



# BOLETIM

## DESTAQUE

Dilemas das energias renováveis complementares  
no mercado brasileiro: uma reflexão

## OPINIÃO

Leontina Pinto  
O Brasil, a energia elétrica e  
as mudanças climáticas

# 01

Janeiro | 2016

**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 - Gas

Nelson Narciso - Oil & Gas

Paulo César Fernandes da Cunha

**PRODUÇÃO**

Coordenação e Diagramação

Simone C. Lecques de Magalhães

## Sumário

<b>Dilemas das energias renováveis complementares no mercado brasileiro: uma reflexão.</b>	<b>4</b>
<b>Opinião</b>	
<b>O Brasil, a energia elétrica e as mudanças climáticas</b>	<b>6</b>
<b>Petróleo</b>	<b>10</b>
Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo	10
Derivados do Petróleo	12
<b>Gás Natural</b>	<b>14</b>
Produção e Importação	14
Consumo	16
Preços	17
<b>Setor Elétrico</b>	<b>19</b>
<b>Mundo Físico</b>	
Disponibilidade	19
Oferta	19
Demanda	20
Intercâmbio de Energia Elétrica	21
Estoque	21
<b>Mundo Contratual</b>	
Demanda	23
Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD	24
Tarifas de Energia Elétrica	25
Leilões	25
<b>Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas</b>	<b>27</b>

## Dilemas das Energias Renováveis Complementares no Mercado Brasileiro: uma reflexão

No dia 07 de dezembro de 2015, a FGV Energia promoveu o evento de lançamento do Caderno de Energias Renováveis Complementares. Na oportunidade, foi promovido um debate com especialistas do setor. Discutiram-se os temas abordados no caderno, apontando os principais dilemas identificados ao longo da pesquisa relativos à operação do sistema, à expansão, bem como aos modelos de negócios do setor. A publicação pode ser acompanhada no site da FGV Energia no link: <http://fgvenergia.fgv.br/publicacao/caderno-de-energias-renovaveis-complementares-fgv-energia>

Ao longo da história da humanidade, tivemos sucessivas etapas em que novos energéticos foram surgindo e incorporados ao estoque de recursos disponíveis. Cada período de transformação fundamental na produção ou no consumo energético, sempre correspondeu a uma mudança importante no padrão civilizatório e no funcionamento da sociedade. Isto posto, nos vem as perguntas: será que estamos próximos a uma situação desse tipo? Quais seriam as novas mudanças energéticas que se apresentam? Acreditamos estar próximos de uma mudança na forma de se gerar e consumir energia, principalmente pelos novos arranjos da geração, descentralizada e próxima à carga. Novas tecnologias para aproveitamento de recursos energéticos de baixo custo, reduzirão a necessidade de grandes plantas de geração que trazem consigo impactos socioambientais significativos. A corrida pela eficiência nos usos finais da energia também são sinais dessas mudanças.

O mundo passa por uma transformação, saindo de uma economia altamente intensiva em carbono para uma mais sustentável que garanta a existência das gerações futuras, na qual a energia tem um papel fundamental nesse quesito. As renováveis complementares serão responsáveis por contribuir, pois são tipos de gerações limpas, com baixas emissões de poluentes e gases do efeito estufa.

A qualificação “complementar” dada às as fontes eólica, biomassa, PCH e solar sinaliza que seu

papel, mais que coadjuvante em relação ao parque gerador convencional, passa a ser primordial para a diversificação e o equilíbrio do sistema, vide a forte expansão de parques eólicos no Nordeste e a presença forte da geração à biomassa no Sudeste. No Brasil, as renováveis complementares propiciaram a ampliação e a segmentação de investidores no mercado, trazendo novos agentes e com isso, novas mentalidades.

Para falarmos de energias renováveis complementares, devemos ter em mente três conceitos chave interligados entre si: (i) segurança energética; (ii) mudanças climáticas; e (iii) armazenamento de energia. Quando falamos de segurança energética, também falamos de energias renováveis, em relação à disponibilidade de um recurso energético. Por exemplo, dentre as três renováveis – solar, eólica e hidráulica – a solar é a que apresenta maior previsibilidade, seguido da eólica e por último a hidrelétrica. Todavia, a energia hidráulica é a única que pode ser manejada com relativo baixo custo e razoável credibilidade.

Muito se evoluiu na capacidade de geração de energia, com várias fontes e tecnologias diferentes. Contudo, ainda carece em resolver a problemática do armazenamento, sobretudo da energia elétrica. A forma mais barata de armazenar energia ainda é na forma de água, mas, assim como a geração solar e eólica que vem reduzindo os custos, o armazenamento por outros meios, como por baterias, também segue o mesmo caminho.

Com a inserção das renováveis complementares, a geração distribuída também começou a ser introduzida na matriz, muito pelo arranjo da geração baseada em renováveis ser geralmente modular e de menor porte em comparação a empreendimentos convencionais e centralizados. Nos dois últimos anos tivemos mudanças significativas com a homologação da Resolução Normativa 482 da ANEEL em 2012 e com sua revisão representada pela Resolução Normativa 687 ocorrida em 2015. Hoje, já é possível o autoconsumo de energia pelos consumidores residenciais. Com a alta nas tarifas de

energia elétrica dos últimos anos, a micro/minigeração está cada vez mais se viabilizando no mercado brasileiro. Essa inserção traz inúmeras indagações: como vamos planejar a operação e a expansão do sistema? Quais as repercussões na distribuição de energia?

Alguns resultados surpreendentes como o ocorrido em 2 de novembro, quando a geração eólica alcançou 46% da carga do subsistema Nordeste, com um fator de capacidade de mais de 80% exemplificam o potencial renovável brasileiro. Em 2015 a capacidade instalada em usinas eólicas atingiu 8,5 GW, correspondentes a 6% da matriz elétrica. O Brasil é o segundo país com maior atratividade em investimentos no setor de renováveis complementares, com R\$ 18 bilhões investidos em 2014.

Apesar desses bons resultados, algumas preocupações afetam o contexto das renováveis, em especial em relação à transmissão e ao financiamento do setor. No Leilão de Energia de Fontes Alternativas ocorrido em 2015 houve uma oferta de eólica bem reduzida, e possivelmente tal insucesso se deve ao fato de o setor de transmissão passar por algumas dificuldades. Nos últimos leilões de transmissão, diversos lotes não obtiveram qualquer oferta, sendo que o governo já tinha alterado a taxa interna de retorno dos projetos e mesmo assim não foi suficiente para atrair investidores. Particularmente para o setor eólico, isso impacta e muito, pois, desde 2013, as regras dos leilões de energia mudaram e não permitem mais que projetos de parques eólicos sejam inscritos se não houver as linhas de transmissão disponíveis para escoar a energia.

Em relação ao financiamento há uma sensação por parte dos empreendedores de que está mais difícil conseguir o financiamento em 2015. Além das dificuldades decorrentes do cenário econômico, o corpo técnico de análise dos empreendimentos do BNDES encontra-se sobrecarregado em decorrências da grande contratação de empreendimentos em 2013 e 2014. Quanto aos bancos comerciais está cada vez mais difícil. Uma pergunta bastante recorrente é: “O que um banco comercial faz na área de infraestrutura em um país que existe um BNDES?”. Um bom exemplo é que o processo de financiamento de longo prazo geralmente dura em

média 12 a 18 meses e que os empreendedores não podem esperar tanto para começar a construir suas plantas. Durante esse tempo, os bancos comerciais atuam financiando a construção, o que é chamado de empréstimo ponte. Outra atuação dos bancos comerciais é em relação à garantia bancária que o próprio BNDES exige para realizar os financiamentos de longo prazo e não assume qualquer risco de construção, nem risco de performance inicial de um projeto do setor de infraestrutura. Os bancos comerciais também são responsáveis por fornecer a garantia bancária quando a garantia corporativa não é forte o suficiente para ser aceitável pelo BNDES.

Os bancos comerciais estão sendo mais conservadores, devido ao atual cenário político-econômico. A percepção há dois ou três anos atrás, com um mercado muito mais líquido que o atual, levantar financiamento era algo muito mais simples. Os bancos estavam muito mais agressivos, aceitando tomar certos riscos que hoje não estão dispostos a tomar. Isso significa que quem vai ter que se adaptar ao momento são as próprias empresas. Ou seja, trabalhar com projetos em estruturas mais robustas e com equacionamento das fontes dos recursos financeiros prévio aos leilões. Ainda é muito natural no Brasil empreendedores entrarem no leilão e deixarem para solucionar a questão do financiamento e do equity após o leilão, por que as exigências que são feitas, hoje, no pré-leilão, não são fortes o suficiente para inibir esse tipo de ação. Então, o empreendedor que atua dessa maneira, no mercado atual, terá provavelmente bastante dificuldade e talvez não consiga levantar o financiamento.

O evento foi muito elucidativo e, de fato, seguiu as linhas de discussão do caderno, com diversos pontos cobertos. Todos esses questionamentos são feitos e acompanhados nas discussões entre os pesquisadores da FGV Energia. O caderno foi uma publicação que não tem o intuito de fechar o debate do assunto, pelo contrário, foi uma excitação para que se possa observar uma resposta no direcionamento de solucionar as questões levantadas. Acompanhamos diariamente o setor e observamos sua trajetória, questionando sempre dilemas que surgem a todo momento.

\* Este texto não deve ser citado como 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, Monica Coelho Varejão, Rafael da Costa Nogueira, Renata Hamilton de Ruiz e Tatiana de Fátima Bruce da Silva.

## OPINIÃO

### O Brasil, a energia elétrica e as mudanças climáticas \*

Leontina Pinto - Jacques Szczupak - Alexandre Lafranque - Gabriel Torres

#### O Brasil e as Mudanças Climáticas

O Brasil, como todo o planeta, experimenta mudanças climáticas. Embora nem todos os especialistas concordem nos modelos que as representam, há um consenso: a dinâmica climatológica não é estacionária – em outras palavras, o futuro não se assemelha, necessariamente, ao passado. É significativo o risco de ocorrência de anomalias, aqui traduzidas em secas, cheias, furacões, alguns nunca antes observados.

Um dos eventos atualmente mais estudados – o fenômeno “El Niño” – é emblemático. Sua importância foi, durante muitos anos, subestimada em nosso país – classificado como Atlântico e pouco conectado a acontecimentos no Pacífico. Sabe-se, hoje, que eventos extremos e mudanças evolutivas afetam todo o planeta. É clássica a imagem da borboleta que bate asas na Ásia e afeta o clima nas Américas.

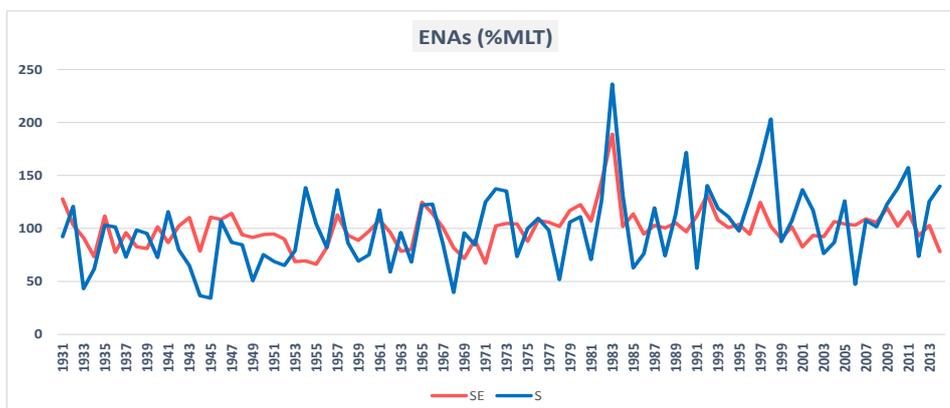
#### O impacto do El Niño/la Niña nas hidrologias

A assinatura de “El Niño” e sua contrapartida “La Niña” é,

na verdade, bastante clara e começa a ser conhecida em nosso país. O Nordeste sofre com as severas estiagens pelo Niño (vamos tratá-lo aqui de forma coloquial, bem como a Niña). Estas secas são muitas vezes revertidas pelas cheias trazidas pela Niña, tão dramáticas quanto as estiagens. Inversamente, o Sul sofre com as cheias do Niño e com as secas da Niña. O Sudeste é sempre uma incógnita: parte-se quase que em dois, cada sub-região refletindo a climatologia do Nordeste e/ou do Sul.

O gráfico 1 mostra a assinatura dos Niños e Niñas de 1982 e 1998 no Sul e no Sudeste a partir das “energias afluentes a cada submercado” (ENAs), descritas em termos da média histórica a longo prazo (MLT) e seguindo as definições setoriais. É evidente a enorme vazão que o Sul experimentou por ocasião dos Niños de 1982/3 e 1997/8 (considerados os mais fortes da história recente), seguida de uma vazão bastante baixa – a reversão do Niño/Niña sempre gera o efeito oposto. O Sudeste, por sua vez, acompanha o Sul na cheia de 1982/3, foi relativamente pouco impactado pelo de 1997/8.

Gráfico 1: Histórico de ENAs Sul e Sudeste



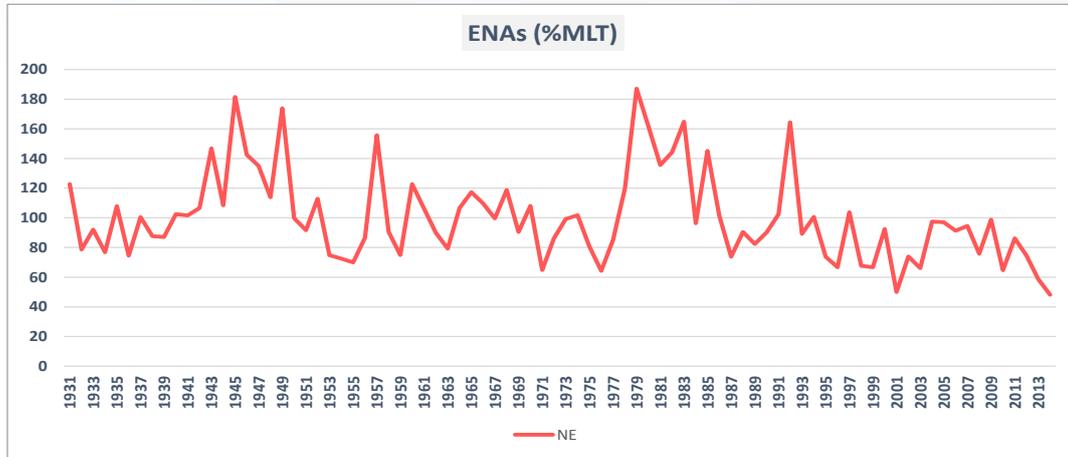
Fonte: ONS

Por outro lado, é interessante notar que a hidrologia do Nordeste (representada no gráfico 2) não sofre alterações significativas durante estes dois eventos, mas é fortemente afetada pelos Niños de 1979/80 e 1991/2,

considerados fracos a moderados. Pode-se mesmo cogitar se esta classificação oficial estaria de acordo com nossa realidade, nem sempre levada em conta pelos organismos internacionais.

\* Este texto não deve ser citado como representando as opiniões da Fundação Getúlio Vargas (FGV). As opiniões expressas neste trabalho são exclusivamente dos autores.

**Gráfico 2: Histórico de ENAs Nordeste**



Fonte: ONS

Mais interessante, entretanto, do que observar impactos pontuais, é notar que estes eventos climáticos afetam a dinâmica hidrológica por um longo período de tempo. Por exemplo, o Niño de 1991/2 levou a uma mudança bastante forte na climatologia da região; é possível observar, no gráfico 2, o “degrau” hidrológico que sucedeu o evento. Esta “queda” não deveria ser surpreendente: o mesmo padrão ocorreu a partir do Niño de 1957/58, quando a redução das vazões só se reverteu por ocasião do Niño de 1979/80 (fraco, para os padrões internacionais).

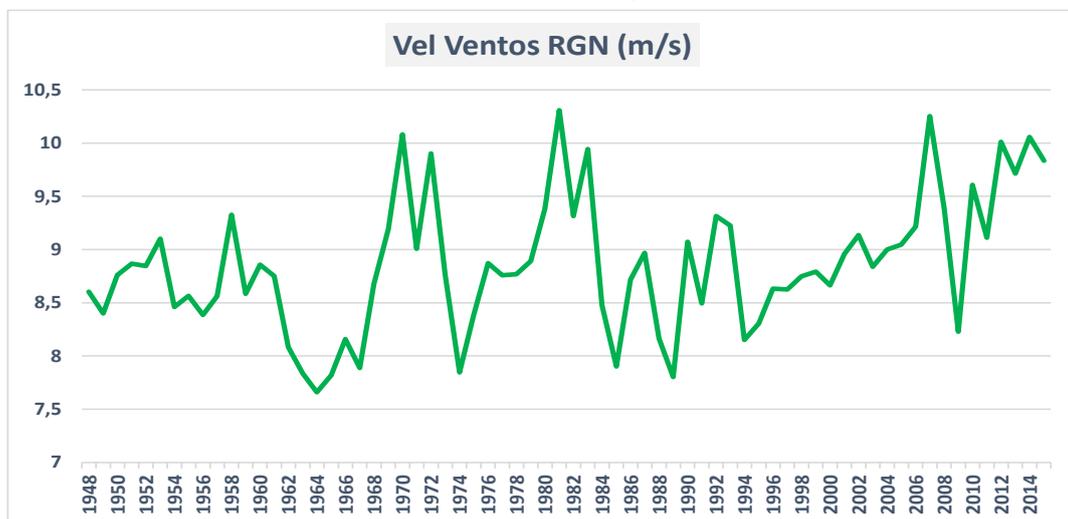
### A climatologia e as combinação de fontes renováveis

Percebido o impacto – e, mais que tudo, a duração – dos eventos extremos nas hidrologias, é interessante

examinar sua influência nas demais variáveis. Afinal, espera-se que a energia eólica venha a ocupar um espaço cada vez maior em nossa matriz, e o sol desponta como a grande esperança futura. O gráfico 3 apresenta a dinâmica a longo prazo dos ventos no Rio Grande do Norte. Percebe-se sua tendência ascendente (a partir do Niño de 1991/2, associado à redução das hidrologias na região). Pode-se notar ainda o impacto (de longa duração) dos Niños de 1969/70 e 1982/3. Novamente, o final destes eventos é uma reversão associado a uma forte calmária.

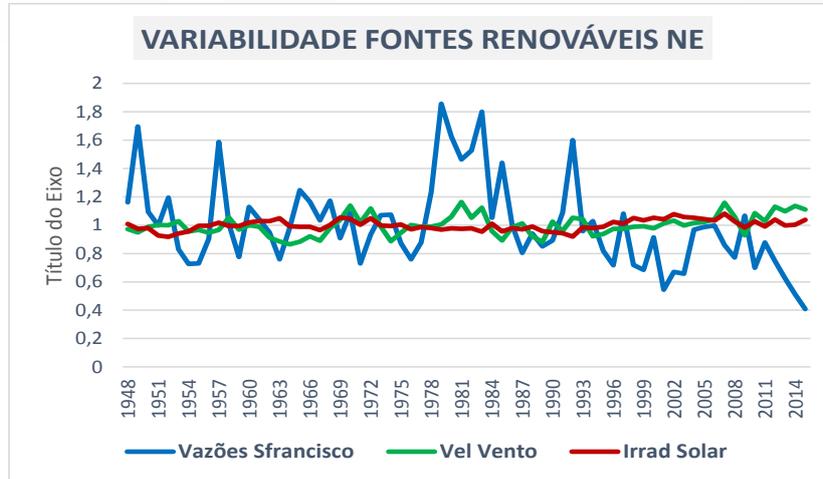
Finalmente, é interessante examinar a comparação entre radiação solar, velocidades de vento e vazões hidrológicas, oferecida no gráfico 4. A variabilidade hidrológica é bastante maior do que a do vento e do sol – fontes sazonais, mas muito mais estáveis e portanto confiáveis.

**Gráfico 3: Velocidades de ventos, litoral do RGN**



Fonte: CDC/NOAA

**Gráfico 4: Comparação entre as diversas disponibilidades climatológicas**

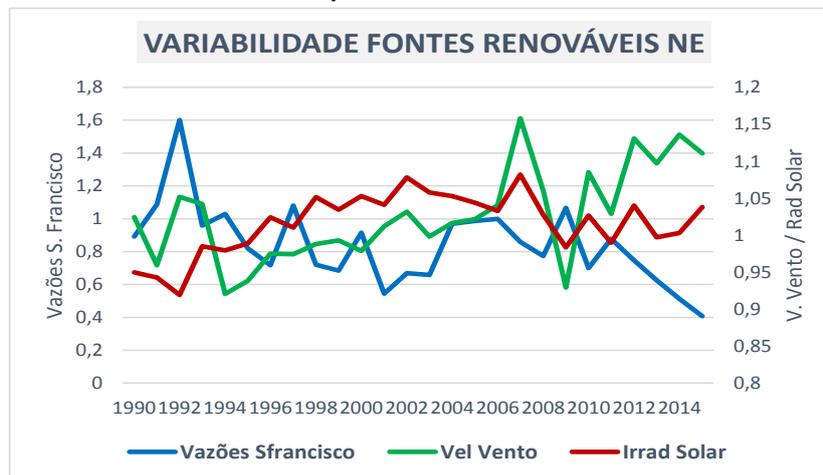


Fonte: Elaboração do autor

Finalmente, o gráfico 5 expande o gráfico 4 para o período pós-1990, de modo a comparar as tendências de cada fonte. Observa-se que, a partir da “quebra climática” de 1991/2, a redução da disponibilidade hidrológica (sempre abaixo da média histórica) é compensada pelo aumento das disponibilidades

solares e eólicas (que crescem continuamente, principalmente a fonte eólica). Em outras palavras, um planejamento equilibrado, capaz de otimizar a combinação de fontes complementares, será capaz de, senão eliminar, ao menos reduzir significativamente os riscos climatológicos.

**Gráfico 4: Complementariedade entre fontes**



Fonte: Elaboração do autor

## Impactos para o setor

Este artigo não pretende, de forma alguma, oferecer uma descrição climatológica das disponibilidades energéticas brasileiras; nosso objetivo é, apenas, mostrar de forma simples e intuitiva o impacto da variabilidade a que estamos sujeitos quando optamos pela energia limpa. As mudanças climáticas não são uma ameaça futura: ocorrem a cada minuto, e seus efeitos são profundos

e duradouros, deixando marcas ao longo de anos e até mesmo décadas.

Este fato é especialmente importante quando nos lembramos que todo o planejamento e operação são realizados a partir de cenários gerados com base na hipótese de estacionariedade – em outras palavras, espera-se que o futuro replique as observações passadas. Ao assumir esta hipótese, não nos preparamos para o futuro

– nem mesmo para o presente, que bate à porta com força, insistência – e urgência.

Os anos de 2012 a 2015 são uma amostra dos desafios que enfrentaremos e deve deixar lições. Um outro evento como este, capaz de fragilizar nossas reservas

hídricas, poderá ser compensado por um parque eólico/solar bem planejado e distribuído que, combinado com uma base térmica eficiente, mitigará riscos e nos poupará de maiores sustos. É tempo de aprofundarmos nossos conhecimentos, explorando de maneira consciente, sustentável e inteligente os fantásticos recursos que temos em mãos.

## **Leontina Pinto**

### **Presidente da Engenho Pesquisa, Desenvolvimento e Consultoria**

Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1979), mestrado pela Coordenação dos Programas de Pós Graduação pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1981) e doutorado em Matemática Aplicada pelo Instituto de Matemática da Universidade Federal do Rio de Janeiro (1990). Tem décadas de experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, atuando principalmente nos seguintes temas: operação, planejamento, confiabilidade, segurança (incluindo fenômenos geomagnéticos), mercados de energia, tarifação, negócios, previsão de cenários, hidrologia e climatologia.

**Equipe de colaboração: Jacques Szczupak - Alexandre Lafranque - Gabriel Torres**

# Petróleo

Rafael Nogueira

## Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo.

O mês de novembro apresentou queda de 4,30% da produção em relação ao mês anterior, e aumento de 0,92% em relação ao mesmo mês de 2014. A produção diária de petróleo em novembro foi de 2.379 mil barris, 1,1% inferior à produção de outubro de 2.406 mil bbl/dia (Tabela 2.1).

De acordo com a ANP, o grau API médio do petróleo produzido em agosto foi de aproximadamente 25,0 sendo 7,5% da produção óleo leve ( $\geq 31^\circ$ API), 60,2% óleo médio ( $\geq 22$  API e  $< 31$  API) e 32,3% óleo pesado ( $< 22$  API), segundo a classificação da Portaria ANP nº 09/2000.

Os cinco maiores campos produtores de petróleo em

novembro foram Lula (12,7 Mmbbl), Roncador (10,7 Mmbbl), Jubarte (6,7 Mmbbl), Sapinhoá (6,2 Mmbbl) e Marlim (5,8 Mmbbl), todos da Petrobras. Além desses, os campos de Peregrino da Statoil (8º maior produtor) e Frade da Chevron (18º) produziram respectivamente 2,5 Mmbbl e 0,7 Mmbbl.

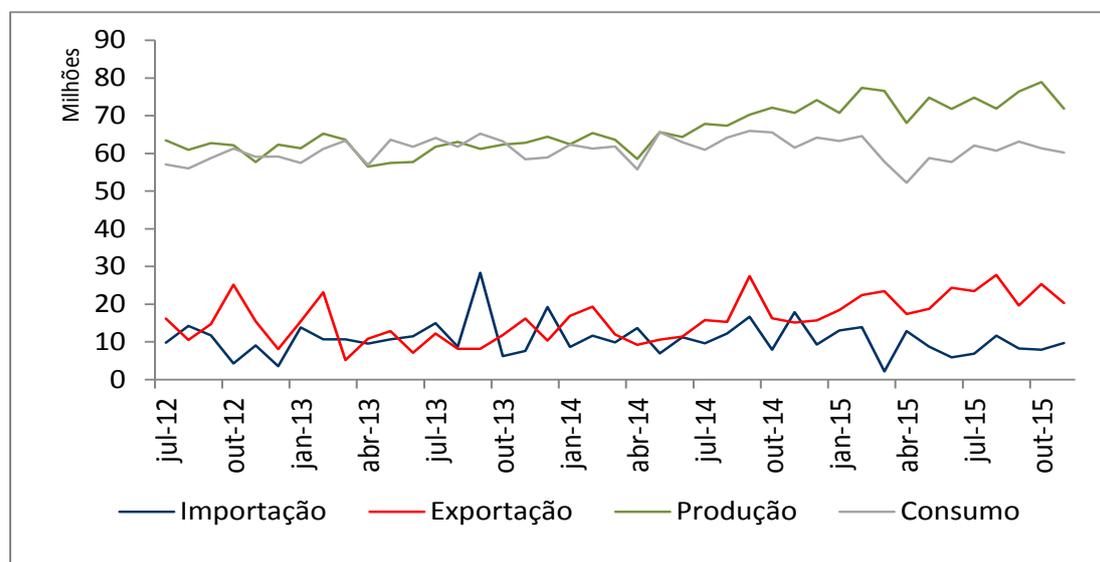
O consumo de petróleo, medido pelo volume de petróleo refinado em território nacional, caiu 8,04% em novembro, na comparação com o mês anterior, mas subiu 0,92% na comparação anual. Na comparação mensal, além da produção e do consumo, as exportações e importações também apresentaram queda, de 30,23% e 34,85% respectivamente (Gráfico 2.1).

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

Agregado	nov-15	nov-15/out-15	nov-15/nov-14	Tendência 12 meses	out-15	nov-14
<b>Produção</b>	71.385.845	-4,30%	0,92%		74.590.949	70.733.717
<b>Consumo Interno</b>	54.572.138	-8,04%	-13,75%		59.343.448	63.271.118
<b>Importação</b>	13.295.199	-34,85%	2,12%		20.406.796	13.019.742
<b>Exportação</b>	17.357.891	-30,23%	-5,75%		24.879.578	18.417.478

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

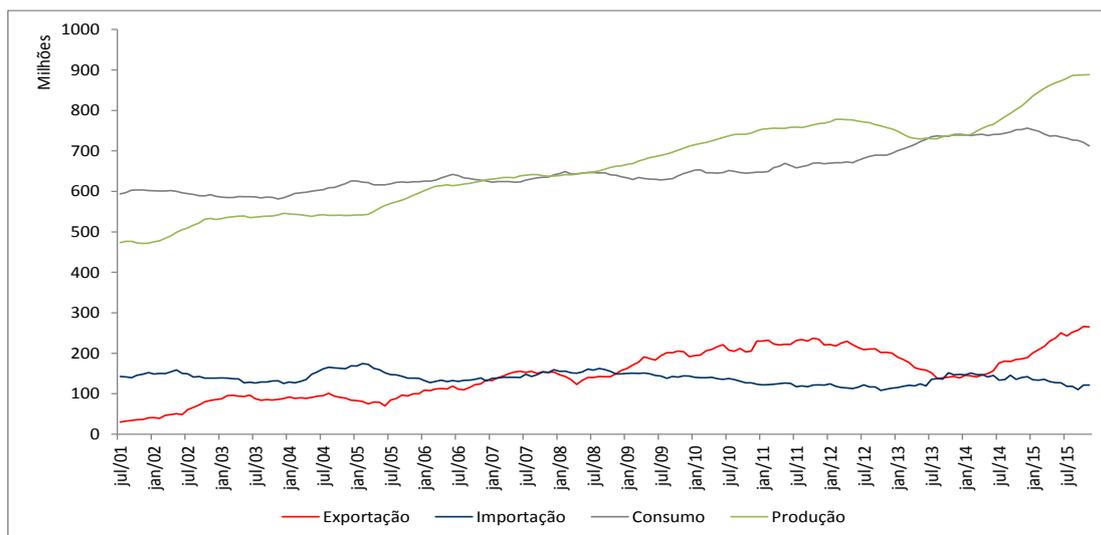
No acumulado de 12 meses para as contas agregadas, as exportações continuam a ter um comportamento de crescimento, enquanto as importações mantêm a tendência de estagnação (Gráfico 2.2). Já a produção acumulada 12 meses de petróleo interrompeu a tendência de crescimento apresentada nos últimos meses, e apesar desta mudança de comportamento, o saldo da balança de petróleo continua superavitário, principalmente devido à tendência de queda das importações.

A produção acumulada dos últimos 12 meses foi de 888,6 milhões de barris em novembro, e as exportações

atingiram 265,2 milhões de barris no mesmo período. O consumo acumulado de 12 meses foi equivalente a 712,2 milhões, e as importações ficaram em 121,7 milhões de barris.

A queda da produção verificada no mês de novembro para o Brasil é refletida, majoritariamente, pelo resultado do estado do Rio de Janeiro, responsável por mais de 50% da queda na produção no mês, ou menos 1,64 milhões de barris. Além do estado do Rio de Janeiro, São Paulo também contribuiu com mais de 27% na queda mensal da produção (0,87 milhão de barris). (Tabela 2.2).

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

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

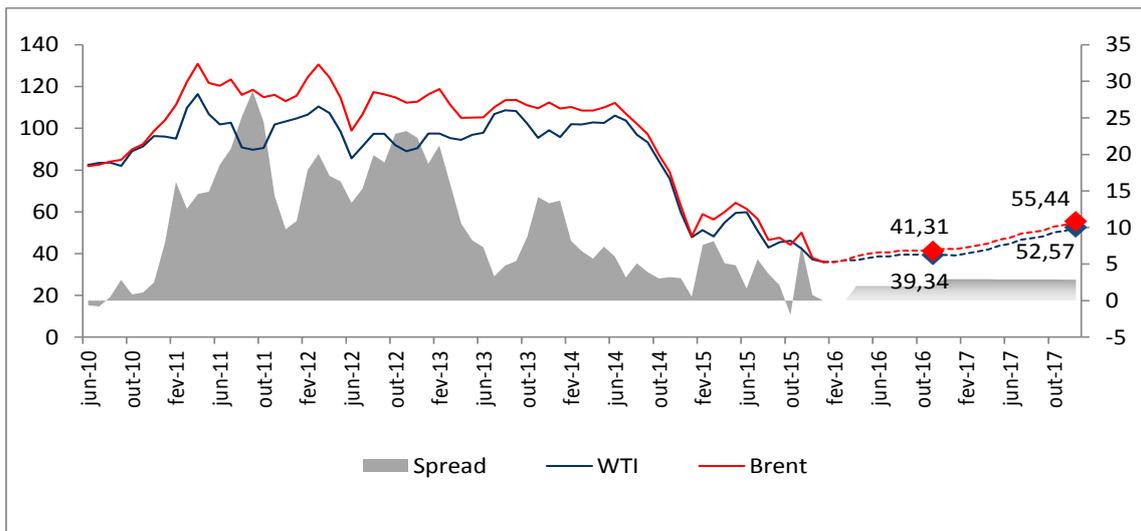
UF	Localização	nov-15	nov-15/out-15	nov-15/nov-14	Tendência 12 meses	out-15	nov-14
AL	Onshore	75.876	-45,04%	-33,56%		138.065	114.207
	Offshore	7.750	41,44%	-3,85%			
AM	Onshore	772.111	-2,70%	-6,85%		793.505	828.907
BA	Onshore	1.043.376	-11,82%	-18,45%		1.183.277	1.279.366
	Offshore	19.965	-21,36%	5,70%			
CE	Onshore	48.256	-0,99%	0,74%		48.741	47.901
	Offshore	111.005	-11,35%	-37,81%			
ES	Onshore	441.670	0,61%	2,89%		439.007	429.265
	Offshore	10.632.701	-1,59%	-13,34%			
MA	Onshore	636	78,59%	-21,50%		356	811
RJ	Offshore	48.437.109	-3,28%	3,69%		50.080.188	46.714.654
RN	Onshore	1.509.956	-3,71%	1,78%		1.568.140	1.483.568
	Offshore	167.119	-24,06%	-23,09%			
SP	Offshore	7.265.941	-10,67%	21,64%		8.133.881	5.973.526
SE	Onshore	624.067	-21,16%	-21,88%		791.561	798.879
	Offshore	228.304	-2,18%	-38,26%			
<b>Total</b>		<b>71.385.845</b>	<b>-4,30%</b>	<b>0,92%</b>		<b>74.590.949</b>	<b>70.733.717</b>

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Segundo a *U.S Energy Information Administration*, a média de preços do petróleo tipo Brent em dezembro caiu US\$ 6,00/b em relação a de novembro, chegando a US\$38/b, a menor média mensal de preços da *commodity* desde junho de 2004. A pressão para queda

dos preços é consequência direta da política de defesa de *market share* por parte dos países integrantes da OPEP, que vem contribuindo com o aumento dos estoques. A média de preços do óleo tipo WTI apresentou queda de US\$ 2,00/b no mesmo período. (Gráfico 2.3).

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



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

## Derivados do Petróleo

Na comparação mensal, no mês de novembro houve queda no consumo dos principais derivados de petróleo, movimento semelhante aconteceu na comparação anual, com destaque para as quedas mais de 10% consumo de gasolina e 25% do óleo combustível. Apesar da queda no consumo em novembro, houve elevado aumento das importações de gasolina, de 268,41%, na comparação mensal (Tabela 2.3).

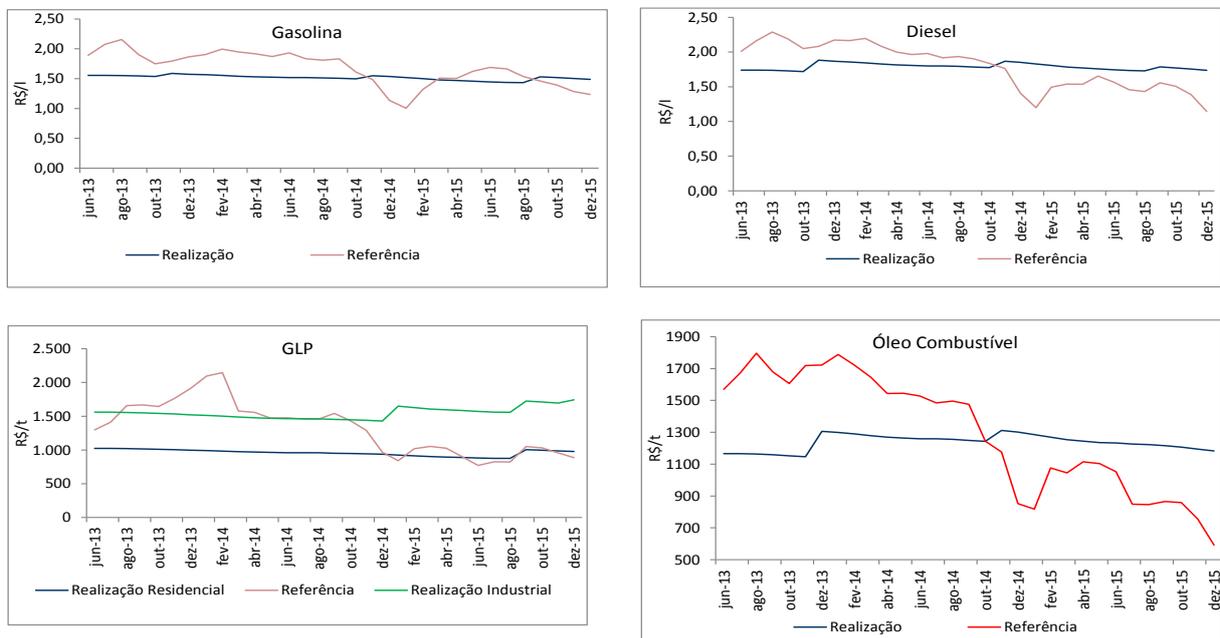
Com a continua queda dos preços do petróleo, o preço de referência dos seus principais derivados também vem caindo, e de acordo com o Gráfico 2.4, em dezembro a gasolina, o óleo diesel, o GLP residencial e o industrial e o óleo combustível apresentaram preço de realização acima das respectivas referências internacionais.

**Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril).**

Combustível	Agregado	nov-15	nov-15/out-15	nov-15/nov-14	Tendência 12 meses	out-15	nov-14
Gasolina	Produção	13.565.726	-4,77%	-11,82%		14.245.196	15.384.121
	Consumo	14.920.789	-6,25%	-10,58%		15.916.025	16.686.588
	Importação	929.979	268,41%	-12,02%		252.431	1.057.051
	Exportação	338.272	-53,13%	30,26%		721.749	259.689
Diesel	Produção	24.641.758	-11,19%	-11,19%		27.746.778	27.746.778
	Consumo	26.658.625	-11,91%	-7,19%		30.264.535	28.722.489
	Importação	24.641.758	-11,19%	-7,17%		27.746.778	26.544.402
	Exportação	0	-	-		-	-
GLP	Produção	3.681.735	-4,66%	-5,01%		3.861.773	3.875.794
	Consumo	6.495.672	-6,32%	-2,78%		6.933.676	6.681.513
	Importação	2.933.495	188,20%	13,81%		1.017.856	2.577.625
QAV	Produção	2.647.361	-11,03%	-20,59%		2.975.495	3.333.883
	Consumo	3.692.037	-4,15%	-5,88%		3.851.856	3.922.694
	Importação	-	-	-		1.017.874	-
	Exportação	0	-	-100,00%		-	52.851
Óleo Combustível	Produção	6.763.065	0,02%	-14,38%		6.761.581	7.898.533
	Consumo	2.500.067	-0,71%	-25,42%		2.517.943	3.352.291
	Importação	65.816	-60,13%	-82,49%		165.057	375.786
	Exportação	1.362.742	-43,56%	-20,87%		2.414.548	1.722.206

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.  
Deflador: 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 internação

# Gás Natural

Camilo Poppe

## Produção e Importação

O boletim deste mês foi atualizado com os dados de gás natural referentes aos meses de outubro e novembro de 2015. No mês de outubro, as contas agregadas do setor de gás natural apresentaram queda de 4,08% no consumo com relação ao mês anterior, passando de 98,88 MMm<sup>3</sup>/dia em setembro para 94,85 MMm<sup>3</sup>/dia. Já a produção nacional manteve-se estável, registrando pequeno aumento de 0,25% no mês.

Em novembro o consumo seguiu em queda, registrando um recuo de 2,26% com relação ao mês anterior e atingindo segundo menor valor no ano com 92,71 MMm<sup>3</sup>/dia consumidos em média. A produção nacional

também sofreu queda, de 3,49% com relação ao mês anterior, registrando 94,19 MMm<sup>3</sup>/dia. No entanto, destaca-se a queda mais acentuada, de 12,14%, na oferta de gás nacional que atingiu valor mínimo no ano com 45,80 MMm<sup>3</sup>/dia. Diante da queda de 6,33 MMm<sup>3</sup>/dia na oferta de gás nacional, superior ao recuo de 2,14 MMm<sup>3</sup>/dia no consumo, houve aumento de 6,95% nas importações de GNL.

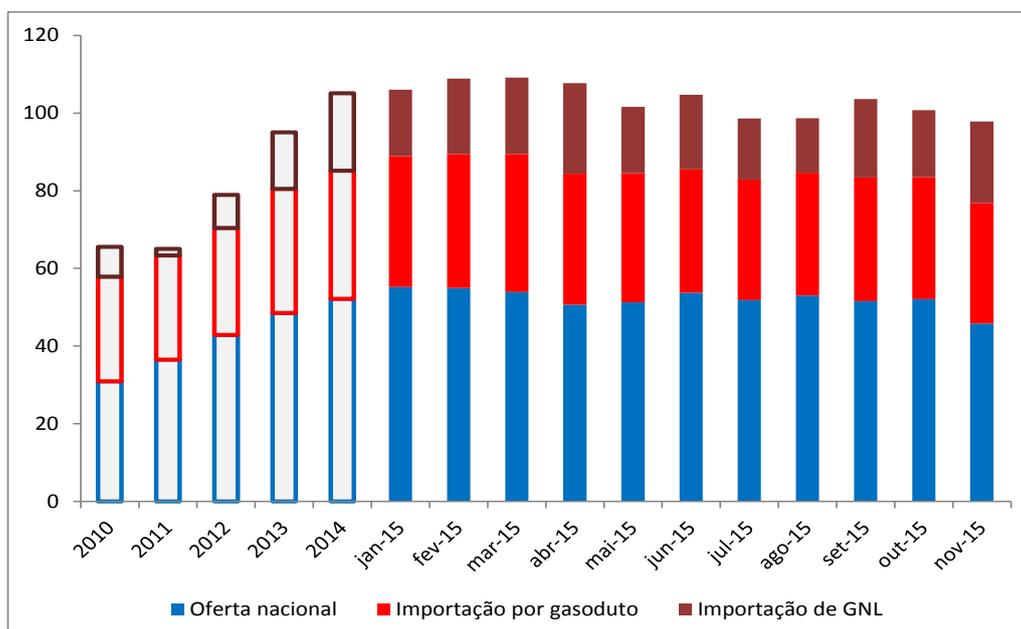
No Gráfico 3.1 é possível observar a queda na oferta de gás nacional no mês de novembro. Com isso o suprimento total de gás registrou valor mínimo no ano com 97,8 MMm<sup>3</sup>/dia em média.

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

	nov-15	nov-15/out-15	nov-15/nov-14	6 meses	out-15	nov-14
<b>Produção Nacional</b>	94,19	-3,49%	-		97,60	-
<b>Oferta de gás nacional</b>	45,80	-12,14%	-		52,13	-
<b>Importação</b>	52,00	6,95%	-		48,62	-
<b>Consumo</b>	92,71	-2,26%	-		94,85	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Na tabela 3.2 podemos observar que além da retração da produção nacional bruta, houve aumento de 6,40% (ou +2,91 MMm<sup>3</sup>/dia) na produção indisponível ao mercado. O detalhamento da produção indisponível apresenta alta de 17,80% nas reinjeções que atingiram recorde histórico com um volume médio de 29,92 MMm<sup>3</sup>/dia no mês de novembro. Apesar do menor aproveitamento do gás devido ao aumento de reinjeções, houve queda de 19,42% na queima de gás, em particular nos campos de Lula e Atapu<sup>1</sup>. A queima de gás atingiu valor mínimo no período de seis meses, registrando 3,32 MMm<sup>3</sup>/dia em média e um incremento no aproveitamento do gás de +0,8 MMm<sup>3</sup>/dia com relação ao mês de outubro. Em

novembro também houve queda de 3,09% e 11,78% no consumo interno de E&P e na absorção de UPGN's respectivamente. Ainda assim, o aumento de 4,52 MMm<sup>3</sup>/dia reinjetados prevaleceu sobre as demais componentes da produção indisponível, ampliando o saldo negativo para a oferta líquida de gás nacional.

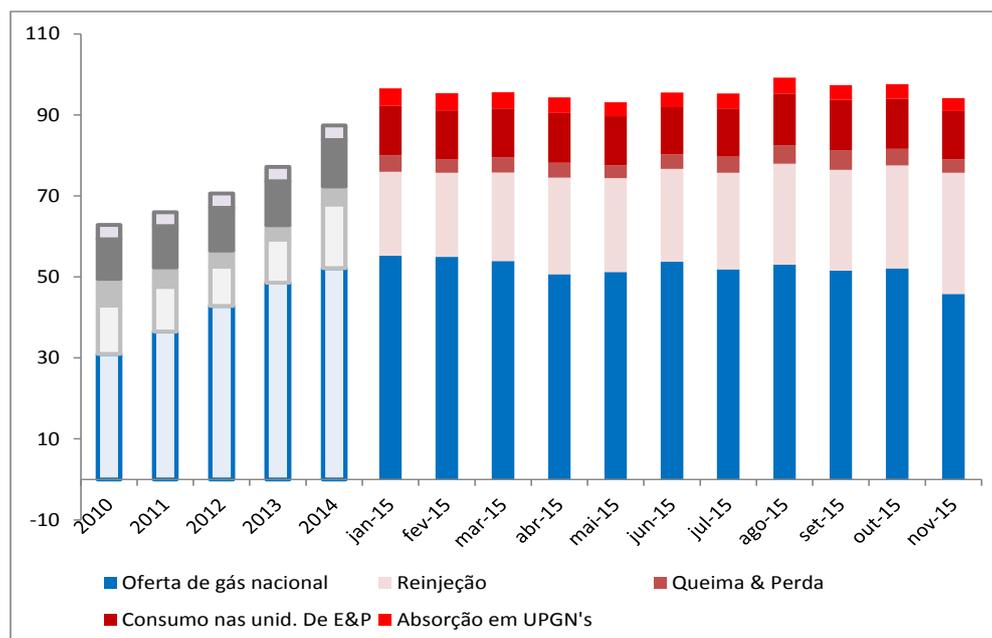
Em novembro a oferta de gás nacional disponível ao mercado representou 49% da oferta bruta, atingindo valor mínimo no ano. Adicionalmente, o Gráfico 3.2 ilustra a queda da oferta nacional líquida, bem como o aumento das reinjeções de gás no mês de novembro.

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

		nov-15	nov-15/out-15	nov-15/nov-14	6 meses	out-15	nov-14
<b>Prod. Nacional Bruta</b>		94,19	-3,49%	-		97,60	-
Produção Indisponível	Reinjeção	29,92	17,80%	-		25,40	-
	Queima	3,32	-19,42%	-		4,12	-
	Consumo interno em E&P	11,93	-3,09%	-		12,31	-
	Absorção em UPGN's	3,22	-11,78%	-		3,65	-
	<b>Subtotal</b>	48,39	6,40%	-		45,48	-
<b>Oferta de gás nacional</b>		45,80	-12,14%	-		52,13	-
Ofert nacional/Prod. Bruta		49%	-8,96%	-		53%	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

<sup>1</sup> Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº 105.

Diante da queda de 6,33 MMm<sup>3</sup>/dia na oferta de gás nacional ao mercado no mês de novembro, houve aumento de 6,95% nas importações de gás que atingiram 52 MMm<sup>3</sup>/dia em média no mês. Na tabela 3.3 é possível observar que houve retração de 1,18% nas importações via gasoduto. O Gasbol permanece operando próximo de sua capacidade nominal máxima e registrou uma

importação média de 31,02 MMm<sup>3</sup>/dia em novembro. Consequentemente, o aumento das importações foi impulsionado pela alta de 21,76% na regaseificação de GNL que atingiu valor máximo no período de seis meses, registrando 20,98 MMm<sup>3</sup>/dia, um diferencial e +3,75 MMm<sup>3</sup>/dia de gás regaseificado com relação ao mês de outubro.

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

	nov-15	nov-15/out-15	nov-15/nov-14	6 meses	out-15	nov-14
<b>Gasoduto</b>	31,02	<b>-1,18%</b>	-		31,39	-
<b>GNL</b>	20,98	<b>21,76%</b>	-		17,23	-
<b>Total</b>	52,00	<b>6,95%</b>	-		48,62	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

## Consumo

O mês de novembro registrou o segundo menor valor de consumo total de gás natural no ano, com 92,71 MMm<sup>3</sup>/dia, superando apenas o resultado do mês de julho que havia registrado 92,06 MMm<sup>3</sup>/dia em média. O resultado negativo é predominantemente consequência de retrações de 3,95% e 1,88% no consumo industrial e de geração de energia elétrica (GEE) respectivamente. No entanto, vale ressaltar que, a queda do consumo industrial que registrou 39,68 MMm<sup>3</sup>/dia, valor mínimo no ano, ocorre após quatro meses de sucessivas quedas. O consumo de gás com GEE recuou 0,83 MMm<sup>3</sup>/dia com relação ao resultado de outubro e registrou 43,38 MMm<sup>3</sup>/dia na média mensal.

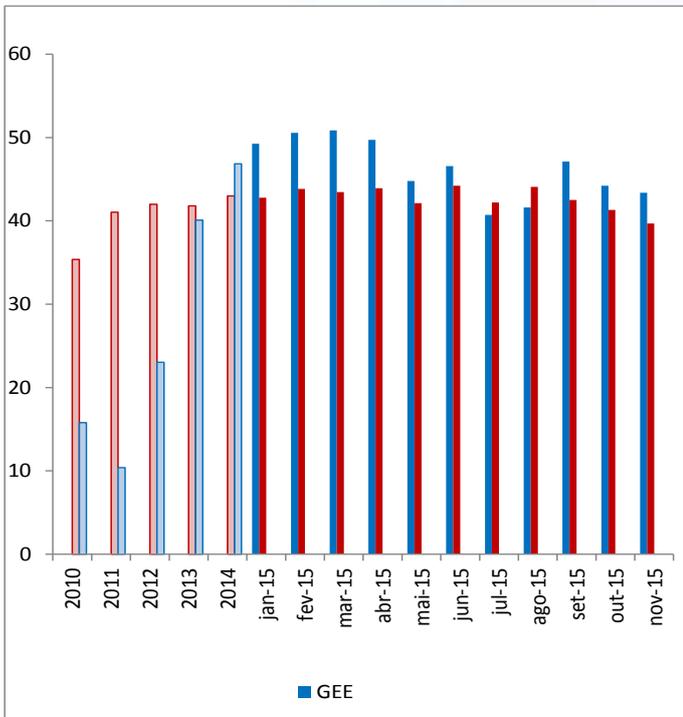
Dentre os consumidores de gás de menor porte, houve aumento de 1,45% no consumo automotivo e 10,57% no consumo em cogeração. Apesar da tendência de queda no consumo automotivo, que pode ser observada no Gráfico 3.4, o setor registrou aumento de +0,07 MMm<sup>3</sup>/dia no resultado mensal de novembro. Por sua vez, o consumo com cogeração sinaliza a possibilidade de recuperação, registrando em novembro 2,93 MMm<sup>3</sup>/dia, consumo recorde desde agosto de 2012. Os segmentos residencial e comercial apresentaram queda de 2,02% e 1,23% respectivamente, registrando valores mínimos no período de seis meses.

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

	nov-15	nov-15/out-15	nov-15/nov-14	6 meses	out-15	nov-14
<b>Industrial</b>	39,68	<b>-3,95%</b>	-		41,31	-
<b>Automotivo</b>	4,90	<b>1,45%</b>	<b>-3,16%</b>		4,83	5,06
<b>Residencial</b>	0,97	<b>-2,02%</b>	<b>4,30%</b>		0,99	0,93
<b>Comercial</b>	0,80	<b>-1,23%</b>	<b>3,90%</b>		0,81	0,77
<b>GEE</b>	43,38	<b>-1,88%</b>	-		44,21	-
<b>Cogeração</b>	2,93	<b>10,57%</b>	<b>16,73%</b>		2,65	2,51
<b>Total</b>	92,71	<b>-2,26%</b>	-		94,85	-

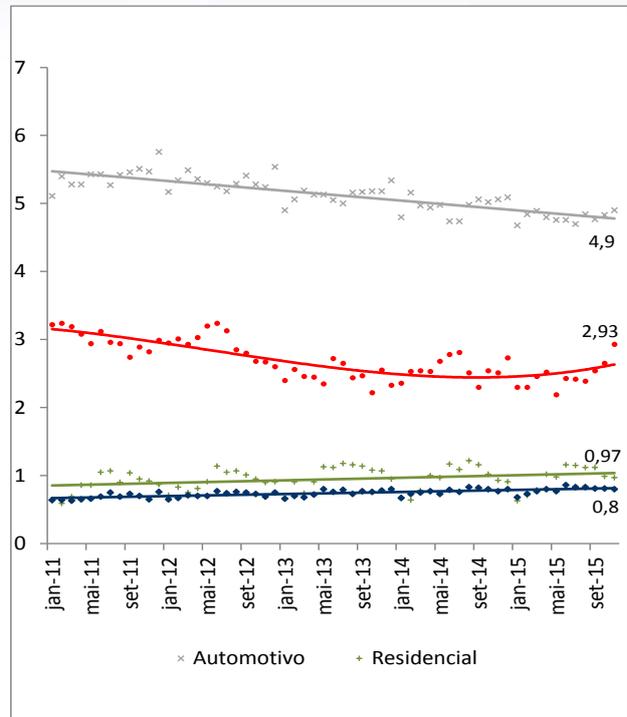
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

**Gráfico 3.3: Consumo de GN na indústria e em**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

**Gráfico 3.4: Tendências dos consumidores com menor**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

## Preços

Após o início, em 2015, da política de remoção do desconto praticado pela Petrobras no *citygate*, o preço com desconto e o preço sem desconto foram equiparados pela primeira vez nesse mês de novembro, com o gás natural sendo comercializado a 6,05 US\$/MMBTU. Para o consumidor industrial, os preços em função do volume consumido seguem em patamar entre 25 e 30% inferior ao de novembro de 2014. No entanto, houve alta de 4,59% a 4,87% nos preços com relação ao mês de outubro deste ano. O consumidor industrial até 2.000 m<sup>3</sup>/dia foi tarifado a um valor de 12,62 US\$/MMBTU enquanto o consumidor entre 20.000 e 50.000m<sup>3</sup>/dia foi tarifado, em média, a 10,97 US\$/MMBTU.

No cenário internacional, os preços seguem trajetória de queda, em especial nos EUA onde o Henry Hub (HH) registrou baixa de 10,27%, a maior queda relativa no mês de novembro. Com esse resultado o HH opera com o menor preço registrado desde abril de 2012. Por sua vez, Europa e Japão também registram queda de 3,05% e 4,29% respectivamente, com o gás sendo comercializado a 6,24 US\$/MMBTU na Europa e 9 US\$/MMBTU no Japão. Com esse resultado a Europa registra o menor preço do gás natural desde janeiro de 2005.

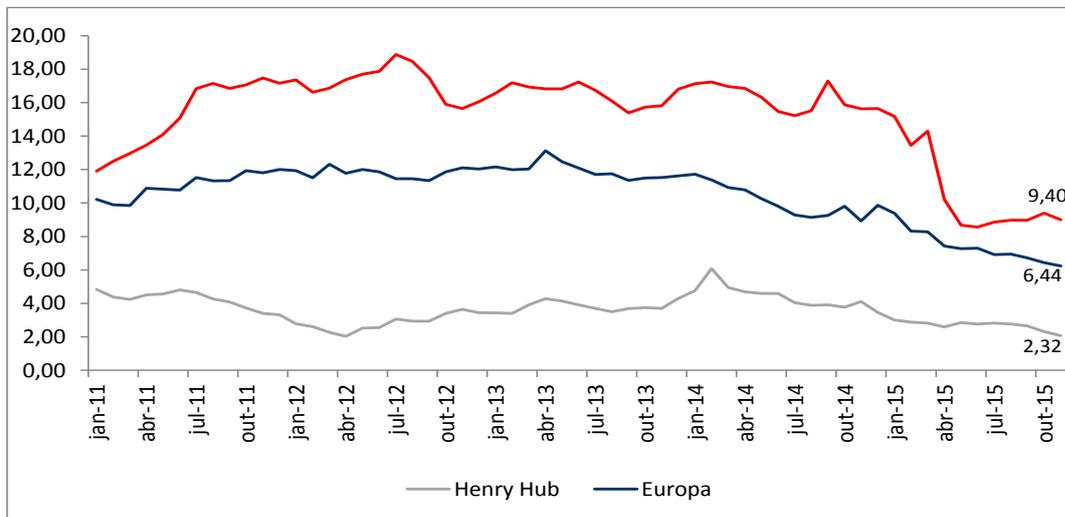
**Tabela 3.5: Preços Nacionais e Internacionais (em US\$/MMBTU)**

	nov-15	nov-15/out-15	nov-15/nov-14	6 meses	out-15	nov-14	
<b>Henry Hub</b>	2,08	-10,27%	-49,55%		2,32	4,12	
<b>Europa</b>	6,24	-3,05%	-30,15%		6,44	8,93	
<b>Japão</b>	9,00	-4,29%	-42,44%		9,40	15,64	
<b>PPT *</b>	3,79	-0,47%	-21,32%		3,81	4,82	
Preços na distribuidora (Ref: Sudeste)	<b>No City Gate Sem desconto</b>	6,05	-3,44%	-52,12%		6,27	12,65
	<b>No City Gate Com desconto</b>	6,05	-0,46%	-28,54%		6,08	8,47
	<b>2.000 m³/dia **</b>	12,62	4,59%	-30,38%		12,07	18,13
	<b>20.000 m³/dia **</b>	11,28	4,87%	-25,29%		10,76	15,10
	<b>50.000 m³/dia **</b>	10,97	4,80%	-24,40%		10,47	14,51

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

\* não inclui impostos.  
 \*\* preços c/ impostos em US\$/MMBTU.

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



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

## Setor Elétrico

Bruno Moreno  
Renata Ruiz

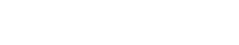
### Mundo Físico

#### Disponibilidade

O mês de novembro de 2015 apresentou resultados interessantes para todo o setor elétrico em relação à disponibilidade hídrica, representada pela Energia Natural Afluente – ENA em todo Sistema Interligado Nacional – SIN. No total, segundo a Tabela 4.1, a ENA cresceu 2,16% na comparação mensal. No entanto, o que trouxe boas perspectivas foram principalmente os resultados de ENA em SE, que cresceu 65,83% e ficou 119,58% acima de sua Média de Longo Termo – MLT. Vale ressaltar que a região SE é a que apresenta maior capacidade de armazenamento de energia elétrica, mais de 70%. Apesar da queda de 38,34%, a região S ainda apresentou bons resultados de ENA, 201,76% acima de sua MLT. As demais regiões, NE e N registraram valores bem abaixo de suas MLT, 15,23% e 18,24%,

respectivamente. A situação mais crítica é verificada em NE que já havia registrado baixos valores no mês anterior e que reduziu 13,94% de ENA. Na comparação ano a ano, observamos um aumento significativo no total de ENA, 67,79%. As regiões SE e S cresceram expressivamente, 73,10% e 119,08%, respectivamente, enquanto que NE e N recuaram 62,40% e 40,33%, respectivamente. Tais registros podem ser impactos da anomalia climática El Niño, sendo que o vigente é um dos mais fortes registrados até o presente. Tal fenômeno tem impacto em diversos locais do globo e no Brasil suas observações são: seca moderada na região Norte, seca severa no Nordeste, aumento moderado da disponibilidade hídrica no Sudeste e aumento expressivo da disponibilidade hídrica no Sul.

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

	nov-15		nov-15/out-15	nov-15/nov-14	Tendências 12 meses	out-15		nov-14	
SE	32.269,00	119,58%	65,83%	73,10%		19.459,00	92,21%	18.641,73	68,33%
S	18.880,00	201,76%	-38,34%	119,08%		30.618,00	231,00%	8.617,83	91,70%
NE	846,00	15,23%	-13,94%	-62,40%		983,00	28,99%	2.250,17	40,27%
N	1.369,00	18,84%	16,51%	-40,33%		1.175,00	59,27%	2.294,30	76,57%
<b>Total</b>	<b>53.364,00</b>	<b>-</b>	<b>2,16%</b>	<b>67,79%</b>		<b>52.235,00</b>	<b>-</b>	<b>31.804,03</b>	<b>-</b>

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

#### Oferta

A geração de energia elétrica total do SIN recuou 0,03% na comparação mês a mês (Tabela 4.2). A energia térmica total foi a que mais cresceu, 5,46%. Apesar, da queda percentual brusca de geração térmica em S, 20,27%, em termos absolutos esta não foi tão significativa como no caso de SE/CO com 7,08% de recuo. Ainda em SE/CO, a geração Nuclear retomou a operação normal após o desligamento de outubro e aumentou 186,05%. Por apresentarem baixa disponibilidade hídrica no mês de análise, NE e N acionaram as térmicas, 3,52% e 4,44%,

respectivamente. Já a geração hidráulica total recuou 1,05%. Após o período de máxima geração eólica no SIN, esta registrou queda de 11,02%. Já na comparação anual, a geração hidráulica aumentou 2,81%, muito pelo aumento da disponibilidade hídrica em 2015 em comparação com o ano anterior. O despacho térmico recuou 10,90% também por causa do ano hidrológico mais favorável. A geração eólica aumentou 74,12%, devido à entrada em operação de novos parques.

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

		nov-15	nov-15/out-15	nov-15/nov-14	Tendências 12 meses	out-15	nov-14
SE/CO	Hidráulica	17.646,43	3,15%	1,59%		17.107,17	17.370,92
	Nuclear	1.978,58	186,05%	1,89%		691,69	1.941,79
	Térmica	6.752,16	-7,08%	-0,71%		7.267,00	6.800,15
	<b>Total</b>	26.377,17	5,23%	1,01%		25.065,86	26.112,86
S	Hidráulica	11.980,21	-0,17%	4,60%		12.000,11	11.452,99
	Térmica	777,58	-20,27%	-49,67%		975,29	1.545,05
	Eólica	620,58	1,85%	166,49%		609,32	232,87
	<b>Total</b>	13.378,37	-1,52%	1,11%		13.584,72	13.230,91
NE	Hidráulica	2.688,05	-3,14%	-20,36%		2.775,10	3.375,19
	Térmica	3.482,13	3,52%	-20,96%		3.363,61	4.405,39
	Eólica	2.061,01	-14,28%	57,66%		2.404,43	1.307,24
	<b>Total</b>	8.231,19	-3,65%	-9,43%		8.543,14	9.087,82
N	Hidráulica	2.197,54	-26,15%	-25,84%		2.975,57	2.963,35
	Térmica	2.224,30	4,44%	-6,71%		2.129,84	2.384,32
	<b>Total</b>	4.421,84	-13,39%	-17,31%		5.105,41	5.347,67
	Itaipu	9.777,01	-1,27%	23,52%		9.902,34	7.915,22
Total	Hidráulica	44.289,24	-1,05%	2,81%		44.760,29	43.077,67
	Térmica	15.214,75	5,46%	-10,90%		14.427,43	17.076,70
	Eólica	2.681,59	-11,02%	74,12%		3.013,75	1.540,11
	<b>Total</b>	62.185,58	-0,03%	0,80%		62.201,47	61.694,48

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

## Demanda

A demanda de energia elétrica em novembro de 2015 em relação ao mês anterior recuou 0,27%, conforme a Tabela 4.3. Tal resultado causa estranheza em um primeiro momento, pois com o aumento da temperatura média do mês esperada para novembro, também era esperado o aumento da demanda por energia elétrica devido ao uso de aparelhos de ar condicionado para conforto térmico. Porém, por outro lado, é possível que tal resultado tenha ocorrido por causa do atual desaquecimento da economia e pelo aumento

expressivo das tarifas de energia. SE/CO e N recuaram 0,93% e 1,43%, respectivamente, e S e NE aumentaram a carga, 0,33% e 2,23%, respectivamente. Apesar da desaceleração da economia brasileira, a demanda de energia elétrica ainda cresceu 0,43%, na comparação ano a ano. Em N teve expressivo crescimento, possivelmente devido à conexão de alguns sistemas isolados ao SIN. SE/CO e NE cresceram 0,99% e 2,59%, respectivamente. O único subsistema que recuou foi S, com significativos 6,09%.

**Tabela 4.3: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)**

	nov-15	nov-15/out-15	nov-15/nov-14	Tendências 12 meses	out-15	nov-14
SE/CO	36.346,65	-0,93%	0,99%		36.688,17	35.991,55
S	10.086,22	0,33%	-6,09%		10.052,82	10.740,13
NE	10.065,30	2,23%	2,59%		9.845,79	9.811,62
N	5.459,40	-1,43%	5,98%		5.538,57	5.151,17
<b>Total</b>	61.957,57	-0,27%	0,43%		62.125,35	61.694,47

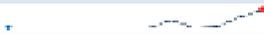
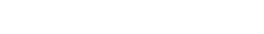
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

## Intercâmbio de Energia Elétrica

Devido ao aumento da disponibilidade hídrica em SE/CO e redução em S (Tabela 4.1), a transmissão de energia de S para SE/CO recuou 7,37% (Tabela 4.4). O intercâmbio internacional através de S chegou a aproximadamente 75 MWmed. Não houve intercâmbio entre N e NE, pois os dois subsistemas se mostram com baixa disponibilidade hídrica. N e NE receberam 1038

MWmed e 1951 MWmed, respectivamente, de SE/CO como meio de atenuar o estresse nesses subsistemas. Como destaque, o intercâmbio SE/CO-NE aumentou 49,22% em relação ao mês anterior e 270,09% em relação ao mesmo mês do ano imediatamente anterior, ratificando que NE está cada vez mais dependente dos demais subsistemas.

**Tabela 4.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)**

	nov-15	nov-15/out-15	nov-15/nov-14	Tendências 12 meses	out-15	nov-14
<b>S - SE/CO</b>	3.205,81	-7,37%	28,71%		3.460,92	2.490,78
<b>Internacional - S</b>	74,59	213,93%	-		23,76	0,00
<b>N - NE</b>	0,00	-	-100,00%		0,00	196,50
<b>N - SE/CO</b>	-1.037,77	-139,58%	-		-433,16	0,00
<b>SE/CO - NE</b>	1.951,48	49,22%	270,09%		1.307,78	527,30

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

## Estoque

O total de Energia Armazenada – EAR (Tabela 4.5) no mês de análise reduziu 3,60%, na comparação mês a mês. Todos os subsistemas reduziram a EAR, SE/CO e S reduziram marginalmente, 0,25% e 0,16%, respectivamente, enquanto que NE e N reduziram 44,98 e 22,65%, respectivamente. O nível dos reservatórios de NE é o mais preocupante, com 4,73% do total. Por outro lado, observamos que na comparação anual houve recuperação dos reservatórios em 41,47% no total. Para SE/CO e S, a recuperação foi bem significativa, 69,86% e 47,84%, respectivamente. No entanto, para NE e N houve queda drástica 63,77% e 31,76%, respectivamente. No Gráfico 4.1 é possível acompanhar o histórico de EAR por subsistema.

O total de Meses Equivalentes de Abastecimento – MEA recuou 3,34%, na comparação mensal, de acordo com a Tabela 4.6. Somente para SE/CO houve acréscimo, 0,69%, muita pela redução da carga nesse subsistema. O

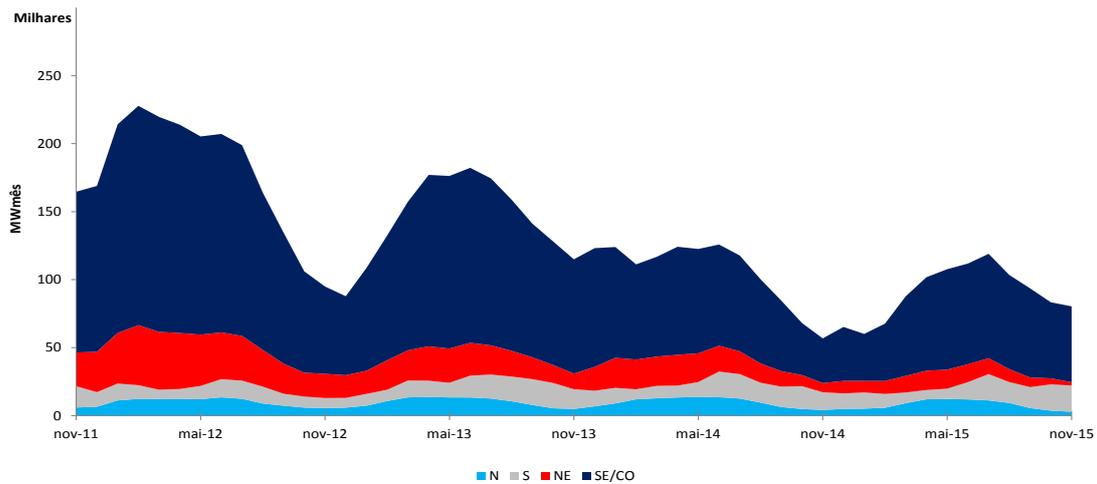
subsistema S é o que apresenta o maior valor do índice, 1,91, porém reduziu 0,49% muito pelo aumento da carga. NE, além de reduzir a disponibilidade hídrica (Tabela 4.1), aumentou a carga (Tabela 4.3) fazendo com que houvesse a maior redução de MEA, 46,18%, chegando a 0,24 meses de abastecimento, ou o equivalente a pouco mais de uma semana. Isso significa dizer que se não houvesse meios de haver intercâmbio de energia e o potencial eólico do Nordeste, bem como algumas termelétricas, o subsistema entraria em colapso. Da mesma forma, o subsistema N também apresentou queda 21,53% ainda na comparação mensal. Porém, na comparação de novembro de 2015 com o mesmo mês do ano anterior, os reservatórios aumentaram 40,87% no total, sendo que SE/CO e S foram responsáveis pelo saldo positivo com crescimento de 68,20% e 57,42%, respectivamente, e NE e N pelo saldo negativo, 64,68% e 35,61%, respectivamente. O histórico de MEA pode ser acompanhado no Gráfico 4.2.

**Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmed)**

	nov-15		nov-15/out-15	nov-15/nov-14	Tendências 12 meses	out-15		nov-14	
<b>SE/CO</b>	55.759,00	27,49%	-0,25%	69,86%		55.896,00	27,55%	32.827,00	16,01%
<b>S</b>	19.300,00	96,70%	-0,16%	47,84%		19.331,00	96,86%	13.055,00	65,69%
<b>NE</b>	2.448,00	4,73%	-44,98%	-63,77%		4.449,00	8,59%	6.756,00	13,03%
<b>N</b>	2.834,00	18,84%	-22,65%	-31,76%		3.664,00	24,36%	4.153,00	28,04%
<b>Total</b>	80.341,00	27,74%	-3,60%	41,47%		83.340,00	28,77%	56.791,00	19,48%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

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



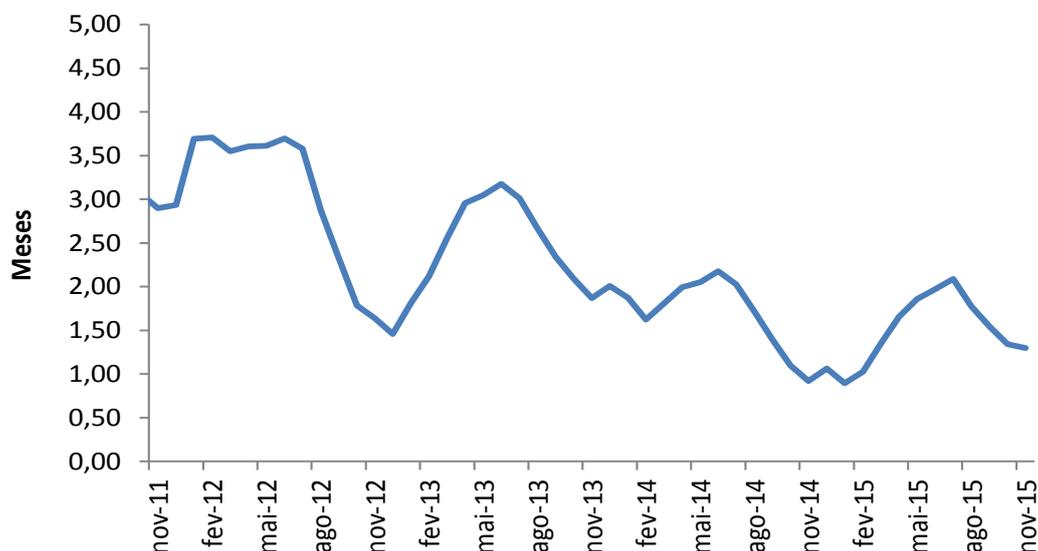
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

**Tabela 4.6: Meses Equivalentes de Abastecimento-MEA(Meses)**

	nov-15	ov-15/out-1	nov-15/nov-14	Tendências 12 meses	out-15	nov-14
<b>SE/CO</b>	1,53	0,69%	68,20%		1,52	0,91
<b>S</b>	1,91	-0,49%	57,42%		1,92	1,22
<b>NE</b>	0,24	-46,18%	-64,68%		0,45	0,69
<b>N</b>	0,52	-21,53%	-35,61%		0,66	0,81
<b>Total</b>	1,30	-3,34%	40,87%		1,34	0,92

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

**Gráfico 4.2: Histórico de MEA**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

## Mundo Contratual

Por conta dos desequilíbrios causados pela crise hídrica e o impasse envolvendo o Generation Scaling Factor – GSF, o mercado de energia está paralisado desde setembro de 2015. As liquidações da CCEE não acontecem desde então, por conta do excesso de judicialização na qual se encontra o setor elétrico, que se iniciou com a publicação da MP579/2012 (posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013). Por conta dessas dificuldades, a CCEE não tem divulgado seu InfoMercado Mensal, de modo que os estudos associados à Oferta de energia, ao Mecanismo de Realocação de Energia – MRE e à Demanda no Mercado Livre, não serão desenvolvidos

nesta edição do Boletim de Conjuntura.

A MP688/2015 foi aprovada em todas as instâncias e convertida na Lei 13.203/2015. As empresas têm até 15 de janeiro de 2016 para decidir se aderem ou não à medida, que exige a desistência das liminares na Justiça para que as empresas possam transferir o risco hidrológico para o consumidor final e prorrogar seus contratos/concessões das usinas, visando diluir os prejuízos de 2015. Espera-se que as liquidações possam ser retomadas em breve.

## Demanda

O consumo total de energia elétrica no Brasil em outubro de 2015 foi de 52.573,73 MWmed, o que significou um aumento mensal de 0,49% e uma redução anual de 2,27%.

O consumo residencial teve um aumento mensal de 3,55%, e na comparação anual, teve um aumento marginal de 0,33%. O consumo comercial também aumentou no mês, a uma taxa de 3,30%, e se manteve relativamente estável no ano, com um pequeno aumento de 0,04%. O setor outros, que engloba o consumo do setor público, teve redução mensal de 0,21% e anual de 2,16%. Já o consumo industrial teve redução mensal de 2,91% e anual de 5,45%, e foi o que mais puxou para baixo o resultado total.

Segundo o Boletim de Carga do ONS<sup>1</sup>, a elevação das tarifas tem alterado os padrões de consumo, especialmente nos subsistemas SE/CO e S, que tiveram reduções anuais no consumo de 2,14% e 5,80%, respectivamente. Segundo a Sondagem Industrial do IBRE/FGV<sup>2</sup>, o Índice de Confiança da Indústria – ICI teve um aumento mensal de 2,3%, passando de 66,0 pontos em setembro de 2015 a 67,5 pontos em outubro do mesmo ano, apesar de esse valor representar uma queda anual de 18,1%. Já o Nível de Utilização da Capacidade Instalada – NUCI se manteve relativamente estável, aumentando apenas 0,2 pontos percentuais e chegando a 76,7%.

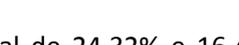
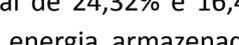
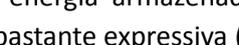
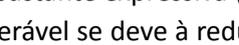
<sup>1</sup> Operador Nacional do Sistema (ONS). Boletim de Carga Mensal – Outubro/2015.

Disponível em: [http://www.ons.org.br/analise\\_carga\\_demanda/index.aspx](http://www.ons.org.br/analise_carga_demanda/index.aspx)

<sup>2</sup> IBRE, FGV. Sondagem da Indústria de Transformação. Outubro/2015.

Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/main.jsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92E5C726666F>

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

		out-15	out-15/set-15	out-15/out-14	Tendências 12 meses	set-15	out-14
Sistemas Isolados	Residencial	248,78	3,43%	9,57%		240,52	227,05
	Industrial	22,69	-3,26%	-4,13%		23,45	23,67
	Comercial	96,75	-2,78%	8,25%		99,52	89,38
	Outros	121,01	2,36%	3,44%		118,22	116,99
	<b>Total</b>	<b>489,22</b>	<b>1,56%</b>	<b>7,03%</b>		<b>481,71</b>	<b>457,08</b>
N	Residencial	1.109,26	3,73%	16,42%		1.069,38	952,81
	Industrial	1.765,01	-2,53%	-8,68%		1.810,74	1.932,82
	Comercial	568,89	-0,05%	9,07%		569,19	521,60
	Outros	484,78	-2,71%	3,52%		498,31	468,32
	<b>Total</b>	<b>3.927,95</b>	<b>-0,50%</b>	<b>1,35%</b>		<b>3.947,62</b>	<b>3.875,55</b>
NE	Residencial	2.546,85	0,33%	0,28%		2.538,60	2.539,70
	Industrial	2.592,78	0,45%	-4,85%		2.581,04	2.724,97
	Comercial	1.441,46	-0,09%	1,48%		1.442,74	1.420,48
	Outros	1.651,34	1,89%	0,99%		1.620,72	1.635,09
	<b>Total</b>	<b>8.232,44</b>	<b>0,60%</b>	<b>-1,06%</b>		<b>8.183,10</b>	<b>8.320,25</b>
SE/CO	Residencial	8.886,14	5,39%	-0,76%		8.431,61	8.954,55
	Industrial	11.120,85	-3,16%	-3,90%		11.483,26	11.572,23
	Comercial	6.510,47	5,42%	-0,46%		6.175,63	6.540,59
	Outros	4.619,76	0,14%	-2,74%		4.613,21	4.749,86
	<b>Total</b>	<b>31.137,22</b>	<b>1,41%</b>	<b>-2,14%</b>		<b>30.703,71</b>	<b>31.817,24</b>
S	Residencial	2.166,55	0,15%	-3,06%		2.163,30	2.234,93
	Industrial	3.411,28	-4,72%	-9,00%		3.580,16	3.748,61
	Comercial	1.609,99	-0,22%	-2,51%		1.613,47	1.651,50
	Outros	1.599,08	-2,67%	-5,52%		1.642,96	1.692,44
	<b>Total</b>	<b>8.786,90</b>	<b>-2,37%</b>	<b>-5,80%</b>		<b>8.999,89</b>	<b>9.327,49</b>
Total	Residencial	14.957,57	3,56%	0,33%		14.443,41	14.909,05
	Industrial	18.912,63	-2,91%	-5,45%		19.478,65	20.002,31
	Comercial	10.227,56	3,30%	0,04%		9.900,55	10.223,56
	Outros	8.475,97	-0,21%	-2,16%		8.493,43	8.662,70
	<b>Total</b>	<b>52.573,73</b>	<b>0,49%</b>	<b>-2,27%</b>		<b>52.316,04</b>	<b>53.797,61</b>

\* Outros: Rural, Iluminação Pública, Serviço Público, Poder Público, Consumo Próprio.

Industrial: Cativo + Livre

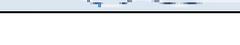
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE.

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

No mês de novembro de 2015, o PLD médio mensal teve queda nos subsistemas SE/CO e S de 5,41% e 9,48%, respectivamente. Isso pode ser explicado pois as aflúncias nesses subsistemas foram maiores do que as Médias de Longo Tempo – MLT (Tabela 4.1). Já nos subsistemas NE e N, a ENA desse mês foi muito inferior às MLT, o que contribuiu para um aumento do PLD

médio mensal de 24,32% e 16,49%, respectivamente. A queda na energia armazenada nesses subsistemas também foi bastante expressiva (Tabela 4.5). A redução anual considerável se deve à redução do PLDmáx de R\$ 822,83/MWh (valor nominal) em 2014 para R\$ 388,38/MWh em 2015.

Tabela 4.8: PLD Médio Mensal – Preços Reais (R\$/MWh)

	nov-15	nov-15/out-15	nov-15/nov-14	Tendências 12 meses	out-15	nov-14
SE/CO	202,87	-5,41%	-77,18%		214,46	888,82
S	186,28	-9,48%	-79,04%		205,78	888,82
NE	274,90	24,32%	-69,07%		221,13	888,82
N	257,60	16,49%	-71,02%		221,13	888,82

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

## Tarifas de Energia Elétrica

A Companhia de Eletricidade do Amapá, que atende a 187 mil unidades consumidoras no estado, teve uma redução nas tarifas de 8,41% para alta tensão e de 10,75% para baixa tensão, totalizando uma redução média de 10,29% nas tarifas. A companhia se conectou ao sistema interligado, o que possibilitou a compra de energia mais barata.

A concessionária Centrais Elétricas de Rondônia S/A atende a 589 mil unidades no estado e teve um aumento nas tarifas de 15,52% na alta tensão e 12,59% na baixa tensão, totalizando um aumento médio de 13,41%.

A Companhia de Eletricidade do Acre teve aumento de 10,77% na alta tensão e 9,17% na baixa tensão, o que representou um aumento médio de 9,49% para as 242 mil unidades consumidoras atendidas pela concessionária.

A Companhia Sergipana de Eletricidade teve reajuste de 17,06% na alta tensão e 13,07% na baixa tensão, o que representa um aumento médio de 14,48% nas tarifas. A concessionária atende 138 mil unidades consumidoras em 14 municípios dos estados de SE e BA.

**Tabela 4.9: Reajuste Tarifário (Variação % Média)**

Sigla	Concessionária	Estado	Reajuste	Vigência
<b>CEA</b>	Companhia de Eletricidade do Amapá	AP	-10,29%	30/11/2015 a 29/11/2016
<b>CERON</b>	Centrais Elétricas de Rondônia S/A.	RO	13,41%	30/11/2015 a 29/11/2016
<b>ELETROACRE</b>	Companhia de Eletricidade do Acre	AC	9,49%	30/11/2015 a 29/11/2016
<b>SULGIPE</b>	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	SE	14,48%	14/12/2015 a 13/12/2016

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

**Tabela 4.10: Próximos Reajustes**

Sigla	Concessionária	Estado	Data
<b>JAGUARI</b>	Companhia Jaguari de Energia	SP	03/fev
<b>CSPE</b>	Companhia Sul Paulista de Energia	SP	03/fev
<b>MOCOCA</b>	Companhia Luz e Força Mococa	SP	03/fev
<b>CPEE</b>	Companhia Paulista de Energia Elétrica	SP	03/fev
<b>SANTA CRUZ</b>	Companhia Luz e Força Santa Cruz	SP	03/fev

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

## Leilões

O Leilão de Concessão, realizado no dia 25 de novembro de 2015, teve como objetivo a contratação de concessões das 29 usinas hidrelétricas existentes em regime de alocação de cotas de garantia física e de potência. As 29 usinas estavam divididas em 5 lotes, todos arrematados com um deságio médio de 0,32%. O lote E (formado pelas UHs Ilha Solteira e Jupiá), o maior do certame em potência, foi arrematado pela estatal chinesa Three Gorges (dona da maior hidrelétrica do mundo, Três Gargantas, na China), pelo preço-teto sem disputas. O lote D, composto por 18

empreendimentos localizados em MG, também não foi disputado, tendo sido arrematado pela Cemig Geração e Transmissão com deságio de 1%. O lote C, composto por 5 empreendimentos localizados em SC, foi arrematado pela Celesc Geração, que já possuía a concessão das usinas deste lote, sem disputas, com deságio de 5,21%. O lote B foi dividido em 2 sublotes, B1 e B2, que poderiam ser arrematados juntos ou separados. O sublote B1 foi arrematado pela Copel Geração e Transmissão, sem disputas e sem deságio. O sublote B2 foi arrematado pela Enel Green Power Brasil, com deságio de 1%. O



lote A foi o mais disputado, tendo recebido propostas do Consórcio Juruema e da Celg Geração e Transmissão, que arrematou o lote. Foi o único com disputa de lances, o que resultou num deságio de 13,58%.

Leilão A-1, realizado em 11 de dezembro de 2015, resultou na contratação de 1.954MWmed a um preço médio de R\$ 147,77/MWh. Na modalidade quantidade, com contratos de 3 anos, foram contratados 1.680MWmed a um preço médio R\$ 147,31/MWh, o que representou um deságio médio de 1,13%. Na modalidade por disponibilidade com contratos de 3 anos foram contratados 24MWmed a um preço médio de R\$ 129,25/MWh, um deságio de 5,6% do preço-teto. Na modalidade por disponibilidade com contratos de 1

ano foram contratados 250MWmed a um preço médio de R\$ 162,47/MWh, representando um deságio de 2,71%. O resultado deste leilão foi considerado positivo, pois a contratação foi feita com preço abaixo do CVU médio atual do país, o que deve contribuir para a queda do preço da energia.

Está marcado para 2016 o Leilão A-5, que foi novamente remarcado para o dia 31 de março. O “mega leilão” que iria ofertar todos os lotes de concessões de transmissão que não tiveram interessados nos últimos leilões será reestruturado pelo MME e os lotes devem ser ofertados em leilões menores, o primeiro deles sendo o Leilão de Transmissão 013/2015, a ser realizado em 18 de março.

## ANEXO - Cronograma de leilões e consultas públicas

\* Esta lista registra somente os principais leilões e consultas públicas divulgados.

Petróleo & Gás Natural	<b>Objeto</b>	<b>ANP - Chamada Pública para Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural Nº 01/2014-ANP</b>	
	<b>Descrição</b>	Chamada Pública para Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural nº 01/2014-ANP referente ao Gasoduto Itaboraí-Guapimirim.	
	<b>Etapas</b>		<b>Data</b>
	Cronograma de etapas		suspensão
Setor Elétrico (Leilões do ACR)	<b>Objeto</b>	<b>Leilão de 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		03/02/2015 (previsto)
	Realização		18/03/2016 (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		31/03/2016 (previsto)
Setor Elétrico (Audiências Públicas)	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência Pública nº 020/2015</b>	
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios por parte de diversos agentes do setor e da sociedade em geral relativos à proposta de aprimoramento dos Procedimentos de Rede, que definem os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	<b>Etapas</b>		<b>Prazo para recebimento de contribuições</b>
	1ª Fase		De 16/04/2015 a 07/08/2015
	2ª Fase		De 22/10/2015 a 19/02/2016
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência Pública nº 076/2015</b>	
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para a atualização do parâmetro de ganho de produtividade do setor de transmissão de energia elétrica previsto no Submódulo 9.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET.	
	<b>Etapas</b>		<b>Prazo para recebimento de contribuições</b>
	1ª Fase		De 10/12/2015 a 15/02/2016
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência Pública nº 081/2015</b>	
<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aperfeiçoamento do sistema de bandeiras e definição das faixas de acionamento e adicionais para o ano de 2016.		
<b>Etapas</b>		<b>Prazo para recebimento de contribuições</b>	
1ª Fase		De 17/12/2015 a 17/01/2016	



# FGV ENERGIA

RIO DE JANEIRO  
Praia de Botafogo, 210- Cobertura  
Tel.: +55 21 3799-6100  
[www.fgv.br/fgvenergia](http://www.fgv.br/fgvenergia)

Mantenedores:

