed)	45.721,21	6,16%	-3,19%		43.068,92	47.229,39
Garantia Física (MWmed)	58.288,36	27,00%	-0,47%		45.894,59	58.566,53
Geração/Garantia Física	0,784	-16,41%	-2,73%		0,938	0,806

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

Gráfico 4.2: Geração/Garantia Física no MRE



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

### d) Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD

Em fevereiro de 2016, o PLD médio mensal teve queda em todos os subsistemas. Nos subsistemas SE/CO, S e N a queda foi de 92,99% na comparação anual. Na comparação mensal, a redução nesses subsistemas foi de 15,46%, 15,34% e 52,51%, respectivamente, e todos chegaram ao valor de R\$ 30,42/MWh, muito próximo do PLD mínimo de R\$ 30,25. Esse resultado se deve a uma melhora da

hidrologia associada a uma redução na demanda.

O subsistema N ainda apresenta valores altos, R\$ 166,28/MWh, apesar de ter tido queda mensal de 46,90% e anual de 61,68%. Isso pode ser explicado pelo baixo nível dos reservatórios do NE, que estavam em 31,80% no mês em questão.

Tabela 4.10: PLD Médio Mensal – Preços Reais (R\$/MWh)

	fev-16	fev-16/jan-16	fev-16/jan-15	Tendências 12 meses	jan-16	jan-15
<b>SE/CO</b>	30,42	-15,46%	-92,99%		35,98	433,94
<b>S</b>	30,42	-15,34%	-92,99%		35,93	433,94
<b>NE</b>	166,28	-46,90%	-61,68%		313,17	433,94
<b>N</b>	30,42	-52,51%	-92,99%		64,06	433,94

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

### e) Tarifas de Energia Elétrica

A Energisa Mato Grosso Distribuidora de Energia S/A (EMT, antiga CEMAT), que atende 1,3 milhão de unidades consumidoras em 141 municípios do MT, teve um reajuste de 7,58% na alta tensão e 9,11% na baixa tensão, totalizando um aumento médio de 8,60% nas tarifas.

Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Paulista) teve um aumento de 6,56% na alta tensão e 8,23% na baixa tensão, totalizando um aumento médio de 7,55% para as 4,2 milhões de unidades consumidoras em 234 municípios de SP.

A Energisa Mato Grosso do Sul (EMS, antiga ENERSUL) atende 970mil unidades consumidoras em 73 municípios do MS. Seu reajuste foi de 6,75% na alta tensão e de 7,40% na baixa tensão, o que representou um aumento médio de 7,19% nas tarifas.

AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A teve um reajuste negativo nas tarifas: -0,33% na alta tensão e -0,34% na baixa tensão, totalizando uma redução média de 0,34% para 1,3 milhão

de unidades consumidoras localizadas em 118 municípios do RS.

A ANEEL prorrogou a vigência das tarifas de 21 concessionárias que tiveram seus contratos de concessão renovados: CEB-Dis (DF), CEEE-D (RS), Celesc-Dis (SC), Celg-D (GO), Cemig-D (MG), Chesp (GO), Cocel (PR), Cooperaliança (SC), Demei (RS), Dmed (MG), Eletrocar (RS), EMG - Energisa (MG), ENF - Energisa NF (RJ), Hidropan (RS), Iguazu (SC), João Cesa (SC), Muxfeldt (RS), Santa Maria (ES), Sulgipe (SE), Uhenpal (RS), Urussanga (SC). Essas distribuidoras possuem agora novas datas de aniversário contratual.

Cinco empresas do grupo CPFL atuantes no estado de SP realizaram no período sua revisão tarifária periódica, que ocorre em média a cada quatro anos. Os índices médios de revisão tarifária entre a baixa e a alta tensão foram de: CPFL Jaguari +13,35%, CPFL Sul Paulista +12,82%, CPFL Mococa +9,02%, CPFL Leste Paulista +13,32% e CPFL Santa Cruz +7,15%. Essas alterações atingiram cerca de 425 mil unidades consumidoras.

Tabela 4.11: Reajuste Tarifário (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Reajuste	Vigência
<b>EMT</b>	Energisa Mato Grosso (antiga CEMAT)	MT	8,60%	08/04/2016 a 07/04/2017
<b>CPFL-Paulista</b>	Companhia Paulista de Força e Luz	SP	7,55%	08/04/2016 a 07/04/2017
<b>EMS</b>	Energisa Mato Grosso do Sul (antiga ENERSUL)	MS	7,19%	08/04/2016 a 07/04/2017
<b>AES-SUL</b>	AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A	RS	-0,34%	19/04/2016 a 18/04/2017

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Tabela 4.12: Revisão Tarifária Periódica (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Revisão Tarifária	Data
CPFL Jaguari	Companhia Jaguari de Energia	SP	13,25%	22/03/16
CPFL Sul Paulista	Companhia Sul Paulista de Energia	SP	12,82%	22/03/16
CPFL Mococa	Companhia Luz e Força Mococa	SP	9,02%	22/03/16
CPFL Leste Paulista	Companhia Paulista de Energia Elétrica	SP	13,32%	22/03/16
CPFL Santa Cruz	Companhia Luz e Força Santa Cruz	SP	7,15%	22/03/16

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

Tabela 4.13: Próximos Reajustes

Sigla	Concessionária	Estado	Data
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	BA	22/04
COELCE	Companhia Energética do Ceará	CE	22/04
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	RN	22/04
ESE	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.(ex-ENERGIPE)	SE	22/04
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco	PE	29/04

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

## f) Leilões

O Leilão de Transmissão de Energia Elétrica 013/2015 foi realizado no dia 13 de abril de 2016. Foram ofertados 24 lotes, que totalizaram 36 linhas de transmissão, com 6.097 km, e 27 subestações de energia distribuídas por 18 estados: AL, BA, CE, ES, MA, MT, MG, PA, PB, PE, PI, RJ, RN, RS, SC, SP, SE e TO. A Receita Anual Permitida – RAP máxima de todo o certame foi de R\$ 2,5 bilhões. Dez dos 24 lotes não receberam propostas. Dos 14 lotes arrematados, apenas 5 lotes foram disputados por mais de uma empresa. 7 lotes foram arrematados sem deságios. O deságio médio ponderado de todos os lotes arrematados foi de 2,96% e a RAP total foi de R\$ 1,4 bilhões. Em geral, os lotes foram arrematados por empresas de menor porte e com pouca tradição nos leilões de transmissão, que puderam participar por conta de uma redução do tamanho dos lotes. Os lotes não arrematados serão novamente oferecidos em leilão a ocorrer em julho.

O Leilão A-5, marcado para 29 de abril, irá negociar empreendimentos a energia hidrelétrica na modalidade por quantidade e energia eólica, termelétrica a biomassa, gás natural em ciclo combinado e carvão na modalidade por disponibilidade. Para os contratos por quantidade, o preço-teto será de R\$ 227,00/MWh. No caso das termelétricas, o preço será de R\$ 251,00/MWh para biomassa e carvão, e R\$ 290,00/MWh para gás natural. Para eólicas, será de R\$ 223,00/MWh. Esses preços podem ser menores dependendo de o empreendimento possuir ou não outorga e/ou contrato.

Um leilão de transmissão é esperado para julho e dois leilões de reserva são esperados para julho e outubro.

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Esta lista registra somente os principais leilões e consultas públicas divulgados

Petróleo & Gás Natural	<b>Objeto</b>	<b>ANP - Chamada Pública para Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural Nº 01/2014-ANP</b>	
	<b>Descrição</b>	Chamada Pública para Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural nº 01/2014-ANP referente ao Gasoduto Itaboraí-Guapimirim.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>	
	Cronograma de etapas	suspensão	

Setor Elétrico (Leilões do ACR)	<b>Objeto</b>	<b>Leilão de Energia Nova A-5</b>	
	<b>Descrição</b>	Serão negociados empreendimentos hidrelétricos na modalidade por quantidade e empreendimentos de geração a partir de termelétricas a biomassa, gás e carvão e eólicas na modalidade por disponibilidade.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>	
	Publicação do Edital	Não divulgado	
	Realização	29/04/2016 (previsto)	
	<b>Objeto</b>	<b>1o Leilão de Energia de Reserva</b>	
	<b>Descrição</b>	Contratação de energia solar fotovoltaica e hidrelétrica (Centrais de Geração Hidrelétrica e Pequenas Centrais Hidrelétricas). Os projetos de energia solar terão prazo de suprimento de 20 anos e os hidrelétricos, de 30 anos. Os contratos terão início de suprimento de energia elétrica em 1º de julho de 2018 para fonte solar fotovoltaica e em 1º de março de 2020 para fonte hidrelétrica.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>	
	Publicação do Edital	Não divulgado	
	Realização	29/07/2016 (previsto)	
	<b>Objeto</b>	<b>2o Leilão de Energia de Reserva</b>	
	<b>Descrição</b>	Contratação energia solar fotovoltaica e eólica. As duas fontes terão prazo de suprimento de 20 anos e data para início do fornecimento em 1º de julho de 2019.	
<b>Etapas</b>	<b>Data</b>		
Publicação do Edital	Não divulgado		
Realização	28/10/2016 (previsto)		



## RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura

Tel.: +55 21 3799 6100

[fgv.br/energia](http://fgv.br/energia)

---

Mantenedores da FGV Energia:

