



BOLETIM

DESTAQUE

O Gás Natural e o
Planejamento Energético

OPINIÃO

Adriano Pires
A Refundação da Petrobras

10

Outubro | 2015

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

Mônica Coelho Varejão

Rafael da Costa Nogueira

Renata Hamilton de Ruiz

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

O Gás Natural e o Planejamento Energético	3
Opinião	
A Refundação da Petrobras	6
Petróleo	8
Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo	8
Derivados do Petróleo	10
Gás Natural	12
Produção e Importação	12
Consumo	14
Preços	15
Setor Elétrico	16
Mundo Físico	
Disponibilidade	16
Oferta	16
Demanda	17
Intercâmbio de Energia Elétrica	17
Estoque	18
Mundo Contratual	
Oferta	19
Demanda	20
Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)	22
Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD	23
Tarifas de Energia Elétrica	23
Leilões	24
Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas	26

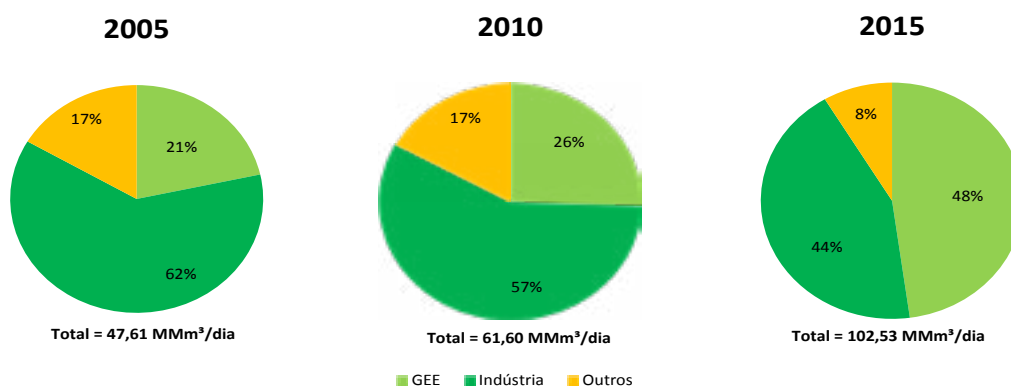
O Gás Natural e o Planejamento Energético

Retrospectiva

O mercado consumidor de gás sofreu relevante transformação nos últimos dez anos, em particular entre 2010 e 2015. Com um consumo médio mensal de 47,61 MMm³/dia¹ em 2005, o mercado brasileiro mais do que dobrou até 2015, quando atingiu 102,53 MMm³/dia . Hoje, o setor elétrico passou a assumir

papel preponderante na expansão desse mercado, principalmente a partir de 2011. Na Figura 1.1, observamos a evolução na participação do consumo de gás da geração de energia elétrica, registrando 48% do consumo médio mensal em 2015 e ultrapassando o mercado consumidor industrial.

Figura 1: Consumo de gás natural no Brasil

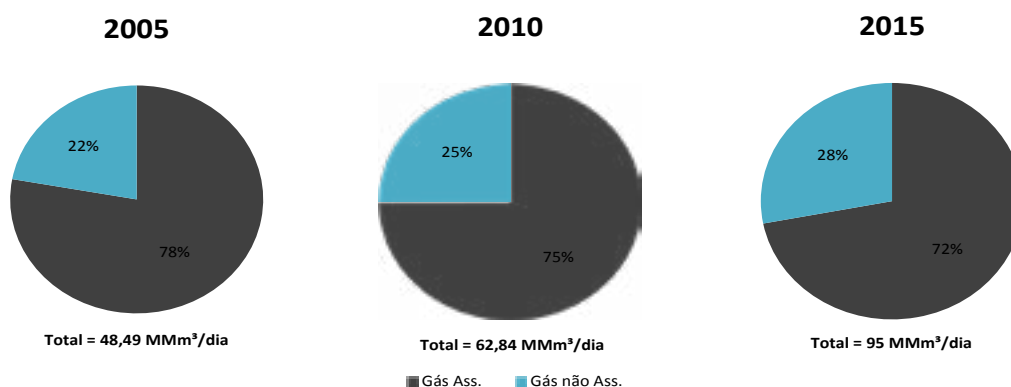


Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Por outro lado, o suprimento de gás nacional continua predominantemente oriundo de produção de gás associado ao petróleo. Apesar de registrar uma ampliação da produção de gás não associado entre 2005 e 2015, a produção de gás associado ainda

corresponde a 72% da produção nacional de gás natural. Consequentemente, o suprimento de gás nacional continua predominantemente inflexível e dependente da produção de petróleo.

Figura 2: Produção de gás no Brasil



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

¹ Os dados de 2015 foram calculados considerando somente o primeiro semestre do ano.

Com relação às importações de gás, que correspondem desde 2005 a aproximadamente 50% da oferta de gás no Brasil, o déficit comercial do gás vem aumentando. Devido ao aumento do volume importado em decorrência das

importações de GNL, o dispêndio com importação de gás tem aumentado - principalmente a partir de 2011, com o aumento da demanda termoelétrica.

Figura 3: Saldo Comercial do gás natural no Brasil (em 10⁶US\$)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Portanto, a atual estrutura de suprimento de gás natural no Brasil continua semelhante à de dez anos atrás. No entanto, a demanda por gás sofreu mudanças significativas, e hoje o setor elétrico assume posição predominante no consumo de gás.

Esta alteração no mercado consumidor gera fortes impactos no planejamento do ponto de vista do suprimento de gás natural. Enquanto a demanda industrial, predominante em 2005, possui

comportamento mais estável e previsível, a demanda termoelétrica, predominante em 2015, é mais volátil. O consumo de gás na geração de energia elétrica é menos previsível, devido ao despacho variável das termoelétricas, que depende das afluências. No modelo vigente para a contratação e despacho de térmicas, prioriza-se a contratação de térmicas flexíveis para atendimento da demanda de ponta – o que reforça o aspecto volátil da demanda termoelétrica.

Planejamento

O setor ainda busca soluções para se adequar à nova realidade, valorizando a flexibilidade de suprimento e preços competitivos diante dos energéticos concorrentes. O perfil de despacho termoelétrico também parece ter mudado, e o despacho térmico contínuo parece ter vindo para ficar. Espera-se do planejamento integrado, portanto, que as diretrizes

incorporem mudanças e tendências em todos os segmentos do setor energético.

Em estudo recente da FGV Energia, alguns dos principais agentes do setor de gás sinalizaram que a necessidade de um planejamento específico para o setor de gás no Brasil, além de uma visão mais integrada do

planejamento energético. Em particular, destacou-se a necessidade de:

- Priorização de objetivos dentro da política energética do CNPE, em especial com relação ao papel dos hidrocarbonetos no desenvolvimento energético do país.
- A valorização do planejamento integrado para o GN, com diretrizes para integração do gás natural com os setores elétrico e de petróleo.
- Criar ambiente favorável à transição do setor para um mercado com maior participação da iniciativa privada.
- Elaborar mecanismos adequados de sinalização e acompanhamento do planejamento para viabilizar investimentos.

Com relação ao setor elétrico, as mudanças conjunturais podem gerar distorções em um modelo elétrico elaborado em 2004. Cada vez mais dependente da necessidade de expansão do parque termoeletrico, o sistema elétrico brasileiro ainda opera e é planejado com base no modelo predominantemente hidroeletrico. O modelo foi concebido a partir da priorização da geração hidroeletrica e na utilização das térmicas contratadas por disponibilidade para atender os picos de demanda.

Com o aumento de despacho termoeletrico, a flexibilidade de suprimento exigida pelo setor elétrico gera crescentes custos para o setor de gás natural, seja pela necessidade de importação de GNL no mercado spot, seja pela necessidade de desenvolver estratégias de comercialização envolvendo mercados âncora, mercados secundários e infraestrutura de armazenamento. Da mesma forma, o consumo do gás em termoeletricas a ciclo aberto, capazes de serem despachadas prontamente, em contraste com a maior eficiência e menor rapidez de despacho das térmicas a ciclo combinado, sinalizam importantes ganhos de eficiência para o uso do gás natural para a geração elétrica. O setor de gás natural poderá continuar a atender ao modelo de despacho do setor elétrico, mas a flexibilidade de suprimento de gás virá a um custo, que será inexoravelmente repassado ao consumidor.

Outra interação do gás com o planejamento está relacionada à estrutura de mercado do gás natural no Brasil. A liderança e protagonismo da Petrobras no setor de gás geraram grandes conquistas para o setor, bem como investimentos estruturantes, estratégicos para o desenvolvimento do energético no país. No entanto, a atuação de um agente majoritário como a Petrobras, responsável por aproximadamente 80% da produção nacional de gás e amplo domínio da infraestrutura no midstream, faz com que os demais agentes se voltem para a estatal em busca de uma sinalização adequada de investimentos, produção e expansão da infraestrutura.

Dentro da atual conjuntura econômica do país, além das mudanças recentes do setor energético, especula-se ainda que, no curto e médio prazo, haverá proporcionalmente menos apoio e investimento de grandes estatais no setor, em particular da Petrobras. O desenvolvimento do setor de óleo e gás deverá, portanto, contar cada vez mais com o aumento da participação da iniciativa privada. Atrair investimentos privados torna-se mais um aspecto fundamental para uma revisão do planejamento. O papel do planejador torna-se ainda mais importante, tanto para redução das assimetrias de informação entre a o agente majoritário e os demais agentes do setor, como para criar um ambiente favorável à maior participação da iniciativa privada.

Por último, resta aos agentes envolvidos no setor de gás viabilizar a ampliação da oferta. Sem o aproveitamento adequado dos recursos disponíveis nacionalmente, a ampliação da oferta de gás ficará restrita às importações, como tem ocorrido desde 2011. O mercado consumidor sinaliza a necessidade de gás. Caso essa demanda não possa ser suprida com produção nacional, o planejamento deverá considerar a elaboração e uma política de importação adequada. Em um cenário de restrição de oferta nacional de gás, a elaboração de uma estratégia para a importação, prezando pela segurança energética e acesso a preços competitivos para os consumidores de gás natural, poderá representar uma alternativa capaz de viabilizar o desenvolvimento energético do país.

* 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, Monica Coelho Varejão, Rafael da Costa Nogueira e Renata Hamilton de Ruiz.

OPINIÃO

A Refundação da Petrobras *

Adriano Pires

A Petrobras é uma empresa singular na história do capitalismo mundial. Além de ser uma das maiores petrolíferas do globo, sua capacidade exploratória em áreas de grande complexidade é reconhecida. No entanto, desde o início dos governos petistas, uma enorme crise de governabilidade se instalou na empresa, segundo as inúmeras falas decorrentes da Operação Lava Jato, além das inúmeras ingerências ilustradas por uma política de preços, que tinha mais preocupação com a inflação do que com a saúde financeira e capacidade de investimento da empresa, e por decisões de investimentos que se provaram desastrosas.

Apenas mais recentemente, a crise interna passou a domínio público. O resultado foi o aumento da incerteza em relação aos rumos da empresa, o que levou a desvalorização das ações e a perda da classificação investment grade. Alguns poderão dizer que o setor petrolífero como um todo está sofrendo perdas por conta da forte redução dos preços internacionais do petróleo, que, de fato, caíram à metade. Mas, o caso Petrobras é muito particular no setor. O índice acionário Dow Jones para empresas de óleo e gás integradas subiu 52%, desde o final de 2009. No entanto, o valor das ações da Petrobras caiu 76%. Embora os grandes investidores tenham posições ideológicas muito claras, quando se trata de avaliar a rentabilidade de um determinado investimento, o pragmatismo é infinito. Ao se desfazerem das ações da Petrobras, não atuaram como as elites, tampouco seguiram as orientações de FHC. Ao contrário, apenas anteciparam um desastre que se desenhava há tempos: primeiro começaram a ouvir os murmurinhos do desgoverno e do nível de corrupção que assolava a empresa. Depois, olharam para os números de um plano de investimentos, em muitos casos, questionável e completamente incompatível com a geração de caixa de uma empresa, que perdia bilhões por conta da política de preços imposta pelo governo, seu acionista majoritário.

A reconstrução da Petrobras tem que começar por uma

via completamente diferente. A primeira medida é a profissionalização do seu Conselho de Administração. Ao analisarmos a gestão da Petrobras à luz da Lei das S.A., observamos que o uso da companhia para servir a propósitos do governo é estranho à Lei. Destacamos os Artigos 116, 117 e 154 da referida Lei.

O Artigo 116 estabelece que “o acionista controlador deve usar o poder com o fim de fazer a companhia realizar o seu objeto e cumprir sua função social, e tem deveres e responsabilidades para com os demais acionistas da empresa, os que nela trabalham e para com a comunidade em que atua, cujos direitos e interesses deve lealmente respeitar e atender.” Já o Artigo 117 diz que “o acionista controlador responde pelos danos causados por atos praticados com abuso de poder.” E, o Artigo 154 institui que “o administrador eleito por grupo ou classe de acionistas tem, para com a companhia, os mesmos deveres que os demais, não podendo, ainda que para defesa do interesse dos que o elegeram, faltar a esses deveres.”

A disseminação dos Princípios de Governança da companhia para toda a empresa é essencial. Os códigos e regulamentos de nada adiantam se os Administradores da companhia não praticam e disseminam estes valores na empresa.

A segunda medida é restabelecer a credibilidade, redimensionando o valor dos ativos inflados em seu balanço, seja por corrupção, seja por erros de planejamento e execução. Essa é a única saída para que o país e a Petrobras recuperarem sua credibilidade junto aos governos, investidores internacionais e a sociedade brasileira.

A terceira é a reforma gerencial da empresa. Não é possível que uma empresa funcione com uma gestão onde todas as contas se confundem. A Petrobras precisa recuperar sua capacidade gerencial e isso só acontecerá

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

com o fortalecimento de sua estrutura interna e com a criação de uma instância de coordenação e regulação.

Uma proposta para se criar uma estrutura eficiente seria a constituição de uma holding para todo o grupo, que não tenha caráter operacional como a atual, mas que inicie a reorganização do conglomerado em novas bases. A separação das principais áreas Exploração e Produção; Distribuição, Transporte, Refino e Gás e da BR Distribuidora, da Gaspetro e da Transpetro em empresas autônomas, submetidas ao cumprimento de metas e resultados, seria a abertura de um caminho para a transparência na gestão e para a colocação do ganho de eficiência como norte.

A quarta medida necessária é a revisão do escopo de atividades. Os delírios de grandiosidade petista jogaram para dentro da empresa empreendimentos que devem ser tocados fora dela, não pelo mérito, mas por uma questão organizativa. Em princípio, nesta categoria se enquadram fertilizantes, usinas térmicas e biocombustíveis. A empresa deveria focar em alienar ativos, com venda do controle e da operação, como participações em distribuidoras de gás, usinas geradoras de eletricidade, redes de dutos de transporte, entre outros. Tais atividades, mesmo que lucrativas, não fazem sentido estratégico para a Petrobras e drenam a sua capacidade gerencial. Uma alternativa para proteger a empresa e seus ativos, dos desmandos da corrupção e da gestão política, seria lançar ações dessas empresas no mercado, para todos os investidores, com estratégia definida e regras claras de governança. Os recursos da venda desses ativos ou lançamento de ações poderiam reduzir o endividamento da empresa e, ao mesmo tempo, tornar o mercado de petróleo e gás natural mais transparente e mais concorrencial. A Petrobras tem que se concentrar em suas grandes tarefas: explorar o potencial das reservas brasileiras de petróleo.

Adriano Pires

Diretor do Centro Brasileiro de Infra Estrutura (CBIE)

Doutor em Economia Industrial pela Universidade Paris XIII (1987), Mestre em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ (1983) e Economista formado pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1980). Atua há mais de 30 anos na área de energia. Sua última experiência no governo foi na Agência Nacional de Petróleo – ANP, onde atuou como Assessor do Diretor-Geral, Superintendente de Importação e Exportação de petróleo, seus derivados e gás natural e Superintendente de Abastecimento. Na Universidade Federal do Rio de Janeiro, exerceu a função de professor, pesquisador e consultor junto a empresas e entidades internacionais. Desenvolveu atividades de pesquisa e ensino nas áreas de economia da regulação; economia da infra-estrutura; aspectos legais e institucionais da concessão dos serviços públicos e tarifas públicas.

O quinto passo consiste na alteração da Lei da Partilha, retirando a obrigatoriedade da Petrobras de ter no mínimo 30% dos blocos do pré-sal, que vierem a ser leiloados, e o monopólio da operação desses campos significará a readaptação da empresa à nova realidade do mercado nacional e internacional do petróleo, além do tamanho de seu endividamento. É preciso que fique claro que as mudanças na Lei da Partilha não irão tirar o direito da Petrobras participar de futuras licitações do pré-sal, nem o direito de ser operadoras dos campos.

Com a alteração na Lei, a empresa deixará de ter o ônus da obrigatoriedade e passará a ter o bônus da escolha. Por exemplo, suponha que uma empresa queira investir em um bloco ou área que a Petrobras considere pouco rentável e não sincronize com seus maiores esforços de desenvolvimento. Sob a atual Lei de Partilha, a empresa é obrigada a deslocar o que podem ser significativos recursos para o desenvolvimento de um projeto não estratégico e de pouca rentabilidade.

Uma vez alterada a Lei de Partilha, as empresas que adquirirem blocos que não são atraentes para a Petrobras terão liberdade de arcar com os riscos e recompensas de sua exploração, sem afetar o cronograma de desenvolvimento da Petrobras. Isso acaba sendo positivo tanto para as empresas quanto para a própria Petrobras.

Com essas modificações poderemos iniciar a refundação da Petrobras e trazer investimentos privados que, em parceria com a estatal, irão gerar novos empregos e aumentar a receita de *royalties* para Estados, municípios e para a União.

Petróleo

Rafael Nogueira

Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo.

O mês de agosto apresentou aumento de 3,28% da produção em relação ao mês anterior, e aumento de 9,48% em relação ao mesmo mês de 2014. A produção diária de petróleo em agosto foi de 2.546 mil barris, 3,2% superior à produção de julho 2.466 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 ($\geq 31^\circ\text{API}$), 60,4% óleo médio (≥ 22 API e < 31 API) e 32,1% óleo pesado (< 22 API), segundo a classificação da Portaria ANP nº 09/2000.

Os cinco maiores campos produtores de petróleo em agosto foram Lula (11,4 Mmbbl), Roncador (11,3 Mmbbl), Jubarte (6,6 Mmbbl), Sapinhoá (6,4 Mmbbl) e Marlim (5,5 Mmbbl), todos da Petrobras. Além desses,

os campos de Peregrino da Statoil (9º maior produtor) Argonauta da Shell (14º), Frade da Chevron (17º) produziram respectivamente 2,5 Mmbbl, 1,1 Mmbbl e 0,7 Mmbbl. Cabe destacar o avanço na exploração do Pré-Sal, representado pelo protagonismo do campo de Lula, que se tornou o maior campo produtor de petróleo no mês de agosto.

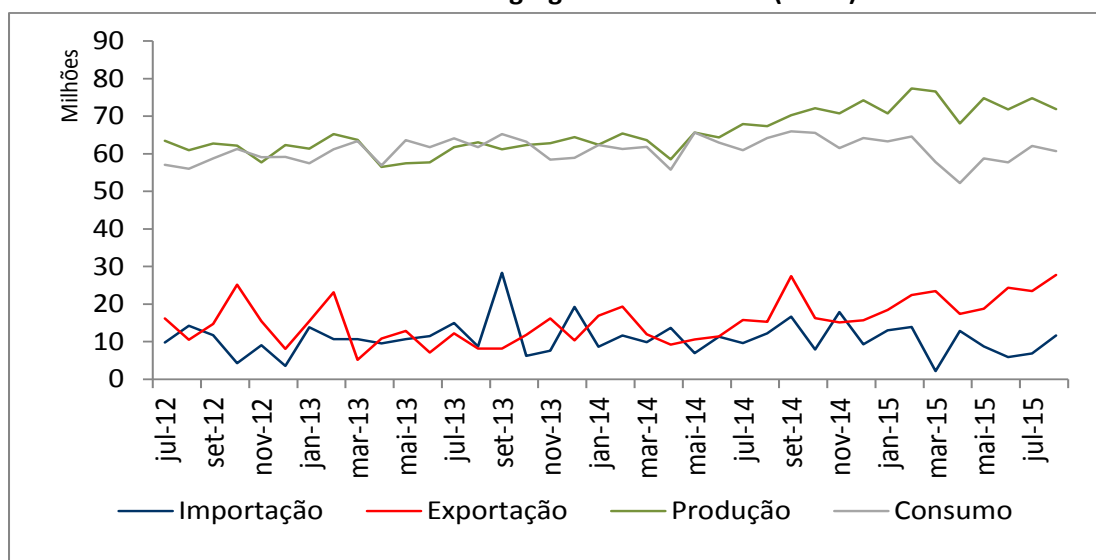
O consumo de petróleo, medido pelo volume de petróleo refinado em território nacional, caiu 2,82% em agosto, na comparação com o mês anterior, e 6,43% na comparação anual. A queda no consumo foi acompanhada pela redução das importações no mês de agosto na comparação mensal (4,41%), e na comparação anual (0,41%). As exportações, porém, registraram aumento, sendo 28,88% superior as de julho e 56,20% maior na comparação anual (Gráfico 2.1).

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

Agregado	ago-15	ago-15/jul-15	ago-15/ago-14	Tendência 12 meses	jul-15	ago-14
Produção	78.953.551	3,28%	9,48%		76.444.988	72.115.775
Consumo Interno	61.319.287	-2,82%	-6,43%		63.097.420	65.534.182
Importação	7.910.318	-4,41%	-0,41%		8.275.196	7.942.834
Exportação	25.366.305	28,88%	56,20%		19.681.556	16.239.480

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)



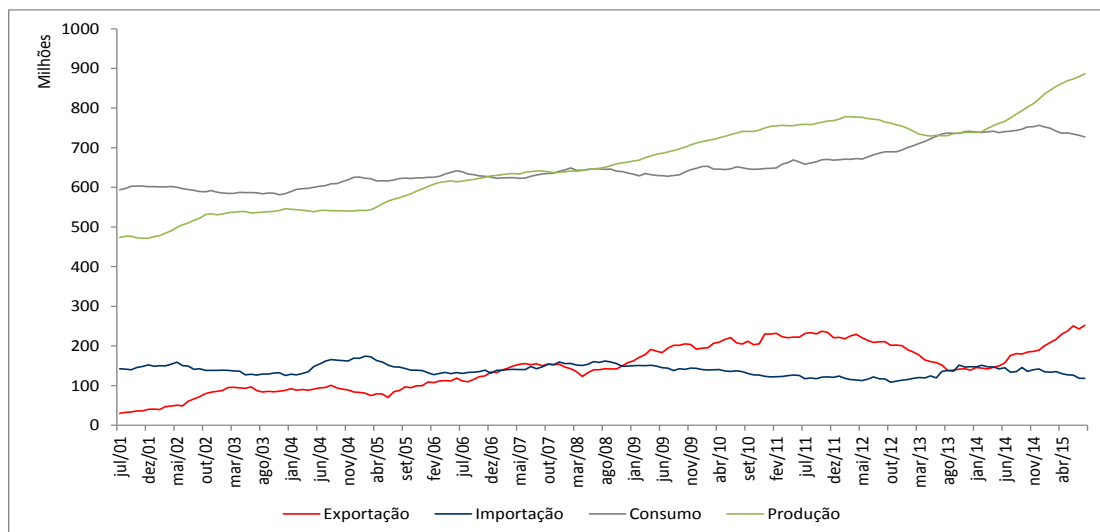
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No acumulado de 12 meses para as contas agregadas, a produção e as exportações continuam mostrando tendência de elevação. Já as importações e o consumo vêm apresentando tendência de queda, o que traduz a redução da atividade econômica nacional (Gráfico 2.2).

A produção acumulada dos últimos 12 meses foi de 886,4 milhões de barris em agosto, e as exportações atingiram 251,8 milhões de barris no mesmo período. O consumo acumulado de 12 meses foi equivalente a 727,1 milhões, e as importações ficaram em 118,4 milhões de barris.

O aumento da produção verificada no mês de agosto para o Brasil é refletida, majoritariamente, pelos resultados do estado do Rio de Janeiro, responsável por 91,6% do aumento da produção no mês, seguido pelo Espírito Santo, responsável por 6,1% do aumento da produção. Adicionalmente, os únicos estados cuja produção mensal reduziu no mês foram Alagoas (onshore), Amazonas, Bahia, Ceará (onshore), Maranhão e Rio Grande do Norte (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	ago-15	ago-15/jul-15	ago-15/ago-14	Tendência 12 meses	jul-15	ago-14
AL	Onshore	151.009	-2,60%	10,91%		155.045	136.159
	Offshore	9.011	1,03%	-11,56%		8.920	10.189
AM	Onshore	815.817	-0,96%	-5,09%		823.725	859.597
BA	Onshore	1.175.606	-3,04%	-10,55%		1.212.496	1.314.213
	Offshore	15.372	-18,64%	-35,33%		18.894	23.770
CE	Onshore	47.274	-3,20%	36,71%		48.839	34.581
	Offshore	164.049	0,20%	-12,90%		163.726	188.353
ES	Onshore	424.927	6,88%	-9,18%		397.575	467.875
	Offshore	12.796.565	1,00%	13,21%		12.670.051	11.303.081
MA	Onshore	214	-26,54%	-95,21%		291	4.471
RJ	Offshore	52.254.392	4,60%	5,76%		49.956.929	49.406.777
RN	Onshore	1.525.334	-1,18%	-0,94%		1.543.470	1.539.852
	Offshore	221.572	-2,36%	-0,25%		226.918	222.126
SP	Offshore	8.386.364	0,38%	56,55%		8.354.968	5.357.042
SE	Onshore	770.123	1,87%	-8,53%		755.965	841.926
	Offshore	195.921	82,80%	-51,72%		107.176	405.764
Total		78.953.551	3,28%	9,48%		76.444.988	72.115.775

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

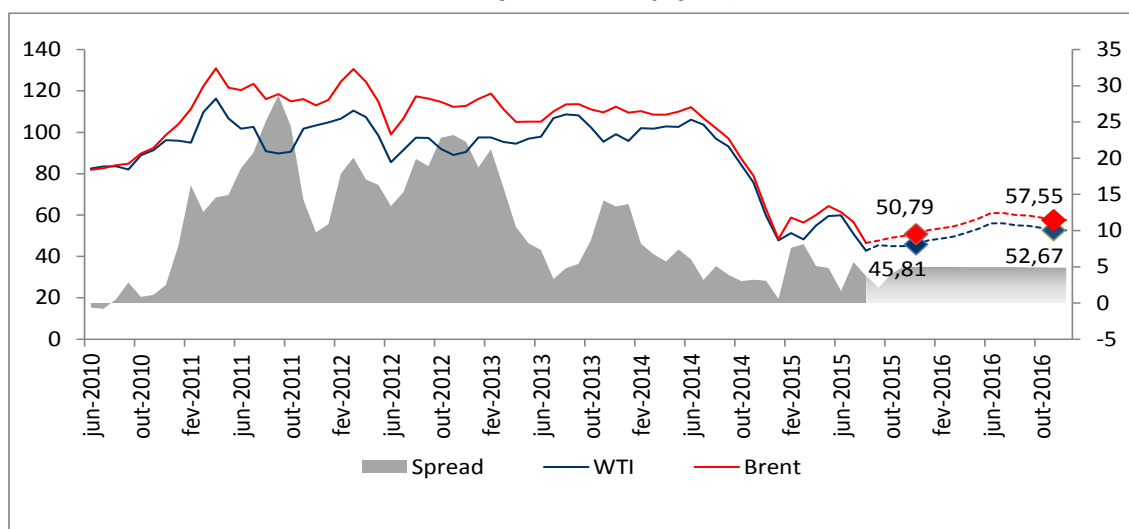
As médias mensais de preços dos petróleos Brent e WTI subiram em setembro. O Brent registrou aumento médio de US\$1/bbl chegando a US\$48/bbl, enquanto o preço médio do petróleo WTI subiu de US\$3/bbl em relação à média de agosto, chegando a US\$46/bbl em setembro.

Segundo a EIA, apesar do aumento nos estoques mundiais de petróleo, que cresceu 2,0 milhões b/d no primeiro trimestre de 2015¹, a construção plantas de armazenamento caiu para 1,2 milhões b/d em setembro. O ritmo de construção de reservatórios tem projeção

de desaceleração para os próximos meses, e este movimento ajudou a impactar no aumento do preço do petróleo tipo Brent. Também, em relação ao óleo WTI, a explicação do aumento se deve à queda da produção americana, e a cinco semanas consecutivas de queda no estoque de *Cushing*, principal *hub* de armazenamento localizado em *Oklahoma*.

De acordo com a EIA, a projeção para os preços de óleo tipo WTI e Brent para o fim deste ano são, respectivamente, de US\$ 45,81 e US\$ 50,79, subindo para US\$ 52,67 e US\$ 57,55 no fim de 2016 (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 agosto houve queda no consumo de gasolina, GLP e QAV, enquanto diesel e óleo combustível apresentaram elevação. Já na comparação anual, todos os principais derivados de petróleo apresentaram queda no consumo. Vale destacar a forte queda na produção de gasolina, na ordem de 22%.

A respeito das importações de gasolina, este derivado apresentou queda de 58,75%, que não foi acompanhada pelas importações de diesel, que subiram 1,12%. A variação anual nas importações destes derivados seguiu a tendência mensal, apresentando, respectivamente, queda de 64,52% e aumento de 2,84%. (Tabela 2.3).

¹ 1,5 milhões superior ao registrado no mesmo período de 2014.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril).

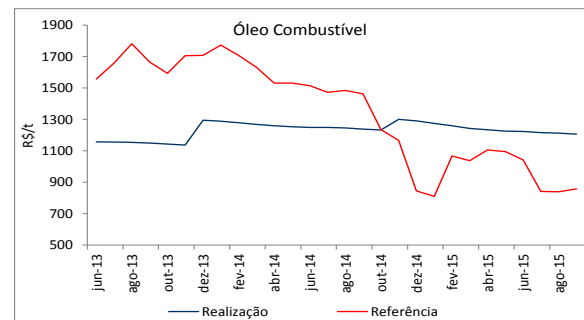
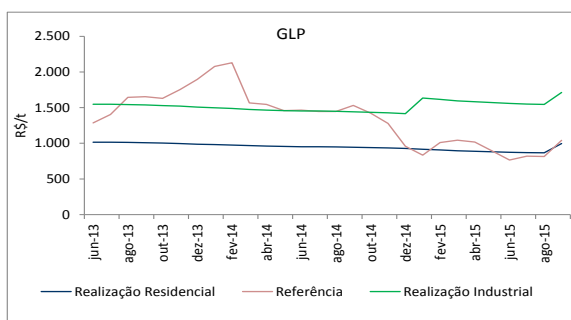
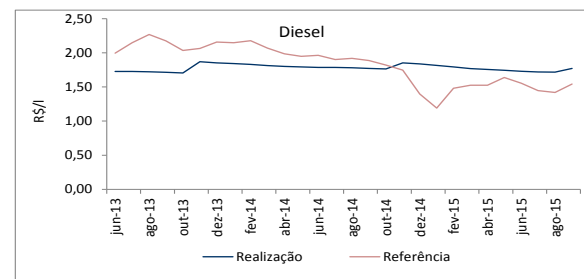
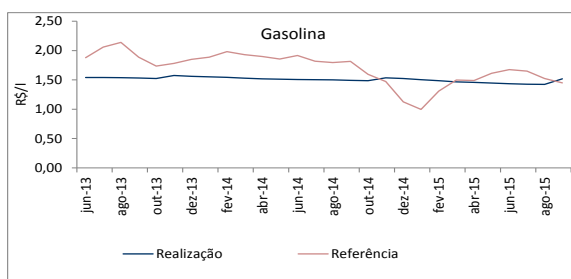
Combustível	Agregado	ago-15	ago-15/jul-15	ago-15/ago-14	Tendência 12 meses	jul-15	ago-14
Gasolina	Produção	12.559.982	-9,81%	-22,41%		13.926.367	16.187.751
	Consumo	15.093.114	-3,89%	-13,61%		15.703.607	17.470.807
	Importação	264.835	-58,75%	-64,52%		641.955	746.376
	Exportação	728.015	-22,00%	124,35%		933.396	324.500
Diesel	Produção	27.156.338	1,12%	1,12%		26.855.058	26.855.058
	Consumo	29.337.976	1,09%	-7,27%		29.021.792	31.637.352
	Importação	27.156.338	1,12%	2,84%		26.855.058	26.405.343
	Exportação	146.575	-	-		-	-
GLP	Produção	3.890.642	-6,27%	-6,83%		4.151.034	4.175.659
	Consumo	7.261.722	-5,14%	-2,47%		7.655.058	7.445.892
	Importação	714.091	-18,10%	-68,67%		871.886	2.279.249
QAV	Produção	3.139.496	-5,79%	-12,40%		3.332.606	3.584.092
	Consumo	3.889.947	-5,74%	-2,67%		4.126.824	3.996.637
	Importação	-	-	-		728.798	-
	Exportação	18.385	-	411,44%		-	3.595
Óleo Combustível	Produção	7.781.677	-1,53%	-14,21%		7.902.329	9.070.817
	Consumo	2.398.693	3,93%	-36,14%		2.308.025	3.756.002
	Importação	79.803	-69,41%	-80,63%		260.840	412.019
	Exportação	2.562.468	-34,10%	-32,29%		3.888.691	3.784.262

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Os preços da gasolina, diesel e óleo combustível na refinaria continuaram no mesmo patamar do mês de setembro de 2015, porém, o GLP teve seu preço reajustado pela Petrobras. O Gás Liquefeito de Petróleo para uso doméstico teve seu preço reajustado em 15% , e o de uso industrial, comercial e granel, teve reajuste percentual médio de 11%.

Exceto para o GLP residencial, todos os principais derivados de petróleo apresentaram preço de realização superior ao de referência internacional. A gasolina que nos últimos meses passou a estar, em média, mais barata internamente, voltou a ficar mais cara que o seu preço de referência (Gráfico 2.4). Para o óleo diesel e o GLP industrial, a defasagem de preços continua favorável a Petrobras.

Gráfico 2.4: Preço real dos combustíveis¹ x Referência internacional (R\$/l)



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

² Cilindro de até 13 kg.

Gás Natural

Camilo Poppe

Produção e Importação

O mês de julho apresentou queda tanto na produção quanto no consumo de gás. A Tabela 3.1 abaixo mostra as contas agregadas do setor, com destaque para a queda de 7,99%, registrando 92,06 MMm³/dia em média, do consumo de gás. Com esse resultado, o consumo de gás natural atinge valor mínimo no ano de 2015.

Por sua vez, a oferta de gás nacional também registrou queda de 3,29%, chegando a 51,45 MMm³/dia na média mensal. No entanto, a produção nacional bruta manteve-se estável, com ligeira flutuação de -0,20%, registrando 95,33 MMm³/dia.

Responsável pela maior variação percentual do mês, as importações sofreram retração de 18,19%, registrando

15,7 MMm³/dia. Com esse resultado, as importações também atingiram valor mínimo no ano. Diretamente associado ao equilíbrio entre a oferta de gás disponível e o consumo de gás, esse resultado das importações justifica-se pela queda mais acentuada do consumo (-7,99 MMm³/dia) diante de uma retração mais ligeira da oferta nacional (-1,75 MMm³/dia).

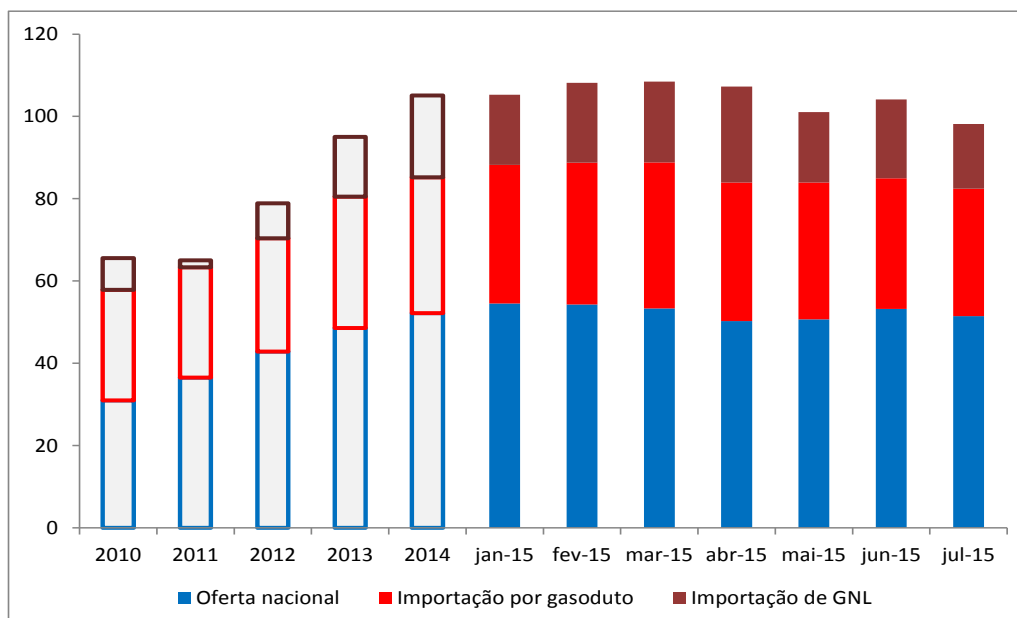
No Gráfico 3.1 observamos a composição da oferta de gás natural no Brasil, a saber, composta pela oferta de gás nacional, importação de gás por gasoduto e importação de GNL. Diante da queda no consumo no mês de julho, podemos observar no gráfico a retração das importações de GNL, bem como a redução da oferta de gás como um todo.

Tabela 3.1: Contas Agregadas do Gás Natural (em MMm³/dia)

	jul-15	jul-15/jun-15	jul-15/jul-14	6 meses	jun-15	jul-14
Produção Nacional	95,33	-0,20%	-		95,52	-
Oferta de gás nacional	51,45	-3,29%	-		53,2	-
Importação	15,7	-18,19%	-		19,19	-
Consumo	92,06	-7,99%	-		100,05	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Gráfico 3.1: Oferta de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)

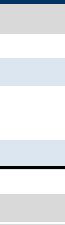









Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

A Tabela 3.2 abaixo traz algumas informações que permitem elucidar a diferença registrada no mês de julho entre a produção nacional bruta, que se manteve estável no mês, e a queda de 3,29% da oferta de gás nacional. Observa-se que todas as componentes da produção indisponível sofreram alta em julho. Em particular, a reinjeção de gás sofreu a maior alta em termos absolutos com elevação de 0,85 MMm³/dia. Seguida pelo aumento da queima que aumentou 10,22% (ou 0,37 MMm³/dia).

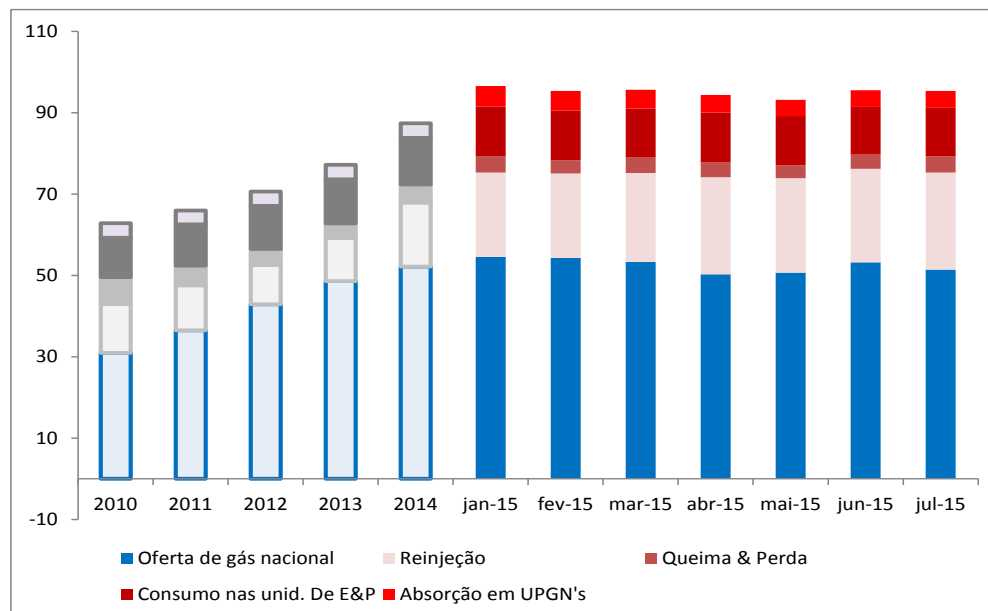
No mês de julho também houve queda nas importações de gás natural, tanto via gasoduto como por GNL. No entanto apesar da queda de 2,39% nas importações via gasoduto, a principal retração, tanto em termos absolutos quanto relativos, foi constatada na importação de GNL. Atingindo valor mínimo no ano, as importações de GNL registraram queda de 18,19%, equivalentes a -3,49 MMm³/dia na média mensal.

Tabela 3.2: Produção de Gás Natural (em MMm³/dia)

	jul-15	jul-15/jun-15	jul-15/jul-14	6 meses	jun-15	jul-14
Prod. Nacional Bruta	95,33	-0,20%	-		95,52	-
Produção Indisponível	Reinjeção	3,70%	-		22,99	-
	Queima	10,22%	-		3,62	-
	Consumo interno em E&P	2,76%	-		11,60	-
	Absorção em UPGN	0,24%	-		4,12	-
	Subtotal	43,88	3,66%	-		42,33
Oferta de gás nacional	51,45	-3,29%	-		53,20	-
Ofert nacional/Prod. Bruta	54%	-3,10%	-		56%	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Gráfico 3.2: Produção nacional bruta (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Tabela 3.3: Importação de Gás Natural (em MMm³/dia)

	jul-15	jul-15/jun-15	jul-15/jul-14	6 meses	jun-15	jul-14
Gasoduto	31,00	-2,39%	-		31,76	-
GNL	15,70	-18,19%	-		19,19	-
Total	46,70	-8,34%	-		50,95	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME








Consumo

Com relação ao consumo de gás natural no mês de julho, a principal causa de queda foi a redução da geração termoelétrica no período. O aumento das aflúncias na região Sul levou à redução da demanda das UTE's Mario Lago, Termopernambuco, Araucária, Baixada Fluminense, Fernando Gasparian e ao conjunto formado pelas termelétricas do Complexo Parnaíba¹. Deste modo o consumo com GEE sofreu retração de 12,58% (ou 5,86 MMm³/dia), registrando 40,71 MMm³/dia. O valor

registrado é o mais baixo desde o início do ano.

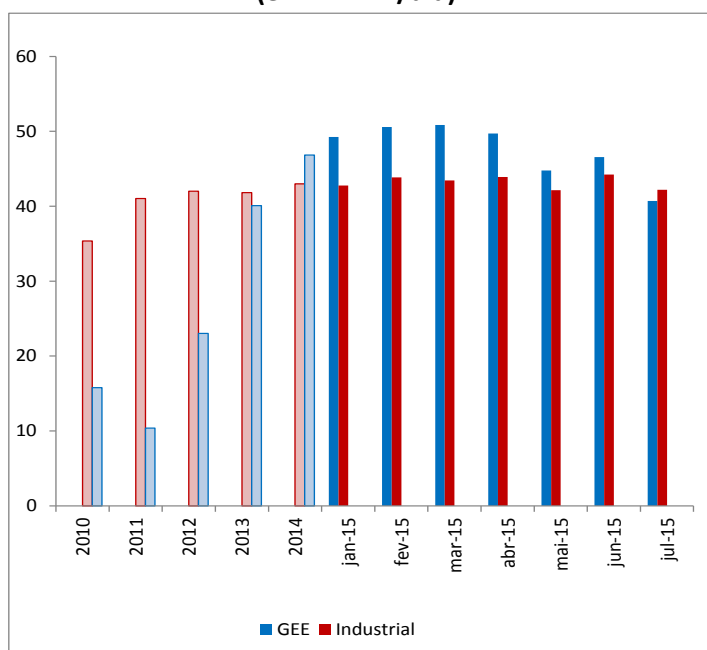
Além da queda no consumo termoelétrico de gás, houve queda de 4,55% no consumo industrial que registrou média diária de 42,21 MMm³/dia. Os demais segmentos consumidores de gás também registraram queda no mês de julho, acumulando uma redução total de 7,99% do mercado consumidor que registrou valor mínimo no ano com 92,06 MMm³/dia.

Tabela 3.4: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	jul-15	jul-15/jun-15	jul-15/jul-14	6 meses	jun-15	jul-14
Industrial	42,21	-4,55%	-		44,22	-
Automotivo	4,70	-1,26%	-0,84%		4,76	4,74
Residencial	1,15	-0,86%	5,50%		1,16	1,09
Comercial	0,83	-3,49%	9,21%		0,86	0,76
GEE	40,71	-12,58%	-		46,57	-
Co-geração	2,42	-0,41%	-13,88%		2,43	2,81
Total	92,06	-7,99%	-		100,05	-

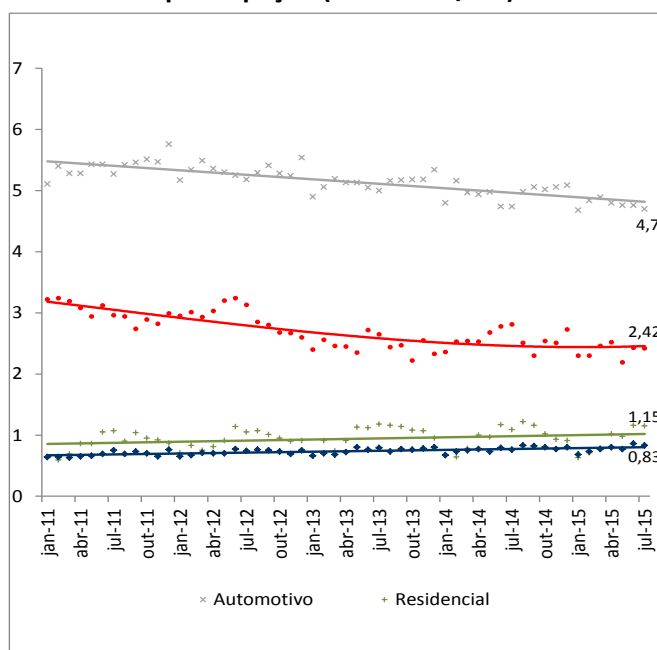
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Gráfico 3.3: Consumo de GN na indústria e em GEE (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

¹ Cf. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº101 p.18.

Preços

No Brasil, o preço do gás natural segue em queda. No *citygate* o gás foi comercializado a 7,47 US\$/MMBTU sem desconto. Já com o desconto, que vem sendo reduzido progressivamente, o preço ainda no *citygate* chegou a 6,57 US\$/MMBTU. Com relação ao mês anterior, o preço no *citygate*, com ou sem desconto, registrou queda de 4,05%.

Para o consumidor final industrial, houve queda de aproximadamente 3,85% dos preços com relação ao mês de junho, registrando 13,79 US\$/MMBTU para consumidores até 2.000 m³/dia. Para consumidores

de maior porte, até 50.000 m³/dia foi registrado preço médio de 11,88 US\$/MMBTU.

No cenário internacional, o preço do gás segue em queda na Europa, registrando valor mínimo no ano em 6,93 US\$/MMBTU. Já o mercado de GNL no Japão inverteu sua trajetória de queda e operou com alta de 3,46% em 8,89 US\$/MMBTU. Nos EUA, o Henry Hub (HH) também registrou alta, subindo 2,20% e marcando 2,83 US\$/MMBTU. Com esse resultado, os preços internacionais operam de 25,38% a 41,85% abaixo do valor registrado em julho de 2014.

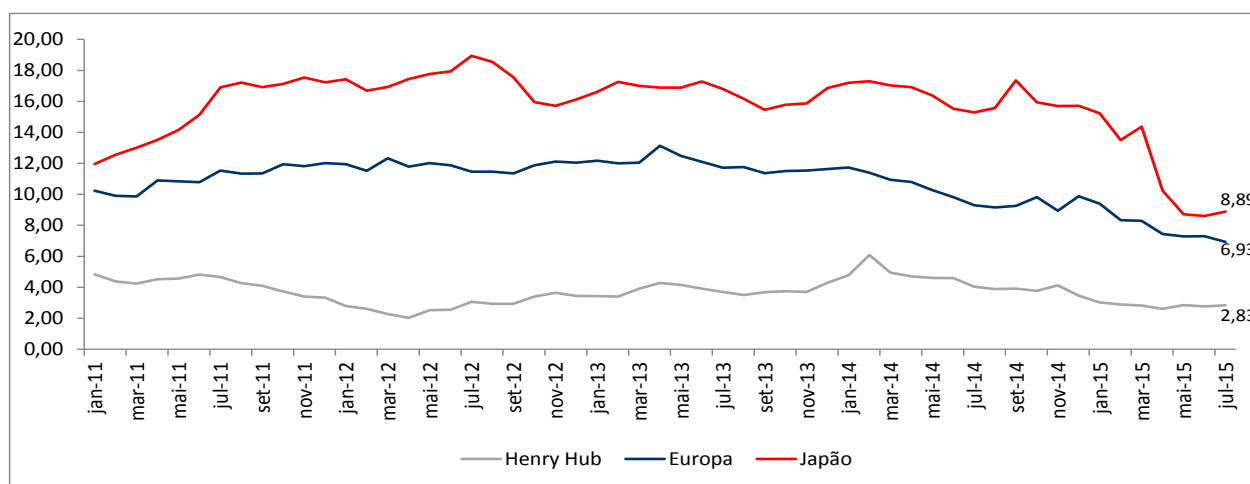
Tabela 3.5: Preços Nacionais e Internacionais (em US\$/MMBTU)

		jul-15	jul-15/jun-15	jul-15/jul-14	6 meses	jun-15	jul-14
Henry Hub		2,83	2,20%	-29,92%		2,77	4,04
Europa		6,93	-5,12%	-25,38%		7,30	9,29
Japão		8,89	3,36%	-41,85%		8,60	15,28
PPT *		4,05	-1,59%	-20,87%		4,11	5,12
Preços na distribuidora (Ref: Sudeste)	No City Gate Sem desconto	7,47	-4,05%	-47,13%		7,78	14,13
	No City Gate Com desconto	6,57	-4,05%	-29,51%		6,85	9,32
	2.000 m³/dia **	13,79	-3,86%	-34,29%		14,35	20,99
	20.000 m³/dia **	12,23	-3,84%	-29,36%		12,71	17,31
	50.000 m³/dia **	11,88	-3,83%	-28,57%		12,36	16,64

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

A disponibilidade hidráulica total no Sistema Interligado Nacional – SIN, calculada através da Energia Natural Afluente – ENA (Tabela 4.1) foi superior 34,17% em setembro deste ano em relação ao mês anterior. A região S foi a que apresentou maior incremento, 67,19%, seguida da região SE, 30,83%. Ambas apresentaram ENA maiores que as respectivas Médias de Longo Termo – MLT. As demais regiões, N e NE, registraram a ENA inferior que suas respectivas MLTs, reduzindo a ENA

30,66% e 23,17%, respectivamente. A disponibilidade hídrica no SIN nesse ano em relação ao passado tem se mostrado superior. Com isso, a ENA total incrementou 19,71% na comparação ano a ano. A região SE registrou expressivo aumento, 40,17% e foi a que mais influenciou positivamente na contabilização total. S também apresentou acréscimo. NE e N reduziram 18,28% e 1,92%, respectivamente.


















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

	set-15		set-15/ago-15		set-15/set-14		Tendências 12 meses		ago-15		set-14	
SE	21.194,00	120,83%	30,83%	40,17%		16.200,00	91,62%	15.120,33	85,30%			
S	13.628,00	113,59%	67,19%	3,05%		8.151,00	78,96%	13.225,10	110,66%			
NE	1.330,00	42,98%	-23,17%	-18,28%		1.731,00	50,01%	1.627,47	52,35%			
N	1.237,00	37,25%	-30,66%	-1,92%		1.784,00	76,34%	1.261,23	79,00%			
Total	37.389,00	-	34,17%	19,71%		27.866,00	-	31.234,13	-			

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Oferta

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

		set-15	set-15/ago-15	set-15/set-14	Tendências 12 meses		ago-15	set-14
SE/CO	Hidráulica	15.285,09	8,42%	-7,06%			14.098,26	16.446,38
	Nuclear	1.576,49	-13,62%	-21,88%			1.825,01	2.018,00
	Térmica	7.286,66	8,76%	7,60%			6.699,90	6.772,20
	Total	24.148,24	6,74%	-4,31%			22.623,17	25.236,58
S	Hidráulica	10.845,58	-3,71%	-2,04%			11.263,82	11.071,48
	Térmica	1.271,98	22,35%	8,40%			1.039,66	1.173,38
	Eólica	448,65	-21,07%	146,05%			568,44	182,34
	Total	12.566,21	-2,38%	1,12%			12.871,92	12.427,20
NE	Hidráulica	2.825,77	-0,08%	-14,37%			2.828,13	3.299,90
	Térmica	3.386,37	12,92%	-18,04%			2.999,03	4.131,85
	Eólica	2.375,30	-7,42%	178,80%			2.565,56	851,96
	Total	8.587,44	2,32%	3,67%			8.392,72	8.283,71
N	Hidráulica	4.818,57	30,88%	5,19%			3.681,70	4.580,93
	Térmica	2.024,44	-5,25%	-2,83%			2.136,50	2.083,41
	Total	6.843,01	17,61%	2,68%			5.818,20	6.664,34
Total	Itaipu	8.349,14	-1,85%	10,56%			8.506,23	7.551,42
	Hidráulica	42.124,15	4,32%	-1,92%			40.378,14	42.950,11
	Térmica	15.545,94	5,75%	-3,91%			14.700,10	16.178,84
	Total	60.494,04	3,92%	0,55%			58.212,24	60.163,25

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

A Tabela 4.2 demonstra que o total de geração no SIN incrementou 3,92% na comparação mês a mês. A geração hidráulica total aumentou 4,32%, muito influenciada positivamente pela geração hidráulica dos subsistemas SE/CO e N, que registraram acréscimo 8,42% e 30,88%, respectivamente. O total de térmica também aumentou, 5,75%. A geração nuclear teve queda de






13,62% devido ao desligamento de Angra 1, bem como o reabastecimento de Angra 2. A geração eólica registrou queda de 9,89%. Já na comparação anual, o total de geração apresentou acréscimo marginal de 0,55%. A geração hidráulica e térmica reduziram 1,92% e 3,91%, respectivamente. Devido à expansão e conexão de novos parques, a geração eólica incrementou 173,03%.

Demanda

A carga total do SIN no mês de setembro em relação ao mês anterior aumentou 4,02% (Tabela 4.3). Somente o subsistema S reduziu a carga, 0,07%. Os demais subsistemas incrementaram: SE/CO 4,73%, NE 4,68% e N 5,93%. Já na comparação anual, a carga total do SIN reduziu 0,12%, a qual, provavelmente, foi afetada pela

conjuntura econômica atual do país. Os subsistemas que apresentam maior atividade econômica, SE/CO e S, reduziram 0,87% e 0,42%, respectivamente. Por outro lado, NE e N registraram queda de 0,28% e 4,77%, respectivamente.

Tabela 4.3: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

	set-15	set-15/ago-15	set-15/set-14	Tendências 12 meses	ago-15	set-14
SE/CO	35.527,53	4,73%	-0,87%		33.922,70	35.838,79
S	9.858,82	-0,07%	-0,42%		9.865,43	9.900,14
NE	9.617,22	4,68%	0,28%		9.187,66	9.590,70
N	5.546,72	5,93%	4,77%		5.236,44	5.294,31
Total	60.550,29	4,02%	-0,12%		58.212,23	60.623,94


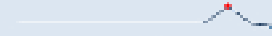

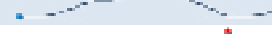

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ONS.

Intercâmbio de Energia Elétrica

Para suprir a carga do subsistema SE/CO, o intercâmbio de energia elétrica do subsistema S para o SE/CO reduziu 8,08% (Tabela 4.4), na comparação mês a mês, e alcançou 2.763 MWmed. O subsistema SE/CO também recebeu 524 MWmed de N, sendo o subsistema mais

importador. Por sua vez, o subsistema SE/CO exportou 257 MWmed para NE. Este também importou 772 MWmed do subsistema N. Em setembro, foi exportado 54 MWmed para o exterior a partir do subsistema S.

Tabela 4.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	set-15	set-15/ago-15	set-15/set-14	Tendências 12 meses	ago-15	set-14
S - SE/CO	2.763,50	-8,08%	6,32%		3.006,56	2.599,31
Internacional - S	-54,89	-	-183066,67%		0,00	0,03
N - NE	772,33	32,76%	30,64%		581,77	591,18
N - SE/CO	524,08	-	-32,82%		0,00	780,14
SE/CO - NE	257,43	20,59%	-3,76%		213,48	267,50


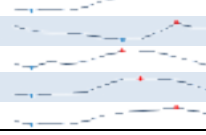
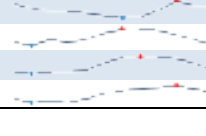
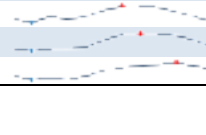

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Estoque

Apesar do aumento das afluências no SIN (Tabela 4.1), houve aumento da geração hidráulica total (Tabela 4.2) e, com isso, deplecionamento na Energia Armazenada – EAR total do SIN com decréscimo de 9,41%, na comparação mensal. O subsistema que apresentou maior deplecionamento percentual foi N, com 40,46%, seguido do NE 24,53% e SE/CO, 5,46%. O subsistema S registrou acréscimo de 0,63%. Em setembro deste ano em relação ao mesmo mês do anterior, a EAR

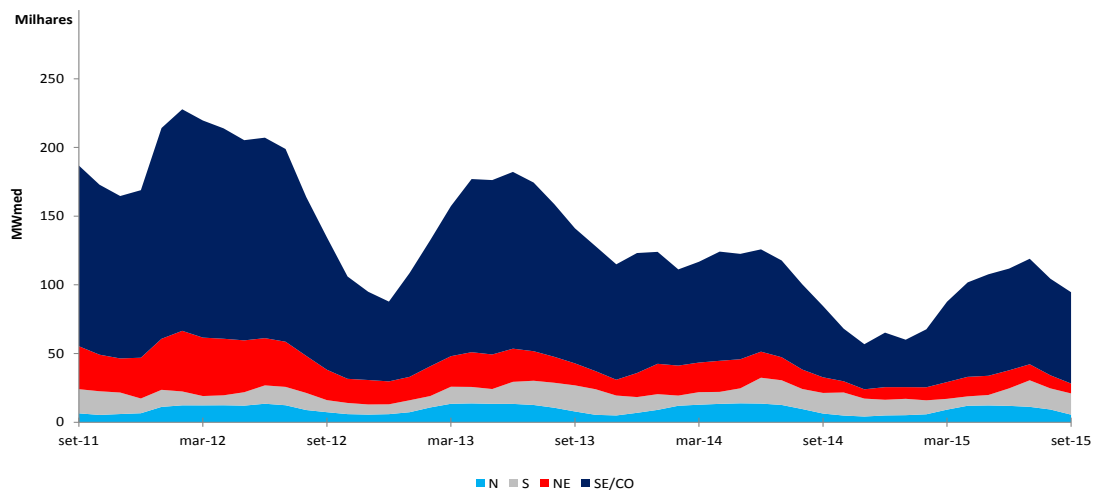
incrementou 11,87%, provando que está havendo uma recuperação dos reservatórios do SIN. O SE/CO foi o que apresentou maior recuperação, com acréscimo de 28,08%, bem como o S, 3,05%. Já o deplecionamento dos reservatórios do NE continua e registrou queda de 36,76%, muito devido ao regime hidrológico adverso que a região vem passando. O subsistema N também apresentou queda, 12,76%, ainda na comparação anual. O Gráfico 4.1 retrata o histórico da EAR desde 2011.

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmed)

	set-15		set-15/ago-15	set-15/set-14	Tendências 12 meses	ago-15		set-14	
SE/CO	66.463,00	32,39%	-5,46%	28,08%		70.299,00	34,25%	51.892,00	25,30%
S	15.457,00	77,38%	0,63%	3,05%		15.360,00	76,90%	15.000,00	75,48%
NE	7.194,00	13,87%	-24,53%	-36,76%		9.532,00	18,38%	11.375,00	21,93%
N	5.518,00	37,25%	-40,46%	-12,76%		9.268,00	62,57%	6.325,00	42,70%
Total	94.632,00	32,42%	-9,41%	11,87%		104.459,00	35,79%	84.592,00	29,00%

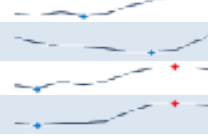



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

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)

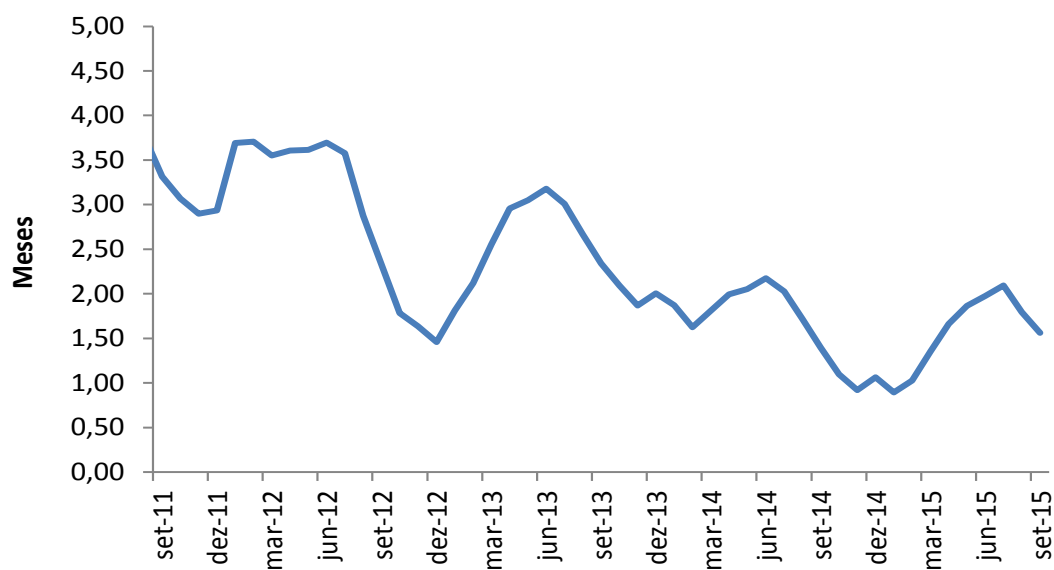
	set-15	set-15/ago-15	set-15/set-14	Tendências 12 meses	ago-15	set-14
SE/CO	1,87	-9,73%	29,20%		2,07	1,45
S	1,57	0,70%	3,48%		1,56	1,52
NE	0,75	-27,90%	-36,93%		1,04	1,19
N	0,99	-43,79%	-16,73%		1,77	1,19
Total	1,56	-12,91%	12,00%		1,79	1,40

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

O indicador Meses Equivalentes de Abastecimento – MEA, da mesma forma que a EAR (Tabela 4.5), reduziu na comparação mensal, 12,91%, segundo a Tabela 4.6. Por ser a razão entre EAR e a carga do mês, com o aumento da carga e a diminuição da EAR, MEA registrou uma queda mais acentuada que a EAR. Excetuando o subsistema S, que incrementou 0,70%, os demais

registraram queda – SE/CO 9,73%, NE 27,90% e N 43,79%. Já na comparação ano a ano, MEA aumentou 12,00%, influenciado positivamente pelos acréscimos de SE/CO 29,20% e S 3,48%. NE e N recuaram 36,93% e 16,73%, respectivamente. O Gráfico 4.2 no traz o histórico de MEA.

Gráfico 4.2: Histórico de MEA



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Mundo Contratual

Devido à alteração no Calendário Geral das Operações da CCEE, a última edição do Boletim de Conjuntura não apresentou a análise de Oferta, Mecanismo de Realocação de Energia – MRE e Consumo no mercado

livre referentes ao mês de julho. Nesses casos, será feita uma análise conjunta dos dados referentes a julho e agosto de 2015.

Oferta

A partir do mês de junho de 2015, no qual a geração total de energia apresentou o menor resultado dos últimos anos (57.930 MWmed), houve uma retomada modesta do crescimento (0,20%) em julho. Em agosto de 2015, a geração total foi de 59.103 MWmed, o que significa um aumento mensal de 1,83% na geração total

de energia, porém na comparação anual, houve uma queda de 0,34%.

As afluências em julho e agosto foram maiores do que nos mesmos meses do ano anterior, especialmente nas regiões SE e S, porém ainda assim a geração hidráulica

foi menor do que no ano anterior. Isso pode indicar uma tentativa do operador de recuperar os reservatórios do sistema. Em agosto de 2015, a geração hidráulica teve redução de 0,44% na comparação anual, mas um aumento mensal de 1,04%.


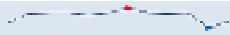





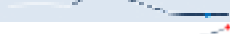







A geração térmica convencional, por sua vez, apresentou seu menor valor dos últimos 12 meses em julho de 2015 e, no mês de agosto de 2015, se manteve relativamente estável, apresentando uma queda mensal de apenas 0,07%, enquanto na comparação anual houve uma queda de 13,28%. A partir do dia 08 de agosto, foram desligadas as 21 térmicas mais caras, com Custo Variável Único – CVU maior do que R\$ 600.

Em julho e agosto de 2015, a geração nuclear se manteve no patamar esperado. Durante o mês de

agosto de 2014, a usina de Angra 2, que representa 2/3 da capacidade instalada nuclear no Brasil, esteve desligada para abastecimento e manutenção, por isso a geração nuclear apresentou o aumento expressivo de 113,93% na comparação anual.

As fontes alternativas continuam ganhando expressividade e em agosto de 2015 representaram cerca de 16% da geração total. Apesar da queda mensal na geração por PCHS de 24,40%, em função do período seco, a geração alternativa apresentou aumento mensal de 8,06% e anual de 23,33%. Isso se deve ao aumento da geração eólica (mensal de 31,80% e anual de 77,80%) e por térmicas a biomassa (mensal de 13,67% e anual de 9,82%), que tiveram em agosto de 2015 o maior resultado dos últimos 12 meses.

Tabela 4.7: Geração Total por Fonte (MWmed)¹

	ago-15	ago-15/jul-15	ago-15/ago-14	Tendências 12 meses	jul-15	ago-14
Hidráulica > 30MW	37.453,67	1,04%	-0,44%		37.069,58	37.619,79
Térmica a Gás	6.628,13	6,54%	-15,21%		6.221,26	7.817,22
Térmica a Óleo	1.455,28	-7,76%	-49,29%		1.577,77	2.869,77
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	402,26	-29,48%	-27,88%		570,42	557,74
Térmica a Carvão Mineral	1.721,12	-6,94%	2,67%		1.849,49	1.676,32
Térmica Nuclear	1.678,15	0,24%	113,93%		1.674,09	784,45
Total Térmica Convencional	11.884,93	-0,07%	-13,28%		11.893,03	13.705,50
Total Convencional	49.338,60	0,77%	-3,87%		48.962,61	51.325,29
Eólica	3.327,08	31,80%	77,80%		2.524,29	1.871,27
Hidráulica CGH	65,62	-13,92%	6,32%		76,23	61,72
Hidráulica PCH	1.824,01	-24,40%	-3,59%		2.412,56	1.891,88
Térmica a Biomassa	4.061,18	13,67%	9,82%		3.572,64	3.698,20
Total Alternativa	9.277,89	8,06%	23,33%		8.585,72	7.523,07
Térmica - Outros	487,31	-1,68%	7,07%		495,66	455,14
Total	59.103,80	1,83%	-0,34%		58.043,99	59.303,50

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Demanda

O consumo total de eletricidade no Brasil no mês de agosto teve um aumento de 2,59% com relação ao mês anterior, alcançando os 50.721,06 MWmed. Na comparação mensal, todas as classes tiveram aumento no consumo.

Na comparação anual, entretanto, houve queda de

2,15% no consumo total. O baixo consumo da classe industrial, que teve redução anual de 5,24% (cerca de 1.062 MWmed), foi o que mais influenciou nesse resultado, seguido pelo consumo residencial, cuja redução foi menos expressiva em termos absolutos (352 MWmed) e relativos (2,26%).

¹ Térmica – Outros incluem térmica solar, fotovoltaica, térmicas a reação exotérmica e outros tipos de geração não convencionais.

Segundo o Boletim de Carga do ONS², apesar do aumento na temperatura com relação ao mesmo mês do ano passado, a elevação das tarifas de energia elétrica vem influenciando os padrões de consumo de energia, especialmente nos subsistemas SE/CO e S, onde o impacto dos aumentos tarifários tem sido maior.

O consumo reduzido da indústria pode ser explicado pelo Índice de Confiança da Indústria – ICI, calculado pelo IBRE, que teve em agosto de 2015 o pior resultado da série histórica (calculada desde 1995), tendo atingido apenas 68 pontos, uma redução mensal de 1,6% e

anual de 17,9%. O Nível de Utilização da Capacidade Instalada – NUCI recuou de 78,2% em julho para 77,7% em agosto, o menor nível desde outubro de 1993³.

O consumo da classe industrial no mercado livre também teve aumento mensal no consumo (1,83%) e queda anual (2,26%). Somente três setores apresentaram alta tanto no mês quanto no ano: Químicos (2,27% mensal e 4,37% anual), Extração de Minerais Metálicos (4,74% mensal e 21,63% anual) e Bebidas (11,46% mensal e 1,70% anual).

Tabela 4.8: Consumo por Classe e Subsistema (MWmed)*

		ago-15	ago-15/jul-15	ago-15/ago-14	Tendências 12 meses	jul-15	ago-14
Sistemas Isolados	Residencial	219,61	3,13%	7,85%		212,94	203,61
	Industrial	21,69	6,61%	-13,46%		20,34	25,06
	Comercial	86,41	3,08%	5,41%		83,83	81,97
	Outros	110,48	4,30%	0,45%		105,92	109,98
	Total	438,18	3,58%	4,17%		423,03	420,63
N	Residencial	970,53	1,78%	3,97%		953,54	933,50
	Industrial	1.853,65	5,91%	-4,54%		1.750,15	1.941,83
	Comercial	527,69	1,58%	2,74%		519,49	513,60
	Outros	469,76	2,72%	2,47%		457,34	458,44
	Total	3.821,63	3,83%	-0,67%		3.680,52	3.847,38
NE	Residencial	2.362,62	-1,64%	-1,01%		2.402,00	2.386,66
	Industrial	2.671,56	4,39%	-2,60%		2.559,33	2.742,92
	Comercial	1.348,56	2,11%	2,51%		1.320,69	1.315,57
	Outros	1.556,50	8,27%	3,86%		1.437,64	1.498,62
	Total	7.939,24	2,84%	-0,06%		7.719,66	7.943,78
SE/CO	Residencial	8.093,19	2,72%	-2,54%		7.879,10	8.304,47
	Industrial	11.095,62	-0,35%	-5,99%		11.134,81	11.802,83
	Comercial	5.907,74	4,07%	0,23%		5.676,53	5.894,23
	Outros	4.461,51	5,34%	1,45%		4.235,47	4.397,67
	Total	29.558,07	2,19%	-2,77%		28.925,91	30.399,21
S	Residencial	2.179,16	0,97%	-5,90%		2.158,26	2.315,84
	Industrial	3.546,37	3,44%	-5,13%		3.428,35	3.738,23
	Comercial	1.581,22	5,34%	-1,15%		1.501,12	1.599,65
	Outros	1.657,19	3,46%	5,37%		1.601,84	1.572,79
	Total	8.963,94	3,16%	-2,85%		8.689,57	9.226,51
Total	Residencial	13.825,10	1,61%	-2,26%		13.605,84	14.144,09
	Industrial	19.188,89	1,57%	-5,24%		18.892,99	20.250,87
	Comercial	9.451,63	3,85%	0,50%		9.101,65	9.405,03
	Outros	8.255,44	5,32%	2,71%		7.838,21	8.037,51
	Total	50.721,06	2,59%	-2,15%		49.438,68	51.837,50

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









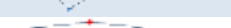


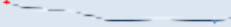




Industrial: Cativo + Livre

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE

² Operador Nacional do Sistema (ONS). Boletim de Carga Mensal – Agosto/2015. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/sala_imprensa/Boletim_Mensal-ago-2015_final.pdf> Acesso em 21 out 2015

³ IBRE, FGV. Sondagem da Indústria de Transformação. Agosto/2015. Disponível em: <<http://portalibre.fgv.br/main.jsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92E5C726666F>> Acesso em 21 out 2015

Tabela 4.9: Consumo por Ramo de Atividade no Mercado Livre (MWmed)

	ago-15	ago-15/jul-15	ago-15/ago-14	Tendências 12 meses	jul-15	ago-14
Metalurgia e Produtos de Metal	2.794,77	1,95%	-2,07%		2.741,26	2.853,89
Químicos	1.690,38	2,27%	4,37%		1.652,94	1.619,58
Minerais Não Metálicos	890,46	3,67%	-13,23%		858,95	1.026,22
Madeira, Papel e Celulose	934,62	2,32%	-0,95%		913,41	943,60
Manufaturados Diversos	793,55	1,60%	-8,97%		781,09	871,76
Alimentícios	814,40	-0,05%	-1,21%		814,78	824,37
Veículos	488,74	-2,44%	-17,17%		500,94	590,05
Serviços	519,95	-0,48%	-0,43%		522,48	522,18
Extração de Minerais Metálicos	777,55	4,73%	21,63%		742,43	639,25
Têxteis	397,07	-0,73%	-11,27%		399,97	447,50
Comércio	216,57	2,29%	-1,95%		211,71	220,88
Transporte	198,91	1,18%	-1,80%		196,60	202,56
Bebidas	125,94	11,46%	1,70%		112,99	123,84
Saneamento	111,37	2,76%	-9,25%		108,37	122,72
Telecomunicações	101,56	-0,88%	3,57%		102,46	98,06
Total Geral	10.855,83	1,83%	-2,26%		10.660,37	11.106,45

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

No mês de julho, as hidrelétricas participantes do MRE geraram 86,7% da sua garantia física, o que representou uma melhora mensal de 7,94%, porém ainda foi menor do que no ano passado. Já em agosto, houve queda mensal de 0,95%, o que pode ser visto como um bom resultado dado que a melhora anual foi de 3,54%.


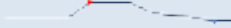

De janeiro a maio de 2014, a geração esteve acima dos 94% da garantia física. Esse valor começou a cair, tendo atingido em 2015 valores abaixo de 80%. O setor elétrico encontra-se agora numa situação de judicialização excessiva, o que resultou numa inadimplência de 48% na liquidação do Mercado de Curto Prazo – MCP em

outubro (sendo que a “inadimplência real”, descontando as liminares autorizando o não pagamento, foi de 4,7%).

A MP 688, cuja adesão é voluntária, foi sugerida pela ANEEL como uma solução para a questão do GSF e ainda se encontra em audiência pública. Alguns agentes estimam que a adoção dessa medida pode acabar acarretando em mais prejuízos e aguardam uma proposta mais detalhada que permita verificar sua viabilidade.

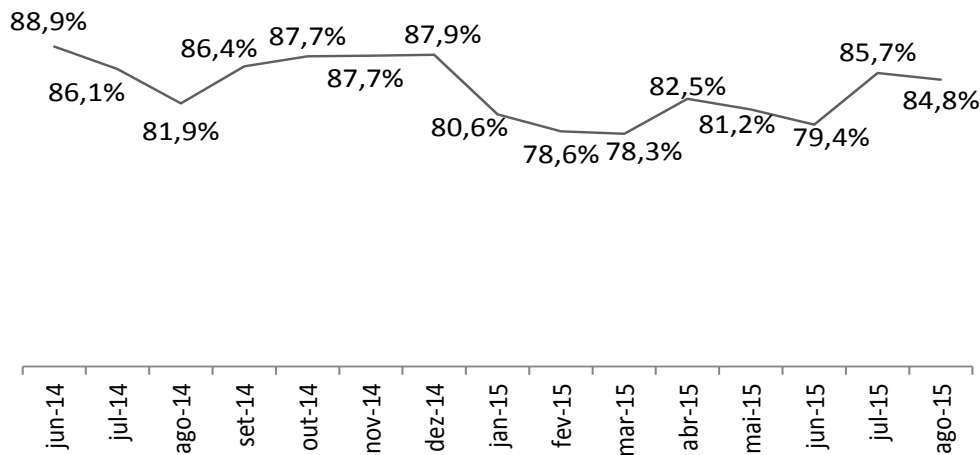
Uma baixa adesão a essa MP exigiria uma nova solução para a questão do GSF.

Tabela 4.10: Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

	ago-15	ago-15/jul-15	ago-15/ago-14	Tendências 12 meses	jul-15	ago-14
Energia Gerada (MW med)	38.766,81	-0,27%	-1,21%		38.870,73	39.240,79
Garantia Física (MW med)	45.693,40	0,69%	-4,58%		45.381,14	47.889,09
Geração/Garantia Física	0,848	-0,95%	3,54%		0,857	0,819

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Gráfico 4.3: Geração/Garantia Física no MRE



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD

A diminuição da EAR (Tabela 4.5), o aumento do despacho térmico (Tabela 4.2) e o aumento da carga (Tabela 4.3) em setembro de 2015 influenciaram o aumento de 55,64% da média mensal do PLD em todos os submercados. Apesar da leve queda sofrida nas últimas semanas de setembro, o aumento considerável na primeira semana do mês fez com que o valor permanecesse maior do que no mês anterior. Houve

uma redução anual de 71,55%, também em todos os submercados, em função da redução do PLDmáx de R\$ 822,83/MWh em 2014 para R\$ 388,48/MWh em 2015.

A partir de outubro de 2015, a CCEE irá levar em consideração problemas decorrentes de atrasos na operação de linhas de transmissão e de distribuição na formação do PLD.

Tabela 4.11: PLD Médio Mensal – Preços Reais (R\$/MWh)

	set-15	set-15/ago-15	set-15/set-14	Tendências 12 meses	ago-15	set-14
SE/CO	227,04	55,64%	-71,55%		145,87	798,15
S	227,04	55,64%	-71,55%		145,87	798,15
NE	227,04	55,64%	-71,55%		145,87	798,15
N	227,04	55,64%	-71,55%		145,87	798,15

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Tarifas de Energia Elétrica

Foi realizado um reajuste tarifário durante o período de estudo: a CEEE-D – Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica, que atende 72 municípios do RS, teve um aumento de 5,82% para a baixa tensão e 7,78% para a alta tensão, totalizando uma média ponderada de 6,52%.

Três distribuidoras realizaram no período sua revisão tarifária periódica, que ocorre em média a cada quatro anos. A CPFL- Piratininga, que atende a Baixada Santista e Oeste do estado de SP teve reajuste médio de 21,11%. A Bandeirante Energia S.A., que atende municípios do estado de SP, concentrados nas regiões do Alto Tietê e

do Vale do Paraíba, teve reajuste médio de 16,14%. A DME Distribuição S.A., que atende o município de Poços de Caldas em MG, teve um reajuste médio de 25,04%, só que este índice é provisório. O valor definitivo será definido pela ANEEL em até 180 dias, quando for feito o recálculo do valor de compra da energia da hidrelétrica de Machadinho. Após essa definição, o valor será revisto para mais ou menos com efeitos retroativos.

A Tabela 4.14 mostra os reajustes e revisões que serão contemplados na próxima edição do Boletim de Conjuntura. O reajuste da CERR - Companhia Energética de Roraima, que estava previsto para entrar em vigor em 01/11, foi suspenso devido à inadimplência da distribuidora com encargos do setor elétrico.

Tabela 4.12: Reajuste Tarifário (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Reajuste	Vigência
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	RS	6,52%	25/10/2015 até 24/10/2016

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Tabela 4.13: Revisão Tarifária Periódica

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Revisão Tarifária	Data
CPFL- Piratininga	Companhia Piratininga de Força e Luz	SP	21,11%	23/10
BANDEIRANTE	Bandeirante Energia S.A.	SP	16,14%	23/10
DMED	DME Distribuição S.A.	MG	25,04%	28/10

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Tabela 4.14: Próximos Reajustes

Sigla	Concessionária	Estado	Data
Cerim	Eletrificação Rural Itu-Mairinque	SP	30/out
Cermc	Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento da Região de Mogi das Cruzes	SP	30/out
BOA VISTA	Boa Vista Energia S/A	RR	01/nov
AmE	Amazonas Distribuidora de Energia S/A	AM	01/nov
LIGHT	Light Serviços de Eletricidade S/A.	RJ	07/nov

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.


Leilões

Os próximos leilões de energia serão realizados a partir de novembro.

O Leilão de Concessão das Hidrelétricas foi adiado e será realizado no dia 6 de novembro, visando à contratação de concessões das 29 usinas hidrelétricas existentes em regime de alocação de cotas de garantia física e de potência. O preço-teto para a tarifa de energia é de R\$ 126,50/MWh.

O Leilão de Transmissão 005/2015, que seria realizado no mesmo dia, foi adiado para 18 de novembro. Serão

oferecidos 12 lotes com potencial de investimento total estimado em R\$ 7,5 bilhões e Receita Anual Permitida Máxima – RAP total de R\$ 1,330 bilhão. Após o último Leilão de Transmissão 001/2015, realizado em agosto, ter recebido pouquíssimas propostas, o que resultou na contratação de apenas 4 dos 11 lotes ofertados, a ANEEL fez algumas mudanças nas exigências visando minimizar o risco do empreendedor na construção e na operação das linhas. Atrasos na construção que venham a ocorrer por conta do processo de licenciamento ambiental e que comprovadamente não sejam de responsabilidade da empresa, poderão ocasionar em alteração dos

A hand holding a glowing, wireframe globe, symbolizing energy or technology.

prazos previstos no cronograma. Alguns dos lotes não arrematados no leilão anterior serão novamente oferecidos.

No dia 13 de novembro, será realizado o 2º Leilão de Energia de Reserva de 2015, que visa à contratação de empreendimentos de energia eólica e solar fotovoltaica na modalidade quantidade. Os preços-teto definidos

serão de R\$ 381,00/MWh para a fonte solar e R\$ 213,00/MWh para a fonte eólica.

Ainda este ano ocorrerá o Leilão A-1 (11 de dezembro), que visa à contratação de energia proveniente de empreendimentos já existentes, com início de suprimento em 1º de janeiro de 2016. Para 2016, já está marcado o Leilão A-5 a ser realizado no dia 05 de fevereiro.

ANEXO - Cronograma de leilões e consultas públicas

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

Petróleo & Gás Natural	Objeto	ANP - Chamada Pública para Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural Nº 01/2014-ANP		
	Descrição	Chamada Pública para Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural nº 01/2014-ANP referente ao Gasoduto Itaboraí-Guapimirim.		
	Etapa	Data		
	Cronograma de etapas		suspensão	
	Objeto	ANP - Publicação do pré-edital e da minuta do contrato de concessão para 13ª rodada de licitações para E&P.		
	Descrição	Foi publicado no DOU do dia 12/06/2015 o comunicado do pré-edital e da minuta do contrato de concessão da 13ª Rodada de Licitações - Blocos Exploratórios. A ANP disponibiliza esses documentos para consulta pública até o dia 2/7/15. Também se encontram abertas as inscrições para participação na 13ª Rodada, além de estar disponível o acesso ao pacote de dados técnicos.		
	Etapa	Data		
	Publicação do pré-edital e da minuta do contrato de concessão		12/06/2015	
	Início do prazo para preenchimento do formulário de inscrição, entrega dos documentos de inscrição e pagamento da taxa de participação		12/06/2015	
	Disponibilização do pacote de dados técnicos ¹		12/06/2015	
	Prazo final para contribuições ao pré-edital e à minuta do contrato de concessão e término da consulta pública		02/07/2015	
	Audiência pública (cidade do Rio de Janeiro)		09/07/2015	
	Publicação do edital e do modelo do contrato de concessão		06/08/2015	
	Fim do prazo para preenchimento do formulário de inscrição, entrega dos documentos de inscrição e pagamento da taxa de participação		11/08/2015	
	Seminário técnico-ambiental		19/08/2015	
	Seminário jurídico-fiscal		20/08/2015	
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta		23/09/2015	
	Sessão pública de apresentação das ofertas		07/10/2015	
	Prazo para entrega dos documentos de qualificação (licitante vencedora e afiliada indicada para assinar o contrato de concessão) ²		08/10 a 13/10/2015	
Adjudicação do objeto e homologação da licitação		12/10/2015		
Prazo para entrega dos documentos de assinatura dos contratos de concessão ³		11/12 a 15/12/2015		
Prazo para pagamento do bônus de assinatura		11/12 a 15/12/2015		
Assinatura dos contratos de concessão		23/12/2015		
Setor Elétrico (Leilões do ACR)	Objeto	Leilão de Concessão de Usinas Hidrelétricas		
	Descrição	Contratação de concessões de usinas hidrelétricas em regime de alocação de cotas de garantia física e de potência.		
	Etapas	Data		
	Publicação do Edital		07/10/2015	
	Realização		06/11/2015 (previsto)	
	Objeto	2º Leilão de Energia de Reserva		
	Descrição	Serão negociados Contratos de Energia de Reserva (CER), na modalidade por quantidade de energia, para empreendimentos de geração a partir da fonte solar fotovoltaica e eólica. O início de suprimento de energia elétrica será em 1º de novembro de 2018 e o prazo de suprimento será de vinte anos.		
	Etapas	Data		
	Publicação do Edital		14/10/2015	
	Realização		13/11/2015 (previsto)	
	Objeto	Leilão de Transmissão de Energia Elétrica 005/2015		
	Descrição	Licitação para a concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica, incluindo a construção, montagem, operação e manutenção das instalações de transmissão do sistema interligado nacional.		
	Etapas	Data		
	Publicação do Edital		07/10/2015	
	Realização		18/11/2015 (previsto)	
Objeto	Leilão A-1			
Descrição	Compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, na modalidade disponibilidade para fonte termelétrica, inclusive biomassa, e na modalidade quantidade para outras fontes. O início de suprimento em 1º de janeiro de 2016.			
Etapas	Data			
Publicação do Edital		Não divulgado		
Realização		11/12/2015 (previsto)		
Objeto	Leilão de Energia Nova A-5			
Descrição	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.			
Etapas	Data			
Publicação do Edital		Não divulgado		
Realização		05/02/2016 (previsto)		

Setor Elétrico (Audiências Públicas)	Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 020/2015	
	Descrição	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.	
	Etapas	Prazo para recebimento de contribuições	
	1ª Fase	De 16/04/2015 a 07/08/2015	
	2ª Fase	De 22/10/2015 a 19/02/2016	
	Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 032/2015	
	Descrição	4ª fase - obter subsídios para aprimorar a proposta que disciplina os critérios de anuência e repactuação do risco hidrológico de hidrelétricas participantes do MRE nos termos da MP 688/2015.	
	Etapas	Prazo para recebimento de contribuições	
	1ª Fase	De 28/05/2015 a 26/06/2015	
	2ª Fase	De 20/08/2015 a 08/09/2015	
	3ª Fase	De 02/09/2015 a 14/09/2015	
	4ª Fase	De 23/09/2015 a 13/10/2015	
	Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 060/2015	
	Descrição	Obter subsídios ao aprimoramento da Resolução Normativa nº 532/2015, que disciplina a constituição de garantias pelas concessionárias, permissionárias e autorizadas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.	
	Etapas	Prazo para recebimento de contribuições	
	1ª Fase	De 01/10/2015 a 30/10/2015	
	Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 061/2015	
	Descrição	Obter subsídios à implementação do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit de energia elétrica e de potência contratadas, provenientes de novos empreendimentos de geração.	
	Etapas	Prazo para recebimento de contribuições	
1ª Fase	De 15/10/2015 a 13/11/2015		
Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 062/2015		
Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da metodologia de revisão tarifária periódica das permissionárias de distribuição de energia elétrica.		
Etapas	Prazo para recebimento de contribuições		
1ª Fase	De 21/10/2015 a 22/11/2015		
Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 064/2015		
Descrição	Obter subsídios para o aperfeiçoamento de Resolução Normativa que estabelece critérios e parâmetros para a atuação da CCEE no monitoramento da atividade dos agentes do mercado de energia elétrica.		
Etapas	Prazo para recebimento de contribuições		
1ª Fase	De 22/10/2015 a 20/11/2015		



FGV ENERGIA

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

Mantenedores:

