

BOLETIM

DESTAQUE

**Licenciamento Ambiental no
Segmento de Energia: Entraves**

OPINIÃO

**Lavinia Hollanda e Bruno Moreno
Planejamento e Segurança
Energética: Contextualização e Panorama**

08

Agosto | 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

Manuella Bessada Lion

Mônica Coelho Varejão

Patrícia Vargas de Oliveira

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

Licenciamento ambiental no segmento de energia: Entraves	3
Opinião	
Planejamento e segurança energética: Contextualização e Panorama	8
Petróleo	11
Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo	11
Derivados do Petróleo	13
Gás Natural	15
Produção e Importação	15
Consumo	16
Preços	17
Setor Elétrico	19
Mundo Físico	
Disponibilidade	19
Oferta	19
Demanda	20
Intercâmbio de Energia Elétrica	21
Estoque	21
Mundo Contratual	
Oferta	23
Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)	24
Leilões	25
Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD	26
Demanda	26
Tarifas de Energia Elétrica	28
Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas	29

Licenciamento Ambiental no Segmento de Energia: Entraves*

O Brasil foi um dos pioneiros no desenvolvimento de uma legislação ambiental. Sua Política Nacional de Meio Ambiente¹ (PNMA) data de 1981. A própria Constituição Federal (1988) estabelece que empreendimentos com atividades potencialmente poluidoras devem ser previamente estudados, a fim de realizar uma avaliação dos possíveis impactos ambientais. O licenciamento ambiental é um dos instrumentos da PNMA, e tem por objetivo aferir esses impactos.

As principais diretrizes para a execução do licenciamento ambiental estão expressas na PNMA e nas Resoluções CONAMA² nº 001/86 e nº 237/97. A definição do órgão responsável pelo licenciamento é feita levando em consideração o raio de influência dos impactos ambientais do empreendimento, de modo que o pedido de licenciamento seja analisado por um único ente federativo, seja ele federal, estadual ou municipal. O IBAMA³, autarquia federal vinculada ao Ministério do Meio Ambiente, atua, sobretudo, no licenciamento de grandes projetos de infraestrutura que envolvem impactos em mais de um estado. Além do IBAMA, outros órgãos podem participar do processo de licenciamento, como ICM-Bio, FUNAI, IPHAN, Fundação Palmares⁴, entre outros, dando pareceres sobre suas respectivas áreas de atuação.

O processo de licenciamento ambiental autoriza e acompanha a implantação e a operação de atividades com significativo impacto ambiental⁵, sendo uma obrigação legal do empreendedor a aquisição das três⁶ licenças:

- A **Licença Prévia (LP)**, solicitada ainda na fase de planejamento, ou em caso de alteração ou ampliação do empreendimento. Sua emissão aprova a viabilidade ambiental do projeto, autorizando sua localização e concepção tecnológica, estabelecendo requisitos básicos para as próximas fases. Nesta etapa, devem ser elaborados dois relatórios: o Estudo de Impacto Ambiental (EIA), que consiste em um documento técnico-científico bem detalhado, e o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), um documento público, apresentado de forma objetiva e usado como objeto de divulgação para as partes interessadas. A omissão de informações no EIA/RIMA, proposital ou não, é crime⁷ e a pessoa física responsável corre risco de prisão.

- A **Licença de Instalação (LI)**, que autoriza o início da construção do empreendimento e a instalação dos equipamentos. Nesta fase, o empreendedor deve elaborar o Plano Básico Ambiental (PBA), detalhando os programas ambientais necessários à minimização dos impactos identificados no EIA.

- A **Licença de Operação (LO)**, solicitada depois da edificação do empreendimento e que autoriza o seu funcionamento. Sua concessão está condicionada a vistorias para verificar se as exigências descritas nas licenças anteriores estão sendo seguidas, podendo ser cancelada a qualquer momento.

O licenciamento ambiental é um processo essencial para garantir o direito constitucional de todos os cidadãos a um meio ambiente equilibrado. Porém, por

¹ Lei 6.938 de 31 de agosto de 1981.

² Conselho Nacional de Meio Ambiente.

³ Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.

⁴ Mais detalhes em Cardoso Júnior (2014).

⁵ Essas atividades foram definidas pela Res. CONAMA nº 001/86, e incluem: portos e terminais de minério e petróleo; oleodutos, gasodutos e minerodutos; linhas de transmissão de energia elétrica acima de 230 kV; usinas de geração de eletricidade acima de 10MW; atividades que utilizem carvão vegetal, derivados ou similares em quantidade superior a 10 ton/dia, entre outras.

⁶ Para casos onde o empreendimento é considerado de baixo impacto, é feito um licenciamento mais simplificado. Para outros casos, pode haver mais etapas no processo de licenciamento.

⁷ Lei 9.605 de 12 de fevereiro de 1998.

* Este texto não deve ser citado como representando as opiniões da Fundação Getulio 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, Manuella Bessada Lion, Monica Coelho Varejão, Patrícia Vargas de Oliveira, Rafael da Costa Nogueira e Renata Hamilton de Ruiz.

questões administrativas, esse processo, que deveria durar no máximo 6 meses⁸, tem sido a principal causa de atraso de diversos empreendimentos estratégicos para o desenvolvimento do país. A seguir serão apresentadas algumas discussões recentes sobre licenciamento ambiental em diferentes segmentos do setor energético brasileiro. De modo geral, no setor de petróleo e gás natural as atividades de exploração e produção em terra dependem do licenciamento de diferentes órgãos estaduais, enquanto que as atividades *offshore* são licenciadas por um único órgão – o IBAMA. Já no setor elétrico, a responsabilidade pelo licenciamento ambiental varia de acordo com as atividades de cada etapa da cadeia da indústria de eletricidade do Brasil.

Dentre os diferentes segmentos do setor elétrico, a geração de energia é a atividade que mais tem potencial de causar impactos socioambientais. Dependendo da tecnologia, estes efeitos podem ser globais - como a emissão de gases de efeito estufa (GEE) e/ou poluentes, como no caso das térmicas - ou locais, como a inundação de áreas agricultáveis ou socialmente aproveitáveis, como no caso de hidrelétricas.

A atividade de transmissão tem impactos locais menores em relação à geração. No entanto, por serem traçados extensos, os projetos de linhas de transmissão por muitas vezes cruzam territórios considerados ecologicamente sensíveis, passíveis de conservação ou preservação, bem como territórios protegidos de interesse sociocultural (comunidades indígenas ou quilombolas, por exemplo). A instalação de linhas de transmissão requer, por muitas vezes, a supressão da vegetação no traçado da linha. Além disso, há dificuldades relativas à regularização fundiária ao longo do traçado da linha. Assim, comumente, o projeto inicial é modificado para se tornar mais adequado ambientalmente, levando a atrasos na construção do empreendimento.

A dissociação do licenciamento ambiental dos empreendimentos de geração dos de transmissão é

uma das questões mais debatidas na agenda do setor elétrico. Para a realização dos leilões de geração, os projetos devem apresentar a LP, o que reduz o risco de atraso na execução da obra. Empreendimentos de transmissão, no entanto, não necessitam apresentar a LP para a inscrição do projeto nos leilões. Como resultado, muitas linhas de transmissão atrasam bastante a entrega do projeto, fazendo com que plantas de geração prontas para providenciar energia ao sistema não tenham como escoar essa energia - como foi o caso das plantas eólicas no nordeste em 2012, amplamente divulgado em diversas mídias⁹.

Está em tramitação o Projeto de Lei do Senado nº 378/2013 que obriga a apresentação da LP no leilão também para os projetos de transmissão. Com esta medida, espera-se reduzir os casos de atrasos na entrega dos projetos. Ainda, o projeto de lei sugere que, a exemplo do que acontece com empreendimentos hidrelétricos, a LP dos projetos de transmissão devem ser obtidos pela Empresa de Pesquisa Energética.

Tal iniciativa se mostra, em princípio, uma alternativa razoável. Com as LPs emitidas previamente aos leilões para os projetos de transmissão, haverá uma diminuição das incertezas para o empreendedor, visto que o cronograma de construção do empreendimento tem menor risco de não ser cumprido. Ainda, além de reduzir riscos e custos para o investidor, tem-se o aumento da segurança no abastecimento de energia, de maneira que o operador do sistema poderá contar com o escoamento da energia dos empreendimentos de geração conectados às linhas de transmissão, aumentando a confiabilidade no planejamento da operação e reduzindo o custo da operação.

Para o setor de petróleo *offshore* existem exigências específicas, e a Portaria nº 422/11 estabelece que a primeira etapa do processo de exploração e produção de blocos arrematados em leilão, que consiste em estudos e atividades sísmicas, necessita de uma licença

⁸ Está definido na Resolução nº 237 do CONAMA que o processo para obtenção das licenças deve demorar no máximo 6 meses (ou até 12 meses em alguns casos específicos), contados a partir do envio do requerimento pelo empreendedor.

⁹ <http://g1.globo.com/bom-dia-brasil/noticia/2013/01/eolicas-no-nordeste-ficam-paradas-por-falta-de-linhas-de-transmissao.html>

de pesquisa sísmica (LPS)¹⁰. Porém, o IBAMA vem apresentando demora na concessão de LPS para os projetos da 11ª rodada. Até janeiro de 2015, 45 dos 172 blocos arrematados no leilão dessa rodada ainda não tinham obtido LPS para a etapa de exploração. A rigor, a licença ambiental para sísmica poderia levar até 6 meses para ser obtida, a depender da classificação do bloco. No caso da Margem Equatorial, este processo pode levar alguns anos. Este impasse é justificado pela falta de conhecimento do IBAMA sobre a Margem Equatorial¹¹, que contempla várias áreas de conservação, como o maior manguezal do mundo. O Instituto exigiu estudos de monitoramento de praias, das atividades de pesca e de cetáceos, e da dispersão de larvas de lagostas. Estes estudos levam tempo para serem elaborados e podem durar até dois anos.

Para aquisição dos blocos na Margem Equatorial, as operadoras pagaram o bônus de assinatura, definidos nos lances do leilão da 11ª rodada. O pagamento do bônus deveria garantir a estas empresas o início da etapa de exploração, o que não vem acontecendo. Há, portanto, falta de articulação entre os planejadores responsáveis pelos leilões de E&P e os órgãos ambientais. Se, por um lado, o governo sinaliza a intenção de aumentar a produção de petróleo nacional com as ofertas de blocos, por outro ele cria barreiras ao processo de desenvolvimento dos projetos. Cabe ao IBAMA, vinculado ao MMA, o dever de fiscalizar e zelar pelos recursos naturais da nação; e cabe à ANP, vinculada ao MME, criar a agenda de leilões de E&P de petróleo para o país. Desta forma, espera-se que o planejamento para as rodadas de licitação levem em conta os desafios ambientais das áreas propostas, e que esses mesmos desafios já estejam mitigados em uma etapa anterior à realização dos leilões.

O resultado desta falta de articulação entre os planejadores da política energética e da política ambiental é um ruído na interpretação do mercado quanto à previsibilidade dos processos ambientais.

Esse ruído pode ser traduzido através de impactos diretos e indiretos. As empresas que estão enfrentando o atraso de licenciamento são diretamente afetadas, pois são obrigadas a reavaliar seus planos de negócio para os blocos adquiridos em leilão - o dilatamento de prazos tem impacto direto no retorno esperado sobre o investimento realizado. Os impactos indiretos incluem a mudança nas expectativas dos agentes para leilões futuros, como o da 13ª rodada, que acontecerá em outubro deste ano. Sabendo dos entraves ambientais, a valoração dos projetos é afetada, o que pode desencorajar a participação de potenciais empresas no leilão.

Já no setor de gás natural, o licenciamento ambiental representa uma dificuldade para a ampliação da oferta, principalmente em terra. Em um momento em que o país demanda mais gás devido ao crescente consumo termoeletrônico, a falha em prover suprimento nacional tem implicado no aumento das importações de GNL que tornam o custo da energia mais elevado para o consumidor.

Em se tratando de recursos não convencionais, as dificuldades são ainda maiores, em função da pouca informação sobre tais recursos. Por falta de diretrizes dos órgãos ambientais, o Ministério Público (MP) optou por suspender as atividades exploratórias em áreas onde pudesse haver exploração de reservatórios não convencionais. À espera de um posicionamento do CONAMA sobre a técnica de fraturamento hidráulico, 47 blocos do Piauí, Paraná, Bahia e São Paulo estão com atividades suspensas por liminares, pedidas pelo MP. Ainda por falta de clareza sobre o fraturamento hidráulico para a exploração de reservas não convencionais, foi aprovado em julho de 2015, na Comissão de Meio Ambiente da Câmara dos Deputados, o Projeto de Lei nº 6.903/2013, que decreta a suspensão da exploração de gás de folhelho pelo período de 5 anos. Tal projeto continua sua tramitação na Câmara e ainda precisa da aprovação de quatro Comissões da Câmara¹². No

¹⁰ A atividade sísmica constitui, dentro de todo o processo de E&P de petróleo, uma etapa operacional, o que caracteriza a LPS como uma Licença de Operação.

Disponível em: http://www.anp.gov.br/meio/guias/guia_licenciamento/capitulo03.htm

¹¹ Bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar, todas bacias de Nova Fronteira exploratória.

entanto, sinaliza as dificuldades impostas aos agentes pela ausência de uma regulação clara sobre os recursos não convencionais.

Na atual conjuntura energética do Brasil, a necessidade de aumentar rapidamente a produção nacional de gás natural para atender de forma competitiva a geração termoelétrica precisa ser compreendida pelos órgãos ambientais responsáveis pelo licenciamento exploratório. Com esse intuito, torna-se importante prevenir o risco ambiental com uma análise mais aprofundada das áreas, e a definição das exigências ambientais em processo anterior à licitação dos blocos exploratórios. Ainda assim, para aqueles eventuais entraves ambientais que não puderam ser antecipados, torna-se necessário que os processos sejam resolvidos com mais agilidade, minimizando os períodos de moratória, de modo que os órgãos ambientais (por exemplo, o CONAMA) sejam capazes de fornecer respostas rápidas e efetivas para os questionamentos do MP sobre o fraturamento hidráulico em áreas de produção não-convencional.

Na tentativa de coordenar as decisões dos diferentes agentes envolvidos nos processos de licenciamento ambiental, o Governo Federal publicou, em abril de 2015, o Decreto 8.437/15, que regulamenta a Lei complementar 140, estabelecendo as atividades e empreendimentos cujo licenciamento ambiental será de competência da União. O documento abrange itens relacionados à infraestrutura de transporte (rodovias e ferrovias federais, portos organizados e terminais de uso privado), e também projetos e atividades ligadas à área de energia, como a exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos, e a implantação de projetos de geração e transmissão de energia elétrica.

O Decreto 8437 trouxe algumas decisões importantes

para o setor de energia no que diz respeito ao licenciamento ambiental. Em particular, o decreto estabeleceu explicitamente que o licenciamento de hidrelétricas ou termelétricas com capacidade instalada superior a 300 MW, e também de parques eólicos *offshore*, será feito pelo órgão ambiental federal. Além disso, determinou que o licenciamento das atividades de exploração e produção offshore também ficará exclusivamente sob a competência da União. No entanto, no setor de gás natural - em especial o gás não convencional - o licenciamento das atividades de exploração permaneceram sob a competência dos órgãos estaduais, enquanto que as atividades de produção passaram a depender de um licenciamento ambiental emitido pela União.

A legislação ambiental brasileira é extremamente avançada, porém existem ainda uma série de questões práticas a serem resolvidas para que sua execução seja mais eficiente. Ademais, ao contrário do que é definido na legislação, novas exigências acabam surgindo entre a obtenção da LP e da LO, prejudicando todo o cronograma dos empreendimentos.

O maior obstáculo para reduzir os entraves do licenciamento encontra-se precisamente na sua importância. Diante de tamanha responsabilidade, e buscando uma conciliação saudável com o mercado, é natural que, em casos de maior complexidade ambiental, recorra-se à eventual proibição ou restrição excessiva, de modo a prevenir-se de impactos que precisam ser adequadamente dimensionados. No entanto, é necessário compreender que a proibição ou restrição representam um custo para a sociedade. Em ambos os casos ocorre um aumento de preços para o consumidor final, seja pela redução da oferta de eletricidade, petróleo ou gás, ou pela elevação dos custos de produção nacional.

¹² Indústria e Comércio, Minas e Energia, Finanças e Tributação e Constituição e Justiça, para ser de fato implementado no Brasil.

Referências Bibliográficas

BRASIL, Lei Federal nº 6.938/1981 – Política Nacional do Meio Ambiente.

BRASIL, Resolução CONAMA nº 001/1986.

BRASIL, Constituição da República Federativa do Brasil, 1988.

BRASIL, Projeto de Lei nº 6903/2013.

BRASIL, Resolução CONAMA nº 237/1997.

BRASIL, Lei 9.605/1998 – Lei de Crimes Ambientais.

BRASIL, Decreto 8.437/2015

BRASIL, Projeto de Lei do Senado nº 378/2013

Cardoso Junior, R. F. A. et al. Environmental licensing process of power transmission in Brazil update analysis- Case study of the Madeira transmission system. Energy Policy, vol 67, p. 281-289, 2014.

FIRJAN, Manual de licenciamento ambiental: guia de procedimentos passo a passo, 2004.

MMA, Caderno de licenciamento ambiental, 2009.

Instituto Acende Brasil, Licenciamento ambiental: a busca da eficiência, 2011.

OPINIÃO

Planejamento e Segurança Energética: Contextualização e Panorama *

Lavinia Hollanda e Bruno Moreno

No último dia 17/08, ocorreu o V Seminário sobre Matriz e Segurança Energética Brasileira, organizado pela Fundação Getúlio Vargas, através da FGV Energia e do Instituto Brasileiro de Economia – IBRE/FGV. O evento contou com a participação de especialistas e das principais lideranças do setor energético brasileiro. O painel inicial do evento foi sobre Planejamento e Segurança Energética, um tema recorrente na pauta de discussões do governo e dos agentes do setor. O presente texto visa contextualizar o assunto, o qual foi discutido no evento, a fim de levar aos leitores uma reflexão, com algumas perguntas a serem repensadas.

Segundo o *World Economic Outlook* de 2015, o crescimento global em 2014 alcançou 3,4%¹, sendo reflexo da retomada do crescimento em economias de países desenvolvidos e da desaceleração em países emergentes em relação ao ano anterior. No entanto, mesmo assim, a maior parte desse crescimento, aproximadamente 75%, veio dos países em desenvolvimento. Os maiores fatores que impactaram o quadro de crescimento econômico global foram a queda brusca dos preços internacionais da *commodity* petróleo, tensões geopolíticas e outros fatores de médio/ longo prazo, como o envelhecimento da população e a redução do potencial do crescimento. Tais fatores ainda perduram no presente cenário.

Os preços do petróleo apresentaram queda de cerca de 50% desde setembro do ano passado, devido a diversos fatores - dentre eles a queda da demanda global, principalmente de economias emergentes. O movimento de queda nos preços também foi observado em outras *commodities*, como alimentos e metais. No entanto, a queda relativa do preço de petróleo foi mais acentuada, o que indica que alguns fatores intrínsecos ao setor tiveram um papel importante na queda dos preços.

Que fatores foram esses?

Do lado da oferta, tem-se o contínuo aumento da produção de países não-OPEP², principalmente os EUA, a recuperação da produção de alguns países da OPEP (como o Iraque) e a decisão da OPEP de não reduzir a produção, anunciada em novembro de 2014, apesar da queda dos preços. Do lado da demanda, observou-se uma menor demanda relativa por produtos derivados de petróleo, resultado, principalmente, de um crescente processo de efficientização, em particular em economias mais avançadas. Outros fatores importantes vêm afetando o equilíbrio entre oferta e demanda no setor de petróleo, tais como reduções do custo de tecnologias menos carbono-intensivas, queda nos preços do carvão e aumento da preocupação com a redução de emissões.

No horizonte de longo prazo, de uma maneira geral os cenários globais³ preveem um aumento no consumo de energia até 2050. Tal cenário é resultado de um aumento significativo da população mundial e do crescimento econômico, acompanhado de um incremento real de renda. Aliado a isso, a previsão é de maior urbanização. No entanto, esse crescimento se dará a taxas menores do que o crescimento econômico, como resultado de redução de desperdícios e, principalmente, maior eficiência no consumo e uso de recursos, levando a menor intensidade energética.

O cenário do planejamento energético brasileiro de longo prazo não é muito diferente nesse aspecto. As premissas que serão utilizadas no PNE 2050⁴ estimam que o Brasil deverá acrescentar cerca de 30 milhões de habitantes, principalmente em cidades médias. Destaca-se o papel das cidades, representando o consumidor, como o centro de poder de decisão. Por outro lado, as premissas do PNE 2050⁵ para o crescimento da economia brasileira apontam estimativas otimistas (entre 3,4 e 4%)

¹ World Economic Outlook – IMF 2015, Abril 2015

² Organização dos Países Exportadores de Petróleo

³ World Economic Outlook – IMF 2015, Abril 2015

* 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, Manuella Bessada Lion, Monica Coelho Varejão, Patrícia Vargas de Oliveira, Rafael da Costa Nogueira e Renata Hamilton de Ruiz.

em comparação com o cenário de crescimento global de longo prazo (cerca de 2%). Da mesma forma, a projeção de ampliação significativa da participação relativa do gás natural no mix energético no Brasil, resultado do aumento da produção nacional, merecem uma nova avaliação – particularmente após a recente revisão do plano de investimentos da Petrobras e de um possível reposicionamento da empresa no setor.

Na oferta do setor elétrico, existe ainda outra dúvida frequente. O PDE 2023 aponta que, no horizonte do estudo, o Brasil terá um crescimento significativo da capacidade instalada de fontes intermitentes para o despacho centralizado. A inserção dessas fontes aumenta a incerteza da disponibilidade de energia e, nesse contexto, a expansão da geração flexível se mostra inevitável. Essas tecnologias são mais representadas por hidrelétricas com capacidade de regularização e térmicas a gás, por terem um tempo de partida relativamente rápido. No entanto, é de comum senso para os agentes do setor que a expansão hidrelétrica no Brasil é complexa e sofre diversos entraves ambientais. A oferta de gás também não é clara, pois a maior perspectiva de produção nacional é *offshore*, principalmente no pré-sal, onde os volumes ainda são incertos. Ainda, essa produção, provavelmente, não será flexível, pois virá majoritariamente de reservatórios de gás associado.

Além dos mencionados, outros pontos afetarão o planejamento energético de longo prazo. Há uma divergência no posicionamento dos países desenvolvidos e emergentes em relação às políticas de mudanças climáticas. Enquanto os desenvolvidos discutem políticas climáticas e mitigação de emissões, os países em desenvolvimento estão mais preocupados em definir uma política energética que vai viabilizar o seu crescimento – que privilegia fontes mais baratas e muitas vezes mais poluentes⁴. Como o Brasil irá se posicionar? Seremos formuladores da agenda global de questões climáticas ou acompanharemos as metas estabelecidas por outros?

Ainda, as inovações tecnológicas se mostram fundamentais para mudar o papel da demanda, e têm grande potencial de ruptura na indústria de energia. As recentes - ou nem tão recentes - inovações tecnológicas em energia ocorreram principalmente no lado da oferta, e promoveram mudanças importantes na indústria. As técnicas de perfuração horizontal, faturamento hidráulico e perfuração em águas profundas levaram as empresas às novas fronteiras exploratórias – como é o caso do pré-sal, no Brasil, ou da revolução do shale, nos EUA.

Uma nova onda de inovação em energia pode ocorrer do lado da demanda e tem o potencial de provocar uma ruptura na maneira como a energia é entregue aos consumidores.

A redução de custos das tecnologias para geração distribuída - sobretudo a fotovoltaica - a viabilização de veículos elétricos e, principalmente, o desenvolvimento de tecnologias de armazenamento têm grande potencial de promover uma revolução descentralizada, que parte do consumidor.

A adoção dessas tecnologias em escala comercial ainda enfrenta desafios e, principalmente, enorme ceticismo. No entanto, é possível que o processo de adoção de tais tecnologias de modo mais amplo não ocorra de forma gradativa – ou mesmo que não demore muito para acontecer. Nossa regulação e modelo de negócios estão preparados para a existência de uma base significativa de consumidores com painéis fotovoltaicos, por exemplo? Como se daria a operacionalização de tais recursos nas redes?


O processo de planejamento é muito importante, pois traz a sinalização da direção de longo prazo, que deve vir acompanhado de medidas e regulação condizentes. No entanto, o cenário traçado pelo

⁴EPE, NOTA TÉCNICA DEA 12/14 Cenário econômico 2050 e NOTA TÉCNICA DEA 13/14 Demanda de Energia. Acesso 05/08/2015. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/default.aspx?CategoriaID=346>

⁵ Ressalta-se que tais premissas estão sendo revisadas, e que o documento final do PNE 2050 ainda não está disponível.

⁶ Ditchley Report- Climate and Energy Risk 2015. Acesso em 10/08/2015.

Disponível em: <http://www.ditchley.co.uk/conferences/past-programme/2010-2019/2015/climate-and-energy-risk>

A conceptual image showing a hand holding a glowing, wireframe sphere that represents a network or system, with faint lines radiating from it.

planejamento indicativo de longo prazo, no contexto do cenário energético global, levanta algumas perguntas importantes. Como viabilizar a expansão da oferta de gás a preços competitivos? Qual o papel do Brasil em relação às políticas climáticas? Como tornar factível a expansão de geração intermitente/renovável? Estamos preparados para operar um sistema de distribuição

bidirecional? Como regular a geração distribuída atendendo às necessidades de todos os agentes (distribuidoras e consumidores)? Essas questões ainda não foram respondidas e são fundamentais para a diminuição das incertezas e aumento da atratividade do setor energético brasileiro.

Lavinia Hollanda

Coordenadora de Pesquisa da FGV Energia

Doutora em Economia pela EPGE-FGV, possui graduação em Engenharia Elétrica pela Unicamp e Mestrado em Economia pelo Instituto de Economia da UFRJ.

Bruno Moreno

Pesquisador

Mestrando em Engenharia Civil pela COPPE/UFRJ, possui graduação em Engenharia Ambiental pela UFF.

Petróleo

Patrícia Vargas

Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo.

O mês de junho apresentou redução de 3,87% da produção em relação ao mês anterior e aumento de 6,7% em relação ao mesmo mês de 2014. A produção diária de petróleo em junho foi de 2.396 mil barris, 0,7% inferior à produção de maio de 2.412 mil bbl/dia (Tabela 2.1).





De acordo com a ANP, o grau API médio do petróleo produzido em junho foi de aproximadamente 25, sendo 8,3% da produção óleo leve ($\geq 31^\circ\text{API}$), 60,6% óleo médio ($\geq 22^\circ\text{API}$ e $< 31^\circ\text{API}$) e 31,1% óleo pesado ($< 22^\circ\text{API}$), segundo a classificação da Portaria ANP nº 09/2000.

Os cinco maiores campos produtores de petróleo em junho foram Roncador (11,13Mmbbl), Lula

(8,88Mmbbl), Sapinhoá (6Mmbbl), Jubarte (5,6Mmbbl) e Marlim (4,6Mmbbl), todos da Petrobras. Além da Petrobras, os campos de Peregrino da Statoil (9º maior produtor) Argonauta da Shell (15º) e Ostra da Shell (20º) produziram respectivamente 2,1 Mmbbl, 1 Mmbbl e 0,6 Mmbbl.

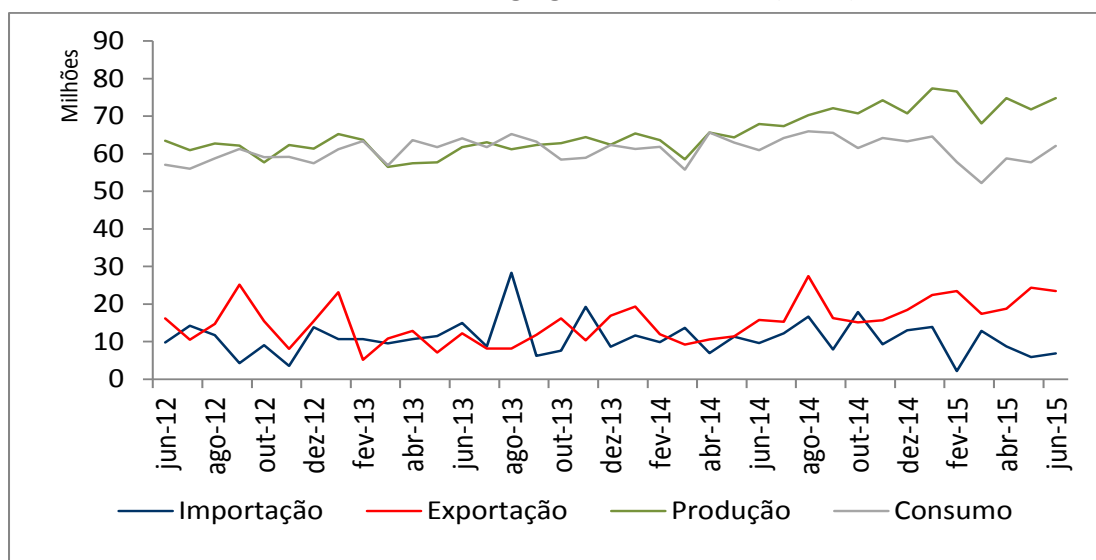
O consumo de petróleo, medido pelo volume de petróleo refinado nas refinarias nacionais reduziu em junho (2,2%) e na comparação com o mesmo mês de 2014, (5,44%). A redução da produção, mais forte que a do consumo, foi acompanhada pelo aumento das importações no mês. Porém, as importações foram 4,5% inferiores na comparação anual. As exportações, por sua vez, se elevaram na comparação mensal (18,2%) e anual (82%) (Gráfico 2.1).

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

Agregado	jun-15	jun-15/mai-15	jun-15/jun-14	Tendência 12 meses	mai-15	jun-14
Produção	71.879.279	-3,87%	6,70%		74.775.055	67.365.150
Consumo Interno	60.681.096	-2,20%	-5,44%		62.044.480	64.173.718
Importação	11.658.436	69,19%	-4,58%		6.890.858	12.218.184
Exportação	27.767.011	18,27%	82,06%		23.477.240	15.251.909

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.

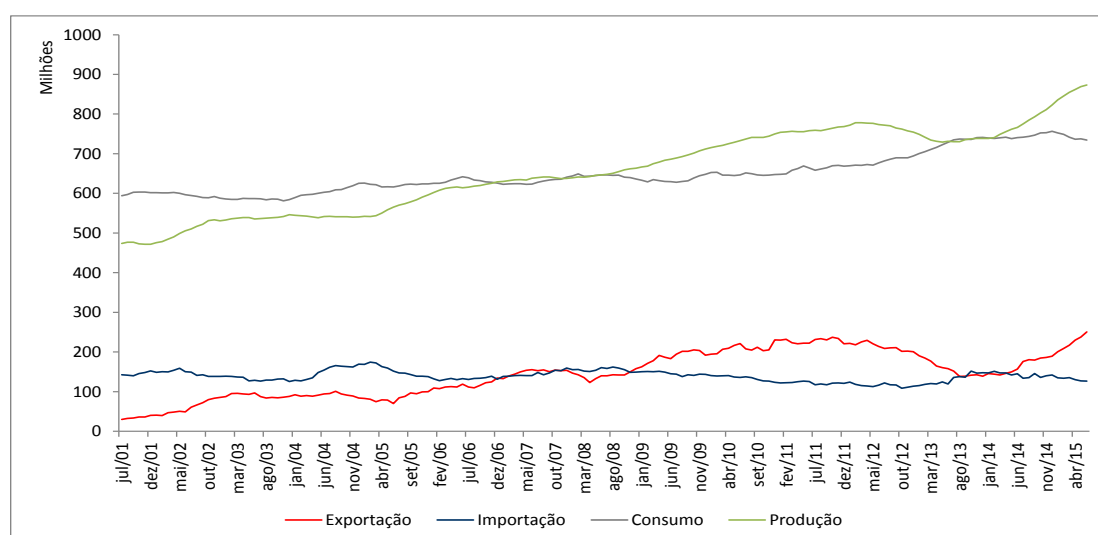
No acumulado de 12 meses para as contas agregadas, a produção e as exportações mostram tendência de elevação. As importações e o consumo mantiveram praticamente no mesmo patamar (Gráfico 2.2).

A produção acumulada dos últimos 12 meses foi de 873 milhões de barris até junho e as exportações atingiram 250 milhões de barris. O consumo acumulado de 12 meses foi equivalente a 734 milhões e as importações

ficaram em 126 milhões de barris.










A redução da produção verificada nos meses de maio para o Brasil é refletida principalmente pelos resultados do estado do Rio de Janeiro, responsável por 80% da queda da produção no mês. Adicionalmente os únicos estados cuja produção se elevou em junho de 2015 foram Ceará (onshore), Maranhão, e São Paulo (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	jun-15	jun-15/mai-15	jun-15/jun-14	Tendência 12 meses	mai-15	jun-14
AL	Onshore	123.069	-7,95%	-14,73%		133.699	144.329
	Offshore	8.590	-2,17%	-13,93%		8.781	9.980
AM	Onshore	789.582	-1,97%	-7,13%		805.432	850.182
	Offshore	1.189.631	-3,36%	-5,76%		1.231.015	1.262.358
BA	Onshore	18.794	-6,09%	-42,32%		20.013	32.585
	Offshore	43.544	8,81%	40,33%		40.017	31.030
CE	Onshore	166.807	-9,61%	-16,10%		184.550	198.822
	Offshore	388.059	-8,19%	-12,61%		422.694	444.079
ES	Onshore	10.962.692	-3,86%	4,97%		11.402.785	10.443.981
	Offshore	348	36,54%	-91,96%		255	4.327
MA	Onshore	47.444.911	-4,73%	3,92%		49.798.489	45.655.142
	Offshore	1.501.597	-2,88%	-0,67%		1.546.189	1.511.757
RJ	Onshore	230.440	-0,31%	11,38%		231.150	206.893
	Offshore	8.003.036	1,92%	50,71%		7.851.902	5.310.306
RN	Onshore	754.389	-7,11%	-11,14%		812.168	848.951
	Offshore	253.790	-11,24%	-38,16%		285.915	410.428
Total		71.879.279	-3,87%	6,70%		74.775.055	67.365.150

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

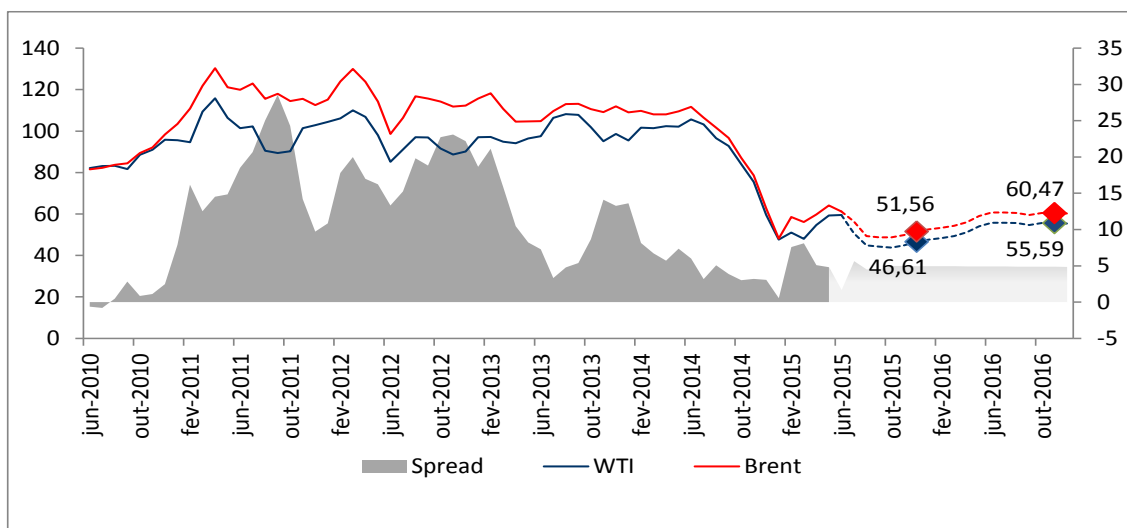
Os preços dos petróleos Brent e WTI reduziram em julho. O Brent caiu em US\$ 5/bbl chegando a US\$ 56,6/bbl e o preço do petróleo WTI em US\$ 9/bbl, em relação à média de junho, chegando a US\$ 50,9/bbl em julho.

O aumento dos estoques, devido à redução do ritmo das economias emergentes, bem como a possibilidade de aumento da produção iraniana contribuíram para a redução dos preços petróleo Brent. O estoque de petróleo WTI se reduziu em 5 milhões de barris em relação ao recorde de abril, mas continua superior em

relação à comparação anual. Apesar do forte ritmo de operação das refinarias nos Estados Unidos, os estoques ainda são considerados elevados, pressionando os preços do WTI.

De acordo com a EIA, os contratos futuros para um mês de óleo Brent estavam a US\$ 49,52/bbl no dia seis de agosto, uma queda de US\$ 12,49/bbl desde o dia primeiro de julho. No caso do WTI, os preços se reduziram em US\$12,3/bbl, chegando a US\$ 44,6/bbl no dia seis de agosto (Gráfico 2.3).

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Derivados do Petróleo

O consumo de todos os derivados, à exceção do QAV foi maior em junho em relação a maio. Na comparação anual, apenas o diesel e o GLP apresentaram queda no consumo. No que diz respeito à produção apenas o QAV apresentou valor superior ao mês anterior.

As importações de gasolina, diesel e QAV foram menores em junho e maiores para o caso do GLP e óleo combustível. Na comparação anual, apenas o GLP apresentou queda nas importações. As exportações de gasolina e diesel aumentaram consideravelmente na

comparação mensal e anual (Tabela 2.3).



















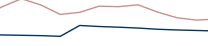
Os preços da gasolina, diesel, GLP e óleo combustível na refinaria continuam no mesmo patamar do mês de maio de 2015.

No mês de maio a diferença entre os preços domésticos e internacionais de gasolina continuou praticamente nula em termos reais e reduziu para o caso do diesel. No caso do óleo combustível os preços internos ficaram ainda maiores que os internacionais em junho. A

diferença entre os preços de GLP industrial e residencial, em relação ao preço de referência internacional, se

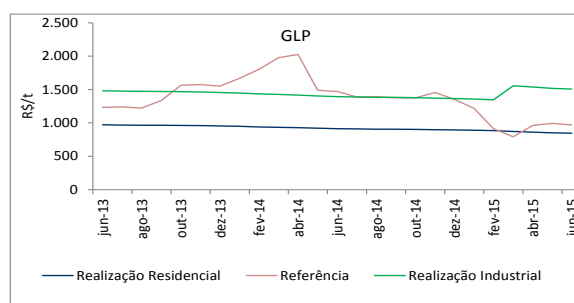
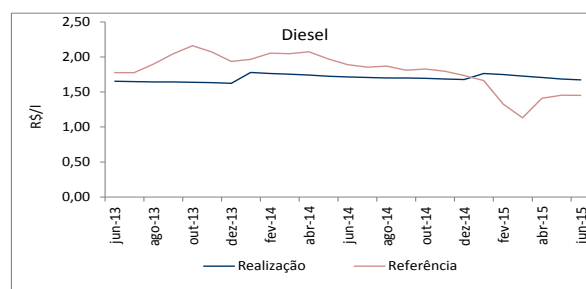
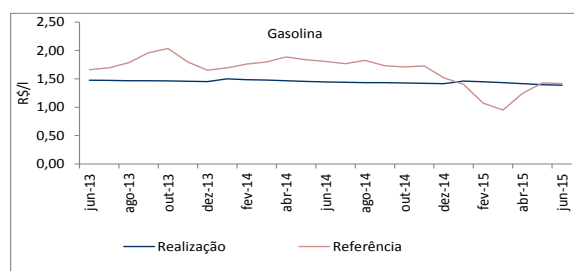
manteve praticamente no mesmo patamar em junho (Gráfico 2.4).

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril).

Combustível	Agregado	jun-15	jun-15/jun-15	jun-15/jun-14	Tendência 12 meses	mai-15	jun-14
Gasolina	Produção	13.606.049	-5,04%	-12,02%		14.327.694	15.465.777
	Consumo	15.341.065	2,03%	-5,89%		15.036.328	16.301.477
	Importação	1.265.316	-30,00%	21,18%		1.807.594	1.044.170
	Exportação	374.348	103,33%	351,06%		184.109	82.993
Diesel	Produção	26.760.702	-3,91%	-3,91%		27.849.453	27.849.453
	Consumo	28.430.672	4,86%	1,07%		27.114.016	28.130.219
	Importação	26.760.702	-3,91%	0,56%		27.849.453	26.612.670
	Exportação	109.903	-	-74,73%		0	434.853
GLP	Produção	3.895.422	-0,90%	-8,87%		3.930.972	4.274.678
	Consumo	7.306.692	5,63%	4,17%		6.917.502	7.014.273
	Importação	1.068.319	144,35%	-7,24%		437.205	1.151.695
QAV	Produção	3.005.755	0,82%	-5,07%		2.981.376	3.166.133
	Consumo	3.717.715	-2,80%	-3,01%		3.824.621	3.833.198
	Importação	957.398	-24,07%	-36,26%		1.260.905	1.501.951
	Exportação	0	-	-		0	6.644
Óleo Combustível	Produção	7.871.887	-3,71%	-11,92%		8.175.041	8.937.392
	Consumo	2.576.061	4,95%	-6,67%		2.454.470	2.760.261
	Importação	228.325	29,81%	-		175.897	60.100
	Exportação	3.758.546	7,67%	-30,29%		3.490.671	5.391.724

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

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.

¹ Devido à indisponibilidade de dados, os preços de referência do óleo combustível referem-se à cotação do final do mês e não incluem custo de internação.

Gás Natural

Camilo Poppe

Produção e Importação

No mês de maio, observamos com relação ao gás natural, um recuo de 5,80% no consumo com relação ao mês anterior, registrando 97,69 MMm³/dia em média. Do lado da oferta, a produção nacional bruta registrou queda de 1,28% no mesmo período, enquanto a produção disponível ao mercado subiu 1,27%, suprimindo 48,52 MMm³/dia, em média. Como resultado da leve alta da oferta e queda no consumo, as importações de gás no mês recuaram 11,40%, respondendo por 49,35 MMm³/dia do suprimento total ao mercado.

No período de doze meses, a produção nacional opera em nível 10,16% superior ao mesmo mês do ano passado. Por outro lado o consumo registra o segundo menor resultado desde junho de 2013. Consequentemente, as importações registraram valor mínimo no período de doze meses.





No gráfico 3.1 observamos uma queda mais acentuada do consumo do último mês, atingindo patamar abaixo dos 100 MMm³/dia pela primeira vez desde setembro de 2014.

Seguindo a tendência de queda do mês anterior, o mês de maio registrou recuo de -1,21 MMm³/dia da produção nacional bruta, principalmente devida a queda da produção nos campos de Gavião Real e Mexilhão¹. No entanto a produção disponível ao mercado registrou alta de 0,61 MMm³/dia no mesmo período. Na tabela 3.2 podemos observar que esse resultado reflete a queda de 3,92% na produção indisponível ao mercado, liderada pelo recuo de 0,69 MMm³/dia nas reinjeções de gás, 0,45 MMm³/dia na queima e 0,40 MMm³/dia na absorção em UPGN's. Com esse resultado, a razão entre produção disponível e produção nacional subiu 2,59%.

Com queda do consumo no mês, e ligeiro aumento da produção disponível, houve queda de 8,4 MMm³/dia das importações, em média. Enquanto houve ligeira retração das importações da Bolívia e da Argentina, as importações de GNL no mês de maio recuaram 26,70%, equivalente a 6,23 MMm³/dia.

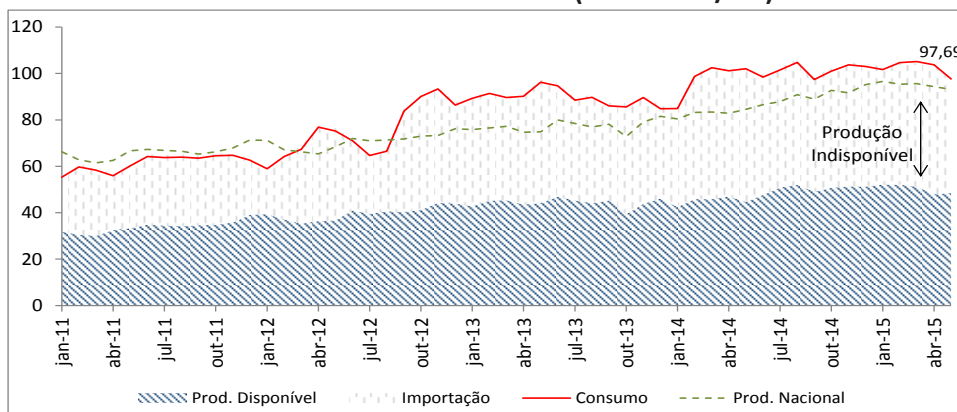
Com relação ao mês de maio de 2014, as importações de GNL registraram recuo de 30,09%. O recuo total das importações nesse período foi de 14,55%.

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

	mai-15	mai-15/abr-15	mai-15/mai-14	12 meses	abr-15	mai-14
Produção Nacional	93,13	-1,28%	10,16%		94,34	84,54
Prod. Disponível	48,52	1,27%	8,59%		47,91	44,68
Importação	49,35	-11,40%	-14,55%		55,7	57,75
Consumo	97,69	-5,80%	-4,23%		103,7	102,01

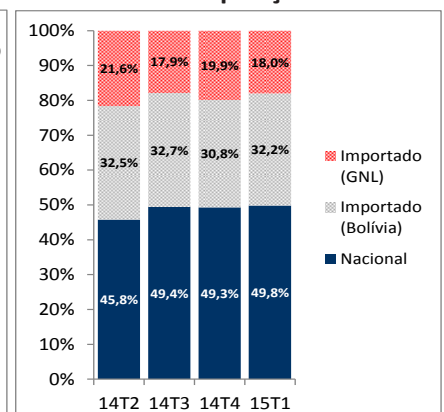
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Gráfico 3.1: Oferta e Consumo (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME



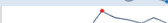


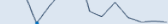

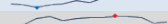

Gráfico 3.2: Composição da oferta



Fonte: Elaboração própria a partir de dados


¹ Cf. Boletim mensal de acompanhamento da Indústria de Gás Natural Nº99.

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

	mai-15	mai-15/abr-15	mai-15/mai-14	12 meses	abr-15	mai-14
Prod. Nacional	93,13	-1,28%	10,16%		94,34	84,54
Reinjeção	23,17	-2,89%	45,91%		23,86	15,88
Queima	3,21	-12,30%	-32,28%		3,66	4,74
Consumo interno em E&P	12,06	-1,63%	6,63%		12,26	11,31
Consumo em Transporte e Armazenamento	2,84	-2,74%	-35,60%		2,92	4,41
Absorção em UPGN's	3,34	-10,70%	-4,84%		3,74	3,51
Subtotal	44,62	-3,92%	11,97%		46,44	39,85
Prod. Disponível	48,52	1,27%	8,59%		47,91	44,68
Prod. Disponível/Prod. Nacional	52%	2,59%	-1,42%		51%	53%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

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

	mai-15	mai-15/abr-15	mai-15/mai-14	12 meses	abr-15	mai-14
Bolívia	32,25	-0,37%	-3,12%		32,37	33,29
GNL	17,10	-26,70%	-30,09%		23,33	24,46
Total	49,35	-11,40%	-14,55%		55,70	57,75

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Consumo




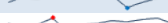



Com recuo de 6,01 MMm³/dia do consumo total no mês de maio, houve queda em todos os segmentos do mercado consumidor. Dentre eles, o consumo com geração de energia elétrica (GEE) registrou a maior queda em números absolutos com -4,10 MMm³/dia, e a co-geração registrou a maior queda em termos relativos, com recuo de 13,10% no mês. Vale ressaltar que ambos registraram valor mínimo no período de doze meses.

No entanto, no comparativo anual, o consumo industrial registra ligeira elevação, de 0,67% com relação ao mês

de maio do ano passado. Ainda assim, o consumo total de gás natural registrou queda de 4,23% (ou 4,32 MMm³/dia) no mesmo período.

Como consequência da queda mais acentuada no consumo com GEE, podemos observar no gráfico 3.3 a reaproximação com a curva de consumo industrial. Com tendência de redução do CMO nos próximos meses, há perspectiva de manutenção de um menor despacho termoeletrico, e portanto a preservação de níveis de consumo de gás com GEE menos elevados.

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

	mai-15	mai-15/abr-15	mai-15/mai-14	12 meses	abr-15	mai-14
Industrial	43,80	-3,25%	0,67%		45,27	43,51
Automotivo	4,76	-0,83%	-4,42%		4,80	4,98
Residencial	0,98	-3,92%	1,03%		1,02	0,97
Comercial	0,77	-3,75%	5,48%		0,80	0,73
GEE	45,14	-8,33%	-8,07%		49,24	49,10
Co-geração	2,19	-13,10%	-18,28%		2,52	2,68
Total	97,69	-5,80%	-4,23%		103,70	102,01

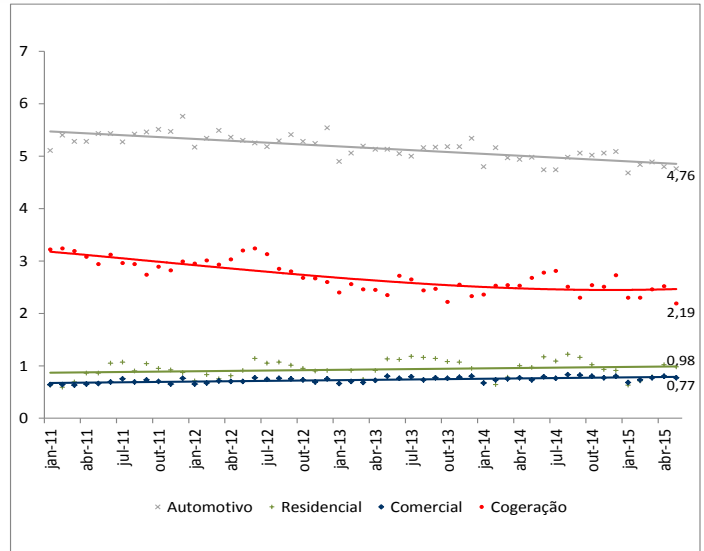
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

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











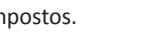
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Preços

Com exceção do gás contratado pelas térmicas inscritas no PPT, o preço do gás nas distribuidoras registrou queda de aproximadamente 1,35% para os consumidores industriais, chegando a 14,05 US\$/MMBTU para consumidores de até 2.000 m³/dia. No *citygate*, seguindo política de retirada progressiva do desconto da Petrobras, houve queda de 11,54% no preço sem desconto e 1,12% no preço com desconto, registrando valores de 7,85 US\$/MMBTU e 6,40 US\$/MMBTU respectivamente.

No cenário internacional, os preços do gás no Japão, indexados ao Brent seguem em queda, registrando -1,53 US\$/MMBTU com relação ao mês de abril e -7,68 US\$/MMBTU no período de doze meses. Em queda menos acelerada, os preços do gás na Europa agora se aproximam dos preços asiáticos, registrando 7,27 US\$/MMBTU e 8,72 US\$/MMBTU respectivamente. Já no Henry Hub, que opera sem indexação ao petróleo, houve alta de 9,56% no mês de maio, chegando a 2,84 US\$/MMBTU.

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

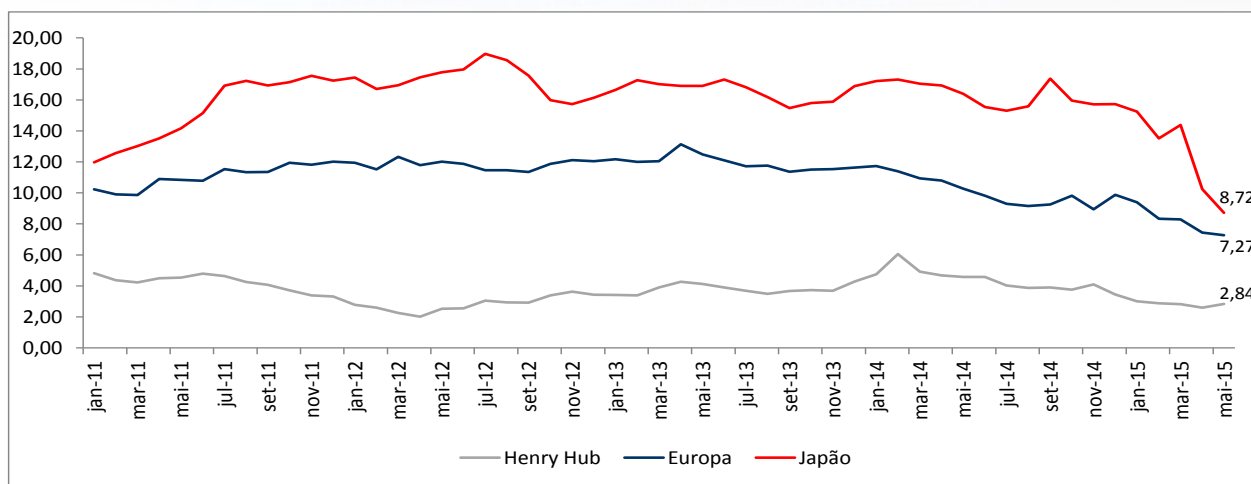
		mai-15	mai-15/abr-15	mai-15/mai-14	12 meses	abr-15	mai-14
Henry Hub		2,84	9,56%	-38,03%		2,59	4,58
Europa		7,27	-2,20%	-29,26%		7,43	10,28
Japão		8,72	-14,92%	-46,83%		10,25	16,40
PPT *		4,07	0,25%	-19,66%		4,06	5,07
Preços na distribuidora (Ref: Sudeste)	No City Gate Sem desconto	7,85	-11,54%	-43,79%		8,87	13,96
	No City Gate Com desconto	6,40	-1,12%	-28,77%		6,47	8,99
	2.000 m³/dia **	14,05	-1,35%	-32,26%		14,24	20,73
	20.000 m³/dia **	11,67	-1,35%	-31,73%		11,83	17,10
	50.000 m³/dia **	11,22	-1,34%	-31,81%		11,37	16,45

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
Manuella Lion
Renata Ruiz




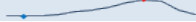

Mundo Físico

Disponibilidade

O regime de chuvas no mês de julho apresentou bons valores nas bacias hidrográficas das regiões SE e S. Tal fato repercutiu em bons resultados de Energia Natural Afluente – ENA nessas duas regiões, como mostra a Tabela 4.1, com aumento de 22,00% e 105,64%, para SE e S, respectivamente, na comparação mensal. Ainda, os resultados obtidos no mês ficaram bem acima das respectivas Médias de Longo Termo – MLT, com 133,92% para SE e expressivos 258,63% para S. Por alguns dias, a Usina Hidrelétrica de Itaipu, a maior usina hidrelétrica

do país e uma das maiores do mundo, foi obrigada a verter a água devido às volumosas afluições em seu reservatório. As demais regiões, NE e N, tiveram queda na ENA, de 23,21% e 46,88%, respectivamente, ainda na comparação mensal. Mesmo assim, houve aumento significativo no total de ENA no SIN de 36,92%. Já na comparação anual, houve um aumento de 55,93% no total de ENA, mostrando indícios que houve melhora significativa do regime de chuvas deste ano com relação a 2014.

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

	jul-15		jul-15/jun-15		Tendências 12 meses	jun-15		jul-14	
SE	28.362,00	133,92%	22,00%	51,28%		23.248,00	90,35%	18.748,45	88,15%
S	28.235,00	258,63%	105,64%	72,21%		13.730,00	138,25%	16.395,81	151,04%
NE	1.975,00	49,70%	-23,21%	6,67%		2.572,00	53,31%	1.851,42	46,40%
N	2.802,00	75,59%	-46,88%	18,52%		5.275,00	96,30%	2.364,23	84,11%
Total	61.374,00	-	36,92%	55,93%		44.825,00	-	39.359,91	-


















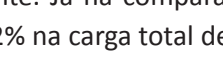
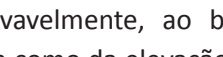
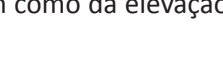
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Oferta

Mesmo com o resultado positivo expressivo das afluições totais nos reservatórios do SIN, o aumento da geração hidráulica total não foi tão significativo na comparação mensal, apresentando um aumento de apenas 3,89%, que foi mais influenciado pelos incrementos de geração hidráulica do subsistema S e de Itaipu, 44,81% e 17,54%, respectivamente (Tabela 4.2). O subsistema SE/CO, apesar do aumento da ENA (Tabela 4.1), reduziu a geração hidráulica em 8,27%. Esta redução pode fazer parte da manobra operativa do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, de priorização da recuperação dos reservatórios do SIN, principalmente os do subsistema SE/CO, o qual apresenta

maior capacidade de reserva hidráulica do SIN. A geração térmica reduziu 7,66% e deve reduzir ainda mais em agosto, devido anúncio do Ministro de Minas e Energia que desligará as 21 termelétricas mais caras do SIN, impactando no custo de operação do sistema. A geração eólica apresentou aumento de 7,43%, ainda na comparação mês a mês. Em julho deste ano em relação ao mesmo mês do ano passado, a geração total foi reduzida em 1,13%, como consequências das quedas da geração hidráulica 3,23%, e térmica 5,10%. No entanto, vale destacar o aumento anual significativo da geração eólica de 187,13%, devido à entrada em operação de diversos parques eólicos recentemente.

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

		jul-15	jul-15/jun-15	jul-15/jul-14	Tendências 12 meses	jun-15	jul-14
SE/CO	Hidráulica	13.458,24	-8,27%	-3,85%		14.671,97	13.997,68
	Nuclear	1.825,01	33,55%	46,16%		1.366,53	1.248,60
	Térmica	6.602,68	-7,79%	-3,40%		7.160,64	6.834,88
	Total	21.885,93	-5,66%	-0,88%		23.199,14	22.081,16
S	Hidráulica	10.909,55	44,81%	-8,87%		7.533,53	11.971,89
	Térmica	1.129,26	-22,73%	0,34%		1.461,36	1.125,47
	Eólica	373,81	-5,68%	140,02%		396,33	155,74
	Total	12.412,62	32,17%	-6,34%		9.391,22	13.253,10
NE	Hidráulica	2.749,27	-0,87%	-16,87%		2.773,37	3.307,24
	Térmica	2.856,64	-17,11%	-20,78%		3.446,32	3.605,93
	Eólica	1.936,11	10,39%	198,44%		1.753,91	648,74
	Total	7.542,02	-5,41%	-0,26%		7.973,60	7.561,91
N	Hidráulica	3.623,11	-36,27%	4,74%		5.684,94	3.459,04
	Térmica	1.955,06	-8,05%	-15,93%		2.126,31	2.325,56
	Total	5.578,17	-28,59%	-3,57%		7.811,25	5.784,60
Itaipu		9.610,01	17,54%	6,78%		8.175,92	8.999,63
Total	Hidráulica	40.350,18	3,89%	-3,32%		38.839,73	41.735,48
	Térmica	14.368,65	-7,66%	-5,10%		15.561,16	15.140,44
	Eólica	2.309,92	7,43%	187,13%		2.150,24	804,48
Total		57.028,75	0,84%	-1,13%		56.551,13	57.680,40






Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Demanda

Acompanhando a Tabela 4.3, a carga total de energia apresentou um aumento marginal de 0,52% em julho deste ano em comparação com o mês anterior. Houve incremento também nos subsistemas SE/CO e S, de 1,98% e 1,87%, respectivamente. Por outro lado, os subsistemas NE e N tiveram queda, 4,81% e 1,29%,

respectivamente. Já na comparação ano a ano, houve queda de 1,52% na carga total de energia. Tal resultado se deve, provavelmente, ao baixo desempenho da indústria, bem como da elevação das tarifas de energia elétrica¹.

Tabela 4.3: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

	jul-15	jul-15/jun-15	jul-15/jul-14	Tendências 12 meses	jun-15	jul-14
SE/CO	33.005,15	1,98%	-2,65%		32.365,68	33.904,33
S	9.770,53	1,87%	-2,41%		9.590,84	10.011,91
NE	9.052,98	-4,81%	2,70%		9.510,51	8.814,73
N	5.017,70	-1,29%	0,45%		5.083,39	4.995,03
Total	56.846,36	0,52%	-1,52%		56.550,42	57.726,00

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ONS.

¹ Boletim de Carga Mensal – Julho/15 Preliminar – ONS.






Disponível em: http://www.ons.org.br/download/sala_imprensa/Boletim_Mensal-JUL-2015_preliminar.pdf
Acesso: 15/08/2015

Intercâmbio de Energia Elétrica

Devido ao aumento significativo do regime de chuvas nos subsistemas S e SE/CO (Tabela 4.1), e a manobra operativa do ONS de recuperação dos reservatórios do SIN, principalmente os do subsistema SE/CO, com a redução da geração hidráulica em SE/CO, houve intercâmbio de energia em julho deste ano de 2.459 MWmed de S para SE/CO, como mostra a Tabela 4.4, havendo, assim, uma mudança de direção do intercâmbio em relação ao mês anterior. Ainda, parte

da energia importada e gerada por SE/CO foi exportada para NE, devido à atual seca que ocorre na região nordeste. Durante o mês de análise, por diversas vezes houve intercâmbio internacional entre o subsistema S e a Argentina. Ao final da contabilização do mês de análise, o Brasil importou 182,39 MWmed. Devido à queda no regime de chuvas em N, houve redução significativa da exportação de energia desse subsistema, N – NE 57,15% e N – SE/CO 100,00%.




Tabela 4.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	jul-15	jul-15/jun-15	jul-15/jul-14	Tendências 12 meses	jun-15	jul-14
S - SE/CO	2.459,70	1327,82%	-24,09%		-200,33	3.240,43
Internacional - S	182,39	44385,37%	-		0,41	0,00
N - NE	560,46	-57,15%	-29,34%		1.307,86	793,23
N - SE/CO	0,00	-100,00%	-		1.420,00	0,00
SE/CO - NE	950,50	314,97%	120,07%		229,05	431,90

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Estoque

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmed)

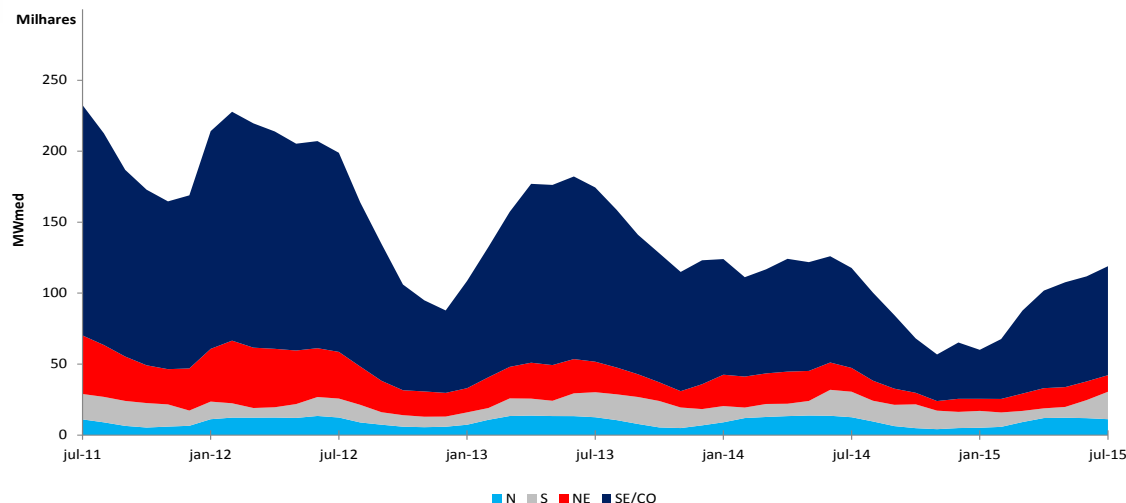
	jul-15		jul-15/jun-15	jul-15/jul-14	Tendências 12 meses	jun-15		jul-14	
SE/CO	76.791,00	37,42%	3,71%	9,03%		74.042,00	36,12%	70.432,00	34,36%
S	19.329,00	96,76%	51,97%	7,51%		12.719,00	63,67%	17.978,00	90,47%
NE	11.662,00	22,49%	-11,25%	-30,38%		13.141,00	25,34%	16.751,00	32,30%
N	11.196,00	75,59%	-6,05%	-10,94%		11.917,00	80,46%	12.571,00	84,87%
Total	118.978,00	40,77%	6,40%	1,06%		111.819,00	38,34%	117.732,00	40,38%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

A manobra operativa do ONS de recuperação dos reservatórios do SIN vem apresentando resultado. O total de Energia Armazenada – EAR aumentou 6,40%, como mostra a Tabela 4.5. De fato, houve também um aumento significativo nos regimes de chuvas no SIN (Tabela 4.1), fazendo com que houvesse uma diminuição do estresse do sistema. Os reservatórios de S estão quase completamente cheios, com 96,76% do total do seu volume. No entanto, por apresentar a maior capacidade de reserva de energia hidráulica, o subsistema SE/






CO é o que causa maior preocupação. Este também teve aumento da EAR, 3,71%. Já os subsistemas NE e N reduziram a reserva hidráulica em 11,25% e 6,05%, respectivamente. Foi alcançado também o aumento de 1,06% no total de EAR na comparação ano a ano. Tal fato foi um marco para o ano já que é a primeira vez que conseguimos apresentar resultado positivo no total de EAR na comparação ano a ano em 2015. O alcance do patamar de EAR total pode ser acompanhado no Gráfico 4.1.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

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

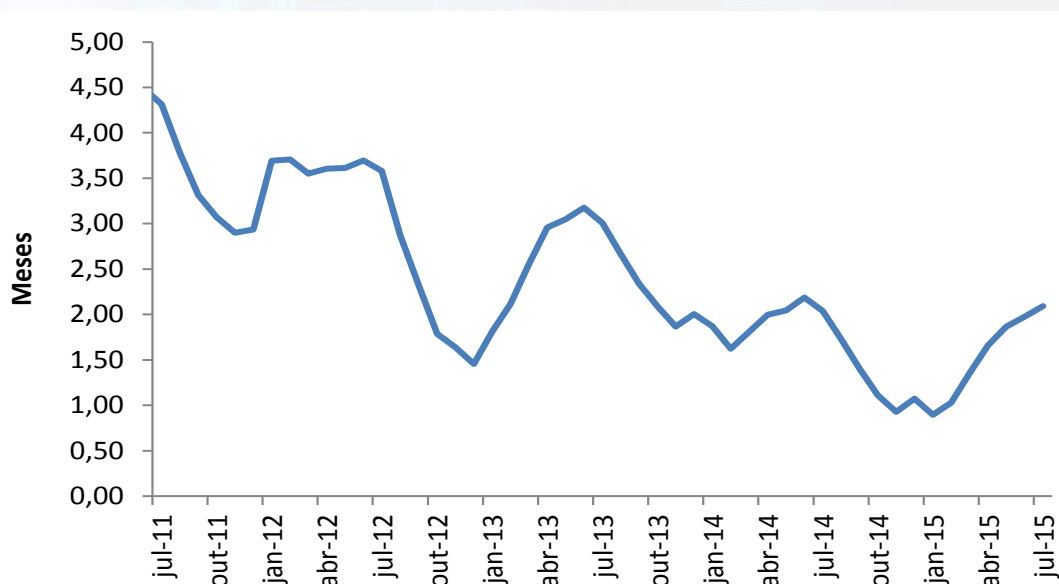
	jul-15	jul-15/jun-15	jul-15/jul-14	Tendências 12 meses	jun-15	jul-14
SE/CO	2,33	1,70%	12,00%		2,29	2,08
S	1,98	49,17%	10,17%		1,33	1,80
NE	1,29	-6,77%	-32,21%		1,38	1,90
N	2,23	-4,82%	-11,34%		2,34	2,52
Total	2,09	5,85%	2,62%		1,98	2,04

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Os Meses Equivalentes de Abastecimento – MEA refletem a quantidade de meses que os reservatórios dos subsistemas conseguem abastecer a carga do mês vigente. Devido à recuperação dos reservatórios, o MEA total aumentou 5,85% na comparação mensal e 2,62% na anual, alcançando aproximadamente 2 meses de abastecimento (Tabela 4.6). Com a decisão do governo de desligar as 21 termelétricas mais caras do SIN, não

se sabe se a recuperação será continuada. Apesar de um aumento significativo do MEA no subsistema S, este tem a capacidade de reserva de energia hidráulica muito inferior comparada à carga de energia do SIN. A maior capacidade de reserva está no subsistema SE/CO, seguido do NE, S e N. No Gráfico 4.2, podemos acompanhar o histórico de MEA total, observando que já alcançamos valores superiores a 4 meses em 2011.

Gráfico 4.2: Histórico de MEA



Mundo Contratual

Oferta

Tabela 4.7: Geração Total por Fonte (MWmed)²

	jun-15	jun-15/mai-15	jun-15/jun-14	Tendências 12 meses	mai-15	jun-14
Hidráulica > 30MW	35.767,18	-5,85%	-6,51%		37.989,53	38.255,72
Térmica a Gás	7.442,10	1,85%	8,86%		7.307,22	6.836,15
Térmica a Óleo	2.186,53	16,98%	27,27%		1.869,07	1.718,02
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	584,47	22,04%	5,36%		478,92	554,75
Térmica a Carvão Mineral	1.755,43	13,51%	0,78%		1.546,47	1.741,77
Térmica Nuclear	1.259,07	-8,94%	-28,41%		1.382,74	1.758,60
Total Térmica Convencional	13.227,59	5,11%	4,90%		12.584,42	12.609,29
Total Convencional	48.994,77	-3,12%	-3,68%		50.573,95	50.865,01
Eólica	2.215,89	9,16%	83,32%		2.029,97	1.208,76
Hidráulica CGH	80,41	5,85%	17,38%		75,97	68,51
Hidráulica PCH	2.464,64	-0,15%	3,11%		2.468,22	2.390,34
Térmica a Biomassa	3.746,77	20,55%	9,07%		3.108,13	3.435,17
Total Alternativa	8.507,71	10,74%	19,78%		7.682,28	7.102,78
Térmica - Outros	428,45	-4,82%	2,36%		450,16	418,56
Total	57.930,93	-1,32%	-0,78%		58.706,39	58.386,34

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

A geração total de energia continuou a cair em junho deste ano e teve o pior resultado dos últimos 12 meses. Foram gerados 57.931 MWmed, o que significa uma queda mensal de 1,32% e uma queda de 0,78% se comparado com o mesmo mês do ano passado.

A ENA em junho de 2015 foi menor do que no mês anterior, o que já era esperado, pois atualmente estamos no período seco do sistema. Sendo assim, a geração hidráulica teve uma queda mensal de 5,85% e anual de 6,51%, tendo gerado apenas 35.767 MWmed, o menor

² Térmica – Outros incluem térmica solar, fotovoltaica, térmicas a reação exotérmica e outros tipos de geração não convencionais.

valor para esta fonte nos últimos 12 meses.

A geração térmica convencional teve um aumento mensal de 5,11% e anual de 4,90%, impulsionada pelo aumento da geração por combustíveis fósseis, já que a geração nuclear também caiu no mesmo período de análise, 8,94% na comparação mensal e 28,41% na comparação anual, em função de parada programada da usina de Angra 1 entre maio e julho deste ano.

Mesmo com o aumento da geração térmica convencional, porém, a geração convencional total teve uma queda de 3,12% na comparação mensal e 3,68% na comparação ano a ano, atingindo o menor valor registrado no último ano.

Por outro lado, a geração alternativa total atingiu um novo recorde neste mês, superando o mês passado em 10,74%. A geração térmica a biomassa e a geração eólica também atingiram seu valor máximo para o último ano. A geração térmica a biomassa aumentou 20,55% em comparação com o mês anterior, e deverá se manter neste nível até outubro, por conta do período de colheita da cana de açúcar. Na comparação anual, a biomassa teve aumento de 9,07%, o que indica uma priorização desta fonte, que atingiu este ano a posição de 3ª maior capacidade instalada do país, depois apenas de hidrelétricas e térmicas a gás natural. A geração eólica também vem ganhando mais importância na matriz brasileira, e teve um aumento de 83,32% em relação a junho de 2014, e 9,16% em relação a maio deste ano.

Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

O déficit da geração das usinas hidrelétricas participantes do MRE permanece causando preocupações ao setor. No dia 18/08/2015 foi publicado, no Diário Oficial da União, a Medida Provisória 688 que dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico e institui uma bonificação pela outorga das usinas. A ideia é que as geradoras possam estender os contratos por até 15 anos para compensar as perdas financeiras deste ano.



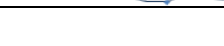
A Conta Centralizadora dos Recursos das Bandeiras Tarifárias ficará responsável em cobrir o risco hidrológico repactuado. Em contrapartida, os geradores devem cumprir com determinadas exigências e obrigações. O

aumento do período de concessão evita que o prejuízo seja repassado para o consumidor.

A Tabela 4.8 mostra a diferença entre a energia gerada e a garantia física das usinas do MRE, evidenciando as dificuldades das geradoras em honrar seus contratos no mercado regulado.

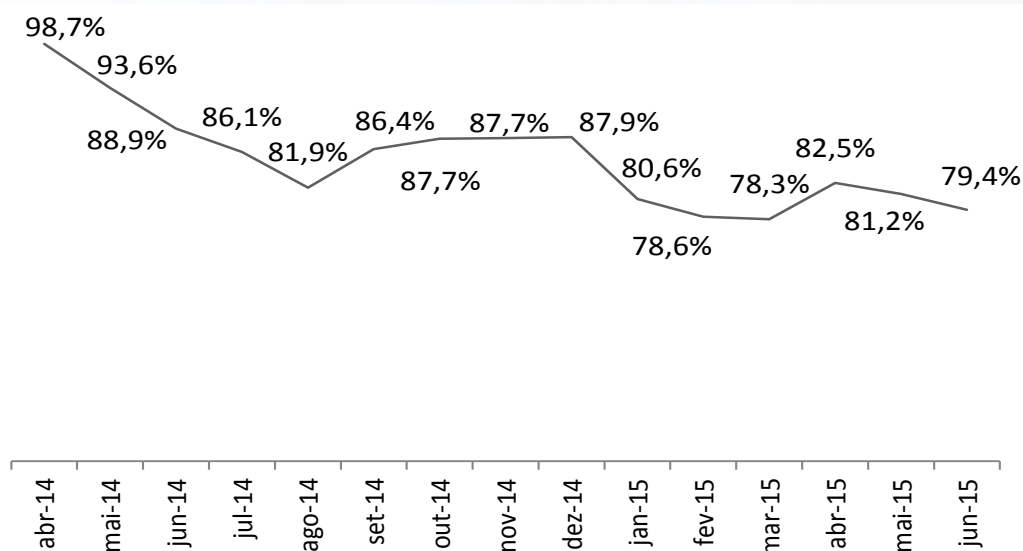
Ainda no contexto do déficit hidrológico das geradoras, o Gráfico 4.3 retrata a queda significativa do GSF ao longo dos últimos meses, e, principalmente, a partir de janeiro de 2015, quando atingiu 78,6%.

Tabela 4.8: Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

	jun-15	jun-15/mai-15	jun-15/jun-14	Tendências 12 meses	mai-15	jun-14
Energia Gerada (MW med)	37.713,82	-5,48%	-6,46%		39.899,46	40.316,94
Garantia Física (MW med)	47.526,29	-3,24%	4,75%		49.117,64	45.371,29
Geração/Garantia Física	0,794	-2,31%	-10,70%		0,812	0,889

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.

Leilões

Três leilões foram realizados no mês de agosto de 2015, dois de geração e um de transmissão³.

O Leilão A-3 foi realizado no dia 21/08, com o objetivo de contratar empreendimentos de geração de fonte hidrelétrica na modalidade por quantidade e eólica, termelétricas a biomassa e a gás natural na modalidade por disponibilidade, com início de suprimento em janeiro de 2018. Foram feitas reclamações por parte dos empreendedores a respeito dos preços iniciais, que, por serem considerados muito baixos, tiveram um deságio médio de apenas 2,04%. Foram contratados 28 empreendimentos, totalizando uma capacidade instalada de 669,5MW – da qual 76% são por fontes eólicas. O preço médio da energia contratada foi de R\$ 205,01/MWh para PCHs, R\$ 214,25/MWh para térmicas a biomassa, R\$ 211,11/MWh para térmicas a gás natural e R\$ 181,14/MWh para eólicas.

Depois do Leilão de Transmissão nº 007/2015, ocorrido no dia 17 de julho, a ANEEL pretende colocar em leilão

mais R\$ 35 bilhões em projetos de transmissão ainda neste ano. Para o Leilão de Transmissão de Energia Elétrica nº 001/2015, que acontecerá no dia 26/8, serão licitados 11 lotes com o potencial de investimentos de R\$ 7,7 bilhões, passando por 14 estados e com entrada em operação entre 2018 e 2019.

O 1º Leilão de Energia de Reserva irá acontecer no dia 28/08. O leilão visa à contratação de energia de reserva, na modalidade por quantidade, proveniente de empreendimentos de geração a partir da fonte solar fotovoltaica. O início de suprimento dos contratos será em 1º de agosto de 2017 e o prazo de suprimento será de 20 anos. O preço-teto será de R\$ 349/MWh e foram 382 projetos cadastrados.

E no dia 14 de agosto, o MME divulgou na Portaria 382/2015 que irá realizar mais um leilão A-5 no dia 29 de janeiro de 2016.





³ Os resultados do Leilão de Transmissão nº 001/2015 e do 1º Leilão de Energia de Reserva serão apresentados na próxima edição do Boletim de Conjuntura.

Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD

A previsão de vazões mais otimistas e a redução da carga prevista para o sistema em julho de 2015 levou à queda do PLD em todos os submercados. A Tabela 4.9

corroborar os fatos, e mostra que na região Sul a queda com relação ao mês de junho foi ainda mais expressiva.

Tabela 4.9: PLD Médio Mensal-Preços Reais (R\$/MWh)

	jul-15	jul-15/jun-15	jul-15/jul-14	Tendências 12 meses	jun-15	jul-14
SE/CO	240,08	-35,99%	-63,02%		375,04	649,18
S	205,97	-45,08%	-62,63%		375,04	551,19
NE	243,74	-35,01%	-62,45%		375,04	649,18
N	241,24	-35,68%	-62,84%		375,04	649,18

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Demanda

A Tabela 4.10 mostra que com relação ao mês de maio o consumo caiu 0,56% no setor residencial e 1,4% no comercial, mas na indústria houve um aumento no consumo de 2,02%. Já na comparação com o mesmo mês do ano anterior, o consumo total caiu 1,31%, puxado, principalmente, pela queda do consumo na região Sudeste.

De acordo com a Sondagem da Indústria de Transformação, publicada pelo IBRE⁴, o Índice de Confiança da Indústria (ICI) recuou 4,9% entre maio e junho, passando de 71,6 para 68,1 pontos, o menor nível de toda a série histórica da instituição. Além disso, o Nível de Utilização da Capacidade Instalada (NUCI) diminuiu 0,8 ponto percentual, entre maio e junho, passando de 79% para 78,2%, menor nível desde abril de 2009.

No mercado livre a redução da atividade econômica e a perda de competitividade da indústria brasileira se confirmaram na queda do consumo de energia tanto na comparação com o mês anterior (-3,06%) quanto na comparação com o mesmo mês do ano passado (-2,96%). Com relação aos resultados dos setores frente ao mês anterior, somente quatro deles apresentaram alta - Madeira, Papel e Celulose (+1,98%), Alimentícios (+0,7%), Serviços (+32,18%) e Transporte (+1,73%).
















De acordo com o Boletim de Carga do ONS⁵, além da queda da atividade econômica, o aumento das tarifas de energia elétrica levou a um reposicionamento dos agentes, principalmente nos subsistemas Sudeste/Centro Oeste e Sul.

⁴ IBRE, FGV. Sondagem da Indústria de Transformação, Índice de Confiança da Indústria. Junho de 2015.

Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/main.jsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92E5C726666F>. Acesso em: 19/08/2015

⁵ Operador Nacional do Sistema (ONS). Boletim de Carga Mensal – Junho/2015. Disponível em: http://www.ons.org.br/download/sala_imprensa/Boletim_Mensal-jun-2015_final.pdf. Acesso em: 19/08/2015.















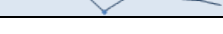

Tabela 4.10: Consumo por Classe e Subsistema (MWmed)

		jun-15	jun-15/mai-15	jun-15/jun-14	Tendências 12 meses	mai-15	jun-14
Sistemas Isolados	Residencial	209,98	0,73%	1,55%		208,45	206,78
	Industrial	20,65	2,88%	-5,68%		20,07	21,89
	Comercial	83,24	4,03%	3,04%		80,02	80,79
	Outros	114,46	4,82%	5,07%		109,20	108,94
	Total	428,33	2,54%	2,37%		417,74	418,40
N	Residencial	922,39	6,18%	0,66%		868,70	916,34
	Industrial	1.787,33	4,31%	-5,77%		1.713,49	1.896,79
	Comercial	505,90	4,02%	0,03%		486,36	505,73
	Outros	452,45	4,57%	0,53%		432,67	450,06
	Total	3.668,07	4,77%	-2,68%		3.501,22	3.768,92
NE	Residencial	2.608,69	-2,18%	4,54%		2.666,77	2.495,32
	Industrial	2.683,49	0,56%	3,53%		2.668,55	2.591,87
	Comercial	1.433,79	-2,65%	5,70%		1.472,79	1.356,49
	Outros	1.535,15	1,98%	3,30%		1.505,32	1.486,17
	Total	8.261,11	-0,63%	4,18%		8.313,43	7.929,85
SE/CO	Residencial	8.228,09	-1,85%	-2,10%		8.382,79	8.404,52
	Industrial	11.491,31	1,65%	-4,23%		11.305,15	11.999,39
	Comercial	6.013,26	-2,20%	-0,34%		6.148,68	6.033,50
	Outros	4.373,91	3,77%	-2,60%		4.214,97	4.490,56
	Total	30.106,58	0,18%	-2,66%		30.051,60	30.927,96
S	Residencial	2.213,79	3,67%	-3,99%		2.135,45	2.305,71
	Industrial	3.653,80	3,20%	-1,87%		3.540,52	3.723,54
	Comercial	1.632,87	0,89%	4,02%		1.618,40	1.569,81
	Outros	1.660,36	-5,70%	-0,31%		1.760,68	1.665,57
	Total	9.160,83	1,17%	-1,12%		9.055,05	9.264,64
Total	Residencial	14.182,93	-0,56%	-1,02%		14.262,16	14.328,67
	Industrial*	19.636,58	2,02%	-2,95%		19.247,77	20.233,48
	Comercial	9.669,07	-1,40%	1,29%		9.806,25	9.546,32
	Outros	8.136,34	1,41%	-0,79%		8.022,85	8.201,30
	Total	51.624,91	0,56%	-1,31%		51.339,03	52.309,77

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE.

* Cativo + livre

Tabela 4.11: Consumo por Ramo de Atividade no Mercado Livre (MWmed)

	jun-15	jun-15/mai-15	jun-15/jun-14	Tendências 12 meses	mai-15	jun-14
Metalurgia e Produtos de Metal	2.732,38	-5,32%	-5,66%		2.885,97	2.896,34
Químicos	1.600,34	-5,85%	-1,51%		1.699,69	1.624,87
Minerais Não Metálicos	855,16	-2,25%	-13,20%		874,83	985,19
Madeira, Papel e Celulose	935,10	1,98%	1,42%		916,98	922,03
Manufaturados Diversos	780,48	-4,19%	-5,24%		814,61	823,64
Alimentícios	810,05	0,70%	0,35%		804,44	807,20
Veículos	481,72	-5,45%	-11,23%		509,46	542,67
Serviços	669,62	32,18%	24,84%		506,61	536,36
Extração de Minerais Metálicos	578,90	-22,32%	-5,01%		745,24	609,44
Têxteis	411,68	-2,80%	0,67%		423,55	408,95
Comércio	217,45	-3,44%	-1,16%		225,18	219,99
Transporte	198,79	1,73%	0,84%		195,40	197,14
Bebidas	114,42	-1,92%	-7,15%		116,66	123,22
Saneamento	108,85	-0,93%	-13,56%		109,87	125,93
Telecomunicações	102,40	-1,33%	4,66%		103,78	97,84
Total Geral	10.597,32	-3,06%	-2,96%		10.932,26	10.920,79

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE.

Tarifas de Energia Elétrica

No período em estudo, foram realizados três reajustes tarifários de concessionárias de distribuição que atendem o interior de Santa Catarina – Cooperativa Aliança (7,56%), Empresa Força e Luz Urussanga (7,19%) e Empresa Força e Luz João Cesa (7,64%). Além destas foi realizado o reajuste tarifário da Empresa Luz e Força Santa Maria (+4,18%), Celesc Distribuição (+3,61%), Jari Celulose, Papel e Embalagens (+5,75%),

Iguaçu Distribuidora (+15,78%), Espírito Santo Centrais Elétricas (+2,04%) e a revisão tarifária da CELPA (+7,47%), vigorando desde 07/08/2015.

Cabe destacar também a aprovação do reajuste tarifário da concessionária de distribuição Força e Luz Coronel Vivida vigorando desde 26/08/2015.

Tabela 4.12: Reajuste Tarifário

Sigla	Concessionária	Estado	Reajuste	Vigência
JARI	Jari Celulose, Papel e Embalagens S.A.	PA	5,75%	07/08/2015 até 06/08/2016
CELESC-DIS	Celelesc Distribuição S.A.	SC	3,61%	07/08/2015 até 06/08/2016
ESELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A.	ES	2,04%	07/08/2015 até 06/08/2016
IENERGIA	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	SC	15,78%	07/08/2015 até 06/08/2016
ELFSM	Empresa Luz e Força Santa Maria S.A.	ES	4,18%	15/08/2015 até 14/08/2016
EFLUC	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda.	SC	7,64%	14/08/2015 até 13/08/2016
COOPERALIANÇA	Cooperativa Aliança	SC	7,56%	14/08/2015 até 13/08/2016
EFLUL	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda.	SC	7,19%	14/08/2015 até 13/08/2016
FORCEL	Força e Luz Coronel Vivida Ltda	PR	19,47%	26/08/2015 até 25/08/2016

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

As tabelas a seguir destacam os próximos reajustes que serão contemplados na próxima edição do Boletim de Conjuntura, e a única Revisão Tarifária Periódica do período estudado. Cabe ressaltar que está na pauta de discussão dos

agentes a redução da bandeira vermelha de R\$5,50 para R\$ 4,50 por cada 100 KWh consumidos. A audiência publica promovida pela ANEEL com o objetivo de receber contribuições para alteração da bandeira vermelha, está detalhada no anexo deste boletim.

Tabela 4.13: Próximos Reajustes

Sigla	Concessionária	Estado	Data
CEB-DIS	CEB Distribuição S/A	DF	26/8
ELEKTRO	Elektro Eletricidade e Serviços S/A.	SP	27/8
CEAL	Companhia Energética de Alagoas	AL	28/8
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão	MA	28/8
CEPISA	Companhia Energética do Piauí	PI	28/8
EPB	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A. (ex-SAELPA)	PB	28/8
CELG-D	Celg Distribuição S.A.	GO	12/9
CHESP	Companhia Hidroelétrica São Patrício	GO	12/9

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Tabela 4.14: Revisão Tarifária Periódica

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Revisão Tarifária	Data
CELPA	Centrais Elétricas do Pará S/A.	PA	7,47%	07/08/2015

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

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.	
	Etapas		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.	
	Etapas		Data
	Publicação do pré-edital e da minuta do contrato de concessão		12/06/2015
	Início do prazo para preenchimento do formulário de inscrição,		12/06/2015
	Disponibilização do pacote de dados técnicos ¹		12/06/2015
	Prazo final para contribuições ao pré-edital e à minuta do		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,		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)		08/10 a 13/10/2015
Setor Elétrico (Leilões)	Objeto	Leilão de Transmissão de Energia Elétrica 001/2015	
	Descrição	Licitação para a concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica, incluindo a construção, operação e manutenção das instalações de transmissão do sistema interligado nacional.	
	Etapas		Data
	Publicação do Edital		20/07/2015
	Realização		26/08/2015
	Objeto	Leilão A-3 2015	
	Descrição	Compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, a partir das fontes hidráulica, eólica e térmica a biomassa ou gás natural, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com início de suprimento em 1º de janeiro de 2018.	
	Etapas		Data
	Publicação do Edital		21/07/2015
	Realização		21/08/2015
	Objeto	1º Leilão de Energia de Reserva	
	Descrição	Serão negociados Contratos de Energia de Reserva (CER), na modalidade por quantidade para empreendimentos de geração a partir da fonte solar fotovoltaica. O início de suprimento dos contratos será em 1º de agosto de 2017 e o prazo de suprimento será de 20 anos.	
	Etapas		Data
	Publicação do Edital		28/07/2015
	Realização		28/08/2015
	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		16/09/2015 (previsto)
	Realização		16/10/2015 (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.	

Setor Elétrico (Audiências Públicas)	Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 054/2015, publicado no DOU de 19/08/2015, seção 3, página 133	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da minuta do Edital e respectivos Anexos do Leilão nº 12/2015 - ANEEL, denominado Leilão de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de alocação de Cotas de Garantia Física e Potência, nos termos da Lei nº 12.783/2013, com a redação dada pela Medida Provisória nº 688/2015.	
		Edital do Leilão publicado no site do ANEEL	
	Etapas	Data	
	Prazo para recebimento de contribuição	De 19/08/2015 a 18/09/2015	
	Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 053/2015, publicado no DOU de 14/08/2015, seção 3, página 122	
	Descrição	Obter subsídios para adequação do sistema de Bandeiras Tarifárias.	
		Nota Técnica nº 212/2015 - SGT/ANEEL	
	Etapas	Data	
	Prazo para recebimento de contribuição	de 14/08/2015 a 24/08/2015	
	Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 051/2015, publicado no DOU de 06/08/2015, seção 3, página 149	
	Descrição	Obter subsídios para aprimoramento da minuta do Edital e respectivos anexos do Leilão de Transmissão nº 05/2015 - ANEEL, destinado a promover a contratação de concessões de serviço público de transmissão de energia elétrica.	
		Nota Técnica nº 03/2015 - CEL - SCT/ANEEL	
	Etapas	Data	
	Prazo para recebimento de contribuição	de 06/08/2015 a 31/08/2015	
Setor Elétrico (Audiências Públicas)	Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 049/2015, publicado no DOU de 05/08/2015, seção 3, página 120	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de alteração da sistemática de reembolso da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC.	
		Nota Técnica 074/2015 - SRG ANEEL	
	Etapas	Data	
	Prazo para recebimento de contribuição	de 05/08/2015 a 14/08/2015	
	Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 034/2015, publicado no DOU de 03/06/2015, seção 3, página 123	
	Descrição	Obter subsídios de aprimoramento da minuta do edital e respectivos anexos do Leilão nº 08/2015, denominado 1º Leilão de Energia de Reserva de 2015, destinado à contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração a partir da Fonte Solar Fotovoltaica, com início de suprimento em 1 de agosto de 2017	
		Edital do Leilão publicado no site do ANEEL	
	Etapas	Data	
	Prazo para recebimento de contribuição	De 03/06/2015 a 03/07/2015	
Setor Elétrico (Audiências Públicas)	Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 032/2015, publicado no DOU de 28/05/2015, seção 3, página 112	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais para a discussão conceitual do "Generation Scaling Factor" (GSF)	
		Nota Técnica nº 38/2015 - SRG-SRM/ANEEL	
	Etapas	Data	
	Prazo para recebimento de contribuição	De 28/05/2015 a 26/06/2015*	
	Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 033/2015, publicado no DOU de 28/05/2015, seção 3, página 112	
	Descrição	Obter subsídios para emissão de normativo que disciplina os procedimentos para prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico, com revisão das atuais Resoluções nº 265, de 10 de junho de 2003, e nº 330, de 26 de agosto de 2008, e a consolidação dos normativos	
		Nota Técnica nº 40/2015 - SRG/ANEEL	
	Etapas	Data	
	Prazo para recebimento de contribuição	De 28/05/2015 a 06/07/2015	
	Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 034/2015, publicado no DOU de 2/06/2015, seção 3, página 123	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da minuta do Edital e respectivos anexos do Leilão nº 08/2015 - ANEEL, o 1º Leilão de Energia de Reserva de 2015, destinado a contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração a partir de Fonte Solar Fotovoltaica, com início de suprimento em 1º de agosto de 2017, de acordo com a Portaria MME 69/2015.	
	Etapas	Data	
	Prazo para recebimento de contribuição	De 03/06/2015 a 03/07/2015	
	Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 036/2015, publicado no DOU de 03/06/2015, seção 3, página 123	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento dos requisitos e procedimentos atinentes à obtenção e à manutenção de autorização para comercializar energia no Sistema Interligado Nacional - SIN.	
		Nota Técnica nº 40/2015 - SRG/ANEEL	
	Etapas	Data	
	Prazo para recebimento de contribuição	De 03/06/2015 a 03/07/2015	
	Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 037/2015, publicado no DOU de 05/06/2015, seção 3, página 110	
	Descrição	Obter subsídios para a revisão dos procedimentos de acesso ao sistema de distribuição por meio de conexão a instalações de propriedade da distribuidora.	
		Nota Técnica nº 24/2015 - SRD/ANEEL	
	Etapas	Data	
	Prazo para recebimento de contribuição	De 05/06/2015 a 04/09/2015	
	Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 039/2015, publicado no DOU de 10/06/2015, seção 3, página 89	
	Descrição	Obter subsídios às propostas de alteração nas Regras de Comercialização de Energia Elétrica - REGRAS, apresentadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.	
		Nota Técnica nº 83/2015 - SRM ANEEL	
	Etapas	Data	
	Prazo para recebimento de contribuição	De 11/06/2015 a 13/07/2015	

* A AP nº 32/2015, com o objetivo de promover a discussão conceitual so GSF, teve o prazo de envio de contribuições prorrogado de 26/06 para 06/07.

Setor Elétrico (Consultas Públicas)	Objeto	ANEEL - Consulta Pública nº 005/2015 publicado no DOU em 11/06/2015	
	Descrição	Obter subsídios para para a proposta de revisão dos Procedimentos de Comercialização - PDCs: 3.3 - Sazonalização e Revisão da Sazonalização da Garantia Física; 3.5 - Reajuste da receita de Venda; 7.3 Cessão de Energia de Reserva e 5.3 - Conta Bandeiras.	
		NT nº 87/2015 - SEM/ANEEL	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		13/07/2015
	Objeto	ANEEL - Consulta Pública nº 006/2015 publicado no DOU em 15/06/2015	
	Descrição	Receber contribuições da sociedade sobre a situação atual das informações apresentadas na fatura de energia elétrica e discutir possíveis aprimoramentos da regulamentação	
		NT nº 34/2015 - SEM/ANEEL	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		28/09/2015



FGV ENERGIA

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

Mantenedores:

