

The background of the cover is decorated with various geometric shapes, including triangles and diamonds, in shades of brown, gold, and grey. A large, light grey diamond shape is centered behind the main text.

# BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

JUNHO • 2016

06

## OPINIÃO

**Eloi Fernández y Fernández**

Agenda mínima para destravar os investimentos no setor de petróleo

**Olga C. R. L. Simbalista**

Desafios Regulatórios no Setor Elétrico

## **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

*Diagramação*

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

[bruno@bmmaisdesign.com.br](mailto:bruno@bmmaisdesign.com.br)

Esta edição está disponível para download no site da  
FGV Energia – [www.fgv.br/fgvenergia](http://www.fgv.br/fgvenergia)



# SUMÁRIO

▷ <b>Opinião</b>	
Agenda mínima para destravar os investimentos no setor de petróleo.....	04
Desafios Regulatórios no Setor Elétrico .....	06
▷ <b>Petróleo.....</b>	<b>09</b>
Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo .....	09
Derivados do Petróleo .....	12
▷ <b>Gás Natural.....</b>	<b>14</b>
Produção e Importação .....	14
Consumo.....	17
Preços .....	18
▷ <b>Setor Elétrico.....</b>	<b>20</b>
▷ <b>Mundo Físico</b>	
Disponibilidade.....	20
Demanda .....	21
Oferta.....	21
Intercâmbio de Energia Elétrica .....	22
Estoque .....	22
▷ <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>	<b>29</b>



## OPINIÃO

# AGENDA MÍNIMA PARA DESTRAVAR OS INVESTIMENTOS NO SETOR DE PÉTRÓLEO

*Eloi Fernández y Fernández\**

O setor de petróleo e gás no Brasil vive uma crise sem precedentes. As reformas realizadas na legislação em 2010, a forte intervenção governamental na Petrobras e a drástica queda nos preços do barril foram responsáveis por uma queda vertiginosa nas atividades do setor. Dois destes três fatores são questões de responsabilidade e solução internas ao País.

A intervenção governamental na Petrobras foi responsável pela crise financeira que a empresa enfrenta. Por um lado, houve uma forte restrição à geração de caixa com o controle de preços dos derivados, abaixo dos preços de mercado. Por outro lado, a pressão governamental para maiores investimentos levou a empresa a realizá-los baseado na ampliação da dívida.

Diante da nova realidade financeira da empresa, o plano de negócios da Petrobras teve que ser reformulado. Após alguns anos com investimentos que superaram U\$ 40 bilhões e plano de negócios que previa investimentos de mais de U\$ 200 bilhões para os próximos 5 anos, a perspectiva de investimentos foi reduzida para menos de U\$ 100 bilhões no mesmo período. Ainda assim, há dúvida quanto à viabilidade de cumpri-la, mesmo após a forte redução.

As reformas realizadas na regulação levaram a uma maior dependência do setor em relação à Petrobras. Desta forma, a crise da Petrobras acabou se tornando

a grande crise do setor petróleo no Brasil, afetando de forma radical as empresas fornecedoras, muitas delas que tinham realizado grandes investimentos na expectativa do que não se consumou.

Como já havia ocorrido anteriormente com os leilões anuais de novas áreas, os leilões do pré-sal tiveram que ser interrompidos em função da total impossibilidade de novos compromissos de dispêndios pela Petrobras e a obrigatoriedade legal desta participar de todas as áreas.

Os reflexos foram inevitáveis e começaram pela queda inevitável da atividade exploratória e continuam aparecendo na dificuldade de crescimento da produção, apesar do volume impressionante de reservas descobertas.

Resta agora a árdua alternativa de retomar o antigo rumo, embora difícil e incorporando o prejuízo causado. O volume das reservas descobertas é o fator preponderante na expectativa positiva para a retomada do setor.

No entanto, está posto o desafio. Sabe-se o que precisa ser feito e as soluções são eminentemente internas. O preço do barril é variável fora do controle do País, e não cabe responsabilizá-lo pela nossa crise.

Porém, para a consolidação de um novo ciclo é necessária a estruturação de uma agenda prioritária e emergencial. Neste sentido, deve-se buscar uma coalizão dos principais agentes do setor, governo e empresas, sinalizando um entendimento quanto aos

avanços necessários na elaboração e execução desta nova agenda para a política setorial de petróleo e gás, com o objetivo de atrair novos investimentos e revitalizar o setor.

São pontos de destaque nesta agenda a retomada dos leilões, o fim da obrigatoriedade de participação da Petrobras em todas as áreas do pré-sal e do conceito de operador único e a retirada da obrigatoriedade do denominado "polígono do pré-sal" ser licitado no modelo de partilha.

Para as empresas fornecedoras, a eliminação da política de operador único leva ao fim do mercado de cliente único, que representa grande ônus para os fornecedores. Além disto, ainda no âmbito das empresas fornecedoras, é necessária a estruturação de uma Política Industrial específica para o Setor Petróleo, que vá além das obrigações de conteúdo local, que deve ser vista como ferramenta assessória.

A competitividade e internacionalização de nossa indústria fornecedora devem ser a meta a ser perseguida e para isso, questões tributárias, de financiamento e uma política de desenvolvimento tecnológico e inovação para redução de custos devem estar integradas visando este objetivo.

Apesar das enormes dificuldades do momento, o cenário é promissor, uma vez que tenhamos a capacidade de avançar nas questões que são de domínio interno, e que foram as verdadeiras responsáveis pela dimensão da crise que vivemos.



## OPINIÃO

# DESAFIOS REGULATÓRIOS NO SETOR ELÉTRICO

*Olga C. R. L. Simbalista\**

Em 2015, comemoramos o Ano Internacional da Luz, a despeito de 1,5 bilhão de pessoas viverem no escuro pelo mundo. No Brasil o fato foi vivido em um quadro caótico, a beira de um racionamento, com os consumidores, empresas geradoras e distribuidoras pagando uma amarga conta de tragédia anunciada.

Em 1879, a eletricidade apareceu no Brasil, quando seis lâmpadas elétricas, acionadas por dois dínamos, substituíram 46 lampiões de gás da Estação Central do Brasil, no Rio de Janeiro. A partir daí, o uso da eletricidade foi se espalhando. No final do século XIX, a potência instalada no Brasil era cerca de 12 MW e a população 17 milhões de habitantes.

Desde então, o mercado passou a crescer, devido aos novos usos da eletricidade e do atendimento à demanda reprimida. Assim, tem início a implantação de regulamentações, com fortes componentes políticos:

- O ciclo iniciado nos anos 1930 foi marcado pela edição do Código de Águas (Decreto 24.643/34), contendo as sementes doutrinárias do Estado Empresário e do Estado Providência, inibindo os investimentos de empresas privadas com consequente dificuldade de atendimento ao mercado.
- Em 1954, iniciou-se um novo ciclo institucional motivado pelo grande surto de desenvolvimento industrial e que iria alterar profundamente a estrutura produtiva do país. Foi promulgada a Lei 2.308/54 instituindo o Fundo Federal de Eletrificação e criado o Imposto Único sobre Energia Elétrica – IUEE. Foi o início do período de fortalecimento das empresas estatais com o declínio das empresas de capital estrangeiro. Os serviços de energia elétrica foram regulamentados (Decreto 41.019/57), mantendo-se junto ao Governo Federal o poder de conceder e autorizar a prestação dos serviços públicos de energia elétrica, fixar as tarifas pelo custo do serviço, com a remuneração dos ativos operacionais.

- O ciclo dos anos 1970 estabeleceu as remunerações máxima (12%) e mínima (10%) do capital dos concessionários (Lei 5.655/71), prevendo que eventuais insuficiências ou excessos de remuneração fossem registrados na Conta de Resultados a Compensar – CRC, com vistas a sua correção no exercício seguinte. Em 1974, o Decreto-lei 1.383/74 estabeleceu a equalização das tarifas em todo o território nacional. Esta equalização propiciava um desequilíbrio financeiro, gerando déficit para as concessionárias com custos acima da média nacional e superávit para aquelas com custos inferiores. No final desta década, o setor passou a ser dependente da política macroeconômica e usado para captar recursos no exterior, para ajuste do balanço de pagamentos, para o desenvolvimento de programas considerados estratégicos, mas fora da sequência de menor custo.
  - No início dos anos 1990, a situação do setor tornou-se caótica, devido à inadimplência intersetorial, oriunda principalmente da política de equalização tarifária. Foi realizada uma grande reformulação do setor (Lei 8.631/93), que instituiu: o fim da equalização tarifária (cada concessionário passou a propor sua tarifa em função do seu custo); a obrigatoriedade de celebração de contratos entre supridores e supridos, tendo como garantia as receitas em conta bancária do concessionário suprido; o estabelecimento de fórmula paramétrica para o reajuste automático das tarifas; extinção da remuneração garantida e da CRC; a realização de encontro de contas entre créditos de CRC e débitos de energia que atingiu cerca de US\$ 26 bilhões; e a criação de Conselhos de Consumidores, junto às empresas distribuidoras. O Decreto 915/93 permitiu a formação de consórcios para a construção de hidrelétricas e Lei 8.987/95 regulamentou os preceitos de licitação para concessões, enquanto a Lei 9.074/95 implantou a figura do Produtor Independente de Energia, introduzindo um novo agente no arcabouço setorial. Tem início, em 1995, uma grande reestruturação (Projeto RESEB), que introduziu profundas alterações no setor, destacando-se: garantia de livre acesso aos sistemas de transmissão pelos produtores independentes; definição de novas funções para a Eletrobras; estabelecimento do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE; competição nos segmentos de geração e comercialização; desverticalização das empresas em G, T, e D para evitar o *self dealing*; liberdade de escolha do gerador para consumidores livres; criação do Mercado Atacadista de Energia e do ONS, expansão da oferta a cargo das distribuidoras, realizada por meio de PPAs (*Power Purchase Agreement*); e, em paralelo, no âmbito federal, privatização de distribuidoras e geradoras. Este fato contribuiu para a frustração do Modelo, pois previa-se que seria possível atrair capitais tanto para adquirir ativos já existentes, provenientes do programa de privatizações, quanto para construir novas usinas, através de processo de licitação onerosa, que trouxe aumento das tarifas. O mercado, na prática, preferiu investir em ativos existentes, do que arriscar em novos empreendimentos, em um quadro institucional incompleto e mutante e foi seguido pela decretação de programa de racionamento (MP 2.147/2001), de 15/05/2001 a 28/02/2002, trazendo um reajuste tarifário excepcional.
  - A partir de 2003, o novo Governo Federal patrocinou o que se denominou a Reforma da Reforma e editou a MP 144/2003, com 21 artigos, que alterou oito leis, pilares do modelo anterior, e interveio em três peças básicas, o MAE, o ONS e a ANEEL; criou dois ambientes de contratação, o regulado (ACR), para o atendimento dos consumidores cativos e o livre (ACL), para os consumidores livres; e adotou o conceito de “pool” de distribuidoras, que passa a contratar suas necessidades de energia por meio de licitação pública, através de contratos de longo prazo para início de suprimento em 5, 3, 1 ou para o próprio ano (leilões A-5, A-3, A-1 e A0), pela menor tarifa.
- Porém, após adiar, durante anos, a decisão sobre as concessões vincendas, previstas na Constituição de 1988 e na Lei 8.987/95, o Governo Federal decidiu, de forma unilateral, impor às empresas afetadas sua definição quanto ao processo de renovação de

concessões, (MP 579/12), com **inovações** nas regras para a renovação das concessões vincendas, no período 2015 a 2017, com principal objetivo a redução das tarifas ao consumidor final de, em média, 20%.

A MP 579 foi vista pelo mercado como uma grande intervenção do Estado, com a substituição da concorrência nos segmentos de geração e comercialização, por um modelo de prestação de serviços. O principal resultado das medidas foi a forte redução do fluxo de caixa das empresas, a partir de janeiro de 2013. A redução média das tarifas de G e T foi da ordem de 73%.

Em paralelo, iniciou-se uma forte redução de chuvas, com o despacho de térmicas de elevados custos (R\$ 822/MWh) e fora da ordem de mérito, iniciando uma trajetória de aumentos tarifários que culminaria com a anulação dos descontos da MP 579 e a implantação de um tarifaço absorvido pelas distribuidoras.

A partir de então, foi iniciada, conforme análise da PRS, uma sequência satírica, conhecida na área de gestão empresarial como as seis fases de empreendimentos audaciosos: entusiasmo; desilusão; pânico; busca dos culpados; punição dos inocentes; e recompensa aos que não se envolveram, na seguinte sequência:

- A fase de **entusiasmo** foi de 2004 a 2012, quando os leilões ganharam credibilidade e o custo da energia foi sendo gradualmente reduzido.
- A **desilusão** teve início com a implantação confusa e controversa da MP 579.
- O **pânico**, em 2013, quando o governo em vez de reduzir o rombo, implantando programas de redução de consumo, piorou a situação com

mudanças regulatórias bruscas, como a resolução do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE 03, transferindo parte dos custos de distribuidores para os geradores, gerando a judicialização setorial.

- A **busca dos culpados**, iniciada em 2015, colocou São Pedro como réu, ignorando o fato de que números sobre as vazões históricas inocentavam o Santo.
- A **punição dos inocentes** atingiu os consumidores, que estão pagando o pato tarifário, uma vez que a redução propiciada pela MP 579 desapareceu em 2014, dando lugar a aumentos de 41,5% nas tarifas, em 2015, insuficientes para cobrir aportes do Governo com dívidas ao setor da ordem de R\$ 64 bilhões que, quando chegarem ao consumidor implicarão em acréscimos de 33%.
- A **recompensa aos que não se envolveram poderá** recair sobre empresas estrangeiras que provavelmente tendem a sagrar-se vencedoras nos próximos leilões de concessão de geração e na compra de ativos de empresas com situação financeira debilitada, uma vez que as brasileiras estão com as finanças comprometidas e as recentes desvalorizações cambiais transformaram nossos ativos em pechincha para investidores estrangeiros.

Diante do caos em que se encontra o setor, em particular da Holding Eletrobras, torna-se, urgente proceder a uma mudança institucional do modelo setorial, visando instituir regras claras, impedindo casuísmos regulatórios e garantindo a reconquista da confiança dos investidores, para a continuidade do necessário crescimento da expansão e a garantia da qualidade do serviço, a preços competitivos.

\* Engenheira eletricista e nuclear



## PETRÓLEO

Rafael Nogueira

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

O mês de abril de 2016 apresentou queda de 2,12% da produção em relação ao mês anterior, e queda de 4,35% em relação ao mesmo mês de 2015. A produção diária de petróleo em abril foi de 2.290 mil barris, 1,0% superior à produção de março, que foi de 2.264 mil bbl/dia, e 8,0% superior à de abril de 2015 (Tabela 2.1).

De acordo com a ANP, o grau API médio do petróleo produzido em abril foi de aproximadamente 25,5 sendo 21,1% da produção óleo leve ( $\geq 31^\circ \text{API}$ ), 50,4% óleo

médio ( $\geq 22 \text{ API}$  e  $< 31 \text{ API}$ ) e 28,5% óleo pesado ( $< 22 \text{ API}$ ), segundo a classificação da Portaria ANP nº 09/2000.

Os cinco maiores campos produtores de petróleo em abril foram Lula (9,24 Mmmbbl), Roncador (8,76 Mmmbbl), Sapinhoá (6,87 Mmmbbl), Jubarte (6,09 Mmmbbl) e Marlim (5,10 Mmmbbl), todos da Petrobras. Além desses, os campos de Argonauta da Shell (14º maior produtor), Peregrino da Statoil (16º) e Frade da Chevron (17º) produziram respectivamente 0,99 Mmmbbl, 0,66 Mmmbbl e 0,66 Mmmbbl.

A produção do pré-sal, oriunda de 56 poços, foi de 801,3 Mmmbbl/d de petróleo e 30,8 MMm<sup>3</sup>/d de gás natural, totalizando 994,9 Mboe/d. Houve redução de 9,9% em relação ao mês anterior. A recuperação na produção diária se deveu, principalmente, ao retorno à operação de plataformas que estavam em manutenção em março, com destaque para a P-31 (campo de Albacora) e P-48 (campo de Caratinga).

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

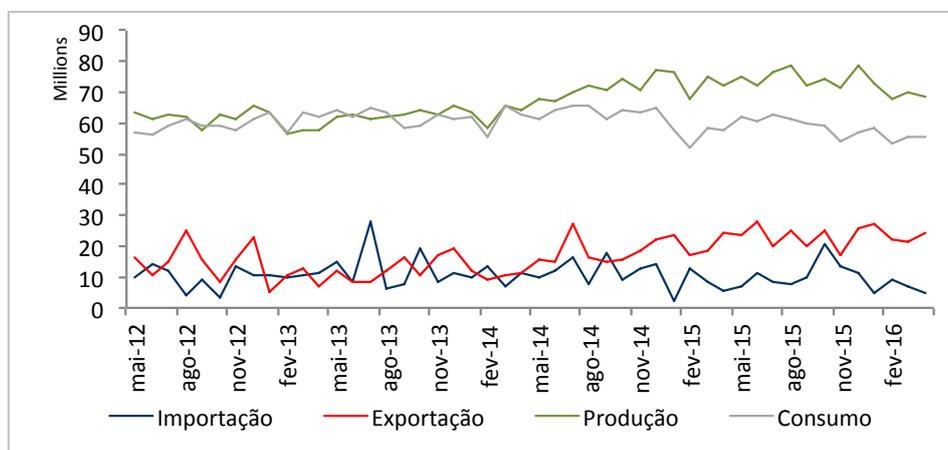
Agregado	abr-16	abr-16/mar-16	abr-16/abr-15	Tendência 12 meses	mar-16	abr-15
<b>Produção</b>	68.704.170	-2,12%	-4,35%		70.191.138	71.825.546
<b>Consumo Interno</b>	55.275.895	0,11%	-4,02%		55.214.167	57.589.955
<b>Importação</b>	4.574.361	-35,46%	-22,13%		7.087.954	5.874.174
<b>Exportação</b>	24.699.911	16,69%	1,57%		21.167.305	24.317.378

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O consumo de petróleo, medido pelo volume de petróleo refinado em território nacional, aumentou 0,11% em abril, na comparação com o mês anterior, mas se reduziu em 4,02% na comparação anual. Na comparação mensal, as exportações apresentaram aumento (16,69%), e as importações caíram 35,46%. Na comparação anual, as importações também apresentaram queda (-22,13%), porém as exportações apresentaram aumento de 1,57% (Gráfico 2.1).

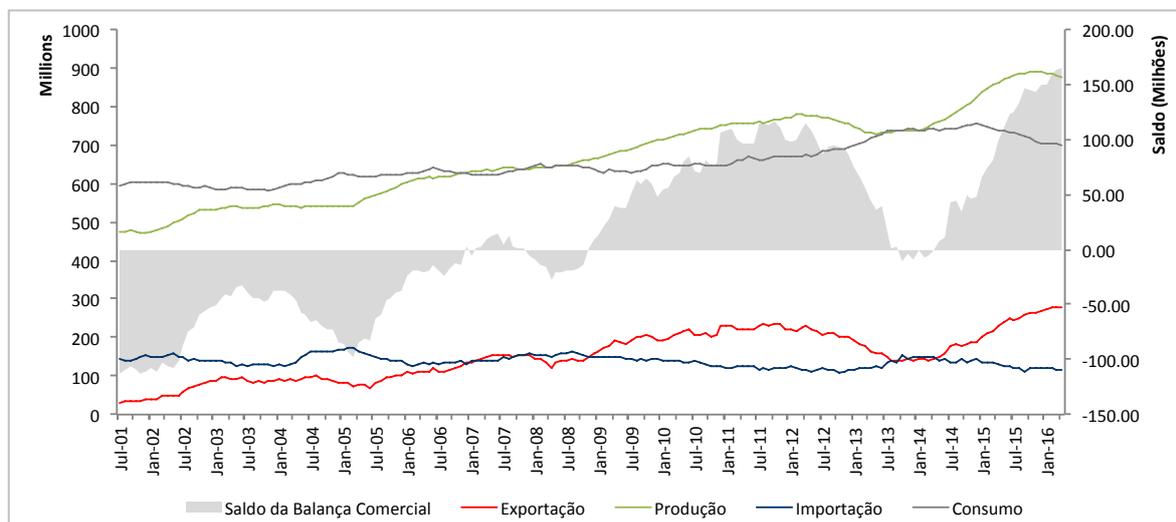
No acumulado de 12 meses, a diferença entre Produção e Consumo manteve o padrão do mês anterior. Já a conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, no acumulado 12 meses mantém a tendência de crescimento para o acumulado 12 meses, alcançando 158,7 milhões de barris, contribuindo positivamente para o saldo em transações da balança comercial.

**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 abril no país foi puxada, principalmente, pelo resultado do estado do Rio de Janeiro, responsável por aproximadamente 176% da queda na produção. A diferença só não foi maior porque os estados de São Paulo e Espírito Santo apresentaram aumento em suas produções (Tabela 2.2).

Segundo a *U.S Energy Information Administration* (Gráfico 2.3), em maio, a média de preços do óleo

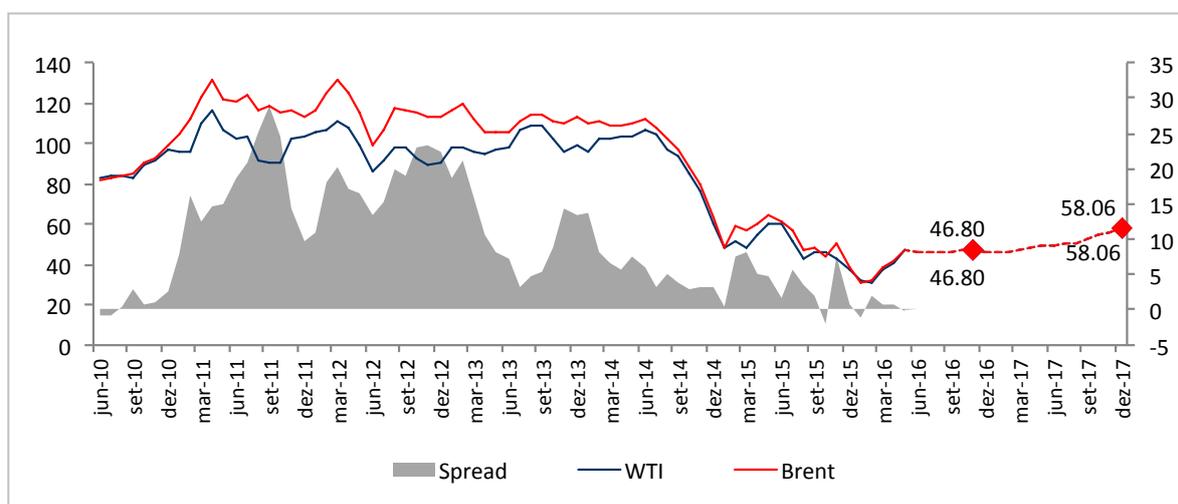
tipo Brent aumentou US\$ 5/b em relação à média de abril, alcançando US\$ 47/b, que é a maior média para o petróleo tipo Brent desde outubro de 2015. Este foi o quarto aumento consecutivo, e o maior disparado desde maio a setembro de 2013. O aumento de interrupções na oferta global foi o principal motivo para a subida de preços em maio. O aumento da demanda global e a queda do número de poços em produção nos EUA também contribuíram para o aumento.

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

UF	Localização	abr-16	abr-16/mar-16	abr-16/abr-15	Tendência 12 meses	mar-16	abr-15
AL	Onshore	127.343	-3,26%	0,81%		131.635	126.317
	Offshore	3.843	-34,06%	-51,71%		5.828	7.958
AM	Onshore	743.203	-2,21%	-5,08%		760.008	782.959
BA	Onshore	1.083.158	-2,41%	-8,54%		1.109.889	1.184.256
	Offshore	25.685	-6,15%	35,06%		27.367	19.017
CE	Onshore	52.342	-2,65%	37,24%		53.768	38.139
	Offshore	164.790	-6,14%	-7,11%		175.567	177.396
ES	Onshore	387.296	-6,31%	-5,57%		413.366	410.154
	Offshore	11.776.868	12,10%	16,70%		10.505.854	10.091.709
MA	Onshore	942	31,37%	146,25%		717	383
RJ	Offshore	43.123.169	-5,74%	-10,98%		45.749.636	48.442.738
RN	Onshore	1.531.373	-4,16%	3,40%		1.597.920	1.481.058
	Offshore	200.862	0,75%	-10,79%		199.375	225.167
SP	Onshore	8.554.708	0,76%	10,46%		8.490.377	7.744.481
	Offshore	701.530	-4,62%	-13,10%		735.549	807.307
SE	Onshore	227.057	-3,08%	-20,75%		234.281	286.506
	Offshore	227.057	-3,08%	-20,75%		234.281	286.506
<b>Total</b>		68.704.170	-2,12%	-4,35%		70.191.138	71.825.546

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 março de 2016, em abril houve aumento na produção da gasolina, do diesel e do GLP, que não foi acompanhada pela produção de QAV e Óleo Combustível (Tabela 2.3). Porém, na comparação anual, a gasolina e o GLP foram os únicos derivados que apresentaram variação positiva. Ainda sobre a comparação anual, o derivado óleo combustível foi o que apresentou maior queda, de 26,0% na sua produção.

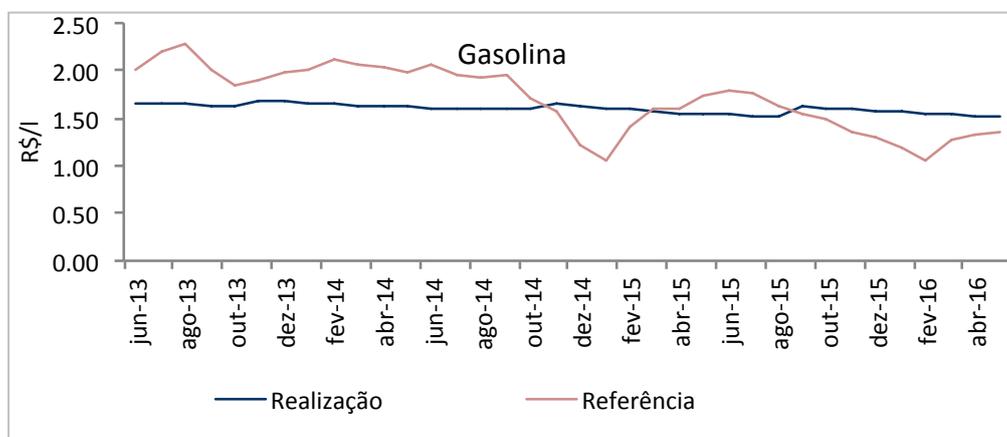
Em maio de 2016 os preços de realização interna continuam superiores aos de referência internacional, mesmo com o aumento no preço da commodity petróleo – exceto para o GLP residencial. A maior diferença entre o preço de referência internacional e o de realização interna é do óleo combustível. Gasolina e Óleo Diesel também continuam a apresentar bastante diferença entre o preço de referência internacional e o de realização interna.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril).

Combustível	Agregado	abr-16	abr-16/mar-16	abr-16/abr-15	Tendência 12 meses	mar-16	abr-15
Gasolina	Produção	14.475.483	0,38%	14,09%		14.420.909	12.687.554
	Consumo	16.396.294	-4,18%	3,52%		17.111.175	15.838.296
	Importação	1.272.944	-38,70%	-45,23%		2.076.707	2.324.085
	Exportação	948.549	1467,83%	99207,60%		60.501	955
Diesel	Produção	24.681.203	0,18%	-1,39%		24.637.552	25.027.910
	Consumo	26.745.742	-3,61%	-3,52%		27.747.358	27.720.493
	Importação	3.719.146	-37,34%	20,49%		5.935.347	3.086.782
	Exportação	245.521	-43,48%	-		434.429	0
GLP	Produção	4.100.842	3,08%	11,85%		3.978.122	3.666.389
	Consumo	6.652.884	-5,05%	-3,05%		7.006.783	6.862.414
	Importação	3.253.619	165,63%	100,96%		1.224.854	1.619.058
QAV	Produção	2.697.856	-7,79%	-4,35%		2.925.925	2.820.633
	Consumo	3.341.385	-7,04%	-10,28%		3.594.265	3.724.306
	Importação	1.432.840	88,55%	105,95%		759.911	695.730
	Exportação	4.315	-85,00%	-		28.770	0
Óleo Combustível	Produção	6.063.630	-4,98%	-26,00%		6.381.542	8.194.109
	Consumo	1.895.805	0,30%	-22,72%		1.890.143	2.453.148
	Importação	29.596	0,77%	-91,43%		29.369	345.432
	Exportação	1.960.701	-11,83%	16,22%		2.223.665	1.687.123

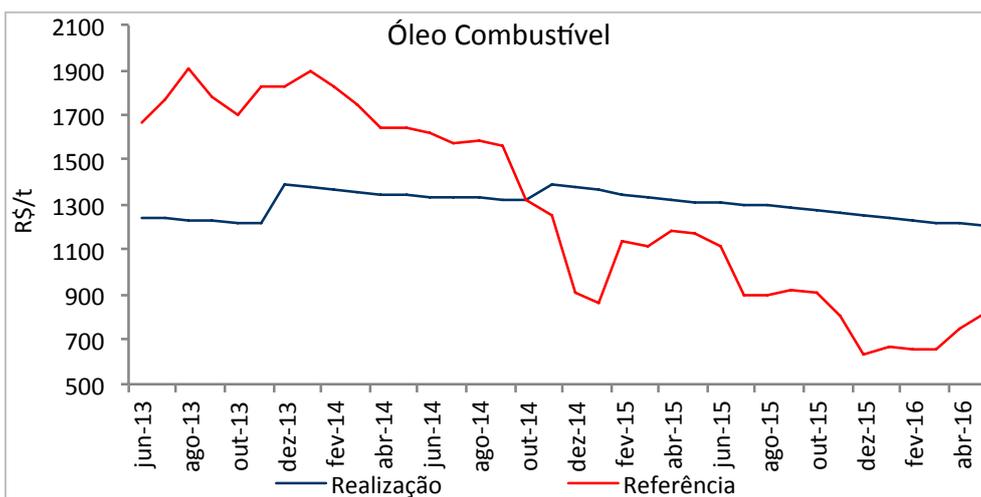
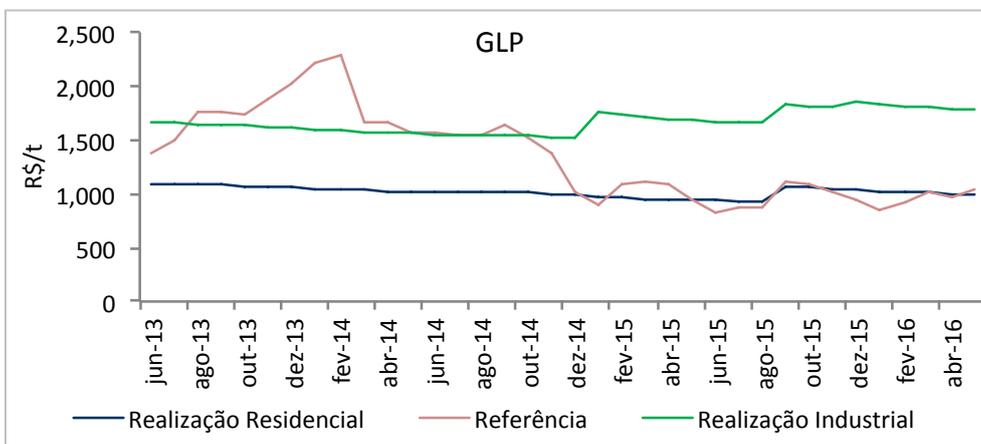
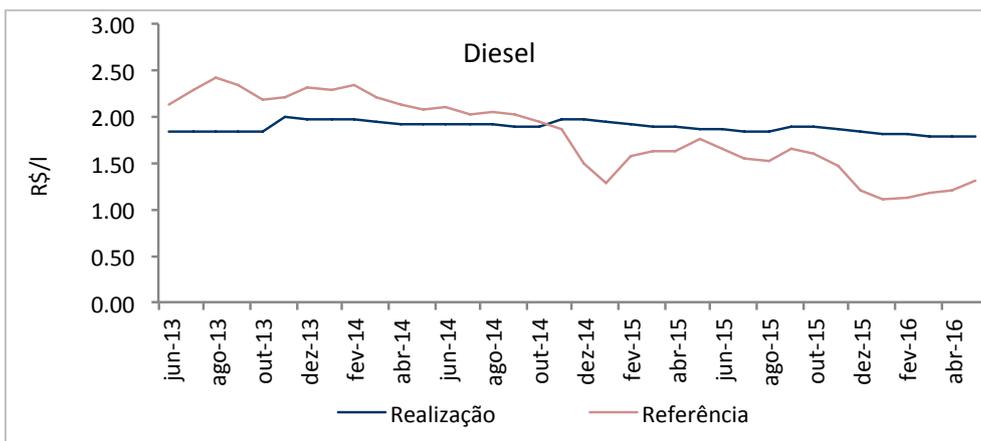
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 2.4: Preço Real dos combustíveis<sup>1</sup> x referência internacional (R\$/l).

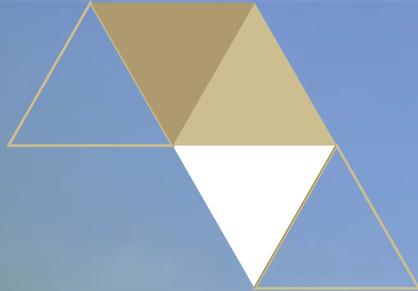


Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e EIA. Deflator: IPCA.

<sup>1</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

Camilo Poppe

### A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

Após uma queda na produção nacional no mês de março, que registrou valor mínimo no período de doze meses, o mês de abril trouxe alta de 5,99% na produção nacional que atingiu 95,77 MMm<sup>3</sup>/dia em média. Também houve

alta na oferta de gás nacional que registrou 47,96 MMm<sup>3</sup>/dia em média, um incremento de 6,04 MMm<sup>3</sup>/dia com relação ao mês anterior. Por sua vez o consumo registrou alta de 1,54%, ou 1,17 MMm<sup>3</sup>/dia com relação ao mês de março. Devido à diferença líquida entre o aumento da oferta de gás nacional e o consumo, houve queda de 11,31% nas importações de gás natural no mês de abril, equivalente a 4,24 MMm<sup>3</sup>/dia.

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

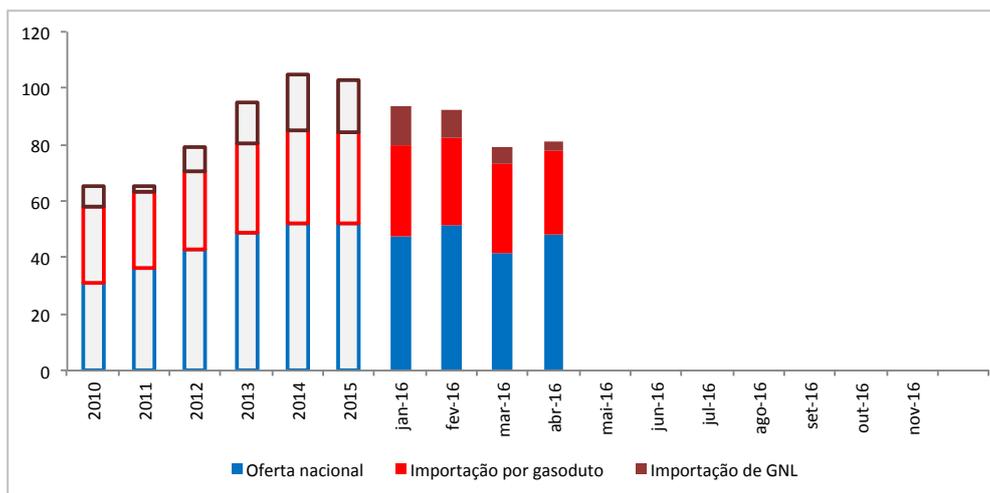
	abr-16	abr-16/mar-16	abr-16/abr-15	12 meses	mar-16	abr-15
Produção Nacional	95,77	5,99%	1,49%		90,36	94,34
Oferta de gás nacional	47,96	14,41%	0,10%		41,92	47,91
Importação	33,26	-11,31%	-67,47%		37,50	55,7
Consumo	77,23	1,54%	-33,13%		76,06	102,82

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

No Gráfico 3.1 é possível observar o resultado do mês de abril de 2016, em particular a retomada da oferta de gás nacional com relação ao mês de março. Ainda assim, a oferta de gás nacional continua inferior à média

anual de 2015, que registrou 52,15 MMm<sup>3</sup>/dia. Observa-se também a repercussão que as sucessivas quedas do consumo tiveram nas importações de gás, que registraram valor mínimo no período de doze meses.

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

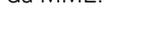


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Neste mês de abril, a oferta de gás nacional representou 50% da produção bruta total do país. Em abril de 2015 esta relação foi de 54%. Com relação às diferenças entre a produção nacional bruta e a oferta de gás nacional ao mercado consumidor, observamos na tabela 3.2 um recuo de 1,28% na produção indisponível ao mercado de gás. O aumento de 5,41 MMm<sup>3</sup>/dia na produção bruta, somado ao recuo de 0,62 MMm<sup>3</sup>/dia gerou, portanto, um aumento na oferta de gás nacional ao mercado de 6,04 MMm<sup>3</sup>/dia. Em particular, no mês de abril houve queda

de 13,79% na queima de gás e 3,14% nas reinjeções. Ainda assim, as reinjeções e a queima de gás registraram volumes 15,09% e 9,29% acima dos volumes de abril de 2015 respectivamente. Apesar da queda na produção nacional bruta de gás, a oferta de gás também registrou queda acentuada de 18,74%, de modo que o gás nacional disponível ao mercado no mês de março representou 46% da oferta bruta. Em março de 2015 esta relação foi de 56%. No período de doze meses houve aumento de 29,63% nas reinjeções e de 22,43% na queima.

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

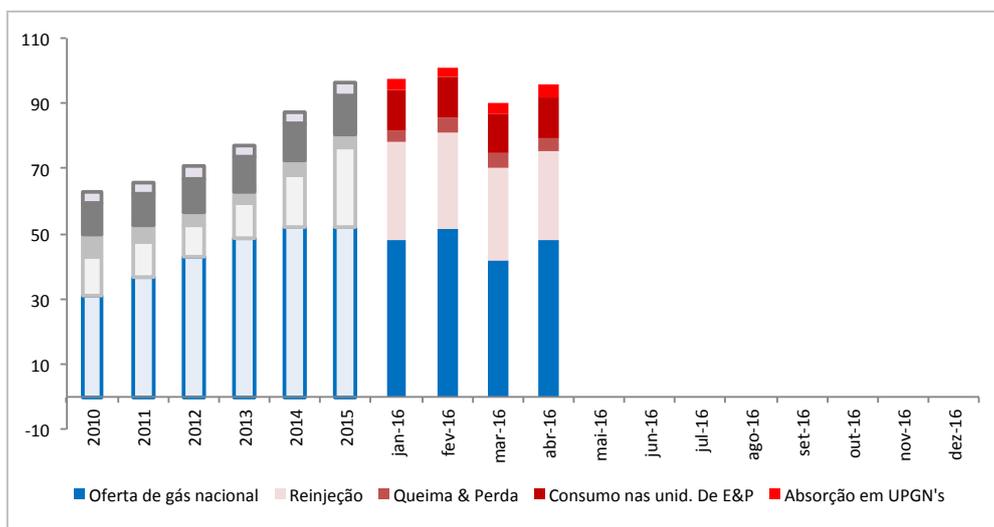
	abr-16	abr-16/mar-16	abr-16/abr-15	12 meses	mar-16	abr-15
<b>Prod. Nacional Bruta</b>	95,77	5,99%	1,52%		90,36	94,34
Reinjeção	27,46	-3,14%	15,09%		28,35	23,86
Queima	4,00	-13,79%	9,29%		4,64	3,66
Consumo interno em E&P	12,58	5,27%	2,61%		11,95	12,26
Absorção em UPGN's	3,77	8,02%	-2,84%		3,49	3,88
<b>Subtotal</b>	47,81	-1,28%	9,51%		48,43	43,66
<b>Oferta de gás nacional</b>	47,96	14,41%	-5,37%		41,92	50,68
Ofert nacional/Prod. Bruta	50%	7,95%	-6,78%		46%	54%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

No Gráfico 3.2 é possível observar que as reinjeções de gás natural no mês de abril somaram valor superior à média de 2015 que foi de 24,29 MMm<sup>3</sup>/dia. Por outro

lado, a queima, o consumo nas unidades de E&P e a absorção em UPGN's registraram valores no mês de abril próximos às suas respectivas médias de 2015.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Devido à queda do consumo e alta da oferta de gás nacional, as importações do mês de abril registraram queda de 11,31%, ou 4,24 MMm<sup>3</sup>/dia com relação ao mês de março. Na tabela 3.3, observamos que as importações por gasoduto recuaram 1,18 MMm<sup>3</sup>/dia, atingindo valor mínimo no período de doze meses. Já, as importações de GNL recuaram 11,31%

no mês, ou 3,07 MMm<sup>3</sup>/dia com relação ao mês anterior, também atingindo valor mínimo no período de doze meses. Com relação a abril de 2015, as importações totais registraram queda de 41,66%. Puxadas principalmente pelo recuo de 85,51% nas importações de GNL, comparado ao mês de fevereiro de 2015.

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

	abr-16	abr-16/mar-16	abr-16/abr-15	12 meses	mar-16	abr-15
<b>Gasoduto</b>	29,88	-3,80%	-11,28%		31,06	33,68
<b>GNL</b>	3,38	-47,60%	-85,51%		6,45	23,33
<b>Total</b>	33,26	-11,31%	-41,66%		37,50	57,01

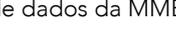
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

## B) CONSUMO

Após seis meses de queda, o consumo de gás natural registrou o primeiro resultado positivo neste mês de abril, subindo 1,54% com relação a março e registrando uma média de 77,23 MMm<sup>3</sup>/dia consumidos. O aumento de 4,21%, ou 1,66 MMm<sup>3</sup>/dia, no consumo industrial contribuiu para o resultado positivo do mês. Apesar do resultado positivo no mês, o consumo esteve

6,38% abaixo do registrado em abril do ano anterior. Adicionalmente, o segmento de geração de energia elétrica (GEE) segue em queda, porém com recuo de apenas 0,38 MMm<sup>3</sup>/dia, ou 1,41%, com relação ao mês de março. Com esse resultado, o consumo com GEE atinge valor mínimo no período de doze meses, 46,66% abaixo do valor registrado em abril de 2015.

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

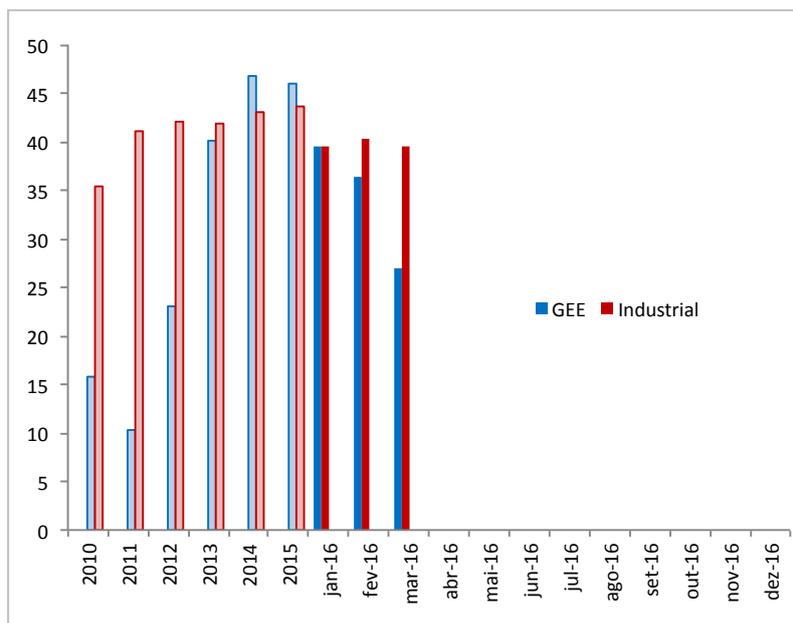
	abr-16	abr-16/mar-16	abr-16/abr-15	12 meses	mar-16	abr-15
<b>Industrial</b>	41,11	4,21%	-6,38%		39,45	43,91
<b>Automotivo</b>	4,92	-0,20%	2,50%		4,93	4,80
<b>Residencial</b>	0,92	1,10%	-9,80%		0,91	1,02
<b>Comercial</b>	0,78	-3,70%	-2,50%		0,81	0,80
<b>GEE</b>	26,52	-1,41%	-46,66%		26,90	49,72
<b>Cogeração</b>	2,49	1,22%	-1,19%		2,46	2,52
<b>Total</b>	77,23	1,54%	-24,89%		76,06	102,82

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

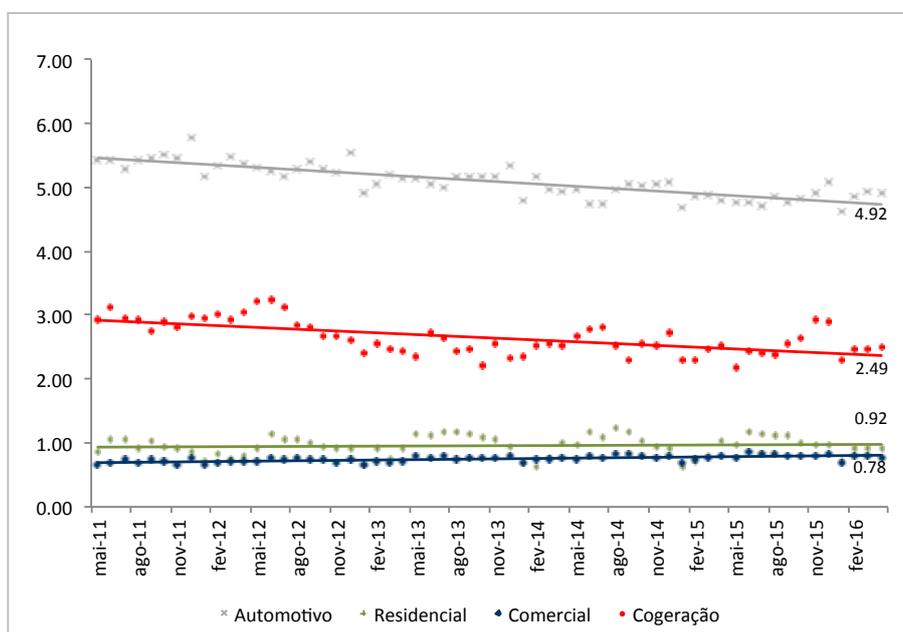
No mês de abril, os consumidores de gás de menor porte registraram alta de 1,10% e 1,22% no segmento residencial e de cogeração respectivamente. O segmento automotivo registrou queda de 0,20%, enquanto o consumo comercial caiu 3,70% no mês.

No período de doze meses, todos estes mercados de consumidores de menor porte registraram queda, com exceção do segmento automotivo que obteve alta de 2,50% com relação ao mês de abril de 2015.

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 MMm<sup>3</sup>/dia)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

## C) PREÇOS

O preço do gás nacional para os consumidores industriais registrou alta de 6,89%, 2,34% e 2,34% para as faixas de consumo até 2.000, 20.000 e 50.000 m<sup>3</sup>/dia respectivamente. Com esse resultado, o gás foi distribuído ao consumidor industrial a um preço entre 11,30 US\$/MMBTU e 14,05 US\$/MMBTU. Para a distribuidora, houve alta de 3,87% no preço do gás no citygate durante o mês de abril, sendo comercializado a 5,94 US\$/MMBTU.

No período de doze meses, no entanto, os preços ao consumidor industrial registram queda de 0,60% e 0,94% para as faixas de consumo até 2.000 m<sup>3</sup>/dia e 20.000 m<sup>3</sup>/dia. No mesmo período o preço para consumidores até 50.000 m<sup>3</sup>/dia sofreu alta de 0,16%. No citygate, o preço do gás recuou 32,51% com relação ao mês de abril de 2015.

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

	abr-16	abr-16/mar-16	abr-16/abr-15	12 meses	mar-16	abr-15	
<b>Henry Hub</b>	1,90	11,46%	-27,09%		1,71	2,61	
<b>Europa</b>	4,13	-2,69%	-44,29%		4,24	7,41	
<b>Japão</b>	7,00	-9,76%	-31,31%		7,76	10,19	
<b>PPT *</b>	3,86	0,96%	-12,35%		3,82	4,40	
Preços na distribuidora (Ref: Sudeste)	<b>No City Gate</b>	5,94	3,87%	-32,51%		5,72	8,80
	<b>2.000 m<sup>3</sup>/dia **</b>	14,05	6,89%	-0,60%		13,14	14,13
	<b>20.000 m<sup>3</sup>/dia **</b>	11,64	2,34%	-0,94%		11,37	11,75
	<b>50.000 m<sup>3</sup>/dia **</b>	11,30	2,34%	0,16%		11,05	11,29

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e Banco Mundial

Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha

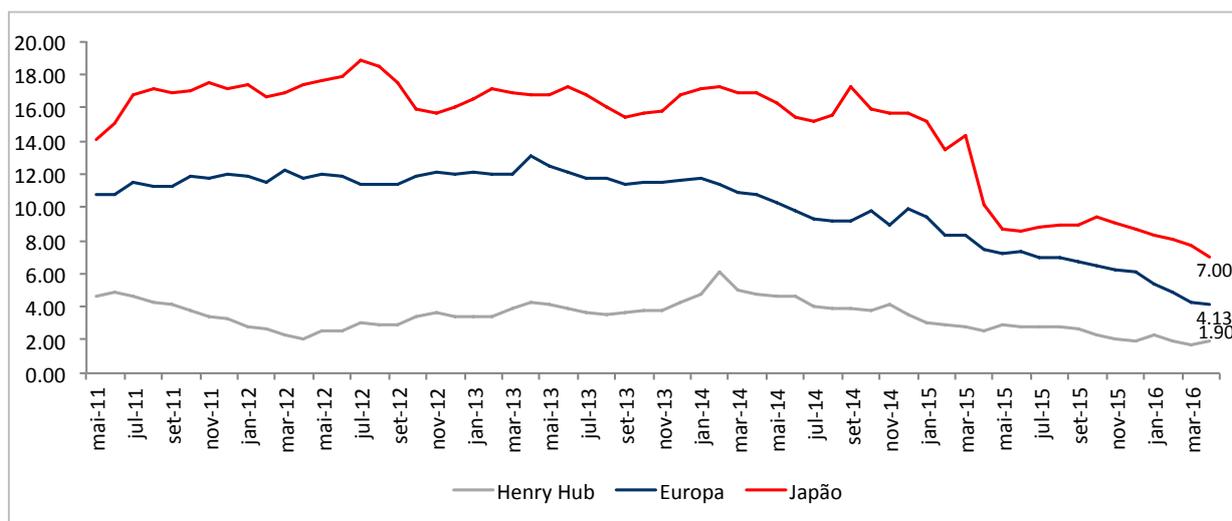
\* não inclui impostos

\*\* preços c/ impostos em US\$/MMBTU

No cenário internacional os preços seguem em queda, com exceção do mercado americano onde o Henry Hub (HH) registrou alta de 11,46% no mês de abril, com o gás cotado a 1,90 US\$/MMBTU. No Japão e na Europa

houve queda de 9,76% e 2,69% respectivamente, com preços atingindo 4,13 US\$/MMBTU na Europa e 7 US\$/MMBTU no Japão, ambos valores mínimos no período de doze meses.

**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

Bruno Moreno | Renata Ruiz

### A) MUNDO FÍSICO

#### a) Disponibilidade

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

	mai-16		mai-16/abr-16	mai-16/mai-15	Tendências 12 meses	abr-16		mai-15	
<b>SE</b>	33.652,00	89,60%	-8,53%	11,09%		36.792,00	71,55%	30.293,00	100,32%
<b>S</b>	10.866,00	126,39%	12,52%	61,14%		9.657,00	146,30%	6.743,00	78,76%
<b>NE</b>	1.733,00	23,86%	-37,75%	-60,69%		2.784,00	23,21%	4.408,00	60,28%
<b>N</b>	4.194,00	62,06%	-46,94%	-63,71%		7.905,00	49,54%	11.557,00	110,08%
<b>Total</b>	50.445,00	-	-11,71%	-4,82%		57.138,00	-	53.001,00	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A disponibilidade hídrica em todo Sistema Interligado Nacional, representada pela Energia Natural Afluente – ENA, sofreu queda de 11,71% em maio em relação a abril de 2016, como mostra a Tabela 4.1. Excetuando S, todas as regiões recuaram: SE 8,53%, NE 37,75% e N 46,94%. A região S aumentou 12,52%, ainda na comparação mensal. Cabe ressaltar que a região S vem apresentando ininterruptamente valores superiores a sua respectiva Média de Longo Termo – MLT desde de setembro de 2015

e que, desde janeiro de 2015 até o mês de análise, sua ENA só ficou abaixo da MLT em maio e agosto de 2015. Isso mostra que o regime de chuvas da região está sendo favorável para o SIN, reduzindo a necessidade de geração térmica e os custos de geração do sistema. Por outro lado, na comparação ano a ano, o total de ENA recuou 4,82%. Apesar da elevação nas regiões SE e S, 11,06% e 61,14%, respectivamente, a redução de ENA em NE e N foram muito acentuadas, 60,69% e 63,71%, respectivamente.

## b) Demanda

Tabela 4.2: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

	mai-16	mai-16/abr-16	mai-16/mai-15	Tendências 12 meses	abr-16	mai-15
<b>SE/CO</b>	34.008,22	-11,25%	1,89%		38.319,29	33.378,54
<b>S</b>	9.936,13	-10,74%	2,78%		11.132,13	9.667,84
<b>NE</b>	10.072,31	-0,50%	2,73%		10.123,21	9.804,35
<b>N</b>	5.301,13	-1,91%	3,52%		5.404,48	5.120,86
<b>Total</b>	59.317,79	-8,71%	2,32%		64.979,11	57.971,59

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A Carga de Energia recuou 8,71% em todo SIN, na comparação mensal. Os resultados para cada subsistema foram de quedas: SE/CO 11,25%; S 10,74%; NE 0,50%; e N 1,91%. Já na comparação anual, o total da carga aumentou 2,32%, com registros positivos para todos os subsistemas: SE/CO 1,89%; S 2,78%; NE 2,73% e 3,52%. Tais resultados, segundo o Operador Nacional

do Sistema Elétrico – ONS,<sup>2</sup> "refletem sobretudo o baixo desempenho da indústria, que vem realizando ajustes no nível de produção, diante da diminuição da demanda interna, reflexo do aperto nos juros e da piora no mercado de trabalho. Além disso, cabe destacar a ocorrência de temperaturas inferiores às ocorridas no mesmo período do ano anterior no Subsistema Sul".

## c) Oferta

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

		mai-16	mai-16/abr-16	mai-16/mai-15	Tendências 12 meses	abr-16	mai-15
<b>SE/CO</b>	Hidráulica	18.453,25	-3,69%	17,46%		19.159,99	15.709,94
	Nuclear	2.009,85	1,36%	33,55%		1.982,85	1.504,94
	Térmica	3.705,11	-3,99%	-49,62%		3.859,06	7.354,96
	<b>Total</b>	24.168,21	-3,33%	-1,63%		25.001,90	24.569,84
<b>S</b>	Hidráulica	9.753,79	-8,65%	76,23%		10.677,76	5.534,65
	Térmica	908,98	5,16%	-47,42%		864,36	1.728,77
	Eólica	480,85	-18,09%	38,23%		587,06	347,85
	<b>Total</b>	11.143,62	-8,13%	46,41%		12.129,18	7.611,27
<b>NE</b>	Hidráulica	2.473,25	1,97%	-26,90%		2.425,44	3.383,35
	Térmica	2.000,46	-36,41%	-28,64%		3.145,99	2.803,29
	Eólica	2.548,18	-0,98%	67,38%		2.573,47	1.522,42
	<b>Total</b>	7.021,89	-13,79%	-8,91%		8.144,90	7.709,06
<b>N</b>	Hidráulica	4.915,61	-31,40%	-40,25%		7.165,93	8.226,89
	Térmica	1.523,36	-12,92%	4,08%		1.749,41	1.463,58
	<b>Total</b>	6.438,97	-27,78%	-33,55%		8.915,34	9.690,47
<b>Itaipu</b>	10.594,63	-1,19%	26,96%		10.722,18	8.344,64	
<b>Total</b>	Hidráulica	46.190,53	-7,90%	12,11%		50.151,30	41.199,47
	Térmica	10.147,76	-12,53%	-31,69%		11.601,67	14.855,54
	Eólica	3.029,03	-4,16%	61,96%		3.160,53	1.870,27
<b>Total</b>	59.367,32	-8,54%	2,49%		64.913,50	57.925,28	

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

<sup>2</sup> Boletim de Carga Mensal – Abril/16 (Preliminar)

Acompanhando a Carga de Energia (Tabela 4.2), a geração total no SIN recuou 8,54%, como mostra a Tabela 4.3, na comparação mensal. Devido ao recuo de ENA no SIN (Tabela 4.1) e da Carga de Energia, a geração hidráulica reduziu 7,90%. Pela Carga de Energia ter recuado, não foi necessário aumentar a complementaridade das térmica para o abastecimento e estas recuaram 12,53%. A geração eólica recuou 4,16%, por estarmos entrando em um período do SIN

com menor incidência de ventos. Por outro lado, na comparação anual, também acompanhando a Carga de Energia, a geração de energia elevou 2,49%. A geração hidráulica aumentou 12,11%, apesar da queda de ENA total na comparação anual, e a térmica recuou 31,69%, por estarmos em uma situação mais confortável em relação a Energia Armazenada (Tabela 4.5). A geração eólica aumentou 61,96%, devido a entrada em operação de novos parques eólicos.

#### d) Intercâmbio de Energia Elétrica

Tabela 4.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	mai-16	mai-16/abr-16	mai-16/mai-15	Tendências 12 meses	abr-16	mai-15
S - SE/CO	1.155,80	8,77%	156,20%		1.062,65	-2.056,57
Internacional - S	51,69	-178,77%	-517000,00%		-65,62	-0,01
N - NE	1.137,85	-32,64%	-38,41%		1.689,10	1.847,60
N - SE/CO	0,00	-100,00%	-100,00%		1.821,76	2.722,00
SE/CO - NE	1.911,85	561,08%	849,42%		289,20	201,37

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

O subsistema S, por ter gerado mais energia que a sua carga (Tabelas 4.2 e 4.3), com sua característica de exportação de energia, enviou 1.155 MWmed para SE/CO e recebeu uma energia marginal de 51,69 MWmed por intercâmbio internacional. Com a entrada de

energia advinda de S, SE/CO exportou 1.911 MWmed para o subsistema NE, que também recebeu 1.137 MWmed a partir do subsistema N. No mês de análise não houve intercâmbio entre N e SE/CO.

#### e) Estoque

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWMês)

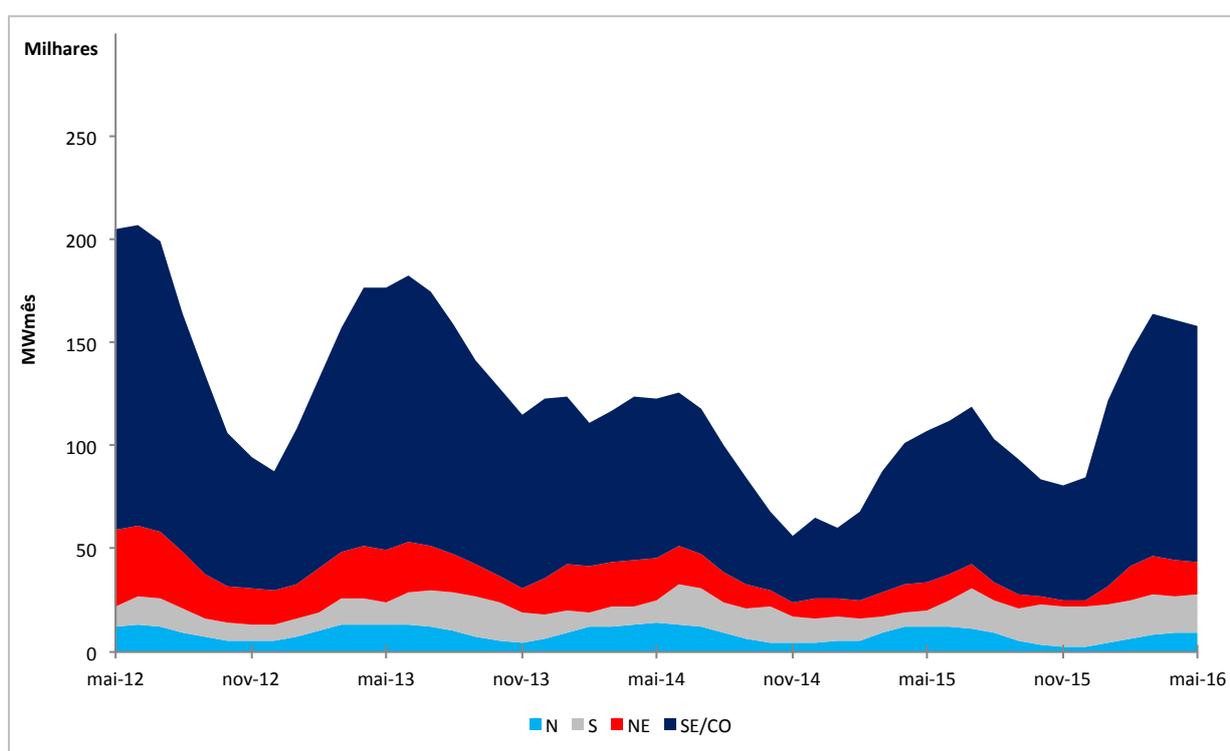
	mai-16	mai-16/abr-16	mai-16/mai-15	Tendências 12 meses	abr-16	mai-15			
SE/CO	114.945,00	56,66%	-1,54%	55,62%		116.738,00	57,55%	73.861,00	36,03%
S	18.519,00	92,79%	4,66%	143,51%		17.694,00	88,66%	7.605,00	38,07%
NE	15.612,00	30,13%	-9,01%	11,67%		17.157,00	33,12%	13.981,00	26,96%
N	9.335,00	62,06%	-3,51%	-23,62%		9.675,00	64,32%	12.222,00	82,52%
Total	158.411,00	54,68%	-1,77%	47,13%		161.264,00	55,68%	107.669,00	36,92%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Com a queda acentuada na demanda de energia (Tabela 4.2) e uma queda de disponibilidade hídrica em todo SIN (Tabela 4.1) e, a Energia Armazenada – EAR recuou 1,77%, em maio deste ano em relação ao mês anterior, em todo SIN. SE/CO, NE e N recuaram 1,54%, 9,01% e 3,51%, respectivamente. Somente S aumentou a EAR, em 4,66%. Já na comparação anual, a EAR total

aumentou 47,13%. SE/CO, subsistema com maior capacidade de armazenamento de energia, elevou 55,62% a EAR. S e NE também aumentaram, 143,51% e 11,67%, respectivamente. Somente N reduziu a EAR na comparação anual, 23,62%. O histórico de EAR entre mai/12 e mai/16 pode ser acompanhado no Gráfico 4.1.

**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)\*

	mar-16	mar-16/fev-16	mar-16/mar-15	Tendências 12 meses	fev-16	mar-15
Hidráulica > 30MW	47.868,77	-0,24%	11,26%		47.983,25	43.024,27
Térmica a Gás	3.870,12	-25,13%	-50,24%		5.168,89	7.777,18
Térmica a Óleo	517,06	-45,71%	-80,68%		952,48	2.675,77
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	424,57	-16,92%	-16,15%		511,01	506,36
Térmica a Carvão Mineral	1.747,56	9,00%	-10,06%		1.603,23	1.942,99
Térmica Nuclear	1.835,67	0,07%	12,95%		1.834,45	1.625,27
Total Térmica Convencional	8.394,98	-16,63%	-42,21%		10.070,05	14.527,57
Total Convencional	56.263,75	-3,08%	-2,24%		58.053,31	57.551,85
Eólica	2.672,60	2,72%	85,59%		2.601,85	1.440,09
Hidráulica CGH	104,36	3,18%	35,63%		101,14	76,94
Hidráulica PCH	3.054,51	1,05%	19,64%		3.022,67	2.553,05
Térmica a Biomassa	1.077,22	106,72%	51,81%		521,10	709,60
Total Alternativa	6.908,68	10,60%	44,54%		6.246,76	4.779,68
Térmica - Outros	411,83	3,98%	48,35%		396,06	277,62
Total	63.584,26	-1,72%	1,56%		64.696,12	62.609,14

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 de energia elétrica em março de 2016 de 63.584,26 MWmed, o que significou aumento anual de 1,56% e queda mensal de 1,72%.

A geração por fontes térmicas convencionais teve queda de 16,63% na comparação mensal e uma queda significativa na comparação anual, de 42,21%, atingindo novo recorde negativo. Essa queda foi fortemente influenciada pela queda na geração das térmicas a gás (-50,42% no ano e -25,13% no mês) e a óleo (-80,86% no ano e -45,71% no mês). A geração nuclear se manteve estável no mês e teve uma melhora de 12,95% no ano. A geração por térmicas a carvão aumentou 9,00% no mês e caiu 10,06% no ano.

A geração hidráulica convencional se manteve estável no mês, com uma pequena queda de 0,24%, mas teve um aumento de 11,26% na comparação com o mesmo mês do ano anterior. Verificando o aumento

anual na geração por PCHs e CGHs, de 19,64% e 35,63%, respectivamente, pode-se concluir que houve uma melhora da hidrologia na comparação com o ano anterior. Na comparação com o mês anterior, o aumento foi de 1,05% e 3,18%, respectivamente, e representou o melhor resultado dos últimos 12 meses.

A geração por fontes alternativas, por sua vez, teve um aumento de 10,60% na comparação com o mês anterior e de 44,54% na comparação com o mesmo mês do ano passado, o que indica uma maior inserção dessas fontes na matriz elétrica brasileira. A geração por térmicas a biomassa mais do que dobrou na comparação mensal, indicando o fim da entressafra da cana de açúcar. A tendência de crescimento deve se manter até outubro. Na comparação anual, o aumento desta fonte também foi considerável, 51,81%. A fonte eólica também apresentou forte crescimento anual, de 85,59%, e crescimento mensal mais modesto, de 2,72%.

## b) Demanda

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

		mar-16	mar-16/fev-16	mar-16/mar-15	Tendências 12 meses	fev-16
Sistemas Isolados	Residencial	226,68	-5,62%	7,95%		240,18
	Industrial	23,64	0,23%	5,73%		23,59
	Comercial	87,65	-4,47%	5,56%		91,75
	Outros	107,75	-4,10%	-2,79%		112,35
	<b>Total</b>	<b>445,72</b>	<b>-4,74%</b>	<b>4,58%</b>		<b>467,87</b>
N	Residencial	941,66	-7,17%	9,48%		1.014,43
	Industrial	1.760,43	-0,46%	-10,01%		1.768,52
	Comercial	501,24	-2,30%	3,17%		513,02
	Outros	432,99	0,36%	2,97%		431,42
	<b>Total</b>	<b>3.636,31</b>	<b>-2,44%</b>	<b>-2,32%</b>		<b>3.727,39</b>
NE	Residencial	2.783,49	0,33%	4,50%		2.774,43
	Industrial	2.538,58	-0,63%	-5,53%		2.554,70
	Comercial	1.542,08	1,24%	4,39%		1.523,21
	Outros	1.593,26	6,44%	5,97%		1.496,80
	<b>Total</b>	<b>8.457,41</b>	<b>1,30%</b>	<b>1,51%</b>		<b>8.349,13</b>
SE/CO	Residencial	8.860,89	-7,39%	0,64%		9.567,60
	Industrial	10.716,11	-4,70%	-6,50%		11.244,02
	Comercial	6.541,37	-6,05%	-2,20%		6.962,30
	Outros	4.387,05	-2,42%	4,02%		4.495,86
	<b>Total</b>	<b>30.505,41</b>	<b>-5,47%</b>	<b>-2,14%</b>		<b>32.269,78</b>
S	Residencial	2.396,24	-11,69%	-1,09%		2.713,36
	Industrial	3.436,57	-5,22%	-2,83%		3.625,95
	Comercial	1.824,70	-8,80%	-2,66%		2.000,81
	Outros	1.935,15	-10,17%	-2,31%		2.154,16
	<b>Total</b>	<b>9.592,66</b>	<b>-8,59%</b>	<b>-2,26%</b>		<b>10.494,28</b>
Total	Residencial	15.208,95	-6,75%	1,66%		16.310,00
	Industrial	18.475,33	-3,86%	-6,04%		19.216,77
	Comercial	10.497,03	-5,36%	-1,06%		11.091,09
	Outros	8.456,20	-2,70%	2,71%		8.690,59
	<b>Total</b>	<b>52.637,51</b>	<b>-4,83%</b>	<b>-1,55%</b>		<b>55.308,45</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 no Brasil em março de 2016 foi de 52.637,51 MWmed, o que representou quedas mensal, de 4,83%, e anual, de 1,55%. Essa tendência se repetiu em todos os subsistemas, com exceção de NE, onde houve aumento no consumo tanto na comparação com o mês anterior, de 1,30%, quanto na comparação com o mesmo mês do ano passado, de 1,51%. O subsistema SE/CO teve queda mensal de 5,47% e anual de 2,14%; S teve queda mensal de 8,59% e anual de 2,26%; N teve queda mensal de 2,44% e anual de 2,32%.

O consumo residencial no país teve queda mensal de 6,75%, mas aumento anual de 1,66%. Esse aumento anual se deve especialmente ao aumento no consumo residencial de NE, o maior em termos absolutos

(+119,87 MWmed), seguido de N (+81,58 MWmed) e, em menor escala, SE (+56,63 MWmed).

O setor comercial teve queda no consumo total, de 5,36% no mês e 1,06% no ano.

O consumo total do setor industrial teve quedas mensal e anual em todos os subsistemas. A redução total foi de 3,86% no mês e 6,04% no ano. A Sondagem Industrial do IBRE/FGV<sup>3</sup> mostra que o Índice de Confiança da Indústria (ICI) avançou 0,4 ponto em março, passando de 74,7 para 75,1 pontos. Já o Nível de Utilização da Capacidade Instalada (NUCI) atingiu 73,7%, se mantendo relativamente estável desde o mês anterior, quando atingiu o mínimo do histórico.

<sup>3</sup> IBRE, FGV. Sondagem da Indústria de Transformação. Março/2016. Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/main.jsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92E5C726666Fjsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92E5C726666F>

O consumo industrial no mercado livre, por sua vez, teve aumento anual de 3,67% e mensal de 0,79%. Os setores que apresentaram queda na comparação mensal foram: Metalurgia e Produtos de Metal, Químicos, Alimentícios, Comércio, Transporte, Bebidas e Telecomunicações.

Na comparação anual apresentaram queda os setores: Manufaturados Diversos, Veículos, Serviços, Extração de Minerais Metálicos, Têxteis, Transporte, Bebidas e Telecomunicações.

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

	mar-16	mar-16/fev-16	mar-16/mar-15	Tendências 12 meses	fev-16	mar-15
<b>Metalurgia e Produtos de Metal</b>	3.273,63	-0,29%	10,96%		3.283,31	2.950,21
Químicos	1.672,27	-1,86%	6,82%		1.704,00	1.565,49
Minerais Não Metálicos	917,09	2,89%	1,73%		891,29	901,51
<b>Madeira, Papel e Celulose</b>	1.037,99	3,25%	7,34%		1.005,34	967,05
<b>Manufaturados Diversos</b>	876,13	4,31%	-0,87%		839,95	883,82
Alimentícios	884,71	-1,01%	5,01%		893,72	842,48
Veículos	530,56	8,60%	-7,65%		488,53	574,50
Serviços	533,75	1,54%	-8,97%		525,64	586,38
<b>Extração de Minerais Metálicos</b>	721,79	1,32%	-5,07%		712,38	760,35
Têxteis	423,85	1,96%	-5,38%		415,70	447,93
Comércio	289,39	-0,63%	9,47%		291,22	264,34
Transporte	199,68	-1,15%	-3,21%		202,01	206,30
Bebidas	135,21	-10,40%	-0,98%		150,90	136,55
Saneamento	114,66	1,01%	5,24%		113,52	108,96
<b>Telecomunicações</b>	100,71	-1,10%	-0,23%		101,83	100,93
<b>Total Geral</b>	11.711,41	0,79%	3,67%		11.619,36	11.296,83

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

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

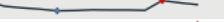
Em março de 2016, as hidrelétricas participantes do MRE geraram 50.164,79 MWmed, o que representou um aumento de 11,36% na comparação anual, e se manteve relativamente estável na comparação mensal.

A garantia física para este mês foi estimada em 53.187,29 MWmed, uma queda de 7,60% com relação a março do ano anterior e de 3,99% com relação a fevereiro deste ano.

Assim, o GSF, que representa a razão entre estes dois valores, foi de 94,3% no mês. Isto significou um aumento de 3,99% no mês e de 20,51% no ano, o que indica uma melhora da hidrologia em 2016 com relação a 2015, como já foi mencionado no item Oferta.

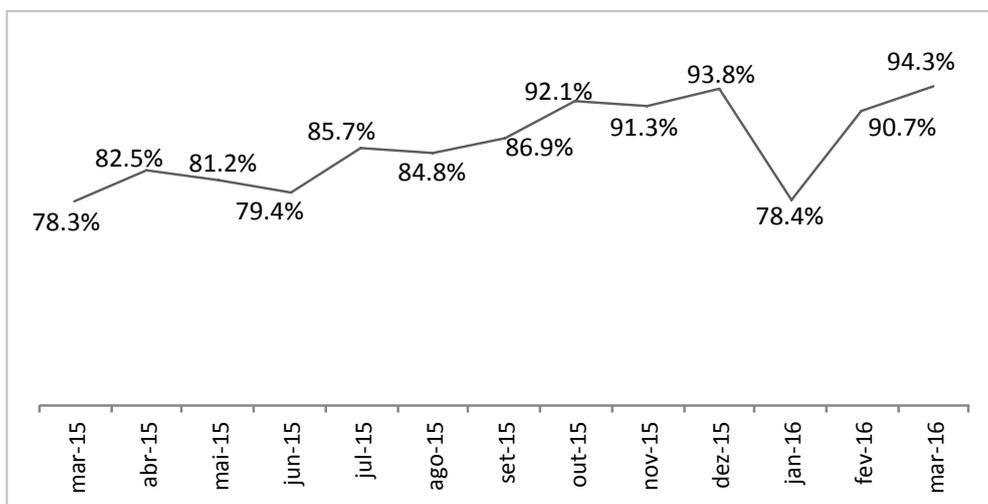
A liquidação financeira referente a abril de 2016, que estava marcada para 15 e 16 de junho, foi adiada pela CCEE para os dias 20 e 21. A liquidação de maio está prevista para os dias 12 e 13 de julho e a de junho para 8 e 9 de agosto.

**Tabela 4.9: Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)**

	mar-16	mar-16/fev-16	mar-16/mar-15	Tendências 12 meses	fev-16	mar-15
<b>Energia Gerada (MWmed)</b>	50.164,79	-0,16%	11,36%		50.245,96	45.047,59
<b>Garantia Física (MWmed)</b>	53.187,29	-3,99%	-7,60%		55.397,66	57.559,28
<b>Geração/Garantia Física</b>	0,943	3,99%	20,51%		0,907	0,783

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 março de 2016, o PLD médio mensal teve aumento em todos os subsistemas na comparação com mês anterior.

Nos subsistemas SE/CO, S e N o aumento foi de 23,50% e o PLD atingiu o valor de R\$ 37,73/MWh.

O subsistema NE teve um aumento mensal ainda maior: 49,17%, chegando a R\$ 249,11/MWh. A hidrologia no NE continua desfavorável, e os reservatórios deste subsistema estavam em 34,66% da capacidade de armazenamento neste mês.

Na comparação anual, todos os subsistemas tiveram queda no PLD. Em SE/CO e S a queda foi de 91,12%, em N de 89,85% e em NE 41,38%.

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

	mar-16	mar-16/fev-16	mar-16/mar-15	Tendências 12 meses	fev-16	mar-15
SE/CO	37,73	23,50%	-91,12%		30,55	424,94
S	37,73	23,50%	-91,12%		30,55	424,94
NE	249,11	49,17%	-41,38%		166,99	424,94
N	37,73	23,50%	-89,85%		30,55	371,82

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

### e) Tarifas de Energia Elétrica

A Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda. (Uhenpal), que atende 15 mil unidades consumidoras no estado de RS, teve um reajuste de 5,07% na alta tensão e de 0,50% na baixa tensão, totalizando um aumento médio de 1,31% nas tarifas.

A Cemig Distribuição S/A (Cemig-D), que atende a 8,1 milhões de unidades consumidoras no estado de MG, teve um reajuste de 2,06% na alta tensão e de 4,63% na baixa tensão, totalizando um aumento médio de 3,78% nas tarifas.

**Tabela 4.11: Reajuste Tarifário (Variação % Média)**

Sigla	Concessionária	Estado	Reajuste	Vigência
UHENPAL	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	RS	1,31%	22/05/2016 a 21/05/2017
CEMIG-D	CEMIG Distribuição S/A	MG	3,78%	28/05/2016 a 27/05/2017

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

**Tabela 4.12: Próximos Reajustes**

Sigla	Concessionária	Estado	Data
RGE	Rio Grande Energia S/A.	RS	19/jun
EMG	Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A.	MG	22/jun
ENF	Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A.	RJ	22/jun
COPEL	Companhia Campolarguense de Energia	PR	29/jun
COPEL-DIS	Copel Distribuição S/A	PR	24/jun
CFLO	Companhia Força e Luz do Oeste	PR	29/jun
CELTINS	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	TO	04/jul
ELETROPAULO	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	SP	04/jul
DEMEI	Departamento Municipal de Energia de Ijuí	RS	22/jul
ELETROCAR	Centrais Elétricas de Carazinho S/A.	RS	22/jul
HIDROPAN	Hidroelétrica Panambi S/A.	RS	22/jul
MUX-Energia	MUX-Energia - Muxfeldt Marin & Cia. Ltda	RS	22/jul

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

### e) Leilões

Foi realizado em 03 de junho o Leilão de Sistemas Isolados. Foram contratados 148MW de potência com deságio médio de 22,33% sobre o preço-teto, que estava entre R\$ 1.487,00/MWh e R\$ 1.503,00/MWh, dependendo do lote.

Para 2016, estão previstos dois Leilões de Reserva, um a ser realizado em 29 de julho e o outro em 28 de outubro.

O 1º Leilão de Reserva de 2016 visa a contratação de energia proveniente de empreendimentos de energia solar fotovoltaica e hidrelétricas de pequeno porte (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.

O 2º Leilão de Reserva de 2016 visa a contratação de 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.

A segunda fase do Leilão de Transmissão 013/2015 deve ser acontecer em agosto. A primeira fase foi realizada em 13 de abril e foram contratados apenas 14 dos 24 lotes oferecidos.

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

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

Petróleo & Gás Natural	<b>Objeto</b>	ANP - Chamada Pública para Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural Nº 01/2014-ANP	
	<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>	1º Leilão de Energia de Reserva	
	<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>	2º Leilão de Energia de Reserva	
	<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)	

Setor Elétrico (Consultas Públicas)	<b>Objeto</b>	ANEEL - Consulta Pública nº 002/2016	
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para avaliar a necessidade de regulamentação dos aspectos relativos ao fornecimento de energia elétrica a veículos elétricos.	
	<b>Etapas</b>		<b>Data</b>
Prazo limite para colaboração		27/07/2016	



## RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura

Tel.: +55 21 3799 6100

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

---

Mantenedores da FGV Energia:

