



Setembro | 2014

BOLETIM

Diretor
Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação de Pesquisa
Lavinia Hollanda

Pesquisadores
Bruno Moreno Rodrigo de Freitas
Camilo Poppe de Figueiredo Muñoz
Felipe Castor Cordeiro de Sousa
Mônica Coelho Varejão
Rafael da Costa Nogueira
Rodrigo Bomfim de Andrade

EQUIPE DE PRODUÇÃO

Coordenação de Comunicação
Simone C. Lecques de Magalhães

Diagramação
Natália Montenegro Siqueira Coelho

Coordenação Operacional
Paulo Márcio Garcia Jr

Coordenação de Ensino e P&D
Felipe Gonçalves

Coordenação de Relação Institucional
Luiz Roberto Bezerra

Sumário

Política Energética no Brasil - Uma revisão necessária	3
Petróleo	6
Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo	6
Derivados do Petróleo	10
Gás Natural	11
Produção e Importação	11
Consumo	13
Preços	14
Setor Elétrico	16
Oferta	16
Consumo por Classes e Subsistemas	17
Consumo por Ramo de Atividades no Mercado Livre	19
Preço de Liquidação das Diferenças-PLD Mensal Médio	20
Tarifas de Energia-Elétrica	21
Fontes Renováveis	23

Política Energética no Brasil - Uma revisão necessária¹

A definição clara e objetiva da política energética nacional é o primeiro estágio para assegurar o desenvolvimento adequado do setor energético de um país. A partir das diretrizes definidas na política energética, constroem-se o arcabouço regulatório e as políticas públicas do

setor, sempre tendo como referência os objetivos a serem alcançados. No Brasil, os princípios e objetivos da Política Energética Nacional foram definidos pela Lei nº 9.478/97, e por suas posteriores alterações. Em seu art. 1º estão dispostos tais princípios e objetivos.


Tabela 1: Política Nacional de Energia

Art 1º - Lei 9478	
As políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visam aos seguintes objetivos:	
I-	preservar o interesse nacional;
II-	promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos;
III-	proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;
IV-	proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia;
V-	garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do art. 177 da Constituição Federal;
VI-	incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural;
VII-	identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País;
VIII-	utilizar fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis;
IX-	promover a livre concorrência;
X-	atrair investimentos na produção de energia;
XI-	ampliar a competitividade do País no mercado internacional;
XII-	incrementar, em bases econômicas, sociais e ambientais, a participação dos biocombustíveis na matriz energética nacional.
*XIII-	garantir o fornecimento de biocombustíveis em todo o território nacional;
*XIV-	incentivar a geração de energia elétrica a partir da biomassa e de subprodutos da produção de biocombustíveis, em razão do seu caráter limpo, renovável e complementar à fonte hidráulica;
*XV-	promover a competitividade do País no mercado internacional de biocombustíveis;
*XVI-	atrair investimentos em infraestrutura para transporte e estocagem de biocombustíveis;
*XVII-	fomentar a pesquisa e o desenvolvimento relacionados à energia renovável;
*XVIII-	mitigar as emissões de gases causadores de efeito estufa e de poluentes nos setores de energia e de transportes, inclusive com o uso de biocombustíveis.

*Incluído pela Lei nº 12.490/11.

Fonte: Lei nº 9478/97-Política Energética Nacional.

¹Este 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: Bruno Moreno Rodrigo de Freitas, Camilo Poppe de Figueiredo Muñoz, Felipe Castor Cordeiro de Sousa, Felipe Gonçalves, Lavinia Hollanda, Mônica Coelho Varejão, Rafael da Costa Nogueira e Rodrigo Bomfim de Andrade.



A Política Energética Brasileira tem nada menos do que dezoito objetivos. Uma análise mais detalhada dos princípios e objetivos expostos mostra que alguns deles são princípios gerais, não exclusivamente ligados ao setor de energia. Outros não representam objetivos, mas os meios para seu alcance. Finalmente, alguns dos objetivos listados são contraditórios entre si. Espera-se que a política energética de um país seja capaz de traduzir e explicitar as prioridades do país para o setor, e não apenas elencar uma lista de objetivos desejáveis. Dessa forma, a política energética brasileira, refletida em uma lista excessiva de objetivos, falha ao não apontar uma direção clara para os agentes do setor sobre as metas a serem alcançadas pelo país no longo prazo.

Como exemplo da generalidade dos objetivos elencados, citamos o inciso IX, que menciona o objetivo de “promover a livre concorrência”. Ora, a livre concorrência é um princípio econômico geral, ligado não apenas ao setor de energia. Portanto, não se trata de uma meta a ser alcançada especificamente pelo setor de energia. Da mesma maneira, o inciso VI (“Incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural”) representa uma possível solução (meio) para se atingir um fim - como, por exemplo, a segurança energética.

O antagonismo de interesses pode ser exemplificado pelo inciso III (“preservar os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos”) e os incisos IV (“proteger o meio ambiente...”) e XVIII (“mitigar as emissões de gases...”). Por um lado, preservar os interesses do consumidor traduz uma preocupação com modicidade tarifária. Por outro lado, a preocupação com o meio ambiente explicitada pelos outros incisos citados sinaliza uma opção por fontes alternativas, em geral mais caras, ou mesmo a opção por hidrelétricas sem reservatórios.

Não se pode dizer que os objetivos citados na Política Energética Nacional não são relevantes – pelo contrário,

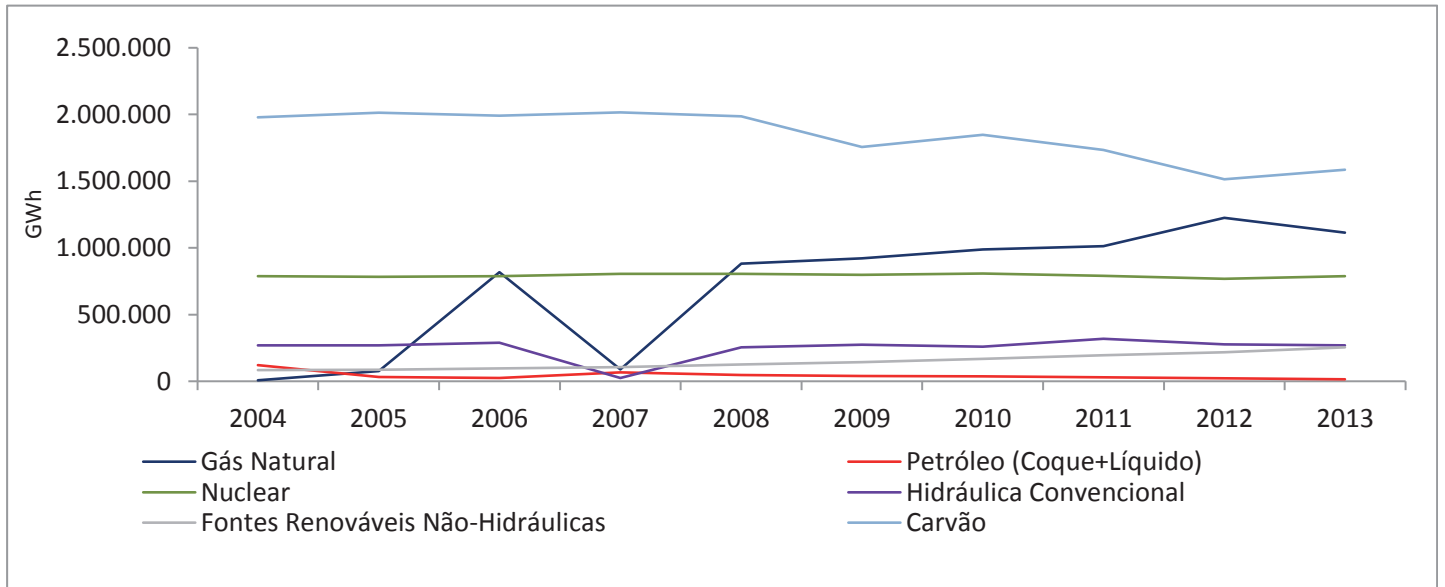
o que eles representam são metas desejáveis para a sociedade. O ponto crítico é a falta de ordenamento de prioridades, que falha por não definir claramente para o investidor, e para a sociedade em geral, a direção das escolhas que serão feitas pelo planejador, em particular em momentos de crise ou escassez de recursos. Em certa medida, as questões conjunturais que o setor elétrico vem enfrentando refletem a ausência de diretrizes objetivas definidas pelo planejador, principalmente no que diz respeito à compensação de questões estruturais do mercado de energia com medidas remediadoras de curto prazo.

Tomando como parâmetro a Lei nº 9.433/97 da Política Nacional dos Recursos Hídricos, o inciso III do art. 1º prioriza o consumo humano e a dessedentação de animais, dentre os usos múltiplos da água, no caso de escassez, o que demonstra um objetivo claro de elencar prioridades quanto ao uso dos recursos hídricos. Já no caso do setor elétrico, a Lei nº 9.478/97 não apresenta esse ordenamento. Entre 18 princípios e objetivos sem especificação de prioridade, a imprevisibilidade das estratégias e planos de contingência em momentos de crises gera insegurança e incertezas quanto ao futuro do setor. Fato esse que é ainda mais grave devido à idiosincrasia de ter objetivos que se contrapõem.

Analisando-se casos internacionais, principalmente na Europa e Estados Unidos, observa-se que há clareza na definição dos objetivos das políticas energéticas, e consistência nas respectivas ações governamentais. No caso da União Europeia, a ambiciosa meta 20/20/20², estabelecida em 2007 e impulsionada pelas metas de redução de emissões do Protocolo de Quioto, tem sido o foco das ações dos países europeus no setor de energia. Ainda no exemplo de casos internacionais, as intenções da política energética americana se apresentam de maneira mais objetiva. A não ratificação do Protocolo de Quioto, em 2001, pelo governo americano revelou ao mundo a inclinação do país em atender sua segurança

²A meta 20/20/20 definiu que os países da Comissão Europeia, juntos, teriam que alcançar: i) 20% de redução da emissão de gases do efeito estufa (GEEs) em relação aos níveis do ano de 1990; ii) 20% do consumo de energia oriundo de fontes renováveis de energia; e iii) que se aumentaria em 20% a eficiência energética até o ano de 2020.

Gráfico 1: Geração Líquida de Eletricidade nos EUA



Fonte: Energy Information Administration – EIA.

energética em detrimento a sua política climática. O principal objetivo dos EUA é garantir sua segurança energética, o que, em outras palavras, significa buscar autossuficiência de energia, independentemente da fonte de energia a ser utilizada.

Uma política energética adequada deve ser capaz de traduzir o desejo da sociedade e transcender os governos vigentes, estabelecendo objetivos a serem atingidos no longo prazo. Uma vez consolidada, deve

haver planos de curto e médio prazo que apresentem metas e meios para o alcance das diretrizes do plano maior, de modo a garantir a convergência dos objetivos centrais da política energética. Não há clareza no caso brasileiro do objetivo maior a ser alcançado, o que gera incertezas para os planejadores e agentes do setor, refletindo em desaceleração de investimentos para desenvolvimento do setor.

Petróleo

Rafael Nogueira

Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo.

A produção de petróleo nacional foi de aproximadamente 70,3 milhões de barris em julho de 2014, o que representa uma produção média de 2,27 mil barris por dia. Esta produção mensal é recorde, alcançando a casa dos 70 milhões de barris pela primeira vez, e representa um aumento de 4,34% em relação ao mês anterior e 14,83% em relação a julho de 2013. O aumento da produção tem como principal motivo o aumento do volume produzido por duas plataformas da Petrobras: P-58 (Parque das Baleias, norte da Bacia de Campos) e P-62 que começou a operar em maio (campo do Roncador, Bacia de Campos).

O consumo também apresentou crescimento em julho deste ano, ao compararmos com o mês anterior e o mesmo mês de 2013 (2,78% e 1,11%, respectivamente). Esse arrefecimento do crescimento do consumo explica em parte a queda das importações em 41,28% em relação a julho de 2013. Mas vale lembrar que houve um crescimento de 36,09% na variação mensal das importações.

O ritmo das exportações superou o da produção e registrou um crescimento de 79,65% e 236,94%, na comparação com junho de 2014 e julho de 2013, respectivamente. O total de 27,4 milhões exportados é o segundo maior da série histórica, ficando atrás apenas de dezembro de 2010 (38,3 milhões). Esta grande variação anual é consequência do resultado recorde de produção da Petrobras e do aumento de produção de outras companhias que operam no Brasil, quando comparados a resultados mais modestos das

exportações no mesmo período de 2013.





A tendência das contas agregadas pode ser capturada no acumulado 12 meses, Gráfico 2. Enquanto o consumo não vem apresentando tendência de crescimento no último ano, e as importações, ligeira tendência de queda, a produção voltou a crescer a patamares mais elevados que o consumo, impulsionando as exportações.

Apesar do crescimento das importações em julho deste ano, o forte desempenho apresentado pelas exportações no mesmo período compensou o primeiro movimento e resultou em um saldo comercial de 10,77 milhões de barris, o melhor resultado da balança comercial de petróleo no ano de 2014 até o momento.

O Estado do RJ apresentou um crescimento na sua produção na ordem de 3 milhões de barris em julho deste ano, o que explica em grande parte o crescimento de 2,92 milhões de barris no total produzido, uma vez que o saldo de produção entre os outros estados foi de menos 101,8 mil barris no mês. Vale ressaltar que o total produzido pelo pré-sal foi de 14,9 milhões de barris em julho, ou cerca de 21% da produção nacional.

Entre os campos produtores, o campo de Roncador foi o recordista, com 8,46 milhões de barris, seguido por Marlim Sul, com produção de 7,68 milhões, ambos da Petrobras. Segundo divulgado no Valor Econômico, em matéria do dia 3 de setembro deste ano, a companhia declarou que trabalha para alcançar um aumento de 7,5% da produção de óleo no país, em relação a

Tabela 1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

Agregado	jul-14	jul-14/jun-14	ju/-14/jul-13	Tendências 12 meses	jun-14	jul-13
Produção	70.285.770	4,34%	14,83%		67.365.150	61.208.018
Consumo	65.957.245	2,78%	1,11%		64.173.718	65.232.287
Importação	16.628.287	36,09%	-41,28%		12.218.184	28.317.365
Exportação	27.400.295	79,65%	236,94%		15.251.909	8.132.139

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

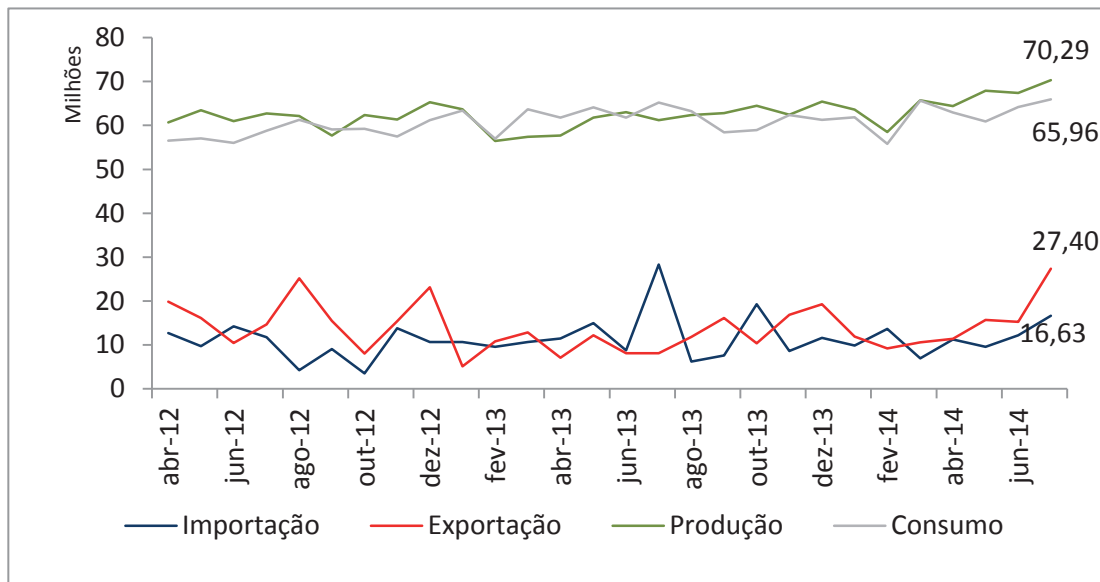
2013, com margem de erro de 1 ponto percentual para mais ou para menos. Com relação a outras empresas produtoras de petróleo no país, os campos de Peregrino, da Statoil (10º maior produtor), e Argonauta, da Shell (18º), produziram 2,23 e 1,15 milhões de barris, respectivamente.

Segundo a ANP, o grau API médio do petróleo produzido no mês foi de aproximadamente 24,5, sendo que apenas 9,7% da produção são consideradas como óleo leve ($\geq 31^\circ\text{API}$), 60,0% como óleo médio ($\geq 22^\circ\text{API}$ e $< 31^\circ\text{API}$) e 30,3% como óleo pesado ($< 22^\circ\text{API}$), de acordo com a classificação da Portaria ANP nº 09/2000.

No cenário internacional, para a EIA (U.S. Energy Information Administration), a queda de US\$ 5/bbl no

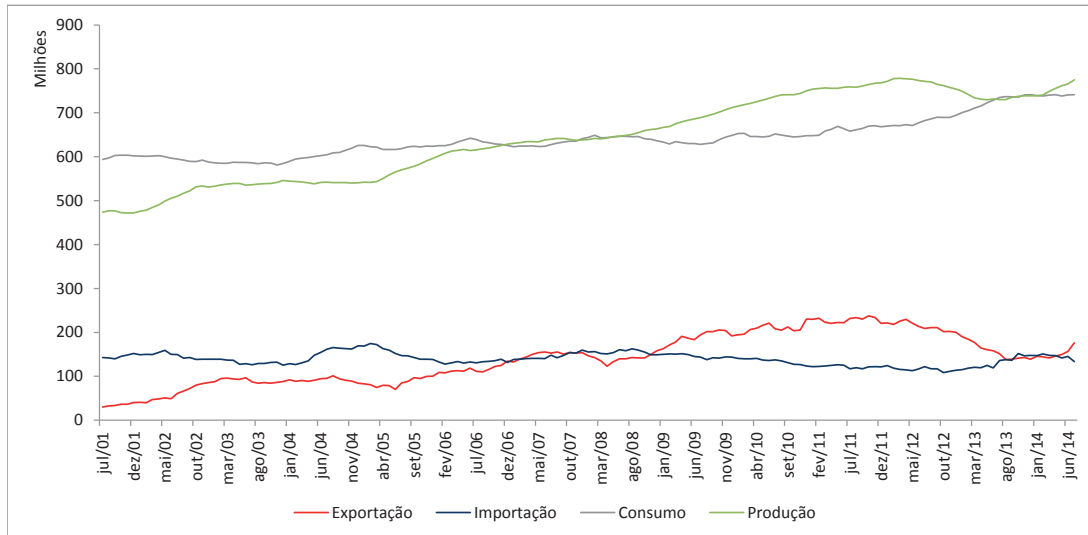
preço médio do óleo cru Brent, que ficou em torno de US\$ 102,00/bbl em agosto, foi em grande parte devido ao enfraquecimento da demanda global, aliado ao aumento das exportações libanesas. O preço do óleo cru WTI também apresentou queda em média, variando de US\$ 106,00/bbl, em junho, para US\$ 97,00/bbl, em agosto. Segundo a mesma instituição, o nível abaixo de 18 milhões de barris registrados em 25 de julho, no centro de entrega Cushing (Oklahoma), é em parte explicado pela maior oferta direta às refinarias da Costa do Golfo do México de óleo oriundo de novos oleodutos. As projeções para o preço do óleo Brent para o final deste ano e de 2015 são de, respectivamente, US\$ 102,49/bbl e US\$ 99,91/bbl. Analogamente, as projeções para o óleo WTI são de US\$ 93,91/bbl e US\$ 92,07/bbl.

Gráfico 1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)



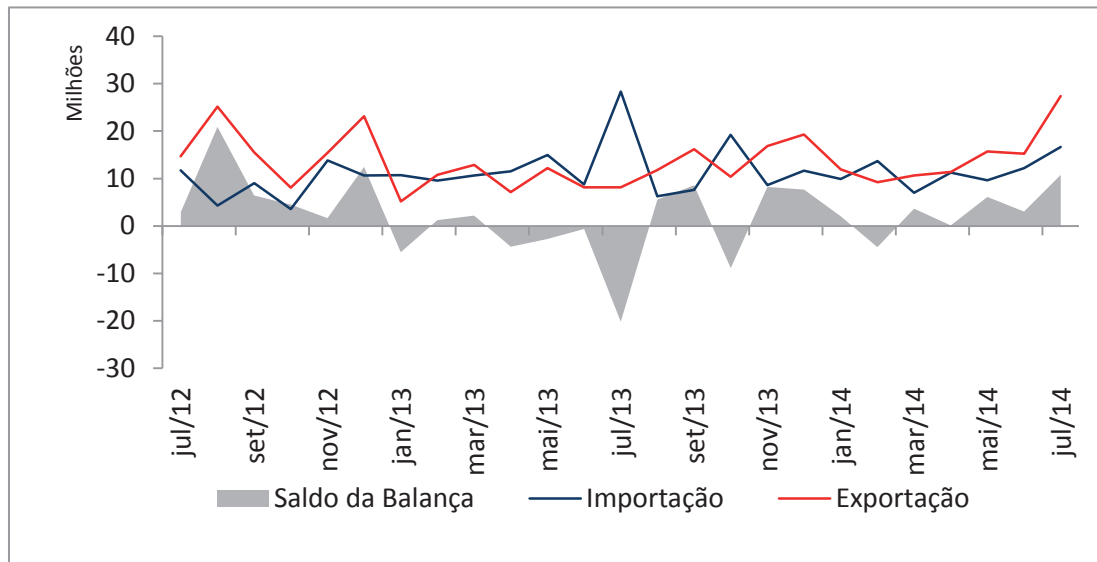
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 2: Contas Agregadas do Petróleo, Acumulado 12 meses (Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 3: Balança Comercial (Barril)



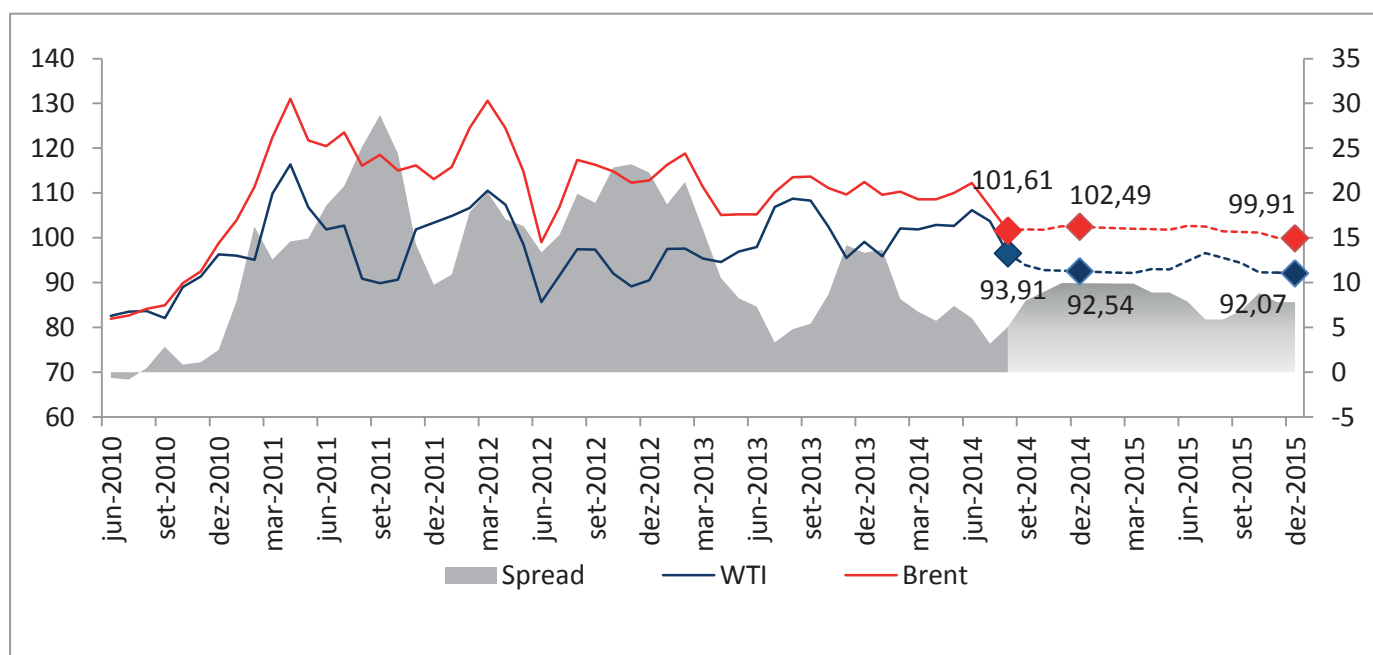
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Tabela2: Produção por Estado (Barril)

UF	Localização	jul-14	jul-14/jun-14	ju/-14/jul-13	Tendências 12 meses	jun-14	jul-13
AL	Onshore	141.238	-2,14%	33,60%		144.329	105.718
	Offshore	10.292	3,13%	0,79%		9.980	10.211
AM	Onshore	860.975	1,27%	-6,12%		850.182	917.147
BA	Onshore	1.331.038	5,44%	-0,46%		1.262.358	1.337.127
	Offshore	30.953	-5,01%	-8,56%		32.585	33.850
CE	Onshore	31.853	2,65%	-10,66%		31.030	35.654
	Offshore	199.979	0,58%	-6,60%		198.822	214.098
ES	Onshore	469.560	5,74%	12,14%		444.079	418.726
	Offshore	10.929.324	4,65%	23,81%		10.443.981	8.827.730
MA	Onshore	4.471	3,33%	0,00%		4.327	4.471
RJ	Offshore	48.677.529	6,62%	10,68%		45.655.142	43.980.797
RN	Onshore	1.572.293	4,00%	-1,66%		1.511.757	1.598.866
	Offshore	223.022	7,80%	-1,91%		206.893	227.355
SP	Offshore	4.545.973	-14,39%	89,59%		5.310.306	2.397.757
SE	Onshore	844.286	-0,55%	-3,10%		848.951	871.331
	Offshore	412.984	0,62%	81,79%		410.428	227.178
Total		70.285.770	4,34%	14,83%		67.365.150	61.208.018

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 4: Preço Real e Projeção (\$/Barril)



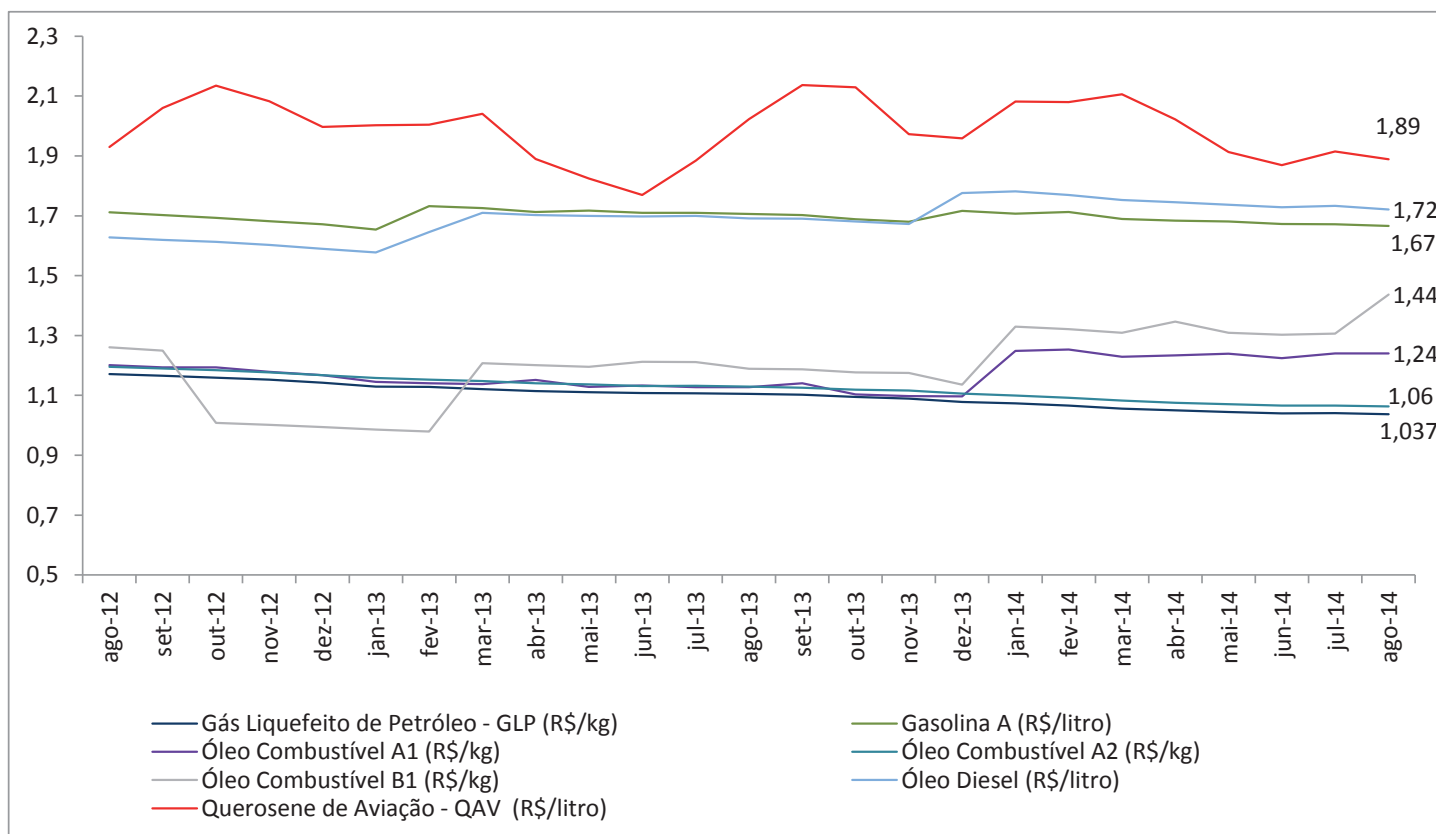
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA (Deflator - CPI US).

Derivados do Petróleo

Considerando 31 de agosto de 2014 como último dia de coleta¹, o preço médio da gasolina coletado pela ANP foi de R\$ 1,67/litro, preço que ficou praticamente constante nos últimos 6 meses. A mesma tendência foi seguida pelo óleo diesel, que registrou R\$ 1,72/litro no mesmo

período. Segundo interpretação do mercado financeiro, há expectativa de aumento do preço da gasolina ainda em 2014, após a declaração do Ministro Guido Mantega veiculada na imprensa no dia 2 de setembro de 2014.

Gráfico 5: Série de Preços Reais dos Combustíveis



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP. Deflator: IPCA.

¹A ANP apura e divulga os preços médios ponderados semanais praticados pelos produtores (refinarias, centrais petroquímicas e formuladores) e importadores de gasolina A, óleo diesel, querosene de aviação - QAV e gás liquefeito de petróleo - GLP. ICMS não é considerado no cálculo dos preços médios. Estão incluídas, quando couber, as parcelas relativas à Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico - Cide, instituída pela Lei nº 10.336, de 19/12/2001, e alterada pelo Decreto nº 4.565, de 1/1/2003, e dos Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público - PIS/Pasep e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - Cofins, conforme a Lei nº 9.990, de 21/7/2000.

Gás Natural

Camilo Muñoz

Produção e Importação

O mês de junho de 2014 foi marcado pela queda do consumo de gás que, associada a um aumento da produção nacional, configurou um recuo de 11,21% das importações em relação a maio de 2014. Com o total de 98,41 MMm³/dia, o consumo de gás natural diminuiu 3,66% comparado ao mês passado, enquanto a indústria de E&P nacional atingiu dois novos recordes ao produzir em média 86,57 MMm³/dia e disponibilizar ao mercado 47,66 MMm³/dia de gás no mês de junho. Este resultado representou aumento de 2,34% na produção nacional e 6,25% na produção disponível, na comparação com o mês de maio de 2014. Verificamos também que nesse mesmo período houve aumento de 4,34% na variação mensal da produção de petróleo, que geralmente é acompanhada pela produção de gás natural.

Apesar da queda de 11,21% nas importações de GN no último mês, a variação anual foi de 5,57%, atingindo uma média de 51,93 MMm³/dia, em junho de 2014. Nesse mesmo período, houve aumento de 3,83% no consumo de 94,64 MMm³/dia registrado em junho de 2013. A produção disponível, que foi de 46,87 MMm³/dia em junho do ano passado, aumentou somente 1,66% na comparação ano a ano - justificando, portanto, um aumento mais significativo das importações no intervalo de um ano.

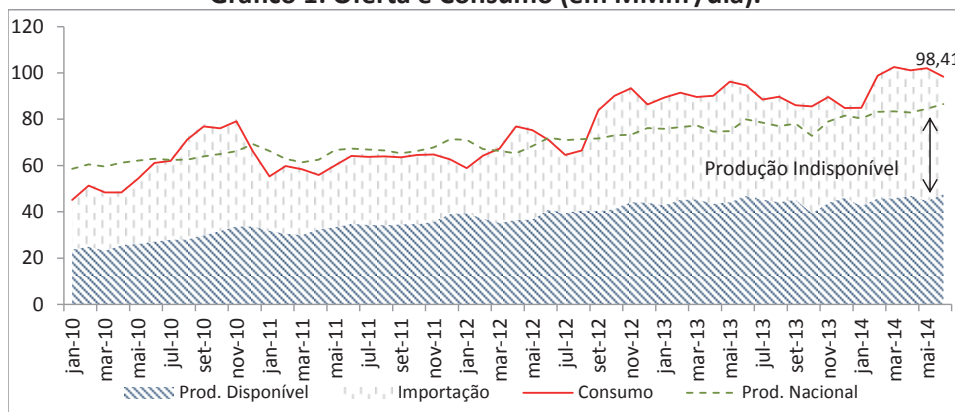
No Gráfico 1 vemos também que o mês de junho de 2014 apresentou uma reversão mais clara na tendência de aumento do consumo. Pela primeira vez desde fevereiro último, o consumo ficou abaixo dos 100

Tabela 1: Contas Agregadas do Gás Natural (em MMm³/dia)

	jun-14	jun-14/mai-14	jun-14/jun-13	Tendências 12 meses	mai-14	jun-13
Produção Nacional	86,57	2,34%	7,60%		84,54	79,99
Prod. Disponível	47,66	6,25%	1,66%		44,68	46,87
Importação	51,93	-11,21%	5,57%		57,75	49,04
Consumo	98,41	-3,66%	3,83%		102,01	94,64

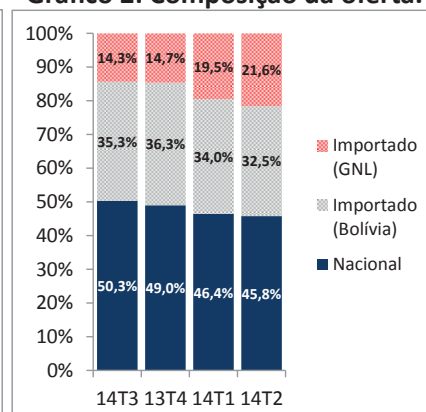
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Gráfico 1: Oferta e Consumo (em MMm³/dia).



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Gráfico 2: Composição da oferta.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

MMm³/dia.










Pelo terceiro período consecutivo, o Gráfico 2 mostra que no primeiro trimestre deste ano a oferta seguiu sendo majoritariamente composta por gás importando, com expansão mais significativa da importação de GNL, que alcançou 22% da oferta de gás no Brasil.

A variação mensal do montante de produção indisponível, em junho de 2014, contrasta com a variação anual registrada. Enquanto a reinjeção registrou queda de 2,39% entre junho deste ano e o mês anterior, no comparativo anual houve aumento de 34,36% chegando a 15,51 MMm³/dia reinjetados em média. É possível observar que, no período de 12 meses, as reinjeções seguem tendência de aumento. A queima de gás apresentou queda de 11,27% comparada a maio de 2014, chegando a 4,26 MMm³/dia. Porém, o comparativo, entre junho de 2014 e junho de 2013, apresenta 12,68% de aumento.

De modo geral, a produção indisponível de GN caiu 2,42% de maio a junho de 2014, favorecendo o aproveitamento da produção nacional. Na comparação ano a ano, no entanto, puxada pela tendência de aumento das reinjeções de gás, e mantendo seu melhor desempenho¹ em jun-13, o aproveitamento da produção nacional registrou queda de 6,43% comparado a jun-13.

As importações da Bolívia e de GNL caíram em junho de 2014 diante do praticado no mês anterior, atingindo 32,90 MMm³/dia e 19,03 MMm³/dia em média, respectivamente. Nesse mesmo período, o GNL apresentou a maior variação negativa, com recuo de 28,53%. No entanto, diante do elevado patamar de importações registrado desde o início deste ano, o comparativo entre os meses de junho de 2014 e junho de 2013 apresenta aumento de 2,55% e 10,77% para o gás da Bolívia e o GNL, respectivamente.

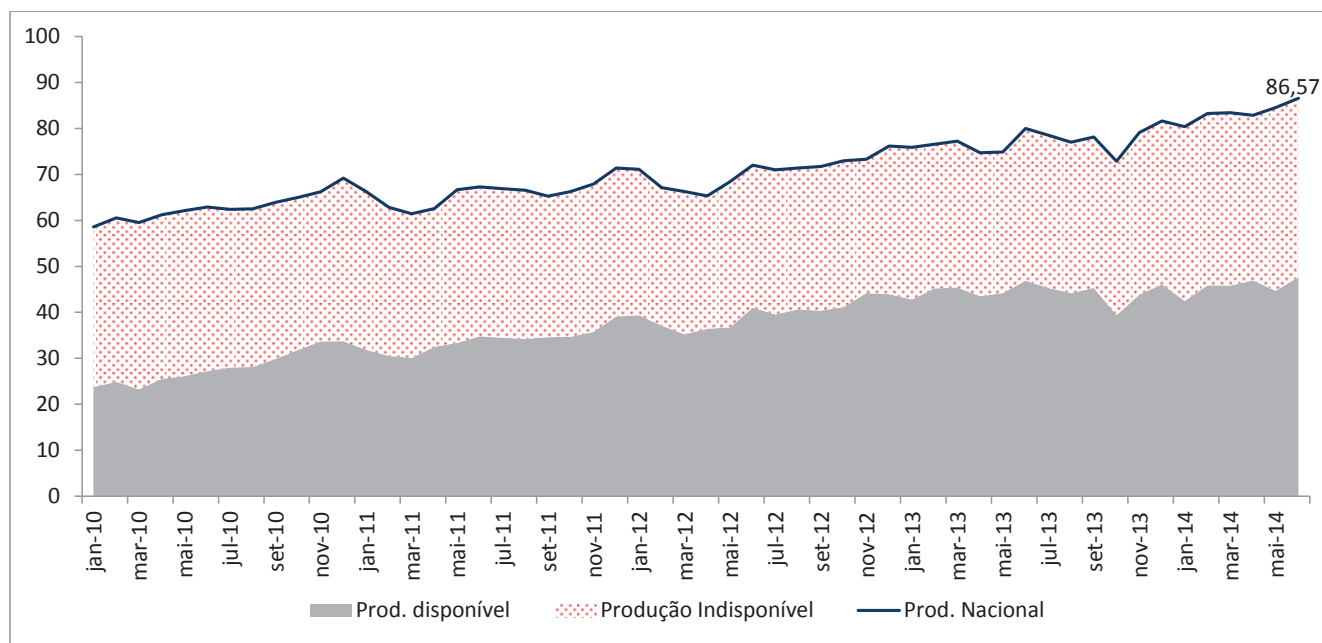
Tabela 2: Produção de Gás Natural (em MMm³/dia)

	jun-14	jun-14/mai-14	jun-14/jun-13	Tendências 12 meses	mai-14	jun-13
Prod. Nacional	86,57	2,34%	7,60%		84,54	79,99
Reinjeção	15,51	-2,39%	34,36%		15,88	10,18
Queima	4,26	-11,27%	12,68%		4,74	3,72
Consumo interno em E&P	11,30	-0,09%	3,54%		11,31	10,90
Consumo em Transporte e Armazenamento	4,31	-2,32%	-10,67%		4,41	4,77
Absorção em UPGN's	3,53	0,57%	-0,57%		3,51	3,55
Subtotal	38,91	-2,42%	14,88%		39,85	33,12
Prod. Disponível	47,66	6,25%	1,66%		44,68	46,87
Prod. Disponível/Prod.	55%	4,00%	-6,43%		53%	59%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

¹No último período de 12 meses.

Gráfico 3: Produção Nacional e Produção Indisponível (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Tabela 3: Importação de Gás Natural (em MMm³/dia)

	jun-14	jun-14/mai-14	jun-14/jun-13	Tendências 12 meses	mai-14	jun-13
Bolívia	32,90	-1,19%	2,55%		33,29	32,06
GNL	19,03	-28,53%	10,77%		24,46	16,98
Total	51,93	-11,21%	5,57%		57,75	49,04








Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Consumo

Comparado ao último mês de maio, o setor industrial apresentou queda de 2,47%, chegando a 42,46 MMm³/dia consumidos em junho de 2014. De modo mais acentuado nesse período, o consumo com geração de energia elétrica a gás (GEE) caiu 5,75%, chegando a 46,43 MMm³/dia. Enquanto o consumo industrial mantém-se aproximadamente no mesmo nível registrado em junho do ano passado, o consumo com GEE permanece em patamar mais elevado este ano, registrando 8,90% de aumento no mesmo período.

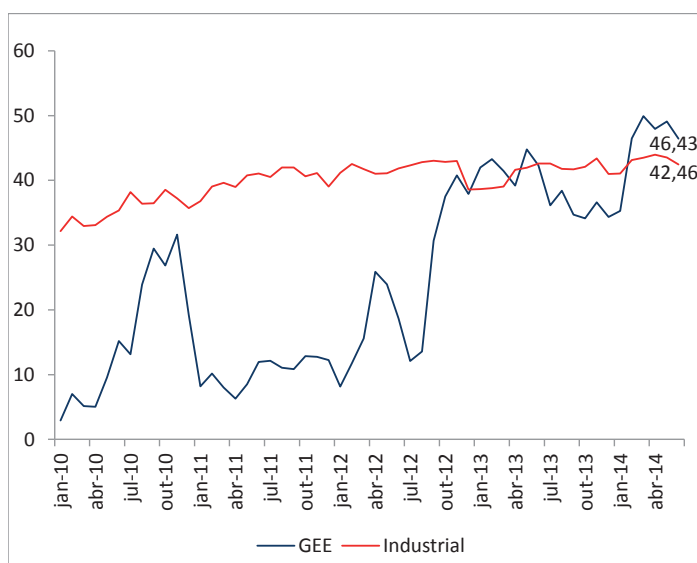
O Gráfico 4 corrobora a diferença de consumo em GEE neste ano de 2014, que atua em patamares mais elevados que em 2013. Podemos observar também que, neste ano, desde o mês de fevereiro, o consumo com GEE permanece acima do consumo industrial no país. A partir do Gráfico 5 vemos que o consumo de GNV no setor automobilístico segue em queda, enquanto o consumo residencial indica uma consolidação da tendência de aumento registrada desde o início de 2014.

Tabela 4: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	jun-14	jun-14/mai-14	jun-14/jun-13	Tendências 12 meses	mai-14	jun-13
Industrial	42,46	-2,47%	-0,28%		43,51	42,58
Automotivo	4,74	-5,06%	-6,54%		4,98	5,05
Residencial	1,17	17,09%	4,27%		0,97	1,12
Comercial	0,79	7,59%	3,80%		0,73	0,76
GEE	46,43	-5,75%	8,90%		49,10	42,30
Co-geração	2,78	3,60%	2,16%		2,68	2,72
Total	98,41	-3,66%	3,83%		102,01	94,64

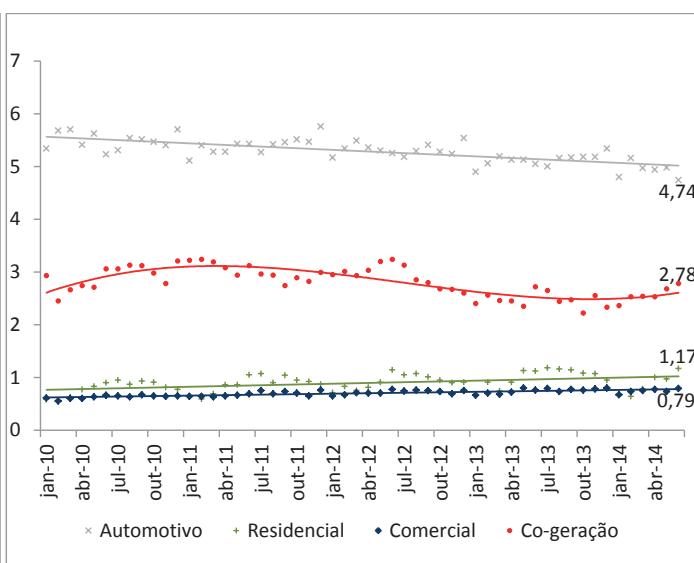
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Gráfico 4: Consumo de GN na Indústria e em GEE (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Gráfico 5: Tendências dos consumidores com menor participação (em MMm³/dia)




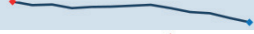







Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Preços

No cenário internacional, o preço do gás no Japão apresentou queda mais acentuada (5,49%) no último mês de junho. Apesar dessa queda, os preços seguem em patamar elevado, de 15,46 US\$/MMBTU. Na Europa, os preços apresentaram as maiores perdas, se comparados ao mesmo período do ano passado, representando diminuição de 23,28% no preço do gás, que chegou ao seu ponto mais baixo no último ano, cotado a 9,80 US\$/MMBTU.

As variações internacionais de preços surtiram pouco efeito no Brasil, onde os preços se mantiveram estáveis no último mês. No entanto, em relação ao mês de junho de 2013, os preços para o consumidor final apresentaram quedas de até 10,37%, especialmente para os consumidores de grandes volumes de GN.

Tabela 5: Preços Nacionais e Internacionais (em US\$/MMBTU)

	jun-14	jun-14/mai-14	jun-14/jun-13	Tendências 12 meses	mai-14	jun-13	
Henry Hub	4,59	0,14%	14,98%		4,58	3,90	
Europa	9,80	-4,70%	-23,28%		10,26	12,08	
Japão	15,46	-5,49%	-11,34%		16,30	17,21	
PPT *	4,66	-0,22%	-3,76%		4,67	4,84	
Preços na distribuidora (Ref: Sudeste)	No City Gate						
	Sem desconto	12,87	-0,01%	-2,09%		12,87	13,14
	No City Gate						
	Com desconto	8,29	-0,01%	-7,80%		8,29	8,93
	2.000 m ³ /dia **	19,12	-0,01%	-10,37%		19,12	21,10
	20.000 m ³ /dia **	15,76	-0,01%	-9,01%		15,76	17,18
50.000 m ³ /dia **	15,14	-0,17%	-8,83%		15,17	16,48	

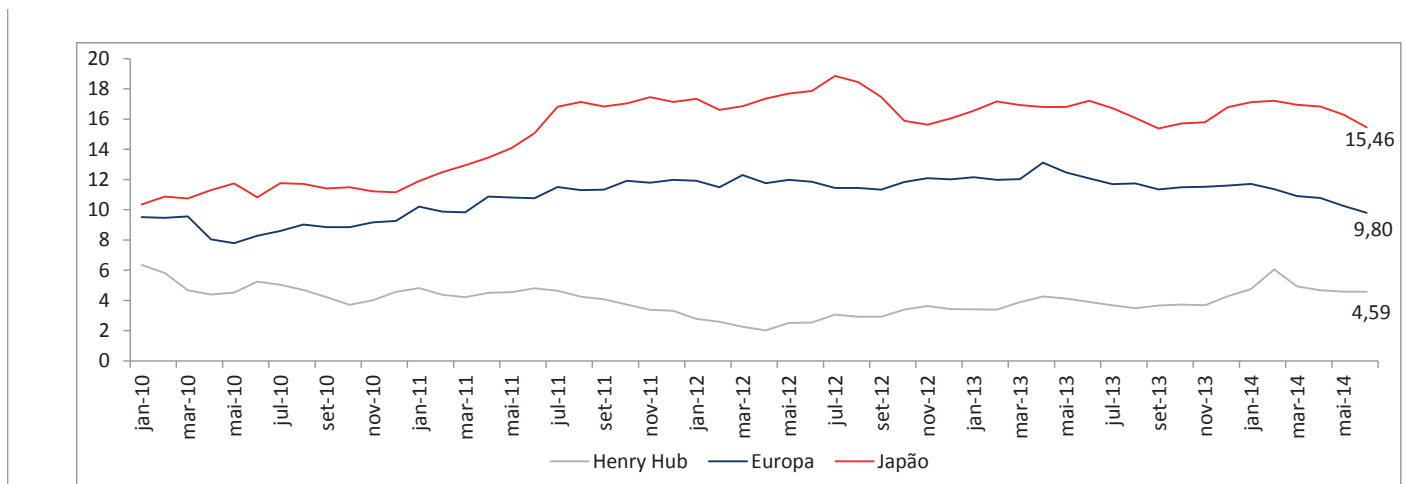
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e do Banco Mundial.

Deflatores: IPCA; CPI Japão e CPI Alemanha.

* Não inclui impostos.

** Preços c/ impostos em US\$/MMBTU.

Gráfico 6: Preços Internacionais (em US\$/MMBTU)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Banco Mundial.

Deflatores: IPCA; CPI Japão e CPI Alemanha.

Setor Elétrico

Bruno Freitas
Rafael Nogueira

Oferta







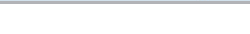

Em agosto¹ de 2014, a participação da geração convencional de energia no Brasil apresentou queda em relação ao mês imediatamente anterior e a agosto do ano passado de 2,34% e 2,03%, respectivamente. Em relação às térmicas, houve um incremento significativo na geração: comparado com julho deste ano e com agosto do ano passado, houve um aumento de 10,41% e 38,07%, respectivamente. A geração térmica a óleo e bicombustível (gás natural e óleo) obteve um incremento expressivo de 914,27% em relação a agosto do ano passado. Por outro lado, houve uma redução significativa da geração por fonte nuclear, que apresentou queda de 29,11%, em relação ao mês anterior e 51,80%, em comparação ao mesmo mês do ano passado. Da mesma forma, a geração hidráulica com potência instalada maior que 30 MW recuou 6,17% e 12,60%, comparado com julho deste ano e agosto do ano passado, respectivamente.

A redução da participação da fonte hidráulica em relação ao ano passado foi devido à reduzida energia armazenada nos reservatórios. No Gráfico 1 pode ser visto que a geração térmica começou a ter uma

participação significativa para compensar a falta de água e, conseqüentemente, a diminuição do despacho das hidrelétricas já há cerca de dois anos. Em 2014, por causa da falta de chuvas durante o verão, não houve um reabastecimento dos reservatórios, e as térmicas continuaram sendo despachadas. Em relação à geração nuclear, o decréscimo significativo foi resultante de paradas programadas para manutenção e reabastecimento dos reatores de Angra 1 e 2.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste gerou 12.835 GWh em agosto deste ano. No entanto, apresentou uma queda de 21,87% em relação ao mês anterior. Houve, da mesma forma, um recuo significativo de aproximadamente 33% em relação a agosto do ano passado. Os subsistemas Nordeste e Norte aumentaram sua geração em 11,61% e 14,19%, respectivamente, em relação a julho desse ano, e expressivos 45,43% e 22,84%, respectivamente, em comparação com agosto do ano passado. Já o subsistema Sul e Itaipu recuaram 14,13% e 6,03% na variação mensal, respectivamente. No comparativo anual, a redução foi de 11,25% para o subsistema Sul e 14,46% para o subsistema Itaipu.

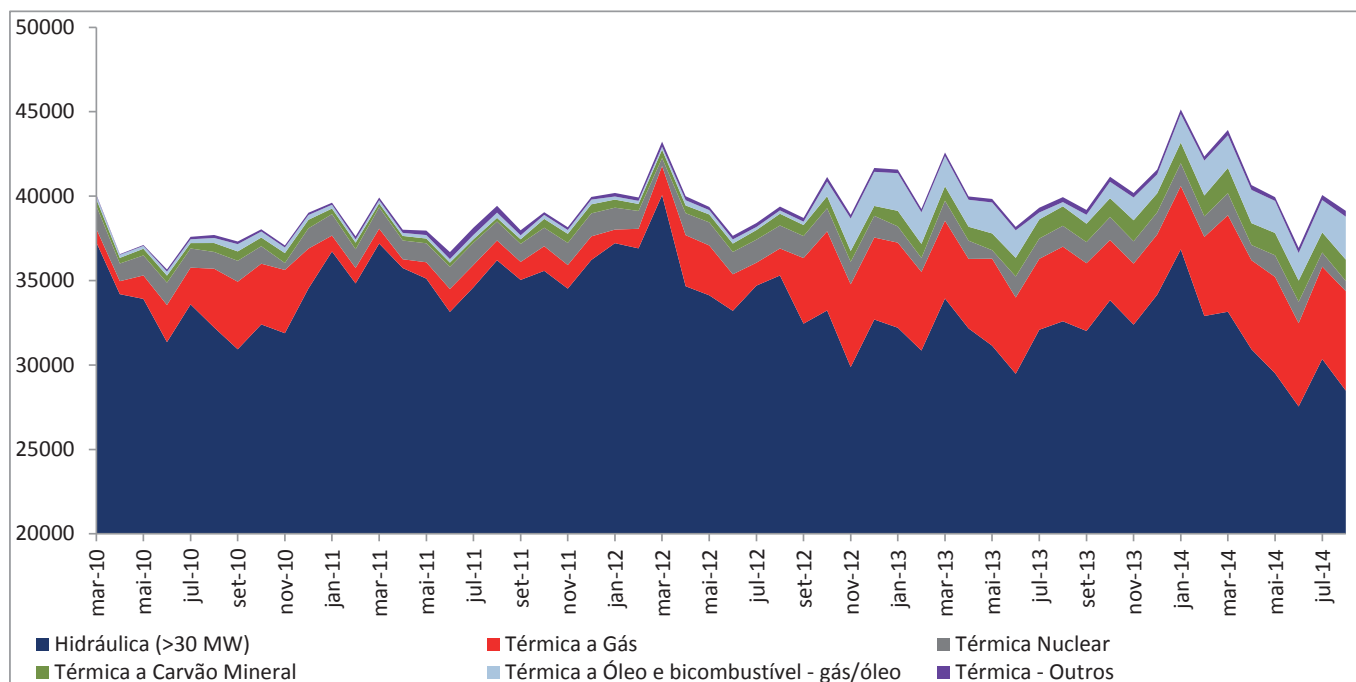
Tabela 1: Análise da Geração Convencional (GWh)

	ago-14	ago-14/jul-14	ago-14/ago-13	Tendências 12 meses	jul-14	ago-13
Hidráulica (>30 MW)	28.483	-6,17%	-12,60%		30.355	32.589
Térmica - Outros	344	14,87%	18,06%		300	292
Térmica a Óleo e bicombustível - gás/óleo	2.544	33,06%	914,27%		1.912	251
Térmica Nuclear	595	-29,11%	-51,80%		839	1.234
Térmica a Carvão Mineral	1.271	6,62%	10,06%		1.192	1.155
Térmica a Gás	5.892	7,72%	33,28%		5.470	4.421
Total Térmica	13.408	10,41%	38,07%		12.144	9.711
Total Convencional	39.130	-2,34%	-2,03%		40.068	39.942

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da CCEE.






¹Os dados de Geração Convencional foram obtidos da CCEE para agosto de 2014 e são dados ainda preliminares, que serão revisados na próxima edição.

Gráfico 1: Geração Convencional (GWh)



Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da CCEE.

Tabela 2: Geração por Subsistema despachada pelo ONS (GWh).

	ago-14	ago-14/jul-14	ago-14/ago-13	Tendências 12 meses	jul-14	ago-13
Sudeste/C.Oeste	12.835	-21,87%	-32,97%		16.428	19.148
Sul	8.467	-14,13%	-11,25%		9.860	9.541
Nordeste	6.279	11,61%	45,43%		5.626	4.318
Norte	4.914	14,19%	22,84%		4.304	4.001
Itaipu	6.292	-6,03%	-14,46%		6.696	7.356






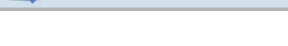
Fonte: Elaboração Própria a partir de dados do ONS

Consumo por classes e subsistemas

O consumo residencial total de energia elétrica, comparando junho com maio de 2014, apresentou queda de 4,95%, devido ao efeito sazonal de queda de temperaturas médias ao longo do ano. No entanto, o aumento de 2,23% em relação a junho do ano passado sinaliza a tendência de aumento do consumo ao longo dos anos. Excetuando o subsistema SE/CO, que apresentou uma queda de 0,7%, em relação a junho de 2013, os outros subsistemas apresentaram aumento no consumo.

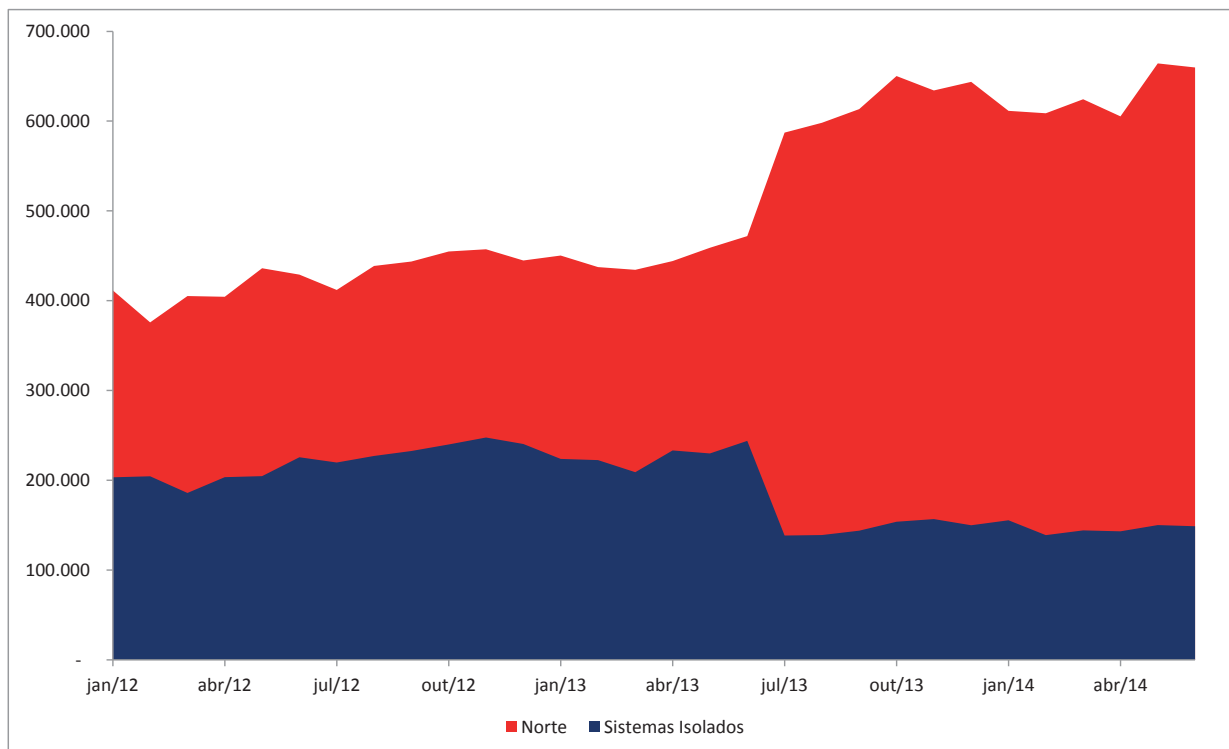
O forte crescimento do consumo residencial no subsistema Norte (39,79%), em relação a junho do ano passado, ocorreu devido à conexão de parte do Sistema Isolado ao SIN, em julho de 2013, sendo esta uma das razões da diminuição de 38,97% do consumo do Sistema Isolado. No Gráfico 2 a seguir, é possível verificar o efeito da conexão no perfil de consumo da classe residencial para o Sistema Isolado e o Subsistema Norte, a partir de julho de 2013.

Tabela 3: Consumo Residencial por Subsistema (MWh).

	jun-14	jun-14/mai-14	jun-14/jun-13	Tendências 12 meses	mai-14	jun-13
Sist. Isolado	148.879	-0,87%	-38,97%		150.179	243.946
Norte	659.764	-0,68%	39,79%		664.289	471.984
Nordeste	1.796.632	-6,70%	6,48%		1.925.679	1.687.327
Sudeste/C. Oeste	6.051.254	-6,19%	-0,70%		6.450.740	6.093.836
Sul	1.660.114	-0,18%	4,14%		1.663.155	1.594.071
Total	10.316.643	-4,95%	2,23%		10.854.042	10.091.164

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da EPE.

Gráfico 2: Histórico do Consumo Residencial dos Subsistema Norte e Sistema Isolado (MWh)









Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da EPE.

Já o consumo industrial total decresceu 2,23% e 4,90% em relação a maio deste ano e junho do ano passado, respectivamente. O único subsistema que apresentou um aumento no consumo industrial comparando com junho de 2013 foi o subsistema Nordeste, com 1,84%. Como apontado pelo Boletim Macroeconômico do IBRE (Instituto Brasileiro de Economia) de agosto de 2014, houve uma desaceleração na indústria de transformação, o que acarretou uma diminuição no consumo de energia pela classe industrial.






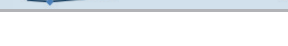
O consumo comercial total apresentou uma queda de 6,21% em relação a maio deste ano. Por outro lado, em relação a junho do ano passado, o aumento de 4,24% demonstra um crescimento do setor de comércio. O crescimento de 44,75%, no subsistema Norte, e o recuo de 59,86%, no Sistema Isolado também foram resultado da conexão de parte do Sistema Isolado ao SIN, em julho de 2013.

Tabela 4: Consumo Industrial por Subsistema (MWh)

	jun-14	jun-14/mai-14	jun-14/jun-13	Tendências 12 meses	mai-14	jun-13
Sist. Isolado	15.761	5,83%	-89,72%		14.893	153.346
Norte	1.365.688	-5,74%	-5,73%		1.448.922	1.448.745
Nordeste	1.866.145	-3,80%	1,84%		1.939.888	1.832.365
Sudeste/C. Oeste	8.639.562	-1,81%	-5,59%		8.798.962	9.151.280
Sul	2.680.948	-0,61%	-1,93%		2.697.329	2.733.601
Total	14.568.104	-2,23%	-4,90%		14.899.994	15.319.337

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da EPE.

Tabela 5: Consumo Comercial por Subsistema (MWh)

	jun-14	jun-14/mai-14	jun-14/jun-13	Tendências 12 meses	mai-14	jun-13
Sist. Isolado	58.169	-0,22%	-59,86%		58.298	144.900
Norte	364.123	1,60%	44,75%		358.380	251.554
Nordeste	976.676	-3,85%	7,33%		1.015.832	909.979
Sudeste/C. Oeste	4.344.117	-7,28%	3,45%		4.685.425	4.199.284
Sul	1.130.266	-6,63%	3,86%		1.210.522	1.088.309
Total	6.873.351	-6,21%	4,24%		7.328.457	6.594.026












Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da EPE.

Consumo por Ramo de Atividades no Mercado Livre

No mês de julho, todos os ramos de atividades apresentaram um crescimento no consumo de energia no mercado livre em relação a junho deste ano. Os três ramos que mais se destacaram foram os de Têxteis, Veículos e Transportes, e Outros, com 13,10%; 8,35%; 6,73%, respectivamente. Em contrapartida, na comparação com julho do ano passado, quase todos

os ramos tiveram um decréscimo, destacando-se o ramo de Metalurgia e Produtos de Metal, que apresentou um recuo de 11,34%. Somente os ramos de Minerais Metálicos e Não Metálicos, Serviços e Outros, apresentaram crescimento em relação a julho do ano passado, com 1,74%; 2,22% e 3,42%, respectivamente.

Tabela 6 - Consumo por Ramo de Atividades no Mercado Livre (GWh)

	jul-14	jul-14/jun-14	jul-14/jul-13	Tendências 12 meses	jun-14	jul-13
Metalurgia e Produtos de Metal	2.206	5,78%	-11,34%		2.085	2.488
Minerais Metálicos e Não Metálicos	1.167	2,22%	1,74%		1.142	1.147
Bebidas e Alimentos	702	6,67%	-0,77%		658	707
Madeira, Borracha e Plástico	499	3,41%	-4,99%		483	525
Químicos	1.196	2,23%	-3,41%		1.170	1.238
Celulose	526	5,46%	-0,21%		499	527
Veículos e Transporte	560	8,35%	-9,54%		517	619
Têxteis	333	13,10%	-4,72%		294	350
Serviços	288	2,94%	2,22%		280	282
Outros	785	6,73%	3,42%		736	759
Total	8.264	5,10%	-4,38%		7.863	8.643

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da CCEE.

Preço de Liquidação das Diferenças-PLD Mensal Médio

Com as térmicas sendo despachadas, o PLD Médio Mensal apresentou um aumento em relação a julho de 2014 de 19,45% para os subsistemas SE/CO, NE e N, e de 40,68% para o subsistema S. Comparando-se com agosto do ano passado, o PLD atingiu um crescimento expressivo de 307,73% para os subsistemas SE/CO e N, 304,48% para o NE e 357,64% para o S.

No Gráfico 3 a seguir, pode ser visto que o PLD alcançou patamares bastante elevados. O teto de 822,83 R\$/MWh, estabelecido pela ANEEL como PLD máximo para 2014, foi alcançado pelos subsistemas S e SE/CO em três meses consecutivos - fevereiro, março e abril deste ano. Para efeito de comparação e melhor entendimento, atualizamos os preços de agosto de 2014, e usamos o IPCA como deflator.

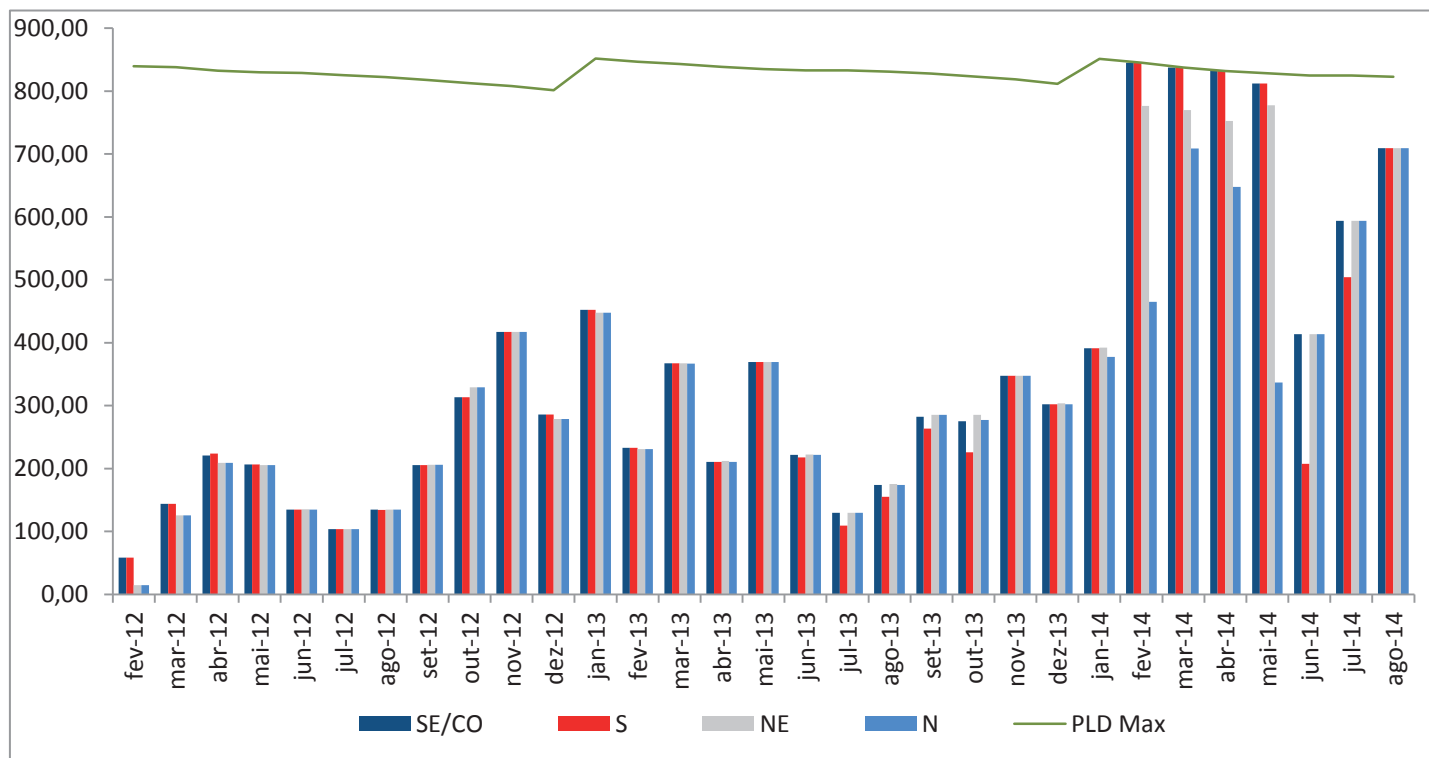
Como prática anual, em dezembro, a ANEEL estabelece o PLD máximo e PLD mínimo que vigorarão no ano em sequência. Tendo em vista a atual conjuntura do Setor Elétrico Brasileiro, em que o PLD utilizado para valorar as operações de compra e venda de energia elétrica, realizadas no Mercado de Curto Prazo no âmbito da CCEE, tem se mantido no patamar máximo ou próximo dele há vários meses, como pode ser visto no Gráfico 3, entende-se razoável avaliar se a metodologia de cálculo desses valores está aderente à realidade. Com isso, na atualidade, está aberta a Consulta Pública da ANEEL nº 009/2014 que discutirá uma nova abordagem metodológica para os cálculos de PLD mínimo e máximo.

Tabela 7: Análise do PLD (R\$/MWh).

	ago-14	ago-14/jul-14	ago-14/ago-13	Tendências 12 meses	jul-14	ago-13
SE/CO	709,53	19,45%	307,73%		594,02	174,02
S	709,53	40,68%	357,64%		504,36	155,04
NE	709,53	19,45%	304,48%		594,02	175,42
N	709,53	19,45%	307,73%		594,02	174,02

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Gráfico 3: Histórico de PLD por Subsistema (R\$/MWh)



Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da CCEE.

Tarifas de Energia Elétrica

Os reajustes tarifários, realizados anualmente para recompor o poder de compra da receita obtida pelo concessionário de distribuição, têm apresentado valores altos ao longo do ano. Isso reflete a necessidade de recomposição das perdas com a parcela A, em função, principalmente, da exposição das distribuidoras ao PLD. Um dos destaques foi a companhia Elektro (SP), com reajuste médio de 37,78% de suas tarifas. Além dessa, a CEB (DF) teve um aumento médio de 18,88%, valor 9% abaixo do autorizado pela ANEEL – isso porque o governo distrital, que controla a CEB, solicitou à ANEEL diferimento no reajuste tarifário, abrindo mão, provisoriamente, de parte do reajuste autorizado. Caso semelhante ocorreu no Paraná, onde a COPEL,

distribuidora de Energia controlada pelo governo deste estado, solicitou um reajuste médio de 24,86% de suas tarifas, enquanto o valor autorizado anteriormente pela agência reguladora do setor foi de 35,05%.

É importante ressaltar que tal medida representa um adiamento do reajuste de tarifas, e que a recomposição da tarifa deverá ocorrer a partir de 2015. Com isso, a expectativa é que os reajustes tarifários dos próximos anos incorporem a parcela do reajuste de 2014 que foi diferida. Na Tabela 7, temos o calendário de tarifas sujeitas a reajuste tarifário para setembro e outubro deste ano.

Tabela 8: Calendário de Reajuste Tarifário

Sigla	Concessionária	Vigência
CELG-D	Celg Distribuição S.A.	12/09/2013 até 11/09/2014
CHESP	Companhia Hidroelétrica São Patrício	12/09/2013 até 11/09/2014
BANDEIRANTE	Bandeirante Energia S/A.	23/10/2013 até 22/10/2014
CPFL- Piratininga	Companhia Piratininga de Força e Luz	23/10/2013 até 22/10/2014
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	25/10/2013 até 24/10/2014
DMED	DME Distribuição S.A	28/10/2013 até 27/10/2014
AmE	Amazonas Distribuidora de Energia S/A	01/11/2013 até 31/10/2014

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Fontes Renováveis

Mônica Varejão

A geração de eletricidade, em agosto de 2014, pelas principais fontes renováveis (eólica, térmicas a biomassa e PCHs) foi de 8.685 MWmed, aproximadamente 362 MWmed por dia. Este valor representa um crescimento de 21,37% se comparado com o mês imediatamente anterior, e de 37,44% ano contra ano (agosto de 2014/agosto de 2013). Isso mostra um aumento progressivo da inserção das fontes renováveis na matriz elétrica.

A geração de eletricidade por pequenas centrais hidrelétricas apresentou crescimento de 35,34% entre julho de 2014 e agosto do mesmo ano, enquanto que a geração entre agosto de 2013 e agosto de 2014 apresentou incremento de 36,95%. Paralelamente, a geração de eletricidade por térmicas a biomassa apresentou crescimento significativo: incremento anual de 17,09% e mensal de 13,59%.





Já para as eólicas, o aumento foi de 112,11% ano a ano (agosto de 2014/agosto de 2013) e de 17,16% em comparação ao mês anterior (agosto de 2014/julho de 2014). Cabe ressaltar que o incremento substancial da participação da fonte eólica na matriz elétrica brasileira se deve aos incentivos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), que viabilizaram a comercialização da energia eólica com a sua entrada nos Leilões de Fontes Alternativas. Ademais, o Programa de Expansão da Transmissão (PET)

2013-2017 aponta como uma de suas incumbências o reforço no sistema de transmissão para escoamento dos parques eólicos vencedores do Leilão de Energia A-5/2011.

A geração elétrica por térmicas a biomassa costuma apresentar sazonalidade. De modo geral, no período de janeiro a março, há forte queda na geração em função de coincidir com o período de entressafra e das condições hidrológicas normalmente favoráveis, o que resulta em maior despacho de hidrelétricas. No entanto, verifica-se que a geração de eletricidade por térmicas a biomassa, no período de janeiro a março para o ano de 2014, foi superior à geração no mesmo período, para o ano de 2013, em 72,14% (comparativo entre os somatórios dos valores de geração nos meses janeiro, fevereiro e março de cada ano), muito em função de condições hidrológicas desfavoráveis.

Dentre as fontes renováveis, as térmicas a biomassa são as que apresentam maior participação (42,73% em agosto de 2014), seguida da PCH, com 35,81%, e pela eólica, com 21,46% de participação. Comparando os meses de agosto entre os anos 2010 e 2014, verificamos que a fonte eólica apresentou considerável crescimento de participação na matriz elétrica, enquanto que as fontes térmicas a biomassa e PCH apresentaram diminuição de participação na matriz elétrica nacional.

Tabela 1: Geração de Eletricidade (MWmed)

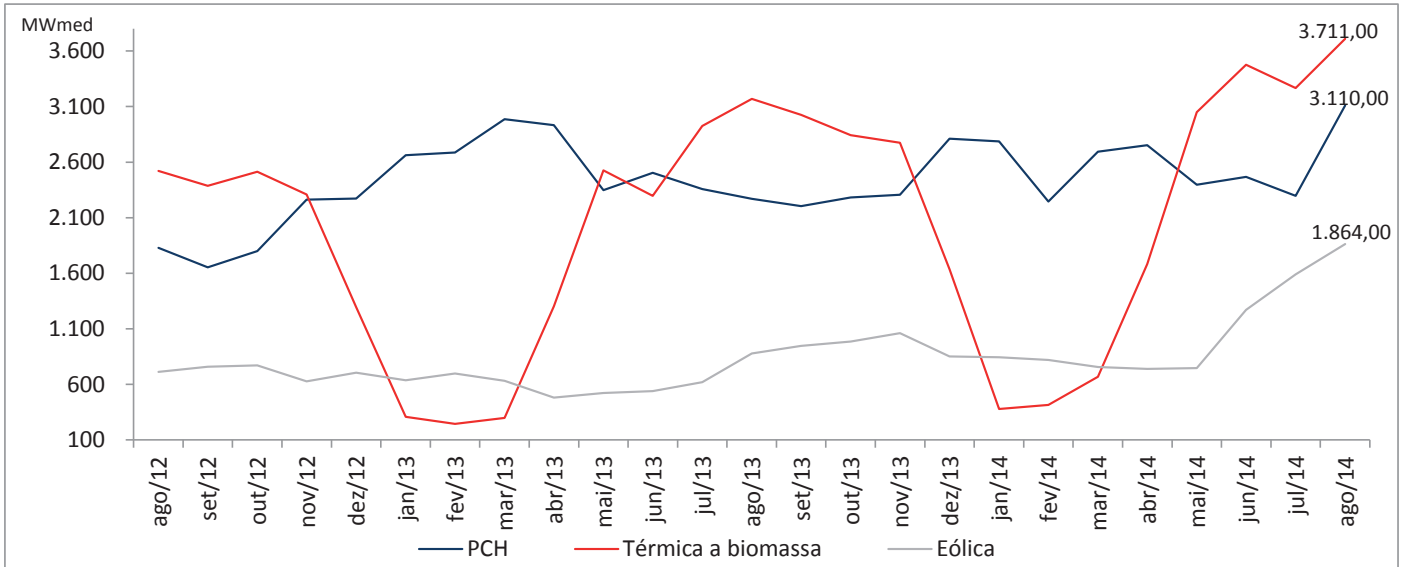
Fonte	ago-14	ago-14/jul-14	ago-14/ago-13	Tendência 12 meses	jul-14	ago-13
PCH	3.110	35,34%	36,95%		2.298	2.271
Térmica a biomassa	3.711	13,59%	17,09%		3.267	3.169
Eólica	1.864	17,16%	112,11%		1.591	879
Total	8.685	21,37%	37,44%		7.156	6.319

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da CCEE.

¹Os dados de agosto de 2014 são dados preliminares, apresentados no relatório Infomercado de setembro de 2014, e sujeitos a alterações até o início do processo de contabilização para o relatório de outubro de 2014. O Infomercado é produzido e divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

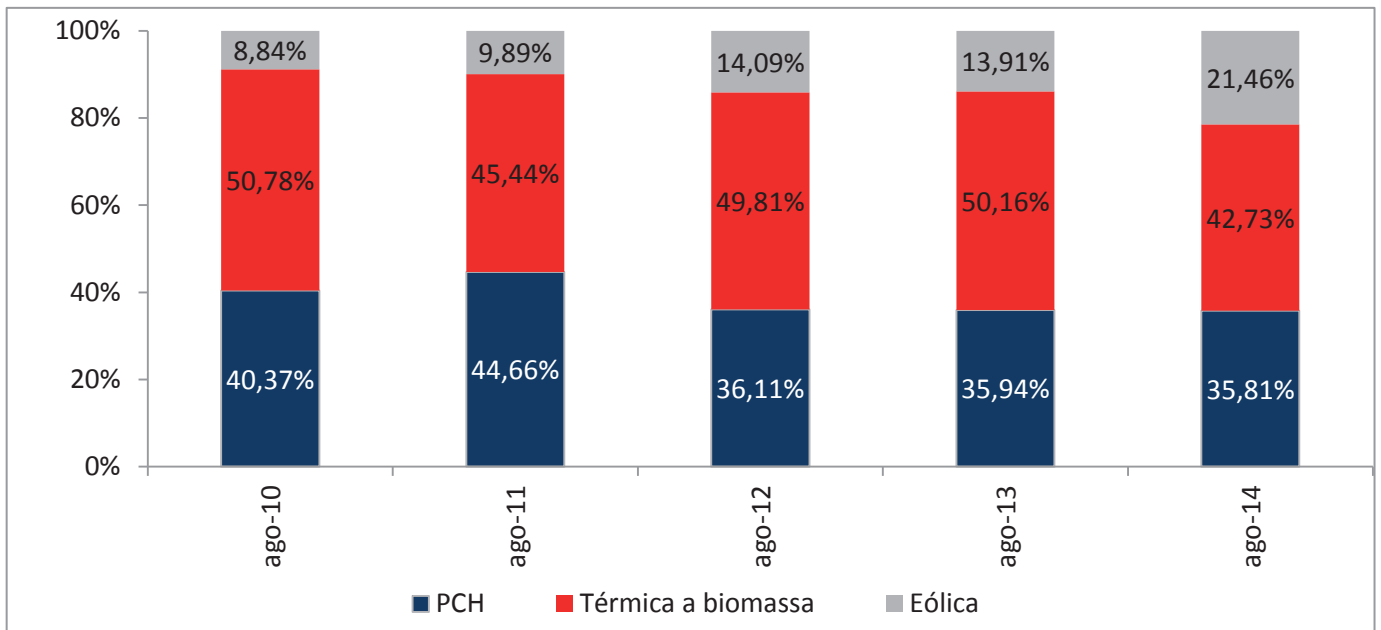
²Período de entressafra da cana ocorre de janeiro a março, o que inviabiliza o intenso uso da biomassa no período em questão. A colheita da cana ocorre de abril a dezembro.

Gráfico 1: Perfil de Geração de Eletricidade por Fontes Renováveis



Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da CCEE.

Gráfico 2: Evolução Percentual da Participação das Fontes na Matriz Elétrica Nacional Renovável



Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da CCEE.



FGV ENERGIA

RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210- Cobertura

Tel.: +55 21 3799-6100

www.fgv.br/fgvenergia