

# **BOLETIM** DE CONJUNTURA DO SETOR **ENERGÉTICO**

MARÇO • 2016

**03**

## **OPINIÃO**

**Jorge M. T. Camargo**

Novos tempos e desafios para o  
*downstream* brasileiro

## **DESTAQUE**

A inserção dos recursos energéticos  
distribuídos na matriz de energia  
elétrica brasileira

## **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>	
Novos Tempos e Desafios Para o <i>Downstream</i> Brasileiro .....	04
▷ <b>A Inserção dos Recursos Energéticos Distribuídos na Matriz de Energia Elétrica Brasileira</b> .....	06
▷ <b>Petróleo</b> .....	10
Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo .....	10
Derivados do Petróleo .....	13
▷ <b>Gás Natural</b> .....	15
Produção e Importação .....	15
Consumo .....	18
Preços .....	19
▷ <b>Setor Elétrico</b> .....	21
▷ <b>Mundo Físico</b>	
Disponibilidade .....	21
Oferta .....	22
Demanda .....	22
Intercâmbio de Energia Elétrica .....	23
Estoque .....	23
▷ <b>Mundo Contratual</b>	
Oferta .....	24
Demanda .....	25
Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) .....	26
Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD .....	27
Tarifas de Energia Elétrica .....	28
Leilões .....	28
▷ <b>Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas</b> .....	29



## OPINIÃO

# NOVOS TEMPOS E DESAFIOS PARA O DOWNSTREAM BRASILEIRO

Jorge M. T. Camargo\*

(\*Presidente do IBP)

O Brasil é um dos sete maiores mercados de combustíveis do mundo. Este mercado sempre teve na Petrobras a garantia de abastecimento. Os petroleiros da minha geração hão de lembrar que a missão da Petrobras, definida na década de 60, era “abastecer o país com petróleo e derivados aos menores custos para a sociedade”. Missão que a empresa vem cumprindo com notável eficácia. Mesmo durante os choques do petróleo no Oriente Médio, períodos de turbulências políticas internas, greves de petroleiros, esse país de dimensões continentais foi abastecido de combustíveis de norte a sul, leste a oeste. Talvez nem sempre aos menores custos para a sociedade, em anos recentes com pesados prejuízos aos seus acionistas

e às finanças da empresa, mas é justo reconhecer e aplaudir a Petrobras pelo cumprimento de missão tão relevante para o desenvolvimento do país e bem-estar dos brasileiros.

No entanto, os tempos hoje são outros, a Petrobras é outra, e novos serão os desafios do abastecimento de combustíveis no país. O atual plano de negócios da Petrobras, focado na recuperação da sustentabilidade financeira da empresa, através de desinvestimentos e reestruturações, indica com lógica e clareza a prioridade para os projetos de desenvolvimento da produção de petróleo, com ênfase no pré-sal. No segmento downstream, a indicação é de manutenção das operações. Conclui-se que os investimentos necessários para a expansão da capacidade nacional de logística e refino, hoje integralmente nas mãos da Petrobras, terão de ser feitos por investidores privados. Evidentemente, para que investimentos privados em logística e refino se realizem, o ambiente de negócios e regulatório, principalmente os critérios de formação de preços de derivados, terão de ser outros, bem distintos dos que prevaleceram no Brasil até hoje. A partir da desobrigação da Petrobras de atender o mercado brasileiro em toda sua extensão, o setor downstream entra em terreno por nós desconhecido. As delícias e dores de um mercado integralmente controlado pela Petrobras em mais algum tempo serão doces, ou amargas, recordações.

O IBP enxerga no atual momento de transição do setor downstream brasileiro – a exemplo do papel desempenhado a partir da abertura do setor upstream na década de 90 – oportunidade para se oferecer como um fórum para estudos, debates e construção da nova visão para o setor de abastecimento brasileiro. Nesse sentido encomendou ao Instituto de Logística e Supply Chain (ILOS) uma avaliação das demandas futuras, as lacunas logísticas e necessidades de investimentos em downstream.

O estudo considera apenas a adição da refinaria Abreu e Lima (RNEST) ao atual parque de refino e que os volumes de biocombustíveis terão crescimento orgânico. A partir dessas premissas, projeta que em 2030 a demanda por gasolina equivalente (gasolina, etanol anidro e hidratado) deve crescer 44% – de 55 milhões de metros cúbicos para 79 milhões de metros cúbicos por ano –, enquanto a de diesel saltará de 53 milhões de metros cúbicos para 72 milhões de metros cúbicos por ano, no mesmo período. Considerando que não haverá ampliação do atual parque de refino brasileiro – hoje com capacidade de processamento de 2350 mil barris/dia – a oferta local de combustíveis não vai acompanhar o crescimento da demanda. Em 2030 o déficit de gasolina equivalente deverá ser da ordem de 23 milhões de metros cúbicos e o de diesel alcançará 14 milhões de metros cúbicos. Portanto, a demanda futura por combustíveis deverá ser crescentemente atendida por importações de derivados, hoje da ordem de 13% do mercado, podendo alcançar 25% em 2030, sob as premissas de não haver novos investimentos em refino e a manutenção de altos índices de eficiência nas refinarias atuais.

O estudo IBP/ILOS também aponta gargalos logísticos importantes e, de modo geral, a saturação da infraestrutura de dutos, portos, ferrovias, rodovias e hidrovias. As regiões Norte e Nordeste as mais carentes e vulneráveis a eventuais riscos ao abastecimento. Esses gargalos impõem complexidade e alto custo logístico para o abastecimento de combustíveis no país

que mina a competitividade da economia brasileira e penaliza o consumidor final. Estudos recentes do ILOS sobre as cadeias logísticas no Brasil mostram que o nosso atual custo logístico corresponde a 11,7% do PIB. Nos EUA o custo logístico equivalente é estimado em 8,3% do PIB americano, o que nos dá uma medida do seu impacto no chamado “custo Brasil” e na perda de competitividade dos produtos brasileiros.

Apenas para atender a demanda de combustível em 2030, o estudo encomendado pelo IBP estima que será necessário investir cerca R\$ 32 bilhões em infraestrutura em todas essas áreas, incluindo tancagem e sistemas multimodais para escoamento de derivados de petróleo e biocombustíveis.

Essa imensa carência por investimentos em logística e refino pode ser vista como uma ameaça ao abastecimento nacional, ou, como preferimos, uma extraordinária oportunidade para investidores que apostem na dimensão e pujança do mercado de combustíveis brasileiro.

Qual seriam os princípios básicos a nortear uma nova visão para o downstream brasileiro? Essa foi a questão colocada para cerca de duas dezenas de especialistas em recente workshop sobre o futuro do downstream. As respostas apresentaram notável convergência. Políticas e ações efetivas que promovam e garantam liberdade de preços e regras de mercado, competição, produtividade, transparência, pluralidade de atores, foram algumas das principais recomendações para a construção das condições necessárias para a atração do investimento privado e a garantia do abastecimento contínuo do mercado brasileiro.

Nós, no IBP, estamos empenhados em levar adiante esse debate – com isenção, visão estratégica e critérios de racionalidade econômica – e assim colaborar com o setor downstream brasileiro, fundamental para o desenvolvimento do país, nesse momento em que busca se reinventar.



## A INSERÇÃO DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NA MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA

A geração e consumo de energia elétrica no mundo todo vêm passando por uma transformação. O atual modelo centralizado do setor elétrico, em que a geração de energia ocorre em grandes usinas (hidrelétrica, nuclear, térmica ou eólica) distantes dos centros consumidores, e que necessita de linhas de transmissão e de um sistema de distribuição para o transporte da energia ao consumidor final, tende a mudar. Em uma época na qual o aquecimento global passou a ser unanimemente reconhecido como uma ameaça para todo o planeta, com uma política para o seu combate finalmente estabelecida na COP21, a geração e consumo de energia de uma maneira mais eficiente, limpa e participativa deixou de ser vista apenas como um movimento vanguardista e passou a ser considerada a maneira mais racional de se administrar o sistema elétrico.

Os Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) muito têm a contribuir para se alcançar esse objetivo. Os REDs operam tanto do lado da demanda quanto do lado da oferta de energia, e englobam: Geração Distribuída; Armazenamento de Energia; Eficiência Energética; e Gerenciamento de Demanda. Esses recursos atuam para reduzir ou transformar a carga que a rede precisa disponibilizar para os consumidores. Ao redor do mundo, vários países já vêm adotando uma ou várias formas de REDs, com vários resultados interessantes e que contribuem para a discussão e concretização das mudanças necessárias para que se alcance a matriz elétrica do futuro.

No Brasil, a inserção dos REDs ainda é tímida. O primeiro RED a ser introduzido na matriz elétrica brasileira foi a eficiência energética, com o PROCEL na década de 1980. A partir de então, várias políticas visaram desenvolver um consumo mais eficiente de energia no país. Todas essas vertentes foram iniciativas do Governo Federal, como ocorre em outros países, com as distribuidoras de eletricidade desenvolvendo programas de eficiência energética para satisfazer normas regulatórias. Contudo, vem se observando no exterior uma evolução nas políticas de eficiência energética, com o setor privado e os consumidores finais interagindo cada vez mais com os governos no

planejamento e execução dessas políticas, o que vem afetando a maneira como as distribuidoras as colocam em prática.

Em relação ao gerenciamento de demanda, poucas são as ações no Brasil que visam, efetivamente, influenciar a demanda dos consumidores por energia elétrica. As bandeiras tarifárias têm como objetivo sinalizar ao consumidor quando a geração de energia está mais onerosa, o que ocorre em períodos de escassez pluvial, quando as usinas termelétricas precisam ser ativadas para complementar a demanda por energia. A ideia por trás das bandeiras tarifárias é que, ao indicar que a energia está mais cara, o consumidor irá modificar seu comportamento, consumindo menos. Contudo, os consumidores não possuem, de fato, uma escolha – ou seja, mesmo que reduzam o seu consumo total, eles não têm como substituir essa energia mais cara no curto prazo. Assim, as bandeiras tarifárias implicam em redução da quantidade de serviços que o consumidor pode derivar da eletricidade. Nesse sentido, as bandeiras tarifárias têm o efeito de reduzir a demanda, não o de gerenciar.

A tarifa branca, por outro lado, pretende estimular os consumidores a deslocar seu consumo do horário de pico, quando a energia é mais cara, para horários fora de pico. Essa política está mais alinhada com o conceito de gerenciamento de demanda. Entretanto, para poder entrar em vigor, os consumidores que aderirem à tarifa branca precisam de medidores eletrônicos inteligentes instalados em suas residências, os quais ainda não foram regulamentados no Brasil. Ou seja: para serem implementadas, as políticas de gerenciamento de demanda precisam ser acompanhadas da medição inteligente de energia, cuja regulamentação no Brasil ainda caminha a passos lentos.

A geração distribuída (GD), por sua vez, é o RED que mais cresce no Brasil. O conceito de GD vem sendo desenvolvido no país desde as décadas de 1990 e 2000. Contudo, com a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 e sua atualização (Resolução Normativa nº 687/2015), é previsto que a geração de energia de forma distribuída experimente um boom no país. A ANEEL prevê que, até 2024, o número de “prosumidores” (unidades

consumidoras que são, ao mesmo tempo, produtoras de eletricidade) suba de 1.500 para cerca de 1,2 milhão, quando a geração dessas unidades somará 4,5 GW de capacidade. Esse boom é devido às modificações que entraram em vigor com a atualização das normas para a GD. A potência de microgeração passou de 100 kW para até 75kW; e a de minigeração, que era de entre 100 kW e 1 MW, agora passa a ser de entre 75 kW e 3 MW, no caso de fonte hidrelétrica, e 5 MW, para todas as outras fontes renováveis.

Além disso, a partir de agora, além do modelo básico de GD (instalação da GD em residência própria, para autoconsumo), os “prosumidores” também poderão praticar autoconsumo remoto, com a produção de energia de forma distribuída ocorrendo em um lugar (a casa de praia do “prosumidor”, por exemplo) e o consumo ocorrendo em outro local (o apartamento na cidade, por exemplo), desde que os dois locais estejam sob a área de atendimento de uma mesma distribuidora. Poderão ainda investir conjuntamente através da geração compartilhada, se associando por meio de consórcios ou cooperativas, para gerar sua energia de forma distribuída, e também agregar múltiplas unidades consumidoras, como condomínios e shopping centers, para gerar e consumir a energia distribuída.

A maior parte da energia gerada por GD no país é feita através de painéis solares. A contabilização da energia é feita através do net metering, ou sistema de compensação de energia. Por esse método, quando a energia gerada não é consumida, ela é injetada na rede e o “prosumidor” fica com um crédito para utilizar no futuro. Uma outra mudança que a nova resolução da ANEEL traz é o prazo para utilização desses créditos, que passou de 36 para 60 meses. Além disso, a GD no Brasil utiliza a rede disponível como backup de energia, o que ocorre quando a energia gerada não é suficiente para o autoconsumo.

Outra iniciativa do Governo Federal que tem potencial para impulsionar a geração distribuída no Brasil é o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída, ProGD, um programa oficial do MME que prevê investimento de mais de R\$100 bilhões até

2030. O programa estabelece os Valores de Referência Específicos (VREs) em R\$454,00/MWh para a geração solar e R\$329,00/MWh para a cogeração a gás natural. As distribuidoras podem adquirir até 10% de seu mercado por meio da geração distribuída. As ações a serem propostas pelo grupo de trabalho formado, que tem por objetivo propor medidas de incentivo à GD, englobam criação e expansão de linhas de crédito e financiamento de projetos de GD, o incentivo à indústria de componentes e equipamentos, a formação e capacitação de recursos humanos e a promoção e atração de investimentos nacionais e internacionais.

Quanto ao armazenamento de energia, com o avanço da geração distribuída pelo mundo, as tecnologias para seu desenvolvimento vêm ganhando cada vez mais espaço. Espera-se que, em uma residência do futuro, a energia consumida seja gerada localmente por completo através de placas solares, por exemplo. A energia extra seria armazenada em uma bateria e o consumidor seria virtualmente autônomo na sua produção e consumo de energia. A utilização da rede aconteceria só em casos de emergência.

Essa realidade vem se concretizando aos poucos. A Tesla lançou o seu Powerwall<sup>1</sup> com essa finalidade. A Honda também anunciou o lançamento do Power Exporter 9000, que converterá a energia armazenada nas baterias de veículos elétricos para consumo residencial. No Brasil, pouco se desenvolveu sobre armazenamento de energia até o momento. Tendo isso em mente, a ANEEL anunciou recentemente o lançamento de um

programa de P&D de armazenamento de energia.

O desenvolvimento dos REDs no país muito tem a evoluir. Apesar das novidades regulatórias na geração distribuída, que vão contribuir para o seu crescimento, ainda há ansiedade sobre como esses novos conceitos e tecnologias vão interagir com o modelo atual do setor elétrico. Para que todos os REDs, não só a geração distribuída, possam de fato contribuir para uma matriz mais limpa, eficiente e resiliente, o modelo de negócios atual precisa ser repensado. O governo precisa discutir as normas regulatórias, primeiramente desenhando preços e tarifas que efetivamente sinalizem ao consumidor o custo de se consumir energia em diferentes períodos no tempo.

Além disso, o net metering, apesar de simples, pode não ser a melhor forma de incorporar efetivamente todas as vantagens e custos da geração distribuída. Por exemplo, o benefício para a sociedade da geração solar, uma fonte energética limpa, não é internalizado pelo net metering. Os custos de utilizar a rede como backup também não são. Por fim, as oportunidades de financiamento e incentivos fiscais para os micro e mini "prosumidores" precisam ser ampliadas. Por exemplo, alguns estados brasileiros ainda não concedem isenção do ICMS sobre o saldo de energia gerada pela geração distribuída (energia compensada), apesar de o Governo Federal já ter desonerado o PIS-Pasep e a Cofins. O ProGD aparece como uma boa alternativa de estímulo à GD, mas políticas mais abrangentes precisam ser buscadas, não só para a GD como também para todos os REDs.

---

<sup>1</sup> O Tesla Powerwall é uma bateria recarregável de íons de lítio com controle de temperatura por líquido. Sua capacidade de armazenamento é de até 6,4 kWh. Múltiplas unidades do Powerwall podem ser acopladas entre si para maiores necessidades de armazenamento. Seu preço atual é de US\$3.000. Mais informações em: <https://www.teslamotors.com/powerwall>.



Claramente, mudanças desse tipo impactarão diferentes agentes de maneiras diversas. Em particular, o faturamento das distribuidoras. Logo, o governo também precisa rever os incentivos para as distribuidoras no modelo. A melhor estratégia para as distribuidoras, por sua vez, é rever o seu papel no modelo, modificando a sua interação com o consumidor e adotando uma nova estratégia de negócios.

Em resumo, os Recursos Energéticos Distribuídos ainda têm um longo caminho a percorrer para se consolidar na matriz elétrica brasileira. Todos os agentes envolvidos no modelo podem contribuir para esse fim. A matriz já é predominantemente renovável, mas muito ainda pode ser feito para que a energia elétrica seja gerada e consumida de forma mais eficaz e inteligente. Essa é a tendência mundial. Dada a sua importância como potência energética global, o Brasil não pode ficar de fora desse movimento.

\* 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 janeiro de 2016 apresentou queda de 7,08% da produção em relação ao mês anterior, e queda de 4,71% em relação ao mesmo mês de 2015. A produção diária de petróleo em janeiro foi de 2.353 mil bbl/dia, 7,06 % inferior à produção de dezembro, que foi de 2.532 mil bbl/dia (Tabela 2.1). Segundo a Petrobras, essa redução ocorreu, principalmente, em função de paradas programadas para manutenção em algumas plataformas com elevada produção, com destaque para P-58 (Parque das Baleias, com produção de 120 mil bpd),

FPSO Cidade de Mangaratiba (Lula, com produção de 130 mil bpd) e P-48 (Barracuda/Caratinga, com produção de 50 mil bpd)<sup>2</sup>.

De acordo com a ANP, o grau API médio do petróleo produzido em dezembro foi de aproximadamente 25,5 sendo 8% da produção óleo leve ( $\geq 31^\circ$ API), 63% óleo médio ( $\geq 22$  API e  $< 31$  API) e 29% óleo pesado ( $< 22$  API), segundo a classificação da Portaria ANP nº 09/2000.

Os cinco maiores campos produtores de petróleo em janeiro foram Lula (13,1 Mmbbl), Roncador (9,7 Mmbbl), Sapinhoá (6,6 Mmbbl), Jubarte (5,6 Mmbbl) e Marlim (5,1 Mmbbl), todos da Petrobras. Além desses, os campos de Peregrino da Statoil (8º maior produtor), Argonauta da Shell (14 º) Frade da Chevron (16º) produziram respectivamente 2,4, 1,0 Mmbbl e 0,8 Mmbbl.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

Agregado	jan-16	jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	Tendência 12 meses	dez-15	jan-15
Produção	72.944.133	-7,08%	-4,71%		78.503.431	76.553.466
Consumo Interno	58.695.448	2,95%	1,61%		57.012.454	57.767.002
Importação	5.144.691	-55,72%	134,67%		11.617.354	2.192.342
Exportação	27.463.376	5,38%	16,98%		26.061.183	23.476.563

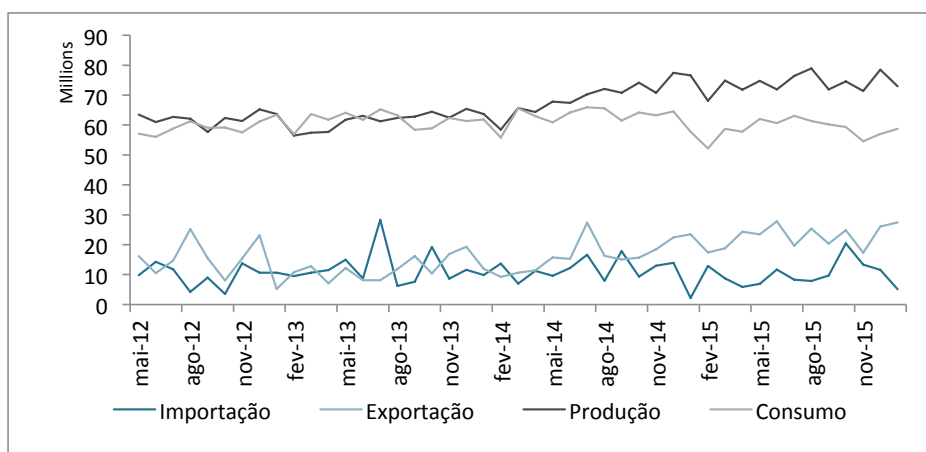
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

<sup>2</sup> <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/producao-de-petroleo-e-gas-natural-em-janeiro-1>

O consumo de petróleo, medido pelo volume de petróleo refinado em território nacional, cresceu 2,95% em janeiro, na comparação com o mês anterior, e 1,61% na comparação anual. Na comparação mensal e anual, além do consumo, as exportações também apresentaram aumento de, respectivamente, 5,38% e 16,98%. As Importações seguiram tendência oposta, caindo 55,72% na comparação mensal, porém foram 134,67% superiores na comparação anual (Gráfico 2.1).

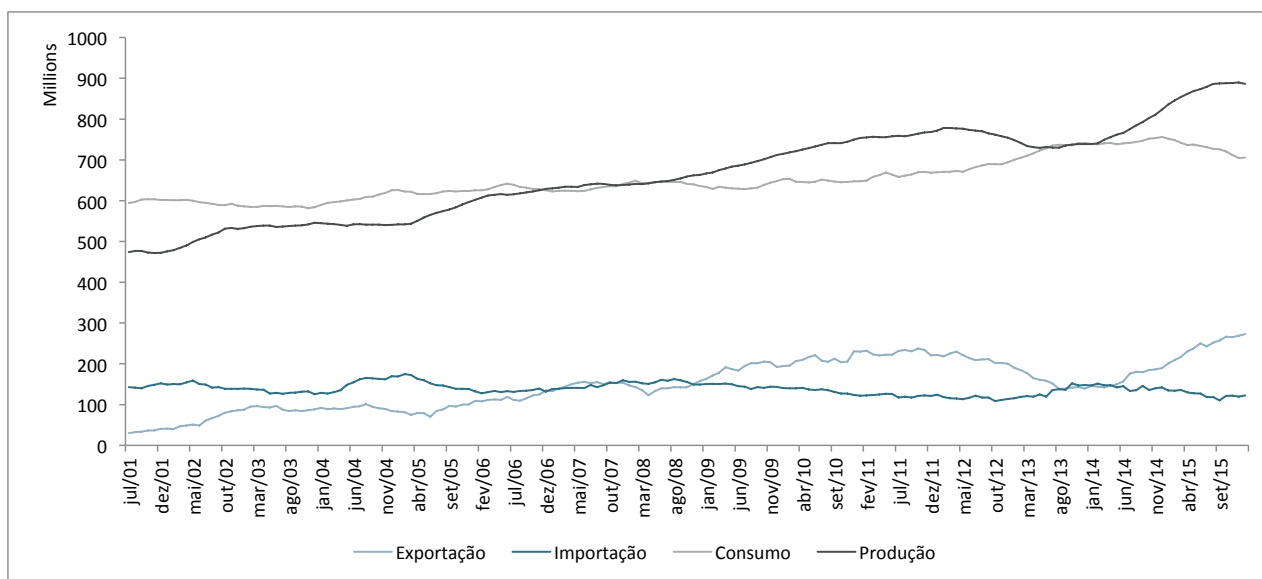
No acumulado de 12 meses, a tendência na queda do Consumo vem se mantendo e se ampliando em relação à Produção, que estacionou na casa dos 886 milhões de barris. Já as Exportações no acumulado 12 meses mantém a tendência de crescimento, alcançando 272 milhões de barris, não sendo acompanhadas pelas Importações, que registraram 118 milhões de barris em janeiro de 2016.

**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.

A queda da produção verificada no mês de dezembro no país foi puxada, principalmente, pelo resultado do estado do Rio de Janeiro, responsável por aproximadamente 86% da queda na produção no mês, em torno de 4,8 milhões de barris. Além do estado do Rio de Janeiro, o Espírito Santo também contribuiu com mais de 33,1% do aumento mensal da produção nacional (5,6 milhões de barris). (Tabela 2.2).

Segundo a U.S Energy Information Administration, a média do preço do petróleo tipo Brent foi de US\$

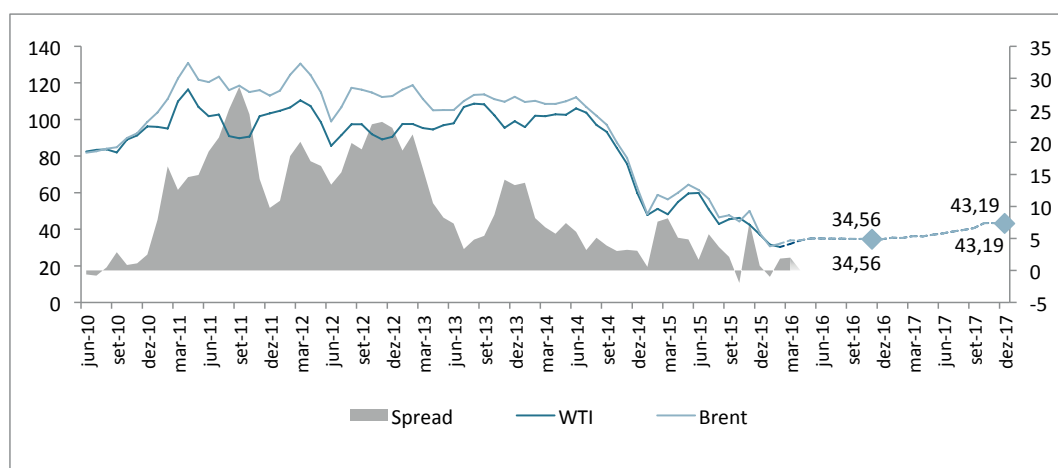
32,00 em fevereiro de 2016, US\$ 1,00 mais alta que o registrado em janeiro de 2016. As projeções para o Brent é de que a média de seu preço flutue em torno de US 34,00 em 2016 e US\$ 40,00 em 2017. As expectativas para os preços do óleo tipo WTI são semelhantes ao Brent, para 2016 e 2017. Também, segundo a agência, há expectativa de que o grande volume de estoques de óleo continue em 2016, o que implicará em preços baixos, em torno dos atuais. A agência também projeta que os estoques crescerão 1,6 milhões de barris por dia e 2016, e 0,6 em 2017. (Gráfico 2.3).

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	jan-16	jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	Tendência 12 meses	dez-15	jan-15
AL	Onshore	141.619	1,10%	19,14%		140.078	118.868
	Offshore	7.954	3,12%	-5,89%		7.714	8.452
AM	Onshore	776.269	-0,50%	-8,72%		780.172	850.450
	Offshore	1.152.668	-0,23%	-9,12%		1.155.287	1.268.395
BA	Onshore	25.068	8,96%	37,28%		23.007	18.261
	Offshore	47.758	4,05%	16,22%		45.901	41.092
CE	Onshore	174.480	12,17%	-6,51%		155.545	186.637
	Offshore	416.916	-5,00%	-6,94%		438.841	448.024
ES	Onshore	10.448.799	-14,99%	-16,01%		12.290.758	12.441.129
	Offshore	627	140,94%	30,54%		260	480
MA	Onshore	48.767.794	-8,95%	-5,46%		53.563.345	51.582.318
	Offshore	1.591.938	-0,01%	3,53%		1.592.102	1.537.634
RJ	Onshore	204.538	-0,02%	-12,22%		204.574	233.009
	Offshore	8.208.387	14,68%	23,38%		7.157.771	6.652.971
RN	Onshore	729.187	-2,50%	-10,99%		747.869	819.194
	Offshore	250.130	24,94%	-27,81%		200.208	346.500
<b>Total</b>		<b>72.944.133</b>	<b>-7,08%</b>	<b>-4,71%</b>		<b>78.503.431</b>	<b>76.553.413</b>

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 dezembro de 2015, em janeiro só não houve queda no consumo do QAV dentre os principais derivados de petróleo, porém, na comparação anual, houve queda no consumo para todos os principais derivados de petróleo. Vale destacar a queda no consumo de gasolina, que registrou -15,76% e -16,22%, respectivamente, nas comparações mensal e anual. (Tabela 2.3).

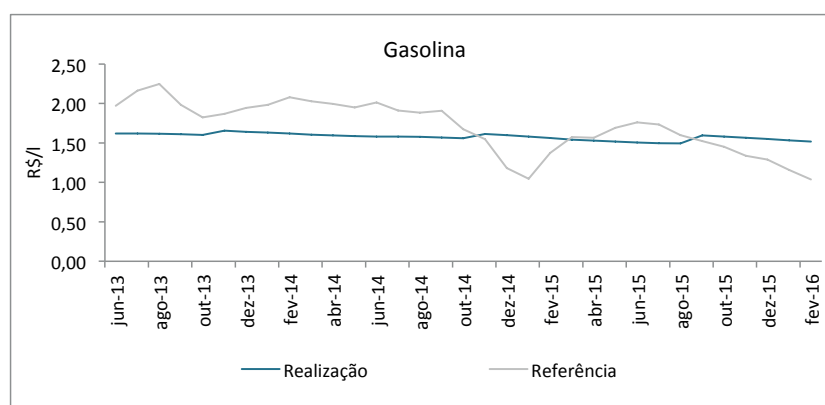
Em fevereiro de 2016, houve uma interrupção no aumento da diferença entre os preços de realização interna e os de referência internacional. O ligeiro aumento dos preços dos derivados em fevereiro, refletindo o aumento do preço do petróleo, contribuiu para o término da tendência de ampliação da diferença dos preços de realização interna e de referência internacional.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril).

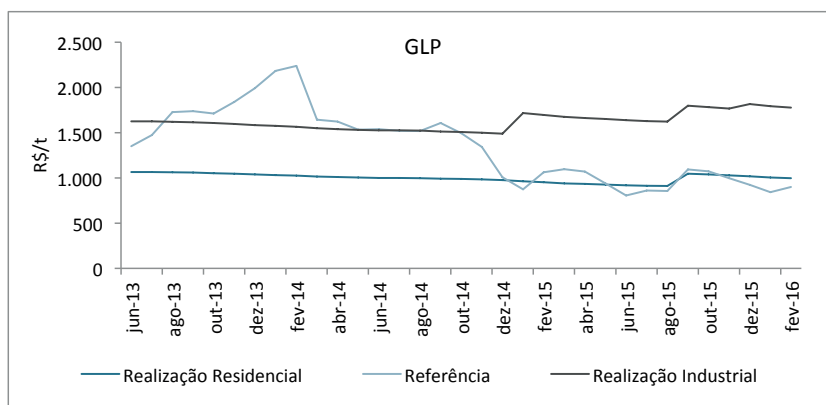
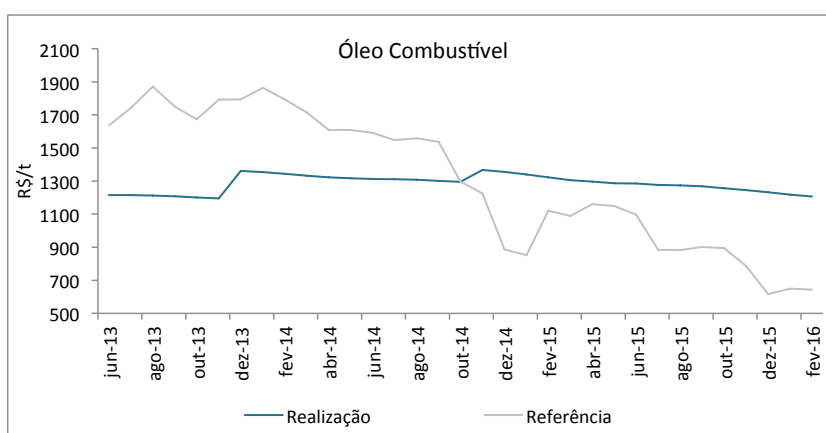
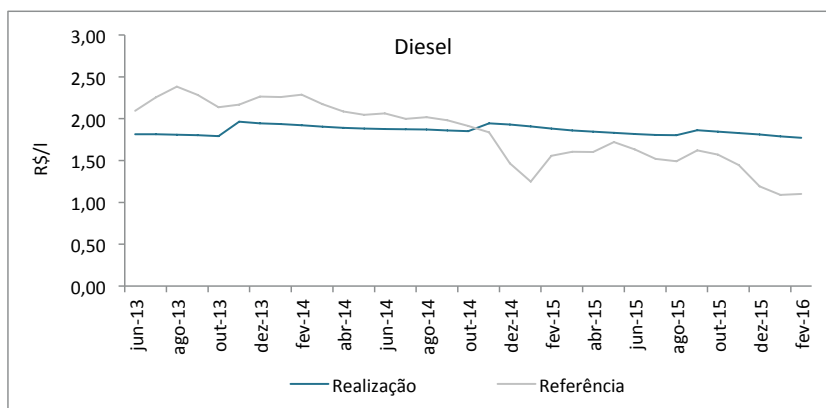
Combustível	Agregado	jan-16	jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	Tendência 12 meses	dez-15	jan-15
Gasolina	Produção	14.131.449	-1,66%	2,82%		14.369.916	13.744.524
	Consumo	15.257.368	-15,76%	-16,22%		18.110.884	18.210.972
	Importação	0	-100,00%	-100,00%		669.565	2.265.200
	Exportação	59.817	-40,64%	24,68%		100.763	47.975
Diesel	Produção	27.298.195	9,65%	9,65%		24.895.961	24.895.961
	Consumo	23.060.986	-12,41%	-16,70%		26.329.196	27.685.841
	Importação	27.298.195	9,65%	12,43%		24.895.961	24.279.874
	Exportação	59.817	-	-		-	-
GLP	Produção	3.884.953	-1,68%	-2,99%		3.951.398	4.004.606
	Consumo	6.292.423	-10,56%	-3,53%		7.035.314	6.522.985
	Importação	10.662.269	694,44%	556,11%		1.342.109	1.625.076
QAV	Produção	3.199.400	12,44%	-3,58%		2.845.553	3.318.265
	Consumo	4.119.296	5,68%	-2,26%		3.897.749	4.214.730
	Importação	-	-	-		245.624	-
	Exportação	0	-	-100,00%		-	20.205
Óleo Combustível	Produção	6.445.759	-4,12%	-12,68%		6.723.002	7.381.915
	Consumo	2.368.341	-0,52%	-22,74%		2.380.637	3.065.357
	Importação	4.947.233	7387,81%	1280,41%		66.071	358.389
	Exportação	1.719.925	-21,32%	-28,89%		2.186.039	2.418.652

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 2.4: Preço Real dos combustíveis<sup>3</sup> x referência internacional (R\$/l).



<sup>3</sup> Devido à indisponibilidade de dados, os preços de referência são a cotação do final do mês e não incluem custo de internação.



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



## GÁS NATURAL

### A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

No mês de janeiro houve produção de 97,25 MMm<sup>3</sup>/dia em média, uma queda de 3,14% com relação ao mês de dezembro. A queda de produção também repercutiu no volume de gás nacional ofertado ao mercado que sofreu queda de 4,33 MMm<sup>3</sup>/dia, ou 8,30%, com relação ao mês anterior. Do lado da demanda, o consumo atinge valor mínimo no período de doze meses, com 88,17 MMm<sup>3</sup>/dia consumidos em média. Uma queda de 2,1 MMm<sup>3</sup>/dia, ou 2,33%, com relação ao mês de dezembro. Com esse resultado, houve aumento de 7,34% nas importações no mês, registrando 45,77 MMm<sup>3</sup>/dia.

No período de doze meses houve alta de 0,71% na produção nacional bruta, queda de 9,08% na oferta

de gás nacional, e queda de 13,81% do consumo. Ao todo, a oferta de gás nacional foi reduzida em 4,34 MMm<sup>3</sup>/dia e o consumo em 12,18 MMm<sup>3</sup>/dia. Com isso, houve também queda de 10,90% das importações, uma retração de 4,99 MMm<sup>3</sup>/dia com relação a janeiro de 2015.

No Gráfico 3.1 é possível observar o resultado do mês de janeiro de 2016, começando o ano abaixo dos volumes médios anuais ofertados em 2015, tanto na oferta de gás nacional quanto na oferta de gás importado. A oferta de gás nacional em janeiro foi de 47,82 MMm<sup>3</sup>/dia, enquanto a média de 2015 foi de 52,15 MMm<sup>3</sup>/dia. Do mesmo modo, as importações de GNL e por gasoduto no mês de janeiro somaram 45,77 MMm<sup>3</sup>/dia, versus uma média em 2015 de 50,43 MMm<sup>3</sup>/dia.

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

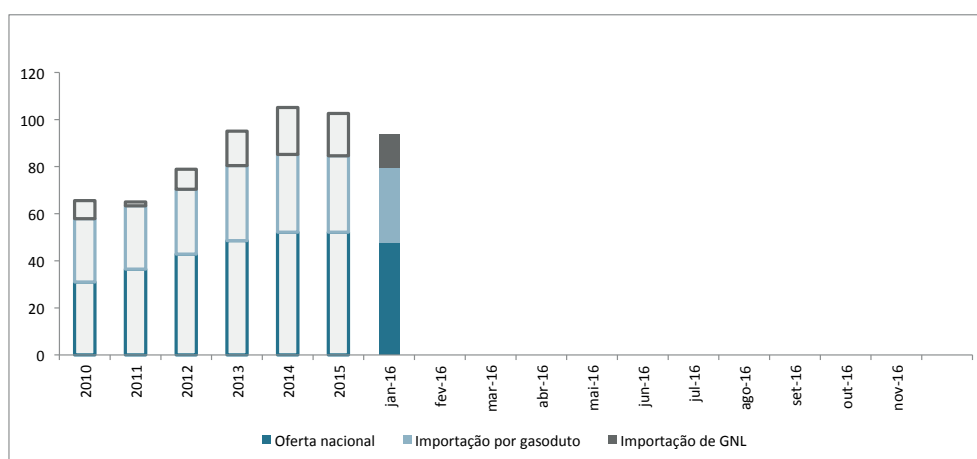
	jan-16	jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	12 meses	dez-15	jan-15
Produção Nacional	97,25	-3,14%	0,71%		100,40	96,56
Oferta de gás nacional	47,82	-8,30%	-9,08%		52,15	52,16
Importação	45,77	7,34%	-10,90%		42,64	50,76
Consumo	88,17	-2,33%	-13,81%		90,27	100,35

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Na tabela 3.2 observamos um aumento de 1,60% na produção de gás indisponível ao mercado. Ressalta-se o progressivo aumento da reinjeção de gás que registrou alta de 4,97% no mês e 46,86% no ano, atingindo valor máximo na série histórica com 30,43 MMm<sup>3</sup>/dia. Em termos absolutos, o volume reinjetado aumentou 1,44 MMm<sup>3</sup>/dia no mês de janeiro. Por outro lado, a queima de gás, o consumo interno em E&P, assim como a absorção em UPGN's, registraram queda em janeiro, permitindo recuperar aproximadamente 0,66 MMm<sup>3</sup>/dia.







Com o aumento da produção indisponível, que registrou valor máximo no período de doze meses, a relação entre a oferta de gás nacional e a produção bruta de gás caiu para 49%. O Gráfico 3.2 permite observar a queda na oferta de gás nacional e o aumento da produção indisponível, em particular das reinjeções, com relação às médias anuais de 2015. Enquanto a média de reinjeções de gás em 2015 foi de 24,29 MMm<sup>3</sup>/dia, o mês de janeiro registrou 30,43 MMm<sup>3</sup>/dia. As demais componentes da produção indisponível em janeiro mantiveram-se próximas das respectivas médias anuais de 2015.

**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)**

	jan-16	jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	12 meses	dez-15	jan-15	
<b>Prod. Nacional Bruta</b>	97,25	-3,14%	0,71%		100,40	96,56	
Produção indisponível	Reinjeção	30,43	4,97%	46,86%	28,99	20,72	
	Queima	3,27	-3,54%	-19,06%	3,39	4,04	
	Consumo interno em E&P	12,47	-1,19%	1,80%		12,62	12,25
	Absorção em UPGN's	3,26	-10,68%	-24,36%		3,65	4,31
	<b>Subtotal</b>	49,43	1,60%	19,63%		48,65	41,32
<b>Oferta de gás nacional</b>	47,82	-8,30%	-13,42%		52,15	55,23	
Ofert nacional/Prod. Bruta	49%	-5,33%	-14,03%		52%	57%	

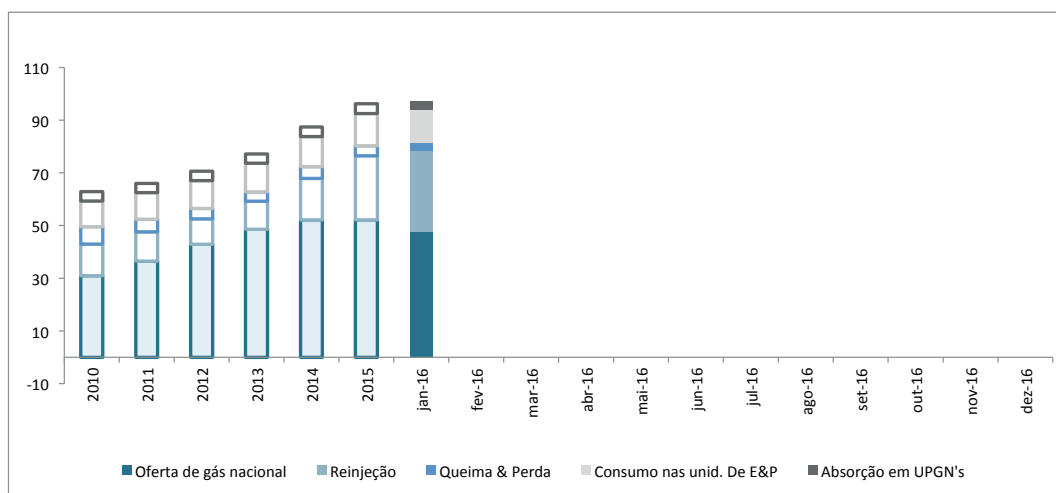
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.



Na tabela 3.3 observamos que em janeiro houve alta de 7,34%, ou 3,13 MMm<sup>3</sup>/dia, nas importações totais de gás com relação ao mês de dezembro de 2015. Desse montante, 2,2 MMm<sup>3</sup>/dia foram oriundos do aumento de 18,53% nas importações de GNL. Outros 0,93 MMm<sup>3</sup>/dia foram adicionados via importação por gasoduto.




Com relação a janeiro de 2015, as importações totais estão 9,83% abaixo dos 50,76 MMm<sup>3</sup>/dia registrados. Em particular, houve recuo de 17,57%, ou 3 MMm<sup>3</sup>/dia, nas importações de GNL com relação a janeiro 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)

	jan-16	jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	12 meses	dez-15	jan-15
<b>Gasoduto</b>	31,70	3,02%	-5,91%		30,77	33,69
<b>GNL</b>	14,07	18,53%	-17,57%		11,87	17,07
<b>Total</b>	45,77	7,34%	-9,83%		42,64	50,76

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

## B) CONSUMO








Em janeiro o consumo de gás natural recuou 2,33% atingindo valor mínimo no período de doze meses. O resultado foi puxado pela queda de 7,19% no consumo de gás com geração de energia elétrica (GEE), que recuou 3,06 MMm<sup>3</sup>/dia com relação ao mês de dezembro, atingindo valor mínimo na série de doze meses. Após quatro meses de sucessivas quedas, o consumo industrial mudou sua trajetória e registrou alta de 4,51%, com 39,61 MMm<sup>3</sup>/dia consumidos em média no mês de janeiro.

No período de doze meses o consumo industrial registrou queda de 7,37%, ou 3,15 MMm<sup>3</sup>/dia. Também consequência da retração da economia nacional e redução do despacho termoeletrico, o consumo em

GEE sofreu queda de 19,77%, ou 9,74 MMm<sup>3</sup>/dia com relação ao mês de janeiro de 2015. No gráfico 3.3 é possível verificar a diferença entre o consumo industrial e de GEE médio anual de 2015 e o consumo médio desses dois segmentos no mês de janeiro deste ano.

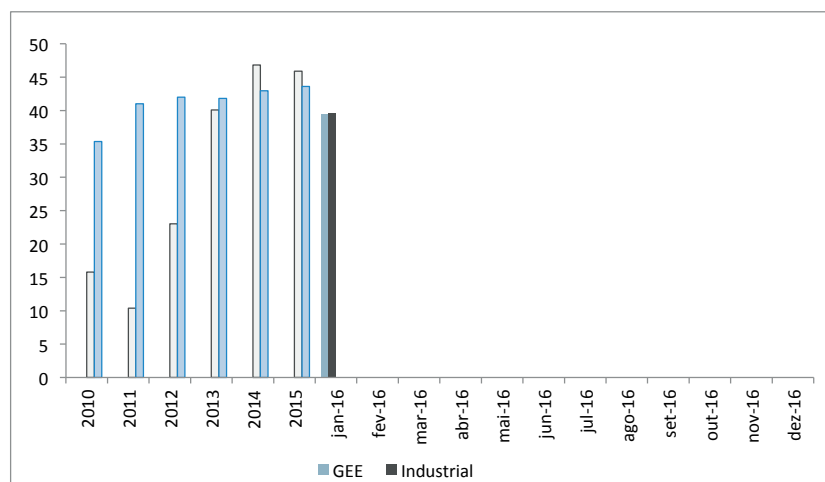
Os consumidores de gás de menor porte registraram queda no mês de janeiro, em particular o segmento de cogeração destacou-se pela retração de 21,11%, uma redução de 0,61 MMm<sup>3</sup>/dia. Ao todo, a queda de consumo dos consumidores de menor porte somados foi de 1,45 MMm<sup>3</sup>/dia no mês de janeiro.

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

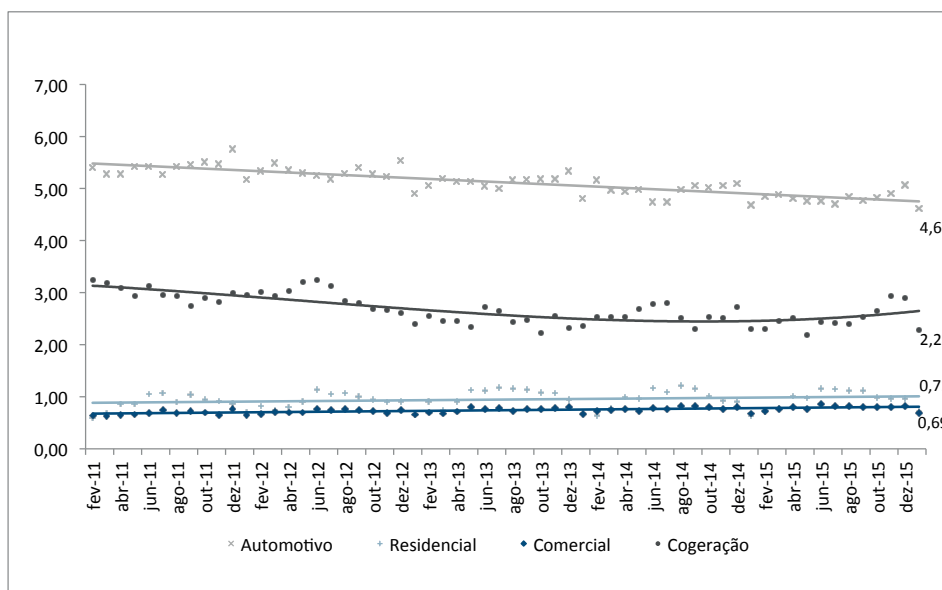
	jan-16	jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	12 meses	dez-15	jan-15
<b>Industrial</b>	39,61	4,51%	-7,37%		37,90	42,76
<b>Automotivo</b>	4,61	-9,07%	-1,50%		5,07	4,68
<b>Residencial</b>	0,72	-25,77%	14,29%		0,97	0,63
<b>Comercial</b>	0,69	-15,85%	1,47%		0,82	0,68
<b>GEE</b>	39,52	-7,19%	-19,77%		42,58	49,26
<b>Cogeração</b>	2,28	-21,11%	-0,87%		2,89	2,30
<b>Total</b>	88,17	-2,33%	-12,14%		90,27	100,35

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 M<sup>3</sup>/dia)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

## C) PREÇOS

Os preços do gás nacional seguem em queda a onze meses, atingindo valores mínimos na série iniciada em janeiro de 2013. No citygate houve queda de 4,47%, com a molécula sendo comercializada a 5,64 US\$/MMBTU. Com relação ao mesmo mês

do ano passado, esse valor representa uma queda de 49,04% no preço do gás natural vendido às distribuidoras, uma economia de 5,43 US\$/MMBTU na compra do gás no citygate com relação a janeiro de 2015.

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

	jan-16	jan-16/dez-15	jan-16/jan-15	12 meses	dez-15	jan-15	
<b>Henry Hub</b>	2,27	18,29%	-24,50%		1,92	3,01	
<b>Europa</b>	5,35	-11,55%	-42,43%		6,05	9,29	
<b>Japão</b>	8,25	-5,26%	-45,38%		8,71	15,11	
<b>PPT *</b>	3,69	-2,83%	-20,64%		3,80	4,65	
Preços na distribuidora (Ref: Sideline)	<b>No City Gate</b>	5,64	-4,47%	-49,04%		5,91	11,07
	<b>2.000 m³/dia **</b>	11,81	-4,20%	-27,52%		12,33	16,29
	<b>20.000 m³/dia **</b>	10,41	-5,47%	-23,13%		11,01	13,54
	<b>50.000 m³/dia **</b>	10,13	-5,46%	-22,12%		10,72	13,01

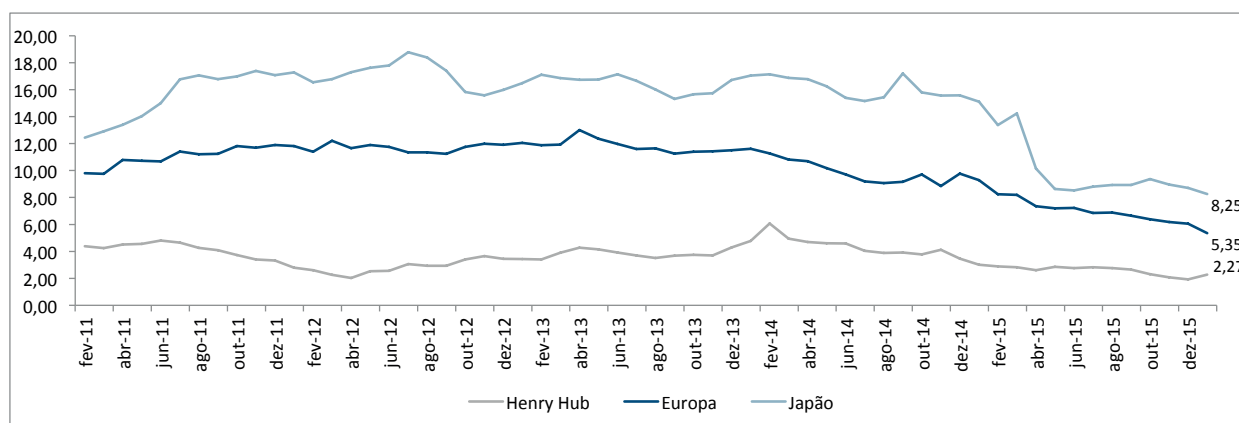
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e Banco Mundial - Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha.

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

Para o segmento industrial os preços registraram queda de 4,20% a 5,47% no mês. O gás foi comercializado entre 11,81 US\$/MMBTU e 10,13 US\$/MMBTU para consumidores até 2.000 m<sup>3</sup>/dia e 50.000 m<sup>3</sup>/dia respectivamente. No período de doze meses, o preço do gás para o consumidor industrial sofreu quedas entre 22,12% e 27,52% em função das faixas de consumo, uma economia de até 4,48 US\$/MMBTU na compra do gás nas distribuidoras.

No cenário internacional, os preços seguem trajetória de queda, com exceção do gás nos EUA, onde o Henry Hub (HH) registrou alta de 18,29% após ter registrado valor mínimo histórico na série iniciada no ano 2000. No Japão houve queda de 5,26%, sendo comercializado a 8,25 US\$/MMBTU. Já o mercado Europeu registrou a maior queda nos preços do gás natural, com recuo de 11,55% no mês, uma redução de 0,7 US\$/MMBTU, comercializado a 5,35 US\$/MMBTU.

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

A disponibilidade hídrica representada pela Energia Natural Afluente – ENA, de acordo com a Tabela 4.1, sofreu queda de 10,24% em todo o Sistema Interligado Nacional – SIN, na comparação mensal. Tal resultado foi fortemente influenciado pelas quedas de SE, 27,73%, que tem peso maior por ser a região com maior capacidade de armazenamento de todo o SIN, e de S, 7,21%. Já as regiões NE e N cresceram

136,65% e 87,17%, respectivamente. Vale destacar que a última vez que a Média de Longo Termo – MLT de NE superou a atual foi em fevereiro de 2012. Já os resultados da comparação ano a ano registram que o mês de análise deste ano foi 62,39% superior em ENA do que o mesmo mês do ano passado. Todas as regiões cresceram, SE 65,02%, S 18,35%, NE 223,19% e N 26,05%.

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

	fev-16		fev-16/jan-16	fev-16/fev-15	Tendências 12 meses	jan-16		fev-15	
SE	57.602,00	85,62%	-27,73%	65,02%		79.702,00	127,07%	34.907,00	59,10%
S	13.802,00	166,01%	-7,21%	18,35%		14.874,00	203,75%	11.662,00	139,59%
NE	13.894,00	94,10%	136,65%	223,19%		5.871,00	41,58%	4.299,00	28,87%
N	9.349,00	43,08%	87,17%	26,05%		4.995,00	49,28%	7.417,00	55,06%
Total	94.647,00	-	-10,24%	62,39%		105.442,00	-	58.285,00	-





















Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

## b) Oferta

Na Tabela 4.2 vemos que a geração total de energia elétrica em todo o SIN aumentou 6,28% em fevereiro deste ano em comparação com o mês anterior. O tipo de geração que mais cresceu em termos percentuais foi a eólica, com 47,37% (817 MWmed), e em termos absolutos foi a hidráulica, com 9,24% (4399 MWmed). As térmicas convencionais reduziram em 9,75% sua geração, muito pela manobra de desligamento das térmicas mais caras pelo Operador Nacional do

Sistema Elétrico – ONS. Já a comparação anual revela o estresse que o sistema passava naquele momento. As hidráulicas aumentaram a geração em 9,73%, e as térmicas reduziram 29,59%, ou seja, as hidráulicas no ano passado estavam operando a uma capacidade mais reduzida, e as térmicas operando na tentativa de recompor e/ou preservar os reservatórios do SIN. O aumento de 61,81% de eólica revela a entrada em operação de diversos parques novos.

Tabela 4.2: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		fev-16	fev-16/jan-16	fev-16/fev-15	Tendências 12 meses	jan-16	fev-15
SE/CO	Hidráulica	20.414,44	-1,63%	17,37%		20.752,56	17.393,19
	Nuclear	1.992,30	-0,56%	17,02%		2.003,55	1.702,59
	Térmica	4.753,88	-8,88%	-32,76%		5.217,21	7.069,76
	Total	27.160,62	-2,91%	3,80%		27.973,32	26.165,54
S	Hidráulica	11.799,49	4,99%	-2,20%		11.238,15	12.065,39
	Térmica	679,35	-12,38%	-60,56%		775,34	1.722,40
	Eólica	419,54	-21,62%	54,73%		535,28	271,14
	Total	12.898,38	2,79%	-8,25%		12.548,77	14.058,93
NE	Hidráulica	2.745,66	-5,32%	-16,83%		2.899,81	3.301,08
	Térmica	2.709,92	-15,78%	-34,63%		3.217,62	4.145,21
	Eólica	2.121,75	78,42%	63,28%		1.189,19	1.299,44
	Total	7.577,33	3,70%	-13,36%		7.306,62	8.745,73
N	Hidráulica	6.072,59	109,06%	0,33%		2.904,73	6.052,89
	Térmica	1.793,98	-10,49%	-22,11%		2.004,14	2.303,20
	Total	7.866,57	60,25%	-5,86%		4.908,87	8.356,09
	Itaipu	10.981,66	11,83%	27,87%		9.819,98	8.588,48
Total	Hidráulica	52.013,84	9,24%	9,73%		47.615,23	47.401,03
	Térmica	11.929,43	-9,75%	-29,59%		13.217,86	16.943,16
	Eólica	2.541,29	47,37%	61,81%		1.724,47	1.570,58
	Total	66.484,56	6,28%	0,86%		62.557,56	65.914,77

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

## c) Demanda

A demanda de energia de todo o SIN aumentou 6,25% (Tabela 4.3) na comparação mensal. O subsistema que mais cresceu foi SE/CO, tanto em termos relativos 8,10%, quanto em termos absolutos (2962 MWmed). S, NE e N também elevaram a Carga de Energia,

4,54%, 3,53% e 1,89, respectivamente. Na comparação ano a ano, a Carga de Energia total registrou aumento de 0,83%. SE/CO, S e N cresceram 0,79%, 0,53% e 3,94%, respectivamente, sendo que somente NE sofreu queda, 0,19%.

Tabela 4.3: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

	fev-16	fev-16/jan-16	fev-16/fev-15	Tendências 12 meses	jan-16	fev-15
<b>SE/CO</b>	39.528,19	8,10%	0,79%		36.566,39	39.219,92
<b>S</b>	11.760,53	4,54%	0,53%		11.249,29	11.698,25
<b>NE</b>	9.935,03	3,53%	-0,19%		9.596,56	9.953,70
<b>N</b>	5.239,31	1,89%	3,94%		5.142,32	5.040,82
<b>Total</b>	66.463,06	6,25%	0,83%		62.554,56	65.912,69

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

#### d) Intercâmbio de Energia Elétrica

O intercâmbio de energia elétrica a partir de S para SE/CO recuou 13,91% na comparação mês a mês, como é apresentada na Tabela 4.4. Aproximadamente 21,89 MWmed foram importados de outros países através do subsistema S. Com o aumento da geração

total de aproximadamente 60% em N (Tabela 4.2), tal subsistema exportou energia para SE/CO (694,93 MWmed) e para NE (1932,33 MWmed). Parte da energia gerada e enviada a NE foi direcionada de SE/CO, 425,04 MWmed.

Tabela 4.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	fev-16	fev-16/jan-16	fev-16/fev-15	Tendências 12 meses	jan-16	fev-15
<b>S - SE/CO</b>	1.115,93	-13,91%	-52,69%		1.296,23	2.358,60
<b>Internacional - S</b>	21,89	573,54%	952,40%		3,25	2,08
<b>N - NE</b>	1.932,33	-	81,69%		0,00	1.063,53
<b>N - SE/CO</b>	694,93	397,69%	-69,14%		-233,44	2.251,73
<b>SE/CO - NE</b>	425,04	-81,44%	194,29%		2.289,72	144,43

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

#### e) Estoque

Apesar da queda de ENA no SIN (Tabela 4.1) e do aumento da geração hidráulica no SIN (Tabela 4.2), houve recuperação de 18,64% da Energia Armazenada – EAR nos reservatórios do SIN, chegando a um valor de 50,12% do volume total na comparação mês a mês (Tabela 4.5). O que mais cresceu foi NE 80,69%, justamente pelo aumento

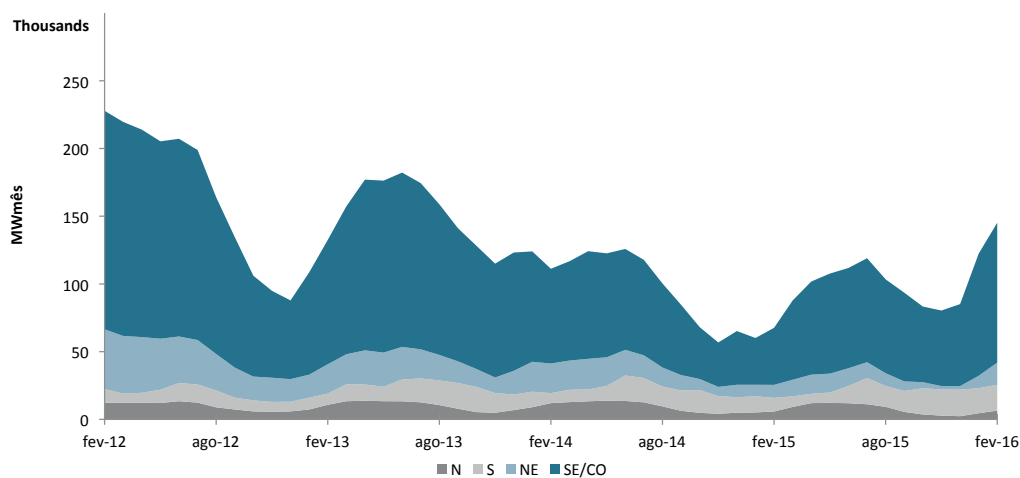
da ENA no subsistema (Tabela 4.1) e pela queda da geração hidráulica (Tabela 4.2). SE/CO, N, e N cresceram 14,52%, 2,27% e 42,84%, respectivamente. Já na comparação anual, o total de EAR no SIN cresceu 114,57%, com destaque para SE/CO, com crescimento de 144,63%, subsistema com maior capacidade de armazenamento do país.

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	fev-16	fev-16/jan-16	fev-16/fev-15	Tendências 12 meses	jan-16	fev-15		
<b>SE/CO</b>	103.233,00	50,89%	14,52%	144,63%	90.144,00	44,44%	42.200,00	20,59%
<b>S</b>	18.984,00	95,12%	2,27%	86,91%	18.562,00	93,01%	10.157,00	51,11%
<b>NE</b>	16.475,00	31,80%	80,69%	73,18%	9.118,00	17,60%	9.513,00	18,34%
<b>N</b>	6.479,00	43,08%	42,84%	11,96%	4.536,00	30,16%	5.787,00	39,07%
<b>Total</b>	145.171,00	50,12%	18,64%	114,57%	122.360,00	42,24%	67.657,00	23,21%

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

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

	dez-15	dez-15/nov-15	dez-15/dez-14	Tendências 12 meses	nov-15	dez-14
Hidráulica > 30MW	40.947,24	0,97%	3,58%		40.553,34	39.533,46
Térmica a Gás	6.410,48	-3,99%	-14,20%		6.677,04	7.471,40
Térmica a Óleo	1.415,33	-17,76%	-48,13%		1.720,96	2.728,41
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	539,50	-2,06%	-1,33%		550,85	546,78
Térmica a Carvão Mineral	1.763,87	4,58%	-8,39%		1.686,56	1.925,47
Térmica Nuclear	1.839,09	1,27%	-0,67%		1.816,09	1.851,56
Total Térmica Convencional	11.968,25	-3,88%	-17,59%		12.451,50	14.523,62
Total Convencional	52.915,50	-0,17%	-2,11%		53.004,85	54.057,08
Eólica	2.783,23	5,84%	48,25%		2.629,59	1.877,43
Hidráulica CGH	93,40	10,68%	22,24%		84,39	76,41
Hidráulica PCH	2.797,65	15,80%	7,63%		2.415,91	2.599,30
Térmica a Biomassa	1.892,39	-36,54%	-6,31%		2.982,01	2.019,78
Total Alternativa	7.566,67	-6,72%	15,12%		8.111,89	6.572,92
Térmica - Outros	424,06	-5,74%	-0,45%		449,87	425,98
<b>Total</b>	<b>60.906,23</b>	<b>-1,07%</b>	<b>-0,25%</b>		<b>61.566,61</b>	<b>61.055,98</b>

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

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

A geração total em dezembro de 2015 foi de 60.906,23 MWmed, o que representou uma redução mensal de 1,07% e anual de 0,25%.

A geração por fontes térmicas convencionais foi de 11.968,25 MWmed, uma queda de 3,88% na comparação mensal e de expressivos 17,59% na



comparação anual. Destas, a que apresentou maior queda foi a geração por térmicas a óleo, que teve redução relativa de 17,76% no mês e 48,13% no ano. A geração por térmicas a gás teve redução de 3,99% na comparação mensal e 14,20% na comparação anual. Esses resultados podem ser atribuídos a uma melhora na hidrologia somada a uma redução na demanda.































A geração hidráulica se manteve relativamente estável com relação ao mês anterior, tendo aumentado 0,97%. Já na comparação anual a melhora foi de 3,58%. O início do período úmido trouxe como esperado um aumento mais significativo na geração das usinas a

fio d'água. As PCHs e CGHs geraram 15,80% e 10,68% a mais na comparação mensal, respectivamente. Na comparação anual essas fontes tiveram aumento de, respectivamente, 22,24% e 7,63%, graças ao aumento da ENA em comparação ao ano anterior.

As fontes alternativas tiveram redução mensal de 6,72%, fortemente influenciada pela queda na geração de térmicas a biomassa, de 36,54%, em função da entressafra da cana de açúcar. Na comparação anual, porém, as alternativas tiveram aumento de 15,12%, influenciado principalmente pelo aumento das eólicas. Essa fonte teve aumento de 48,25% no ano e 5,84% no mês.

## b) Demanda

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

		dez-15	dez-15/nov-15	dez-15/dez-14	Tendências 12 meses	nov-15	dez-14
Sistemas Isolados	Residencial	238,11	-5,52%	6,42%		252,03	223,74
	Industrial	21,72	-11,32%	-4,90%		24,49	22,84
	Comercial	93,06	-9,33%	3,31%		102,63	90,07
	Outros	112,57	-5,67%	-2,12%		119,33	115,00
	<b>Total</b>	<b>465,46</b>	<b>-6,63%</b>	<b>3,06%</b>		<b>498,49</b>	<b>451,65</b>
N	Residencial	1.079,77	-5,90%	13,01%		1.147,42	955,45
	Industrial	1.729,42	-1,07%	-9,77%		1.748,07	1.916,73
	Comercial	552,22	-2,87%	3,80%		568,53	532,03
	Outros	490,61	0,68%	8,76%		487,27	451,11
	<b>Total</b>	<b>3.852,02</b>	<b>-2,51%</b>	<b>-0,09%</b>		<b>3.951,29</b>	<b>3.855,32</b>
NE	Residencial	2.761,42	3,34%	5,43%		2.672,18	2.619,20
	Industrial	2.426,83	-6,94%	-7,64%		2.607,94	2.627,58
	Comercial	1.557,17	1,81%	5,72%		1.529,56	1.472,97
	Outros	1.685,15	-2,71%	8,38%		1.732,01	1.554,87
	<b>Total</b>	<b>8.430,57</b>	<b>-1,30%</b>	<b>1,88%</b>		<b>8.541,68</b>	<b>8.274,62</b>
SE/CO	Residencial	8.722,49	-4,60%	-0,30%		9.142,88	8.748,71
	Industrial	10.559,19	-6,94%	-6,53%		11.346,22	11.296,96
	Comercial	6.661,79	-3,54%	0,97%		6.906,37	6.597,90
	Outros	4.459,28	-6,78%	4,01%		4.783,35	4.287,54
	<b>Total</b>	<b>30.402,75</b>	<b>-5,52%</b>	<b>-1,71%</b>		<b>32.178,82</b>	<b>30.931,11</b>
S	Residencial	2.155,08	-3,80%	-11,01%		2.240,19	2.421,65
	Industrial	3.304,81	-7,72%	-8,25%		3.581,40	3.602,01
	Comercial	1.678,62	-0,27%	-10,26%		1.683,17	1.870,64
	Outros	1.721,21	2,14%	-10,20%		1.685,20	1.916,71
	<b>Total</b>	<b>8.859,73</b>	<b>-3,59%</b>	<b>-9,70%</b>		<b>9.189,96</b>	<b>9.811,01</b>
Total	Residencial	14.956,87	-3,22%	-0,08%		15.454,70	14.968,75
	Industrial	18.041,96	-6,56%	-7,32%		19.308,12	19.466,12
	Comercial	10.542,86	-2,29%	-0,20%		10.790,26	10.563,61
	Outros	8.468,82	-3,84%	1,72%		8.807,17	8.325,24
	<b>Total</b>	<b>52.010,52</b>	<b>-4,32%</b>	<b>-2,46%</b>		<b>54.360,24</b>	<b>53.323,71</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 no Brasil em dezembro de 2015 foi de 52.010,52 MWmed, uma queda mensal de 4,32% e anual de 2,46%. Todos os subsistemas apresentaram queda no mês, sendo a queda mais forte a do subsistema SE/CO: 5,52% mensais e 1,71% anuais.





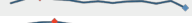








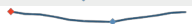


O consumo residencial caiu 3,22% no mês e se manteve relativamente estável em comparação com o mesmo mês do ano anterior. O único subsistema que teve aumento mensal do setor residencial foi o NE, 3,34%, enquanto todos os outros apresentaram quedas: no SE foi de 4,60%, no S de 3,80% e no N de 5,90%. O setor comercial também reduziu seu consumo, tendo apresentado queda de 2,29% na comparação mensal e 0,20% na comparação anual. O setor industrial foi o único que apresentou quedas em todos os subsistemas tanto na comparação mensal

quanto na comparação anual. Considerando todo o Brasil, a queda mensal foi de 6,56% e anual de 7,32%.

A Sondagem Industrial do IBRE/FGV<sup>4</sup> mostra que o Índice de Confiança da Indústria – ICI passou de 74,8 em novembro para 75,9 pontos em dezembro. Já o Nível de Utilização da Capacidade Instalada – NUCI alcançou 75,1% em dezembro, 0,5 pontos percentuais acima do nível de novembro, quando havia atingido o mínimo histórico.

O consumo da classe industrial no mercado livre foi de 10.126,96 MWmed, representando uma queda de 8,67% na comparação mensal e de 0,80% na comparação anual. O setor de Metalurgia e Produtos de Metal foi o que mais influenciou este resultado, pois teve uma queda mensal de 14,53%.

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

	dez-15	dez-15/nov-15	dez-15/dez-14	Tendências 12 meses	nov-15	dez-14
<b>Metalurgia e Produtos de Metal</b>	2.520,20	-14,53%	-0,27%		2.948,54	2.527,07
Químicos	1.653,32	5,26%	8,46%		1.570,74	1.524,42
Minerais Não Metálicos	802,32	-7,68%	-17,48%		869,07	972,28
Madeira, Papel e Celulose	845,18	-10,34%	-7,04%		942,62	909,14
Manufaturados Diversos	675,40	-17,74%	-10,37%		821,07	753,55
Alimentícios	808,52	-5,15%	0,55%		852,41	804,06
Veículos	360,36	-26,59%	-16,16%		490,90	429,83
Serviços	561,05	0,54%	-2,13%		558,02	573,25
<b>Extração de Minerais Metálicos</b>	824,41	-0,70%	41,91%		830,21	580,93
Têxteis	243,58	-38,06%	-12,13%		393,26	277,21
Comércio	250,64	-1,96%	-6,01%		255,66	266,65
Transporte	205,89	5,39%	0,26%		195,36	205,36
Bebidas	159,27	2,31%	-1,41%		155,67	161,55
Saneamento	110,87	3,65%	-5,13%		106,97	116,86
Telecomunicações	105,96	8,04%	-0,69%		98,07	106,69
<b>Total Geral</b>	10.126,96	-8,67%	-0,80%		11.088,58	10.208,86

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

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

Em dezembro de 2015, as hidrelétricas participantes da MRE geraram 43.068,92 MWmed, um aumento mensal de 1,68% e anual de 3,24%, provavelmente devido à melhora da hidrologia. Essa geração representou 93,8% de sua garantia física. O GSF teve uma melhora de 2,75% na

comparação mensal e 6,82% na comparação anual. O GSF tem apresentado uma melhora considerável nos últimos 12 meses.

A liquidação de dezembro de 2015 aconteceu no dia 08 de março e a inadimplência foi de 77,94%. Do valor não pago, 95,17%, o equivalente a R\$ 3,7 bilhões, estão relacionados a liminares judiciais referentes ao ajuste do MRE.

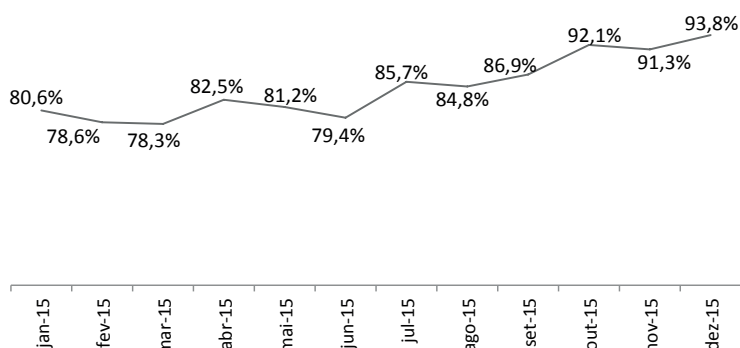
<sup>4</sup> IBRE, FGV. Sondagem da Indústria de Transformação. Novembro/2015. Disponível em: <http://portalivre.fgv.br/main.jsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92E5C726666F>

Tabela 4.9: Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

	dez-15	dez-15/nov-15	dez-15/dez-14	Tendências 12 meses	nov-15	dez-14
Energia Gerada (MWmed)	43.068,92	1,68%	3,24%		42.357,08	41.718,41
Garantia Física (MWmed)	45.894,59	-1,04%	-3,35%		46.379,19	47.487,67
Geração/Garantia Física	0,938	2,75%	6,82%		0,913	0,879

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

No mês de janeiro deste ano, o PLD médio mensal teve queda em todos os subsistemas. Na comparação anual a redução foi maior do que 90% em SE/CO, S e N. Na comparação mensal, estes subsistemas tiveram redução de 70,05%, 68,59% e 62,91%,

respectivamente. O subsistema NE foi o único em que a redução mensal não foi tão significativa, 0,19%. O valor para o PLD máximo subiu de R\$ 388,48 em 2015 para 422,56 em 2016.

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

	jan-16	jan-16/dez-15	jan-16/dez-14	Tendências 12 meses	dez-15	dez-14
SE/CO	35,21	-70,05%	-94,77%		117,55	673,83
S	35,16	-68,59%	-94,78%		111,95	673,83
NE	306,49	-0,19%	-54,52%		307,07	673,83
N	62,69	-62,91%	-90,70%		169,01	673,83

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

### e) Tarifas de Energia Elétrica

A concessionária Ampla Energia e Serviços S/A, que atende 2,6 milhões de unidades consumidoras em 66 municípios no RJ teve um aumento de tarifa de 7,89%

na alta tensão e de 7,15% na baixa tensão, totalizando um aumento médio de 7,38%.

Tabela 4.11: Reajuste Tarifário (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Reajuste	Vigência
AMPLA	Ampla Energia e Serviços S/A	RJ	7,38%	15/03/2016 a 14/03/2017

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Tabela 4.12: Próximos Reajustes

Sigla	Concessionária	Estado	Data
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A.	MT	08/abr
CEMIG-D	CEMIG Distribuição S/A	MG	08/abr
CPFL-Paulista	Companhia Paulista de Força e Luz	SP	08/abr
ENERSUL	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A.	MS	08/abr
AES-SUL	AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A.	RS	19/abr
UHNPAL	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	TO	19/abr

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

### f) Leilões

O Leilão A-5, que estava marcado para 31 de março, foi adiado para 29 de abril, para que seja realizado

após o 1º Leilão de Transmissão, marcado para 13 de abril.

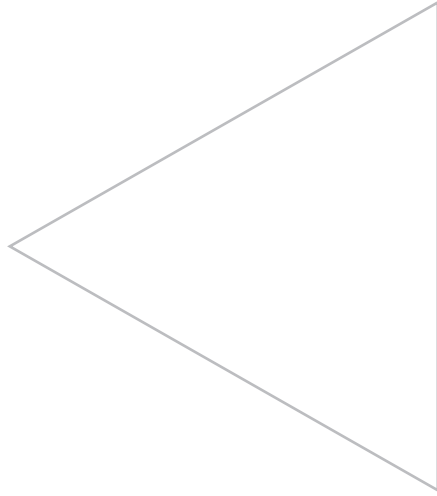
## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

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

<b>Petróleo &amp; Gás Natural</b>	<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	

<b>Setor Elétrico (Leilões do ACR)</b>	<b>Objeto</b>	<b>Leilão de Transmissão 013/2015</b>		
	<b>Descrição</b>	Licitação para a concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica, incluindo a construção, montagem, operação e manutenção das instalações de transmissão, pelo prazo de 30 anos.		
	<b>Etapas</b>		<b>Data</b>	
		Publicação do Edital		25/02/16
		Realização		13/04/2016 (previsto)
	<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>Sistemas Isolados</b>		
	<b>Descrição</b>	Aquisição de energia elétrica e potência associada de agente vendedor nos sistemas isolados, para atendimento a mercados de concessionárias de distribuição da região Norte.		
<b>Etapas</b>		<b>Data</b>		
	Publicação do Edital		Não divulgado	
	Realização		Não divulgado	

<b>Setor Elétrico (Audiências Públicas)</b>	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência Pública nº 001/2016</b>		
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aprimoramento da regulação de investimentos em redes subterrâneas de distribuição de energia elétrica.		
	<b>Etapas</b>		<b>Prazo para recebimento de contribuições</b>	
		1ª Fase		De 28/01/2016 a 28/03/2016
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência Pública nº 002/2016</b>		
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aprimoramento da Resolução Normativa nº 676, de 25 de agosto de 2015, especificamente no sentido de disciplinar os requisitos de medição de irradiação solar, necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de centrais geradoras fotovoltaicas.		
	<b>Etapas</b>		<b>Prazo para recebimento de contribuições</b>	
		1ª Fase		De 04/02/2016 a 04/03/2016
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência Pública nº 004/2016</b>		
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para aprimorar a Resolução Normativa nº 421, de 30 de novembro de 2010, e a Resolução Normativa nº 453, de 18 de outubro de 2011, em relação ao tratamento de sobras involuntárias decorrentes da alocação de Contratos de Cotas de Garantia Física (CCGFs) e aos efeitos sobre a apuração do montante de reposição.		
	<b>Etapas</b>		<b>Prazo para recebimento de contribuições</b>	
		1ª Fase		De 18/02/2016 a 08/03/2016



# **FGV ENERGIA**

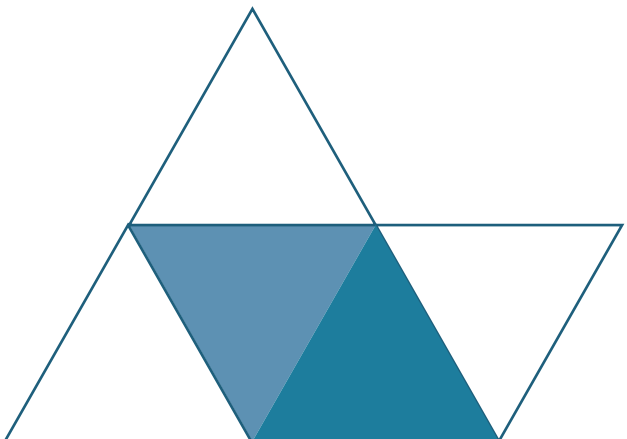
## **RIO DE JANEIRO**

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura

Tel.: +55 21 3799 6100

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

---



Mantenedores da FGV Energia:

